



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOÃO PAULO MONTEIRO LOPES

**ESTUDO COMPARATIVO DE PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:
ANÁLISE ENTRE DIFERENTES CONSIDERAÇÕES DE MODELAGEM DOS
ELEMENTOS DA REDE UTILIZANDO O OPENDSS**

FORTALEZA

2023

JOÃO PAULO MONTEIRO LOPES

ESTUDO COMPARATIVO DE PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:
ANÁLISE ENTRE DIFERENTES CONSIDERAÇÕES DE MODELAGEM DOS
ELEMENTOS DA REDE UTILIZANDO O OPENDSS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira
Melo.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

L853e Lopes, João Paulo Monteiro.
Estudo comparativo de perdas técnicas em redes de distribuição : análise entre diferentes considerações de modelagem dos elementos da rede utilizando o OpenDSS / João Paulo Monteiro Lopes. – 2023.
121 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

1. OpenDSS. 2. Fluxo de potência. 3. Perdas técnicas. I. Título.

CDD 621.3

JOÃO PAULO MONTEIRO LOPES

ESTUDO COMPARATIVO DE PERDAS TÉCNICAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:
ANÁLISE ENTRE DIFERENTES CONSIDERAÇÕES DE MODELAGEM DOS
ELEMENTOS DA REDE UTILIZANDO O OPENDSS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro de Tecnologia da Universidade Federal
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 11/12/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng.º Rafael Jucá Sancho Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dedico este trabalho aos meus pais, que investiram tempo e recursos para meu crescimento pessoal e profissional. À minha avó, pelos sábios conselhos. À minha querida esposa, pelo apoio incondicional nestes anos de estudo. À minha filha, Júlia, que tem um sorriso inigualável. Aos meus irmãos, Pedro e Luciana, pela motivação e confiança.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a Deus por essa grande conquista, pois Ele sempre tem me abençoado em todas as atividades que empreendo.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer a meus pais, Lúcia de Fátima e Francisco Lopes pela dedicação e empenho aos longos desses anos, cultivando em mim o senso de responsabilidade, trabalho e honestidade.

À minha querida esposa, Ana Maria, que torna a minha vida mais completa e especial. Ela dá o toque de bom gosto e refinamento nas minhas ações.

À minha filha, Júlia, que trouxe mais alegria e encanto para nossas vidas

Aos meus irmãos, Luciana e Pedro, que sempre estiveram ao meu lado, ouvindo meus projetos e apoiando meus sonhos.

À minha saudosa bisavó que, em seu quartinho, guardava guloseimas para mim durante minha infância e juventude.

À minha avó, por ser minha melhor amiga e conselheira, uma mulher inigualável e guerreira, cuja força marcou a história de nossa família.

A meu tio e padrinho Edilberto por ter me auxiliado em diversos momentos da minha vida e aos demais familiares, tios, tias, primos e cunhados que torcem pela minha vitória.

Ao meu amigo John Alisson pela amizade e pela parceria durante as disciplinas do curso, principalmente, quando estudamos Circuitos I e na modelagem do OpenDSS dos nossos TCCs.

Ao meu amigo, Cesár Ribeiro, por contribuir desafiando-me em novas possibilidades no empreendedorismo.

Aos meus amigos, Davi e Naum, pelos bons momentos no ENEEEL de 2015 em Paulo Afonso, na Bahia, onde tivemos visitas técnicas, trilhas e confraternizações dos estudantes.

Aos meus amigos Mateus, Rayane, Pedro Paulo, Carlos, Janderson e Osmar pela ajuda recíproca nas disciplinas (Eletromagnetismo, Sinais e Sistemas e Controle) e pelos momentos de conversa e descontração, tornando a rotina do curso mais leve.

À minha amiga Raíssa Nobre pela ajuda mútua em Circuitos II, em que nos auxiliávamos na elaboração dos relatórios.

Ao meu amigo Rafael Jucá pela bondade de participar da banca do meu TCC.

Ao meu amigo Ari pelo companheirismo durante esses longos anos na UFC e por sempre me convidar para os churrascos em sua casa.

Ao meu amigo Lucas Menezes pelo apoio moral mútuo nas disciplinas finais do curso, principalmente, em instalações prediais, cujo projeto nos exigiu muito esforço e atenção aos inúmeros detalhes.

Ao meu amigo, Felipe Vasconcelos, pela amizade e ajuda na disciplina de Controle Adaptativo.

Ao meu amigo Patrick, campeão cearense de tiro esportivo, pelas aulas no Clube de Tiro Sniper, momento bem marcante.

Ao meu Amigo Isaac pelo apoio durante os momentos mais complicados do curso e pelas conversas de empreendedorismo.

Ao meu amigo Ermeson pela amizade e parceria na disciplina de microprocessadores, principalmente, na segunda etapa com o EMU8086.

Agradeço aos demais amigos e colegas do curso que, direta ou indiretamente, ajudaram-me como a Juliana Alencar e o Wesley Barata.

Ao meu orientador, Prof. Lucas Silveira, pela dedicação em instruir-me na modelagem do meu TCC e pela inspiração na área de programação em Python.

Ao Prof. Dr. Demercil Souza pelos ensinamentos durante a Monitoria de Eletrônica Analógica e de Potência no DEE-UFC.

Ao meu professor, Raimundo Furtado, primeiramente, pela aulas de Proteção e Análise de Sistemas elétricos de Potência e por participar da banca do meu TCC.

Aos meus professores Sérgio Daher, Domenico, Fantunes, Ruth, Morgana Barata e prof Abraão pelos ensinamentos.

À ex-secretária do DEE-UFC, M.a Adely Ribeiro, pelo auxílio nas demandas que precisei durante o curso.

À minha querida sogra, Dona Fátima (in memoriam), por todo amor e apoio durante meu namoro, noivado e casamento.

Ao meu primo, Eglee Ribeiro (in memoriam), pelo companheirismo e lealdade durante nossa juventude.

Ao meu amigo, Edilson Luduvino (in memoriam), pela grande amizade iniciada na ETUFOR.

"Creio firmemente em uma lei de compensação.
As verdadeiras recompensas são sempre
proporcionais ao esforço e aos sacrifícios
feitos" (Nikola Tesla)

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo comparativo de perdas técnicas em um sistema de distribuição de energia em Média Tensão Média Tensão (MT), por meio do software OpenDss, no alimentador CCA01C3 localizado em Caucaia e regiões imediatamente adjacentes. Como é sabido, a ANEEL tem buscado o aprimoramento do método de cálculo de perdas na distribuição no intuito não só de subsidiar a determinação do nível de perdas (técnicas e não técnicas) como também uniformizar o procedimento de cálculo e reduzir a assimetria. Os dados reais do alimentador foram disponibilizados pela ENEL Ceará com a identificação dos elementos como linhas, transformadores, chaves seccionadoras, reguladores de tensão e banco de capacitores. Além disso, foram utilizados o banco de dados do BDGD, com o auxílio do software QGIS, para análise dos dados do alimentador. Com base na simulação do OpenDss, adotou-se dois modelos comparativos: o primeiro baseou-se na metodologia de cálculo com impedância de sequência positiva ($R1$ e $X1$), estipulada pela ANEEL. Nessa etapa, a simulação contemplou a inserção de banco de capacitores, regulador de tensão e resistências de aterramento; o segundo modelo, por sua vez, baseou-se na geometria dos condutores, em que foram analisadas duas estruturas da rede aérea de Média Tensão de condutores , N1 e B1, cuja avaliação considerou as perdas isoladamente e em conjunto. A partir das simulações implementadas, considerando a inserção dos elementos para regular o perfil de tensão e o fator de potência e a comparação com o segundo modelo, constatou-se que o nível de perdas técnicas foi relativamente próximo, variando de 3,64 a 6,51%. Portanto, neste estudo comparativo, a modelagem dos parâmetros de linhas por meio da impedância de sequência positiva representou um modelo mais efetivo para o cálculo das perdas técnicas.

Palavras-chave: OpenDSS; Fluxo de Potência; Perdas Técnicas.

ABSTRACT

The present work aims to carry out a comparative study of technical losses in a Medium Voltage power distribution system, using the OpenDss software, on the CCA01C3 feeder located in Caucaia and immediately adjacent regions. As is known, ANEEL has sought to improve the method for calculating distribution losses with the aim of not only supporting the determination of the level of losses (technical and non-technical) but also standardizing the calculation procedure and reducing asymmetry. The actual feeder data was made available by ENEL Ceará with the identification of elements such as lines, transformers, disconnecting switches, voltage regulators and capacitor banks. Furthermore, the BDGD database was used, with the help of QGIS software, to analyze the feeder data. Based on the OpenDss simulation, two comparative models were adopted: the first was based on the calculation methodology with positive sequence impedance ($R1$ and $X1$), stipulated by ANEEL. At this stage, the simulation included the insertion of a capacitor bank, voltage regulator and grounding resistances; the second model, in turn, was based on the geometry of the conductors, in which two structures of the Medium Voltage overhead network of conductors were analyzed, N1 and B1, whose evaluation considered the losses separately and together. From the simulations implemented, considering the insertion of elements to regulate the voltage profile and power factor and the comparison with the second model, it was found that the level of technical losses was relatively close, varying from 3.64 to 6.51%. Therefore, in this comparative study, modeling line parameters using positive sequence impedance represented a more effective model for calculating technical losses.

Keywords: OpenDSS; Power Flow; Technical Losses.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz energética brasileira	21
Figura 2 – Consumo final energético por fonte no Brasil	22
Figura 3 – Perdas técnicas e não técnicas da ENEL	23
Figura 4 – Sistema de Transmissão	26
Figura 5 – Perdas sobre a Energia Injetada (2020)	28
Figura 6 – Perdas no Brasil	29
Figura 7 – Perdas por região geográfica	30
Figura 8 – Benchmark	31
Figura 9 – Fasores de Sequência Positiva	33
Figura 10 – Fasores de Sequência Negativa	33
Figura 11 – Fasores de Sequência Zero	33
Figura 12 – Soma das componentes simétricas	33
Figura 13 – Equacionamento dos fasores	34
Figura 14 – Índice numérico	34
Figura 15 – Índice de sinal	34
Figura 16 – Resistência de um condutor metálico em função da temperatura	36
Figura 17 – Fórmula de Carson	41
Figura 18 – Condutores e imagens	41
Figura 19 – Propriedades	42
Figura 20 – Barra com N nós	44
Figura 21 – Terminal	45
Figura 22 – Elemento de Transporte de Energia	45
Figura 23 – Elemento de conversão de Energia	46
Figura 24 – <i>New Line</i> - exemplo de linha de comando em que o verbo interage com os Elementos Elétricos	48
Figura 25 – <i>Set</i> - exemplo de linha de comando em que o verbo não interage com os Elementos Elétricos	48
Figura 26 – Principais verbos	49
Figura 27 – Exemplo de linecode	53
Figura 28 – Definição do objeto Capacitor	56
Figura 29 – Ciclo iterativo de solução no OpenDSS	58

Figura 30 – Elemento Solve	58
Figura 31 – Vista superior do CCA01C3	61
Figura 32 – Visão aérea do Alimentador	62
Figura 33 – Linha de visão dos trechos	62
Figura 34 – Medição de um trecho	63
Figura 35 – Base de Dados Geográfica da Distribuidora	64
Figura 36 – Quantum GIS (QGIS)	65
Figura 37 – Alimentador CCA01C3 no QGIS	66
Figura 38 – Estrutura N1 - ENEL Ceará	67
Figura 39 – Dimensionamento N1 - ENEL Ceará	68
Figura 40 – Estrutura B1 - ENEL Ceará	68
Figura 41 – Dimensionamento B1 - ENEL Ceará	69
Figura 42 – Georreferenciamento do Alimentador CCA01C3 no OpenDSS	70
Figura 43 – Perfil de tensão do alimentador CCA01C3	71
Figura 44 – Perdas do alimentador por horário	72
Figura 45 – Curva de carga - Potência ativa	72
Figura 46 – Curva de carga - potência reativa	73
Figura 47 – Perdas linhas x transformadores	74
Figura 48 – Perfil de tensão - 09h	74
Figura 49 – Perfil de tensão - 15h	75
Figura 50 – Perfil de tensão - 18h	75
Figura 51 – Perfil de tensão - 21h	76
Figura 52 – Perfil de tensão - 24h	76
Figura 53 – Perdas com a inserção de banco de capacitores	77
Figura 54 – Perdas linhas x transformadores com banco de capacitor	78
Figura 55 – Perdas com banco de capacitores e de resistências de aterramento	78
Figura 56 – Perdas com banco de capacitores, reguladores e resistências de aterramento	79
Figura 57 – Perdas linhas x transformador com banco de capacitor e resistências de aterramento	79
Figura 58 – Comparativo de perdas entre linhas e transformadores	80
Figura 59 – Perdas assimétricas do CCA01C3	81
Figura 60 – Perfil de tensão final - Sequência Positiva	82

Figura 61 – Perfil de tensão final - Geometria dos Condutores 83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perdas técnicas e não técnicas da ENEL	28
Tabela 2 – Código do elemento transformador	50
Tabela 3 – Tabela de Barras	52
Tabela 4 – Perfil de tensão mínima em pu	75
Tabela 5 – Tabela de Bancos de Capacitores	77
Tabela 6 – Percentual de perdas por <i>models</i>	81
Tabela 7 – Perdas do modelo geométrico	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
DLL	Dynamic Link Library
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
LT	Linha de Transmissão
MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
REHs	Resoluções Homologatórias
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

A_e	Área efetiva da antena
B	Largura de faixa em que o ruído é medido em Hertz
d	Distância em metros
E	Campo elétrico
FA	Fator da antena
Gr	Ganho de recepção
h	Altura efetiva ou comprimento efetivo de uma antena
I	Corrente elétrica
k	Constante de Boltzmann's
K	Eficiência de irradiação
M	Variação do patamar de ruído em função da RBW
N	Condutor de neutro
NF	Figura de ruído
N_i	Potência do ruído na entrada
N_o	Potência do ruído na saída
P	Potência
R	Resistência
S_i	Potência do sinal na entrada
S_o	Potência do sinal na saída
t	Tempo
V	Tensão
Z_L	Impedância da antena
Z_o	Impedância de referência (50Ω)
λ	Comprimento de onda
Γ	Coefficiente de reflexão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	História da eletricidade	19
1.2	Matriz Energética Brasileira	20
1.3	Motivação e Justificativa	22
1.4	Objetivo geral	23
1.5	Objetivos específicos	24
1.6	Estrutura do Trabalho	24
2	FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	Introdução	25
2.2	Sistema Elétrico Brasileiro	25
2.3	Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST	26
2.4	Classificação das Perdas	27
2.4.1	<i>Perdas Técnicas</i>	27
2.4.2	<i>Perdas Não Técnicas</i>	27
2.5	Perdas no Brasil	29
2.6	COMPONENTES SIMÉTRICOS	31
2.6.1	<i>Introdução</i>	32
2.6.2	<i>Fasores assimétricos por componentes simétricos</i>	32
2.7	IMPEDÂNCIA EM SÉRIE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	35
2.7.1	<i>Linha de Transmissão</i>	35
2.7.2	<i>Resistência</i>	36
2.7.3	<i>Indutância</i>	37
2.7.4	<i>Capacitância em Linhas de Transmissão</i>	38
2.7.5	<i>Condutância em Linhas de Transmissão</i>	39
2.7.6	<i>Impedância em série em linhas aéreas</i>	40
3	O SOFTWARE OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR - OPENDSS	43
		43
3.1	Introdução	43
3.2	Open Distribution System Simulator (OpenDSS)	43
3.3	Classes de Elementos	44

3.3.1	<i>Barras</i>	44
3.3.2	<i>Terminal</i>	45
3.3.3	<i>Elementos de Transporte de Energia (PD)</i>	45
3.3.4	<i>Elementos de Conversão de Energia (PC)</i>	46
3.3.5	<i>Modelos de elementos de carga</i>	46
3.3.6	<i>Elementos de Suporte</i>	47
3.3.7	<i>Sintaxe de Programação do OpenDSS</i>	48
3.3.8	<i>Circuit</i>	49
3.3.9	<i>Transformer</i>	50
3.3.10	<i>Line</i>	51
3.3.11	<i>Load</i>	51
3.3.12	<i>Buscoords</i>	52
3.3.13	<i>LoadShape</i>	52
3.3.14	<i>Linecode</i>	53
3.3.15	<i>LineGeometry</i>	54
3.3.16	<i>LineSpacing</i>	54
3.3.17	<i>Capacitor</i>	55
3.3.18	<i>CapControl</i>	55
3.3.19	<i>Monitor</i>	56
3.3.20	<i>Solve</i>	57
3.3.21	<i>Export</i>	58
3.3.22	<i>Considerações Finais</i>	59
4	METODOLOGIA	60
4.1	Coleta de Dados e Parâmetros do Sistema	61
4.2	Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD	63
4.3	Quantum GIS - QGIS	64
4.4	Abordagens: Impedância de Sequência Positiva e Análise Geométrica dos condutores	65
4.5	Configuração N1	67
4.6	Configuração B1	68
5	RESULTADOS	70
5.1	Georreferenciamento do Alimentador CCA01C3	70

5.2	Análise das perdas técnicas com impedância de sequência positiva . . .	71
5.2.1	<i>Perdas no alimentador por período</i>	72
5.2.2	<i>Perdas nas linhas e nos transformadores</i>	73
5.2.3	<i>Perdas no alimentador com a inserção de banco de capacitores</i>	76
5.2.4	<i>Perdas no alimentador com a inserção de banco de capacitores e de resis- tências de aterramento</i>	78
5.2.5	<i>Análise dos modelos de carga (P, I, Z e ZIP)</i>	80
5.3	Análise das perdas técnicas com geometria dos condutores	81
5.4	Comparativo de perdas entre o modelo de sequência positiva e o modelo de geometria dos condutores	81
6	CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	84
6.1	Conclusão	84
6.2	Sugestões para trabalhos futuros	86
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 História da eletricidade

Na história da humanidade, a origem da eletricidade remonta à Antiguidade quando na Grécia, no século VI a.C., o filósofo Thales de Mileto, ao descobrir uma resina vegetal fóssil petrificada, o âmbar, esfrega-o em um pedaço de lã, em que pôde observar a atração de objetos como fragmentos de palhas, de madeira e penas (USP, 2005).

A partir desta observação, iniciou-se os trabalhos de uma nova área de pesquisa. Etimologicamente, âmbar, no grego, *élektron*, significa eletricidade. No século XVII, foram iniciadas pesquisas mais sistemáticas sobre a eletrificação por Otto Von Guericke, físico alemão, notabilizado pelo estudo do vácuo e da eletrostática. Após, comprovar que o vácuo existia, Otto, em 1672, inventa uma máquina eletrostática que gera carga elétricas, em que uma esfera de enxofre ao ser girada era friccionada em sua mão, atrito este que acumulava eletricidade estática, que podia ser descarregada em forma de faíscas.

Por volta de 1730, o físico inglês Stephen Gray, descobriu que era possível eletrizar corpos por contato, ao encostar um corpo eletrizado em um corpo neutro. Por meio de tal observação, ele percebeu que alguns materiais conduzem energia com menor e maior eficiência, e, posteriormente, denominou-os como condutores e isolantes elétricos (ANJOS, 2022).

Mais adiante, o químico francês Charles François de Cisternay du Fay descobriu a distinção entre eletricidade positiva e negativa, descrevendo pela primeira vez a existência da atração e repulsão de cargas elétricas, em 1733. O fenômeno da repulsão foi detalhado ao se observar que em certas circunstâncias alguns objetos eram atraídos, e outros se repeliam, definindo duas espécies distintas de eletricidade, a saber, por vítrea (carga positiva) e resinosa (carga negativa) (USP, 2005).

Esse postulado foi comprovado por volta de 1750 quando Benjamin Franklin propôs uma teoria em que a eletrização de dois corpos atritados se dava pela inexistência dos dois tipos de eletricidade em um dos corpos. Hoje, sabe-se que a eletrização ocorre pela falta e excesso de elétrons em corpos.

No século XIX, Michael Faraday descobre que a variação na intensidade da corrente elétrica ao percorrer um circuito fechado induz uma corrente em uma bobina próxima. Outra forma era induzir uma corrente ao se aproximar um ímã nessa bobina. A partir daí, o conceito de indução magnética foi aplicado na geração de correntes elétricas.

Com o passar dos anos, os geradores foram aperfeiçoados como as principais fontes de suprimento de eletricidade. A primeira hidrelétrica foi instalada em 1886 junto às cataratas do Niágara.

Para a distribuição de energia, foram criados inicialmente condutores de ferro, depois os de cobre e, finalmente, em 1850, já se fabricavam os fios cobertos por uma camada isolante de guta-percha vulcanizada, ou uma camada de pano.

Atualmente, devido à necessidade da manutenção do suprimento de energia elétrica, os sistemas elétricos, que funcionam interligados a outras redes, necessitam de um controle rigoroso dos dados de fluxo de carga do sistema elétrico de potência.

1.2 Matriz Energética Brasileira

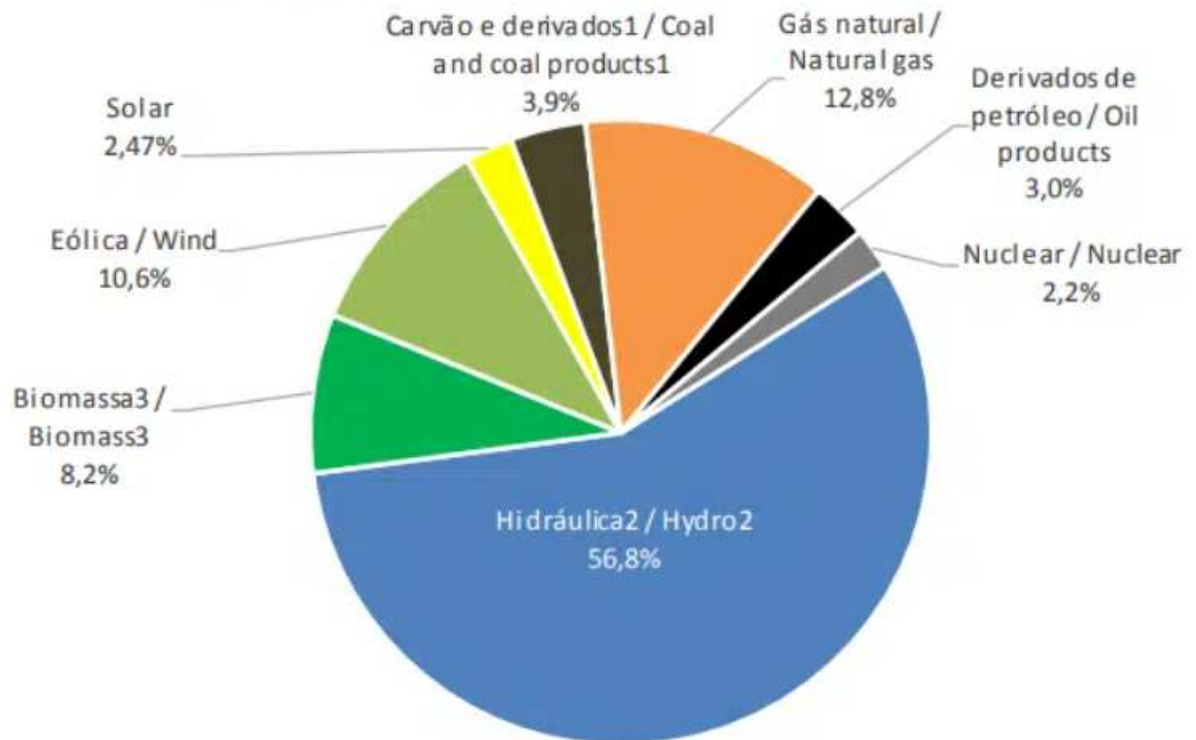
Na história da humanidade, após a descoberta da energia elétrica, a sociedade foi marcada por uma evolução significativa no modo como os seres humanos obtêm, utilizam e compreendem-na. Conforme Leão (2018), a energia sempre ocupou um lugar de destaque com vista à melhoria da qualidade de vida, na produção de bens e serviços e no progresso econômico. Hoje, essas vantagens também dependem de como os sistemas elétricos de potência são projetados, operados e mantidos.

Diante disso, a energia elétrica promove ao corpo social a possibilidade de trabalho e desenvolvimento, garantindo diversos benefícios aos seus usuários tais como: conforto, comodidade, bem-estar e praticidade. Nessa perspectiva a sociedade moderna torna-se indissociavelmente dependente do seu fornecimento e menos tolerante às falhas nos sistemas elétricos (LEÃO, 2018).

Um dos fatores observados é o crescimento da população mundial e da economia em países em desenvolvimento. Isso impacta diretamente no aumento do consumo de energia. No entanto, vale ressaltar que nos tempos atuais as diretrizes de desenvolvimento sustentável e de responsabilidade ambiental direcionam o modo de produção de energia.

O Brasil, atualmente, detém um enorme potencial para gerar energia renovável. De acordo com o Balanço Energético Nacional (EPE, 2022), a matriz energética brasileira é composta aproximadamente por 78% de fontes renováveis, contra uma média mundial que beira os 29%, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA). Entretanto, embora tenha muito recurso energético para liderar entre as maiores potências, o Brasil ainda precisa descobrir formas sustentáveis para a transição energética.

Figura 1 – Matriz energética brasileira



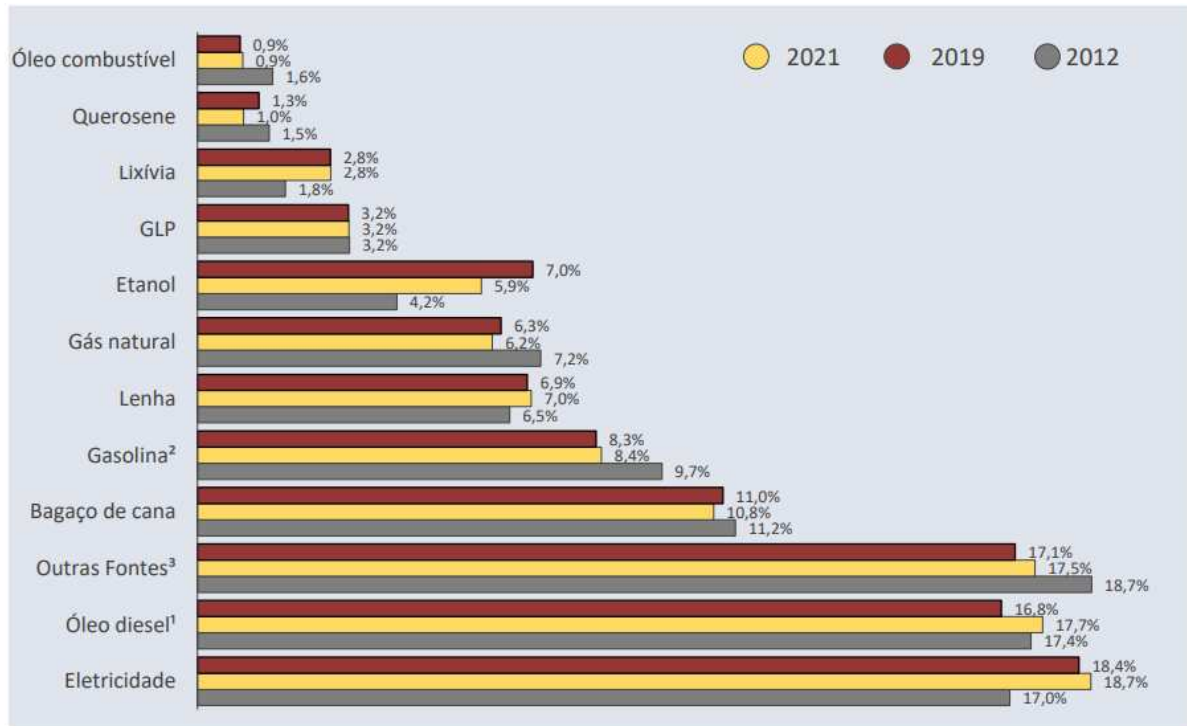
Fonte: EPE (2022)

Conforme os resultados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2022), o consumo de energia elétrica no Brasil, ver Figura 2, representa 18,7% do consumo final ficando à frente do óleo diesel, 17,7%, tornando-se, portanto, a primeira fonte de energia mais utilizada no país.

No Brasil, observando a matriz energética brasileira, a fonte hidráulica é a que mais favorece para a produção de energia elétrica (56,8%), de acordo com dados de Figura 1. Como se sabe, a geração hidroelétrica é localizada em regiões na maioria das vezes longínquas dos centros consumidores. Logo, são necessárias grandes extensões de linhas de transmissão e instalações para distribuir a energia elétrica nos centros de consumo. Nesse aspecto, as perdas de energia são inevitáveis.

No decorrer de 10 anos, segundo EPE (2022), três segmentos foram responsáveis por 90% das perdas que ocorrem no País: centrais elétricas, transmissão e distribuição de eletricidade e carvoarias. Com base nisso, nesta pesquisa, a delimitação do objeto de estudo restringir-se-á às perdas técnicas da rede de distribuição de Média Tensão.

Figura 2 – Consumo final energético por fonte no Brasil



Fonte: EPE (2022)

1.3 Motivação e Justificativa

O cálculo das perdas técnicas é uma atividade essencial para as distribuidoras de energia, integrando-se ao conjunto de práticas voltadas ao controle e à gestão de investimentos nas redes elétricas. As perdas técnicas abrangem uma variedade de ações, desde a construção de subestações até a substituição de transformadores, evidenciando a necessidade de uma ampla abordagem na estimativa desses valores.

A eficiência na alocação de recursos, como recondutoramentos e bancos de capacitores, depende diretamente da precisão no cálculo das perdas técnicas, destacando a importância de tal prática. A aproximação entre a estimativa de perdas técnicas e a realidade é um fator crucial, reforçando a necessidade de métodos e ferramentas de medição cada vez mais precisos e confiáveis. A busca por uma estimativa precisa das perdas técnicas reflete a busca contínua das concessionárias por otimização operacional e eficiência, alinhando-se aos padrões e exigências do setor elétrico.

Em contrapartida, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2014) apresentou, por meio da Nota Técnica nº0057/2014, uma proposta para o aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no módulo 7 do PRODIST.

Desde o Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), a ANEEL vem realizando o cálculo das perdas na distribuição com o intuito de subsidiar a determinação do nível de perdas (técnicas e não técnicas) a ser considerado para cada distribuidora no seu processo de RTP. O procedimento consiste em estimar as perdas técnicas por meio da aplicação de metodologia regulatória de cálculo, sendo as perdas não técnicas obtidas pela diferença entre as perdas totais (energia injetada no sistema de distribuição menos a energia medida nos pontos de consumo) e as perdas técnicas (calculada pela aplicação da referida metodologia).

Embora o objetivo do órgão regulador seja reduzir o nível de perdas, a metodologia de cálculo pode não ser a melhor forma de estimar as perdas de energia nos sistemas de distribuição em relação ao ponto de vista das concessionárias e demais participantes.

Figura 3 – Perdas técnicas e não técnicas da ENEL



Fonte: ENEL (2023)

Para a redução das perdas não técnicas, a concessionária ENEL Ceará mantém como pilares de prevenção e recuperação da receita, projeto de inspeções em clientes, recuperação de clientes cortados/autoreligados, mapeamento de consumidores clandestinos, dentre outras medidas. Na Figura 3, constata-se que a ENEL conseguiu diminuir as perdas em 1.59 ponto percentual quando comparados o quarto trimestre de 2021 e de 2022.

1.4 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é comparar as perdas técnicas de um alimentador de média tensão por meio do software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) conside-

rando diferentes condições de modelagem dos elementos do alimentador.

1.5 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Elaborar um script no OpenDSS que permita a modelagem do sistema com dados reais do alimentador;
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando abordagem com impedância de sequência positiva;
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando a abordagem de análise geométrica dos condutores;
- Comparar as perdas com a inserção de diferentes elementos do OpenDSS como banco de capacitores, reguladores de tensão e resistências de aterramento.
- Analisar as perdas técnicas com base nos resultados das duas abordagens supracitadas.

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, conforme a descrição a seguir:

O Capítulo 1 apresenta uma breve histórico da eletricidade, da matriz energética brasileira, a justificativa e os objetivos traçados para a elaboração desta pesquisa.

O Capítulo 2 trata dos procedimentos regulatórios do cálculo de perdas da ANEEL, bem como as definições de perdas técnicas e não técnicas no cenário brasileiro. Além disso, são explicados os conceitos pertinentes às abordagens que serão utilizadas na metodologia como impedância de sequência positiva e a análise geométrica dos condutores.

O Capítulo 3 expõe a sintaxe e a linguagem utilizada no software OpenDSS, ferramenta escolhida para simulação da rede. Após uma introdução sobre a ferramenta, são apresentadas a estrutura e sintaxe das linhas de código que definem os equipamentos utilizados nas simulações, assim como as opções de simulação e plotagem.

O Capítulo 4 trata da metodologia para descrever os procedimentos metodológicos e os parâmetros utilizados desse trabalho.

O Capítulo 5 evidencia os resultados das simulações realizadas com o OpenDSS, bem como uma análise crítica dos dados obtidos.

O Capítulo 6 apresenta a conclusão e as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos importantes do Sistema Elétrico Brasileiro e suas ramificações. Além disso, abordar-se-ão o regulamento do Módulo 7 do PRODIST, a classificação das perdas técnicas e não técnicas, os conceitos de componentes simétricos e de impedância em série de linhas de transmissão.

2.2 Sistema Elétrico Brasileiro

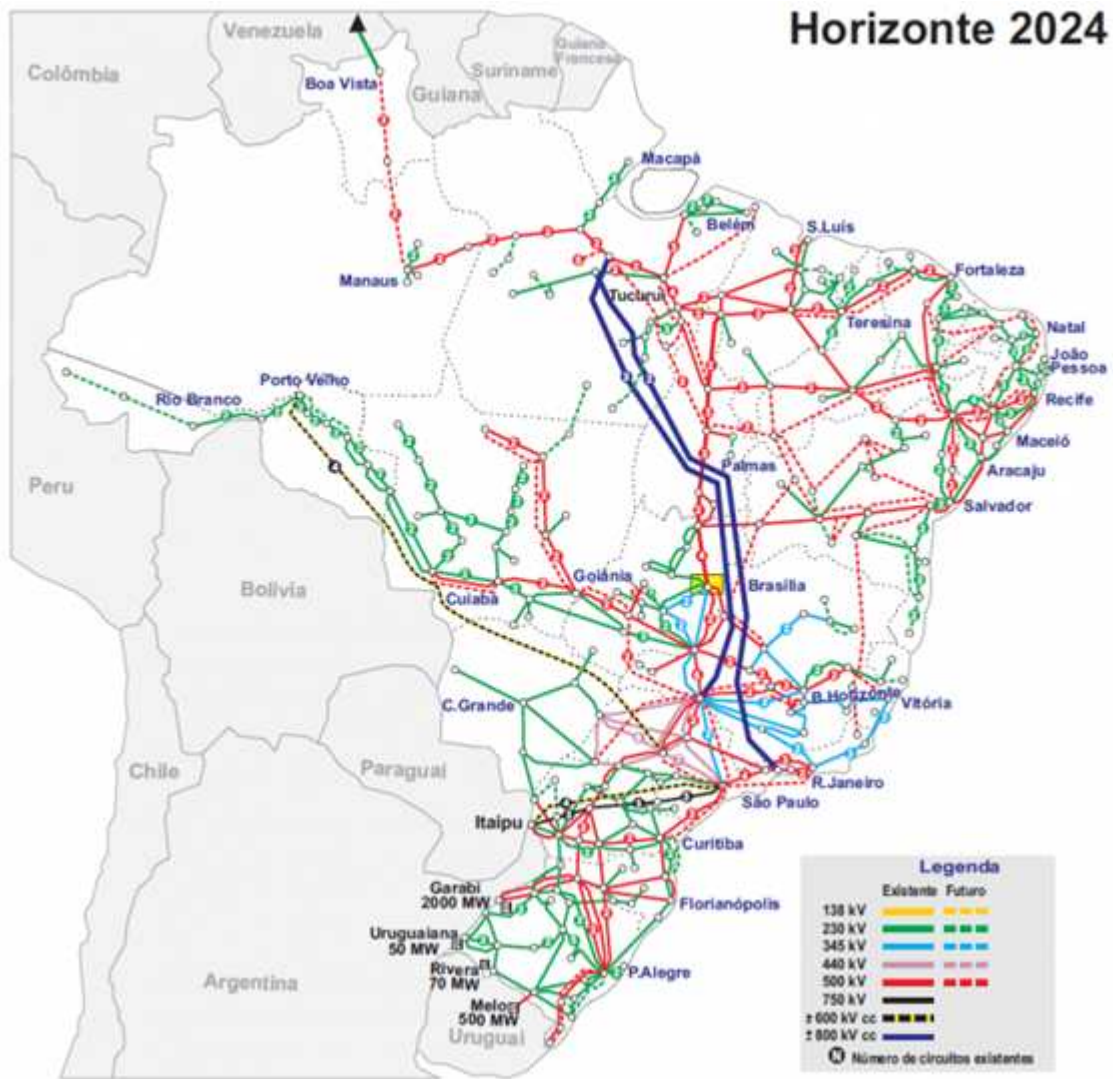
No contexto brasileiro, a matriz de geração de energia elétrica é predominantemente composta por usinas hidrelétricas, estrategicamente localizadas para aproveitar as condições favoráveis das vazões e dos desníveis dos rios. Muitas dessas usinas encontram-se em regiões distantes dos centros de consumo, o que demanda a implementação de extensas linhas de transmissão capazes de efetuar o transporte eficiente de grandes volumes de potência, conectando assim a geração à carga.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange diversas empresas distribuídas de Norte a Sul do país. Conforme dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2023), menos de 1% da capacidade total de geração elétrica nacional está localizada fora do SIN, sendo essencialmente representada por sistemas isolados na região amazônica. A Figura 4 ilustra as linhas de transmissão instaladas no Brasil no ano de 2019 e a previsão de expansão até 2024.

Esses avançados sistemas de transmissão, embora eficientes, não estão isentos de desafios, especialmente no que diz respeito às perdas técnicas. A extensão considerável dessas linhas, aliada à complexidade das interligações e às características específicas de operação, pode resultar em perdas significativas ao longo do processo de transmissão.

Além disso, as perdas nas concessionárias de energia elétrica durante o processo de distribuição até a chegada aos consumidores finais é outro fator crucial no cálculo dos processos regulatórios no Brasil. Essas perdas podem ocorrer devido a diversos fatores ao longo do sistema de distribuição e estão associadas a aspectos técnicos, operacionais e comerciais. Mais adiante, no decorrer deste capítulo, tais aspectos serão discutidos.

Figura 4 – Sistema de Transmissão



Fonte: ONS (2023)

2.3 Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST

A Nota Técnica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) 0057-2014 apresenta uma proposta de aprimoramento do método de cálculo de perdas na distribuição regulamentado no módulo 7 do PRODIST (Procedimento de Distribuição). O intuito é subsidiar a determinação do nível de perdas (técnicas e não técnicas) a ser considerado para cada distribuidora na sua Revisão Tarifária Periódica – RTP.

Desde o primeiro ciclo de RTP, a ANEEL realiza o cálculo das perdas na distribuição para determinar as perdas para cada distribuidora em seu processo de RTP. Tal procedimento se baseia na estimação das perdas técnicas por meio da aplicação de uma metodologia regulatória de cálculo, sendo as perdas não técnicas obtidas pela subtração das perdas totais (a energia injetada no sistema de distribuição menos a energia faturada nos pontos) e das perdas técnicas.

A estimação das perdas técnicas tem como objetivo principal uniformizar o procedimento de cálculo e reduzir a assimetria de informação, possibilitando assim a criação de um mecanismo de incentivo às empresas de modo a favorecer o gerenciamento de seu sistema de distribuição com vistas ao controle das perdas.

2.4 Classificação das Perdas

O sistema elétrico é composto por atividades de Geração, Transmissão e Distribuição. A ANEEL classifica como perda de energia o que se refere à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes de distribuição, mas que não é comercializada em decorrência de um problema técnico ou comercial. Nesse sentido, as perdas na Distribuição são definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores. Tais perdas podem ser técnicas ou não técnicas.

2.4.1 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são decorrentes da atividade de distribuição de energia elétrica, visto que parte desta energia é dissipada no processo de transporte, transformação de tensão e medição em decorrência das leis da física. Logo, tais perdas estão relacionadas às próprias características de carregamento e de configuração das redes das concessionárias de distribuição. O resultado de perdas técnicas é dividido pela energia injetada, que é a energia elétrica fornecida na rede para atender aos consumidores (ANEEL, 2021).

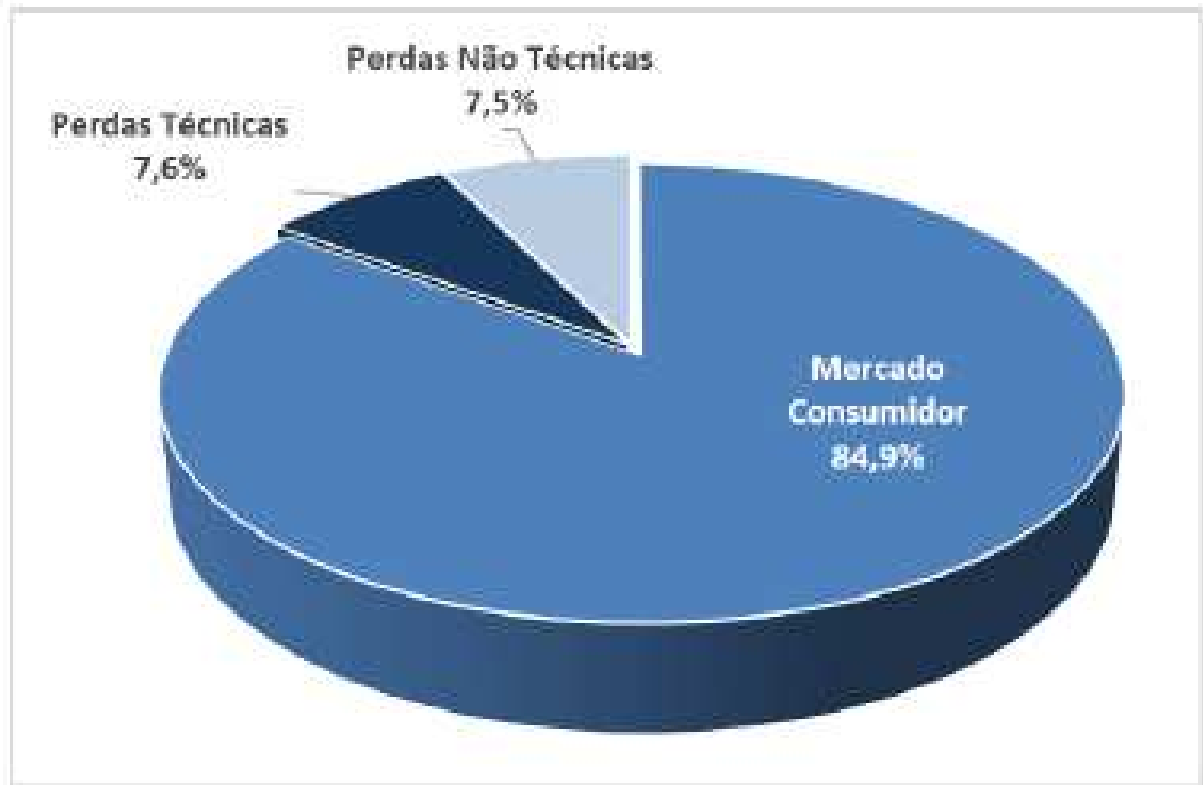
2.4.2 Perdas Não Técnicas

Por outro lado, as perdas não técnicas, aquelas resultantes da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, são originadas principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede, fraudes no medidor), erros de leitura, medição e faturamento. Tais perdas, popularmente chamadas de "gatos", estão relacionadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas da área de distribuição.

Segundo a ANEEL (2021), as perdas totais na rede de distribuição alcançaram aproximadamente 14,8% do mercado consumidor em 2020. Isso representa o consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2018.

O repasse tarifário dos níveis eficientes de perdas é determinado pelos contratos

Figura 5 – Perdas sobre a Energia Injetada (2020)



Fonte: ANEEL (2021)

de concessão, e tais perdas são, invariavelmente, são incorporadas nos custos de aquisição de energia, respeitando o limite regulatório estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL.

Tabela 1 – Perdas técnicas e não técnicas da ENEL

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	320.328
Perdas na Distribuição	2.179.241
Perdas Técnicas	1.413.290
Perdas Não Técnicas	765.952
Energia Vendida	9.814.231
Energia Requerida	12.313.799

Fonte: ENEL (2023)

Dessa forma, as perdas reais das distribuidoras não são integralmente transferidas para a tarifa. A Tabela 1 mostra as perdas técnicas e não técnicas da ENEL considerado no processo de revisão tarifária de 2023. As perdas técnicas e não técnicas regulatórias são estipuladas durante os processos de revisão tarifária periódica de cada distribuidora, realizada em

ciclos de 3 a 5 anos. Esses percentuais regulatórios são fixados nas Resoluções Homologatórias (REHs) da ANEEL.

2.5 Perdas no Brasil

O transporte da energia, independentemente da forma, resulta invariavelmente em perdas técnicas associadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores devido ao efeito joule, perdas nos núcleos dos transformadores, perdas nos isolamento etc.

Conforme a ANEEL (2021), as perdas na Rede Básica são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de distribuição. Esse controle é realizado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o seu custo, definido anualmente pelos processos tarifários, é dividido em 50% para a geração e em 50% para os consumidores.

A Figura 6 apresenta o horizonte de perdas técnicas e não técnicas sobre a energia fornecida no período de 2008 a 2020.

Figura 6 – Perdas no Brasil



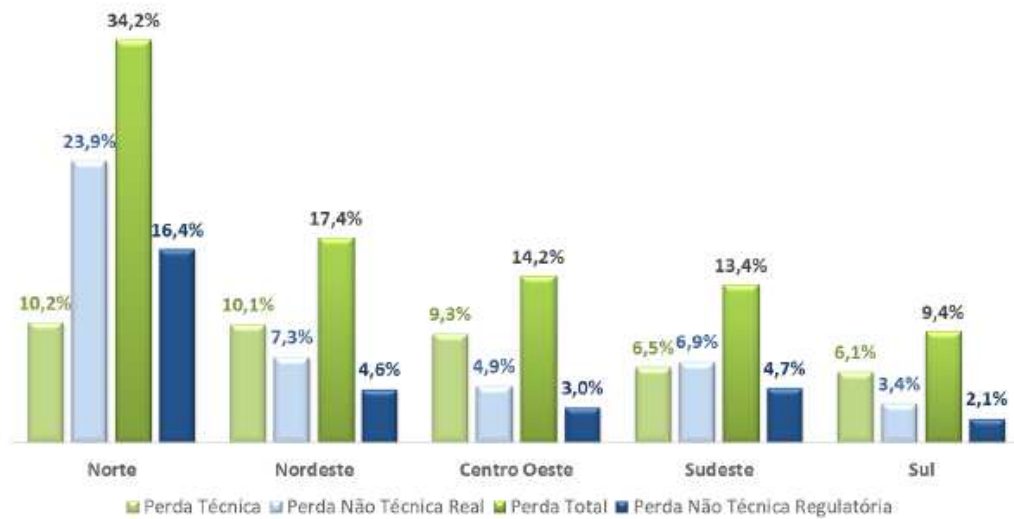
Fonte: ANEEL (2021)

Como se sabe, as perdas técnicas são inevitáveis no sistema de distribuição e variam conforme as características das concessões, sendo reconhecidas pela ANEEL, nas tarifas, apenas os níveis eficientes (ANEEL, 2021).

Detalhando o sistema de distribuição, que se divide de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores, modelos específicos são aplicados para cada um desses segmentos, ao se utilizar as informações simplificadas das redes e dos equipamentos como comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida aos consumidores. A partir disso, realiza-se uma projeção

do percentual de perdas técnicas eficientes à energia injetada na rede.

Figura 7 – Perdas por região geográfica



Fonte: ANEEL (2021)

Observando a Figura 7, percebe-se que a região Norte possui um elevado nível de perdas. Na barra azul do gráfico, as perdas não técnicas chegam a 23,9%, o que acarreta prejuízo para concessionária e para os indicadores de RTP. Dado o amplo alcance do mercado e a complexidade acentuada, as concessionárias de grande porte acabam sendo responsabilizadas pela quase totalidade das perdas não técnicas no Brasil. Isso pode ser decorrente da gestão da concessionária, das características socioeconômicas e/ou de aspectos comportamentais defluentes de cada região. A análise desse contexto de perdas não técnicas considera um ranking de complexidade socioeconômica, elaborado por meio de modelos econométricos, os quais permitem a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição. (ANEEL, 2021)

De acordo com a ANEEL, é estabelecido um processo regulatório que compõe um modelo que identifica uma empresa de referência (*benchmark*), que se situa em uma área de maior complexidade socioeconômica, mas que tem perdas menores do que as distribuidoras em geral. A Figura 8 evidencia que a Energisa PB, empresa de distribuição de energia elétrica, foi utilizada como parâmetro para a meta de redução dos custos tarifários da ENEL. O intuito dessa prática é motivar a redução de perdas não técnicas, ou seja, cada concessionária deve promover a busca pela eliminação de perdas, independentemente do nível regulatório estabelecido, seja para evitar ônus, quanto para auferir bônus, quando o oposto acontecer.

Figura 8 – Benchmark

Cálculo do Ponto de Chegada	
Descrição	Benchmark 1
g. Empresa Benchmark	Energisa PB
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	9,43%
i. Perda Enel CE (PNT/BT)	15,14%
j. Probabilidade de Comparação	37,18%
k. Meta	13,01%
<hr/>	
l. Meta Benchmarks	13,01%
m. Meta utilizada Medida	13,01%
n. Ponto de Partida (PNT/BT)	13,01%
o. Meta Ciclo Atual Faturada	9,99%

Fonte: ENEL (2023)

A adoção da regulação por incentivos adotada pela ANEEL indicou que as negligências ou ineficiências de tais distribuidoras no combate às perdas não seriam transferidas às tarifas, restringindo-se apenas aos níveis regulatórios considerados satisfatórios. A intenção era introduzir mecanismos teóricos da regulação por incentivo para a melhora tanto econômica quanto operacional (ENEL, 2023).

Dessa forma, os preços regulatórios das perdas não técnicas são normalmente inferiores aos preços praticados pelas concessionárias, pois a metodologia estabelecida pela ANEEL observa critérios de eficiência, limitando o repasse das perdas não técnicas reais. Tendo em vista que a maioria das perdas não técnicas ocorre no mercado de baixa tensão Baixa Tensão (BT), a ANEEL homologa as perdas não técnicas sobre esse mercado, que é inferior ao da energia injetada, utilizado como denominador das perdas técnicas.

Para uma compreensão mais ampla, na próxima seção, será necessário abordar conceitos relacionados ao estudo de impedância de sequência positiva e da geometria dos condutores para o cálculo das perdas técnicas.

2.6 COMPONENTES SIMÉTRICOS

Nesta seção, abordar-se-ão os principais conceitos que fundamentarão as análises de impedância de sequência positiva e de geometria dos condutores nas simulações realizadas com o OpenDSS.

2.6.1 *Introdução*

No primeiro quartel do século XX, Charles L. Fortescue apresentou uma das mais relevantes ferramentas para estudo de circuitos polifásicos desequilibrados, que foi apresentada num encontro do American Institute of Electrical Engineers. A partir disso, o método de componentes simétricos tornou-se imprescindível para tais estudos e objeto de inúmeras pesquisas experimentais.

As faltas assimétricas em sistemas de transmissão, como curto-circuitos, impedância entre linhas, impedância de uma linha ou duas linhas para a terra, condutores em aberto, são todas estudadas utilizando o método desenvolvido por Fortescue.

Este tópico é uma parte básica do conhecimento de um engenheiro electricista. Sua importância advém de três pontos principais, a saber: a) este assunto pode ser utilizado como ferramenta de análise de sistemas desequilibrados; b) análise de faltas assimétricas para projetos de sistemas de proteção; c) teoria para estudo de Qualidade da Energia Elétrica, como desequilíbrios e harmônicos, sobretensões etc.

2.6.2 *Fasores assimétricos por componentes simétricos*

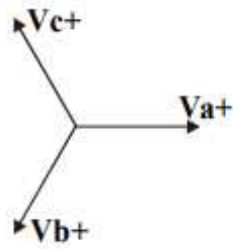
Em síntese, a teoria de Fortescue prova que um sistema desequilibrado de n fasores correlacionados pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados denominados componentes simétricos dos fasores originais (STEVENSON, 1986). Os n fasores de cada conjunto de componentes são semelhantes em comprimento, e os ângulos entre os fasores adjacentes do conjunto são iguais.

Consoante ao teorema de Fortescue, três fasores desequilibrados de um sistema trifásico podem ser decompostos em três sistemas equilibrados de fasores. Tais conjuntos equilibrados são:

- Componentes de sequência positiva: consiste em três fasores iguais em módulo, com 120° de defasagem e mesma sequência de fase que os fasores originais;
- Componentes de sequência negativa: consiste em três fasores iguais em módulo, com 120° de defasagem e sequência de fase oposta à dos fasores originais;
- Componentes de sequência zero: consiste em três fasores iguais em módulo e com defasagem nula entre si.

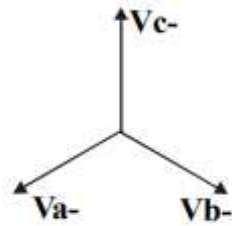
Na Figura 12, pode-se observar a forma gráfica da soma das componentes simétricas

Figura 9 – Fasores de Sequência Positiva



Fonte: Medeiros (2016)

Figura 10 – Fasores de Sequência Negativa



Fonte: Medeiros (2016)

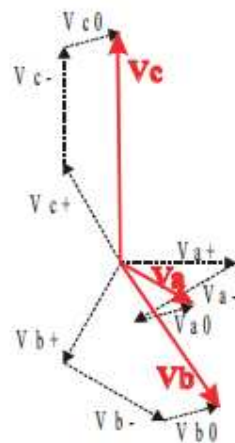
Figura 11 – Fasores de Sequência Zero



Fonte: Medeiros (2016)

de um sistema desequilibrado original.

Figura 12 – Soma das componentes simétricas



Fonte: Medeiros (2016)

Em termos algébricos, o equacionamento se dá por:

Figura 13 – Equacionamento dos fasores

$$\mathbf{V}_a = \mathbf{V}_{a+} + \mathbf{V}_{a-} + \mathbf{V}_{a0}$$

$$\mathbf{V}_b = \mathbf{V}_{b+} + \mathbf{V}_{b-} + \mathbf{V}_{b0}$$

$$\mathbf{V}_c = \mathbf{V}_{c+} + \mathbf{V}_{c-} + \mathbf{V}_{c0}$$

Fonte: Medeiros (2016)

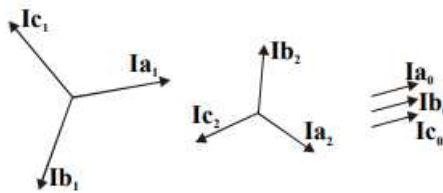
De modo semelhante, o mesmo equacionamento é aplicado para as correntes I_a , I_b e I_c . Para se resolver um problema por componentes simétricos, as três fases do sistema são denominadas por a, b e c, de modo que a sequência de fase das tensões presentes no sistema seja abc (STEVENSON, 1986). Logo, os fasores das tensões são designados por V_a , V_b e V_c .

Na literatura de Sistemas de Potência são usadas duas notações para a indicação dos componentes simétricos: com os números 1, 2 e 0, ou, com os sinais +, – e o número 0. Sequência positiva: 1 ou + ; sequência negativa: 2 ou – ; sequência zero: número 0.

Os três de conjuntos receberão um índice para identificá-los, por exemplo:

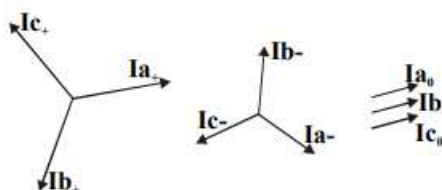
- Componentes de sequência positiva: V_{a1} , V_{b1} e V_{c1} ou V_{a+} , V_{b+} e V_{c+}
- Componentes de sequência negativa: V_{a2} , V_{b2} e V_{c2} ou V_{a-} , V_{b-} e V_{c-}
- Componentes de sequência zero: V_{a0} , V_{b0} e V_{c0}

Figura 14 – Índice numérico



Fonte: Medeiros (2016)

Figura 15 – Índice de sinal



Fonte: Medeiros (2016)

2.7 IMPEDÂNCIA EM SÉRIE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Nesta seção, apresentar-se-ão os principais conceitos relacionados às linhas de transmissão, tais como resistência, indutância, capacitância e condutância. Além disso, serão apresentados os conceitos para o cálculo da impedância assimétrica.

2.7.1 *Linha de Transmissão*

Uma Linha de Transmissão (LT) é um condutor através do qual a energia elétrica é transportada de um ponto transmissor a um terminal receptor. As linhas de transmissão e de distribuição são exemplos claros. Os sistemas de transmissão trazem como benefício à sociedade o fornecimento de energia dos centros produtores para os centros consumidores (LEÃO, 2018).

As linhas de transmissão mais comuns são:

- Linha aérea em corrente alternada (CA) ou em corrente contínua (CC) com cabos nus separados por dielétrico, o ar;
- Linha subterrânea CC ou CA com cabo isolado unipolar ou tripolar constituídos por núcleo condutor e sucessivas camadas com diferentes funções (isolação, blindagem, proteção);
- Cabo submarino, em geral é multipolar, instalado no leito da travessia, com folgas para o movimento devido a correntezas ou turbulências;
- Trilha metálica, em uma placa de circuito impresso, separada por uma camada de dielétrico de uma folha metálica de aterramento, denominado micro trilha (micro ship).

Segundo Leão (2018), as linhas de transmissão podem variar de centímetros a milhares de quilômetros. As linhas que possuem um grande comprimento em centímetros são utilizadas em circuitos de alta frequência, enquanto que as linhas de transmissão com quilômetros de distância fazem o transporte de grandes blocos de energia elétrica em baixa frequência (50 ou 60 Hz).

As frequências destes sistemas podem variar desde 50 ou 60 Hz em linhas de transmissão de grandes quantidades de energia, até dezenas de GHz em circuitos elétricos destinados à recepção e amplificação de ondas de rádio.

Uma linha de transmissão de energia elétrica contém quatro parâmetros importantes: resistência, indutância, capacitância e condutância, os quais influenciam diretamente no comportamento de um sistema de potência (STEVENSON, 1986). De forma simplificada e não exaustiva, esses conceitos serão apresentados mais adiante.

2.7.2 Resistência

A resistência dos condutores é a principal causa de perda de energia das linhas de transmissão (STEVENSON, 1986). O termo resistência significa resistência efetiva, que pode se declarada da seguinte forma:

$$R = \frac{\text{Potência dissipada no condutor}}{I^2} \Omega$$

em que a potência é dada em *watts* e I é o valor eficaz em amperes da corrente do condutor. A resistência efetiva de um condutor somente será igual à resistência em corrente contínua se a distribuição de corrente no condutor for uniforme.

A resistência em corrente contínua é dada pela fórmula:

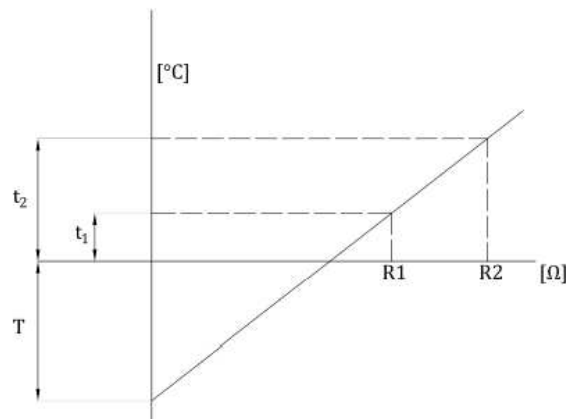
$$R = \frac{\rho l}{A} \Omega$$

(2.1)

onde:

- ρ : resistividade do condutor
- l : comprimento
- A : área da seção transversal

Figura 16 – Resistência de um condutor metálico em função da temperatura



Fonte: Stevenson (1986)

A resistência em CC de condutores encordoados é superior ao valor calculado pela equação (2.2) visto que o encordoamento helicoidal das camadas torna os condutores mais longos do que o próprio cabo. Para cada quilômetro de cabo, a corrente em todas as camadas, com exceção da central, percorre mais de um quilômetro de condutor. A estimativa é que há 1% em aumento da resistência devido ao encordoamento a três fios, e 2% para cabos com fios concêntricos (STEVENSON, 1986).

$$\frac{R2}{R1} = \frac{T + t2}{T + t1}$$

(2.2)

sendo:

- R1: resistência elétrica à corrente contínua do condutor à temperatura t1;
- R2: resistência elétrica à corrente contínua do condutor à temperatura t2;
- t1: temperaturas em graus Celsius referentes à R1;
- t2: temperaturas em graus Celsius referentes à R2;
- T: constante que representa a temperatura para resistência nula, e varia com a natureza e a temperatura do material.

A variação da resistência de um condutor metálico com a temperatura é praticamente linear. No gráfico da resistência em função da temperatura (Figura 16), um prolongamento da porção retilínea do gráfico fornece um método conveniente para correção da resistência para variações de temperatura.

2.7.3 Indutância

A indutância é o outro parâmetro importante para análise do desempenho de uma linha de transmissão. Duas equações fundamentais servem para explicar e definir a indutância. A primeira relaciona a tensão induzida com a taxa de variação do fluxo concatenado com o circuito. A tensão induzida é

$$e = \frac{d\tau}{dt} \quad (2.3)$$

onde:

- e: tensão induzida, em volts;
- τ : fluxo concatenado com o circuito, em webers-espiras(Wb-e).

Cada linha de fluxo externa ao condutor enlaça-o apenas uma vez. Se considerássemos uma bobina, por exemplo, a maior parte do fluxo produzido enlaçaria mais de uma espira. Se algumas linhas de fluxo não enlaçarem todas as espiras da bobina, o fluxo concatenado será menor. Em termos de linhas e fluxo, cada linha é multiplicada pelo número de espiras que enlaça e soma destes produtos será o fluxo concatenado total.

Quando a corrente varia em um circuito, o campo magnético a ela associado também irá variar. Com base no meio em que se estabelece o campo magnético com permeabilidade constante, o valor do fluxo concatenado será diretamente proporcional à corrente e, por conseguinte, a tensão induzida será proporcional à taxa de variação da corrente. A segunda equação fundamental é

$$e = L \frac{di}{dt} \quad \text{V} \quad (2.4)$$

onde:

- L: indutância do circuito, H;
- e: tensão induzida, V;
- $\frac{di}{dt}$: taxa de variação da corrente, A/s.

2.7.4 Capacitância em Linhas de Transmissão

A capacitância em linhas de transmissão é uma propriedade elétrica que descreve a capacidade de armazenar carga elétrica ao longo do comprimento da linha. Essa capacitância é fundamental para entender o comportamento eletromagnético das linhas de transmissão, especialmente em altas frequências. A capacitância por unidade de comprimento da linha pode ser definida como

$$C = \frac{q}{v} \quad \text{F/m} \quad (2.5)$$

onde:

- C é a capacitância por unidade de comprimento;
- q é a carga sobre a linha, em coulombs por metro;
- v é a diferença de potencial.

A presença da capacitância em linhas de transmissão influencia a resposta em frequência e a propagação de sinais ao longo da linha. Em altas frequências, a capacitância pode se tornar significativa, afetando a impedância característica da linha e a propagação de ondas.

2.7.5 Condutância em Linhas de Transmissão

A condutância em linhas de transmissão é uma medida da capacidade da linha de permitir o fluxo de corrente elétrica. A presença da condutância é resultado de imperfeições nos materiais dielétricos e na isolamento entre os condutores.

A condutância por unidade de comprimento (G) de uma linha de transmissão pode ser expressa pela equação:

$$G = \sigma \cdot A \quad (2.6)$$

onde:

- G é a condutância por unidade de comprimento;
- σ é a condutividade do material entre os condutores;
- A é a área entre os condutores.

A condutância contribui para as perdas de potência na linha de transmissão, uma vez que resulta em correntes de fuga. Isso é particularmente significativo em linhas de alta tensão, onde a isolamento entre os condutores torna-se mais desafiadora.

2.7.6 Impedância em série em linhas aéreas

A determinação da impedância em série em linhas de distribuição aéreas representa uma etapa fundamental que precede a análise de um alimentador de distribuição. Conforme (KERSTING, 2017), a impedância em série de uma linha de distribuição, seja ela monofásica, bifásica ou trifásica, envolve a consideração da resistência dos condutores e das resistências próprias, bem como das reatâncias indutivas mútuas originadas pelos campos magnéticos que circundam os condutores. A componente de resistência dos condutores geralmente é derivada de tabelas de dados específicos para condutores.

A indutância do condutor i consiste na “autoindutância” do condutor i e na “indutância mútua” entre o condutor i e todos os outros $n - 1$ condutores. Por definição:

Autoindutância, em H/m:

$$L = \frac{\lambda}{I} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad (2.7)$$

Indutância mútua, em H/m:

$$L = \frac{\lambda}{I} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{1}{D} \quad (2.8)$$

A impedância de uma linha é descrita por sua matriz de impedância em série e sua matriz de admitância nodal. Essas matrizes podem ser especificadas diretamente ou podem ser geradas especificando os dados do componente simétrico.

A definição de um objeto linecode pode ser calculada pela Redução de Kron, reduzindo o último condutor em matrizes de impedância, que então assumiria um condutor neutro, com tensão zero em cada extremidade (ou seja, aterrado).

Isso pressupõe que a matriz de impedância seja construída da seguinte forma, o que é típico para análise de sistemas de potência:

Dado que um alimentador de distribuição é inerentemente desequilibrado, a abordagem mais precisa para análise não deve assumir qualquer espaçamento entre os condutores.

Figura 17 – Fórmula de Carson

$$Z = R + jX = \begin{bmatrix} Z_{11} + Zg & Z_{12} + Zg & Z_{13} + Zg \\ Z_{21} + Zg & Z_{22} + Zg & Z_{23} + Zg \\ Z_{31} + Zg & Z_{32} + Zg & Z_{33} + Zg \end{bmatrix}$$

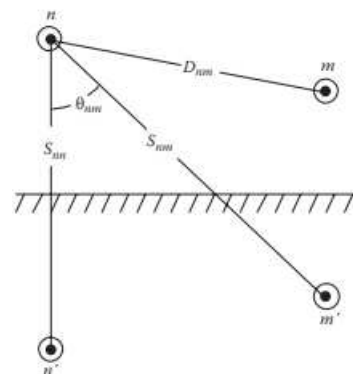
Fonte: Kersting (2017)

Uma técnica foi desenvolvida para determinar as impedâncias próprias e mútuas em condições não condutoras aéreas, e essas equações podem igualmente ser aplicadas a cabos subterrâneos. No ano de 1926, essa técnica não recebeu uma recepção entusiástica devido à complexidade dos cálculos que seriam necessários, realizados manualmente e com régua de cálculo. No entanto, com o advento do computador digital, as equações propostas por Carson tornaram-se amplamente adotadas (KERSTING, 2017).

Carson pressupõe que a Terra é um sólido infinito e uniforme, apresentando uma superfície superior plana e uniforme, bem como uma resistividade constante. Qualquer efeito finito introduzido nos pontos de aterramento neutro não é significativo nas frequências de potência e, portanto, é desconsiderado.

Ele utiliza a técnica de imagens de condutores, onde cada condutor a uma determinada distância acima do solo possui um condutor de imagem a uma distância equivalente abaixo do solo. Este conceito é visualmente representado na Figura 18. As equações originais de Carson, apresentadas nas Equações 4.20 e 4.21, são derivadas com base nesse modelo de imagens de condutores.

Figura 18 – Condutores e imagens



Fonte: Kersting (2017)

- z_{ii} é a autoimpedância do condutor i (Ω/m);
- z_{ij} é a impedância mútua entre os condutores i e j (Ω/m);

Figura 19 – Propriedades

$$R_g = \mu_0 \frac{\omega}{8} \quad \Omega/m$$

$$X_g = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(658.5 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \quad \Omega/m$$

$$X_{ii} = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) \quad \Omega/m$$

$$X_{ij} = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{d_{ij}} \right) \quad \Omega/m$$

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$$

Fonte: Kersting (2017)

- r_i é a resistência do condutor i (Ω/m);
- $\omega = 2\pi f$ é a frequência angular do sistema (rad/s);
- $G = 0,1609347 \times 10^3 (\Omega/m)$;
- RDi é o raio do condutor i (m);
- GMR_i é o raio médio geométrico do condutor i (m);
- f é a frequência do sistema (Hz);
- ρ é a resistividade da terra ($\Omega - m$);
- D_{ij} é a distância entre os condutores i e j (m);
- S_{ij} é a distância entre o condutor i e a imagem j (m);
- θ_{ij} é o ângulo entre um par de linhas traçadas do condutor i até a sua própria imagem e a imagem do condutor j . Ver Figura 18.

Em suma, este capítulo abordou o cenário de perdas técnicas no sistema elétrico brasileiro. Além disso, explorou-se importância da determinação da impedância em série, reconhecendo a intrínseca natureza desequilibrada dos alimentadores de distribuição. Por fim, abordou-se a técnica de análise de Carson, cujas equações tornaram-se amplamente adotadas para o cálculo de impedância para o modelo geométrico dos condutores.

3 O SOFTWARE OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR - OPENDSS

3.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados os conceitos e definições do software Open Distribution System Simulator (OpenDss) bem como os elementos a serem definidos, a sintaxe, os recursos disponíveis e a semântica para a construção do script para a realização do cálculo de perdas.

3.2 Open Distribution System Simulator (OpenDSS)

O software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é uma ferramenta desenvolvida para análise de sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica. Em sua estrutura computacional, o OpenDSS foi implementado em duas versões: a primeira corresponde ao próprio executável autônomo cuja função reside em controlar a interface do software, permitindo a manipulação e descrição dos circuitos, elaboração de scripts e a visualização de resultados; a segunda, por sua vez, é um servidor COM (Component Object Model) elaborado a partir de um Dynamic Link Library (DLL) (SEXAUER, 2016).

O OpenDSS é capaz de realizar diversos estudos para o planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Majoritariamente, o programa atende a análises em regime permanente senoidal (RMS). Conforme Sexauer (2016), o software foi idealizado para realizar análises das futuras necessidades das Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids). Ademais, vários recursos encontrados originalmente no programa foram mobilizados para dar apoio às análises em que existe a geração distribuída Geração Distribuída (GD). Outros recursos foram implementados para a análise da eficiência energética e de harmônicos. Por fim, destaca-se uma importante característica do programa, que permite sua expansão indefinidamente ao ser modificado para atender necessidades específicas do usuário.

Dentre as principais funcionalidades do OpenDSS, estão os cálculos de fluxo de potência instantâneo, fluxo de potência diário, fluxo de potência anual, análise harmônica, análise dinâmica e estudo de curto circuitos. Essas soluções foram desenvolvidas ao longo do tempo para resolver problemas específicos de projetos nos quais os autores estavam atuando.

Partindo da premissa de que os desenvolvedores não seriam capazes de prever todas as funcionalidades para os usuários, o OpenDss foi construído com essa interface COM imple-

mentada por meio da versão DLL do programa para permitir que indivíduos mais experientes pudessem utilizá-lo para novos tipos de análises. Por intermédio da interface COM, é possível projetar e executar modos de solução próprios através de um programa externo e realizar funções do simulador, incluindo a definição dos dados dos modelos. O OpenDSS pode ser manipulado por outros programas como Python, MATrix LABORatory (MATLAB), Visual Basic for Applications (VBA), por exemplo. Diante disso, vê-se que a flexibilidade do programa permite ampliar a experiência do usuário para soluções mais complexas e robustas.

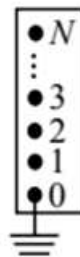
3.3 Classes de Elementos

Nesta seção serão apresentados os elementos básicos utilizados no software OpenDSS. Eles se dividem em elementos de transportes de energia (Power Delivery - PD) e em elementos de conversão de energia (Power Conversion - PC). Basicamente, serão explicados os principais elementos tais como barras, terminais, circuitos, transformadores, sintaxe etc.

3.3.1 Barras

No OpenDSS, a barra é o elemento do circuito que interliga os nós, como ilustrado na Figura 20. Sua principal função é conectar os terminais dos elementos elétricos, tais como PDs ou PCs aos nós do barramento. Cada barra possui um nó de referência, chamado de nó 0, cuja tensão é nula. (SEXAUER, 2016). Por exemplo, ao criar uma linha de comando de uma carga, é possível nomear duas barras, que atendem por *bus1* e *bus2*, respectivamente.

Figura 20 – Barra com N nós

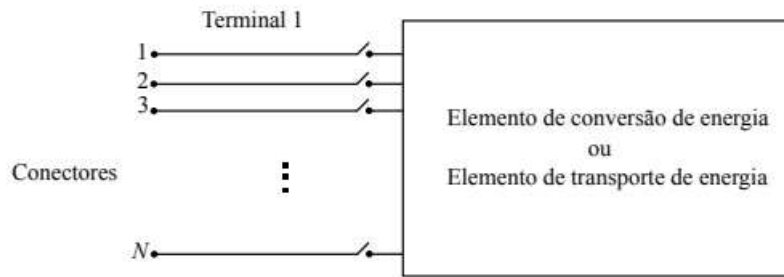


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.2 Terminal

Cada componente elétrico possui um ou mais terminais, os quais podem conter outros conectores. Obrigatoriamente, cada terminal deve ser conectado a uma única barra. A Figura 21 mostra um elemento com um terminal que possui N conectores.

Figura 21 – Terminal

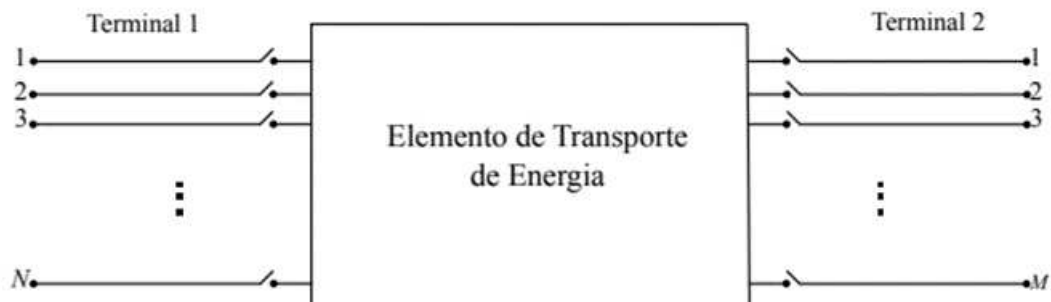


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.3 Elementos de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia desempenham um papel fundamental na transferência de energia de um local para outro. Como exemplo desses elementos, podem-se elencar os transformadores, linhas de transmissão e banco de capacitores. Tais elementos são caracterizados por sua matriz nodal. Na Figura 22, vê-se um modelo de PD.

Figura 22 – Elemento de Transporte de Energia

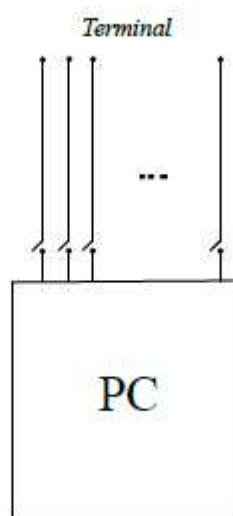


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.4 Elementos de Conversão de Energia (PC)

No OpenDSS, também existem os elementos de conversão de energia que desempenham a função de transformar energia elétrica em outras formas de energia, ou o inverso. Tais elementos incluem principalmente geradores, cargas, acumuladores de energia e outros dispositivos semelhantes. Geralmente, eles possuem apenas um terminal com N conectores, conforme a Figura 23:

Figura 23 – Elemento de conversão de Energia



Fonte: Sexauer (2016)

3.3.5 Modelos de elementos de carga

A corrente de compensação é a corrente que é adicionada ao vetor corrente de injeção no processo principal de solução. Esta função do OpenDSS abarca uma grande variedade de modelos de carga. Os modelos de elementos de carga atualmente implementados no OpenDSS são:

1. Potência constante (P). Este, e todos os modelos de carga, revertem para o modelo de impedância constante quando a tensão fica fora do intervalo normal de tensão que pode ser definido pelo usuário numa tentativa de assegurar a convergência do processo de fluxo de carga;
2. Impedância constante (Z). Potência ativa e reativa variam com o quadrado da tensão;
3. Potência ativa constante e potência reativa modelada como uma reatância constante;

4. Potência ativa e reativa variando de modo exponencial;
5. Corrente constante (I). Potência ativa e reativa variando linearmente com a magnitude da tensão;
6. Potência ativa constante, podendo ser modificada pelo formato da curva de carga, mas com a potência reativa fixa independente do tempo;
7. Similar ao modelo anterior, mas com a potência reativa variando com o quadrado da tensão;
8. Modelo ZIP contendo os expoentes de potência ativa e reativa para os três modelos de carga (impedância constante, corrente constante e potência constante).

Para fins do cálculo de perdas na distribuição, propõe-se que a carga seja representada pelo modelo chamado de ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa (ANEEL, 2014).

3.3.6 Elementos de Suporte

O software OpenDSS possui uma gama de elementos de suporte, que servem para organizar as informações básicas tanto dos PDs quanto dos PCs. Nas linhas de comando, pode-se estabelecer as definições básicas e parâmetros desses elementos, interligando-os às suas respectivas funcionalidades.

Os principais elementos de suporte utilizados no programa são:

- LineCode: armazena as informações elétricas de uma linha específica, ou seja, o arranjo;
- LineGeometry e WireData: armazenam as informações geométricas dos postes e das linhas. O OpenDSS utiliza essas informações para construir a matriz de admitância nodal da linha em S=Unidade de Comprimento;
- LoadShape: corresponde a curva de carga associada a um consumidor ou a curva de geração associada a um gerador. Esse elemento de suporte é utilizado quando se deseja realizar simulações sequenciais no tempo;
- Spectrum: a inclusão de um espectro harmônico a um elemento de Conversão de Energia;
- EnergyMeter: esse elemento de suporte corresponde a um medidor que fornece diversos resultados sobre a sua área de medição;
- Monitor: os monitores são instalados em pontos específicos para fornecerem resultados elétricos escolhidos;
- CapControl: esse elemento de suporte corresponde a um elemento de controle que tem

como objetivo controlar um capacitor;

- RegControl: esse elemento de suporte corresponde a um elemento de controle que tem como objetivo controlar o tap ou taps de um transformador.

3.3.7 *Sintaxe de Programação do OpenDSS*

A linguagem de programação do OpenDSS obedece basicamente a um verbo que regerá a manipulação de um elemento e seus respectivos parâmetros. Cada linha corresponde a um comando, cuja parametrização deve vir na mesma linha ou com um til (~) na translineação para a segunda linha.

Há duas formas de linha de comando: na primeira, o verbo relaciona-se diretamente com o elemento do circuito, demandando uma ação. Na Figura 24, vê-se a criação de uma nova linha “New Line.Linha” com seus respectivos parâmetros; na segunda forma, o verbo não interage com um elemento específico.

Figura 24 – *New Line* - exemplo de linha de comando em que o verbo interage com os Elementos Elétricos

```
VerboComando ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1 Param2=Valor2
New Line.Linha Phases=3 Bus1=A Bus2=B length=1 units=km linecode=
ArranjoTeste
```

Fonte: Sexauer (2016)

Figura 25 – *Set* - exemplo de linha de comando em que o verbo não interage com os Elementos Elétricos

```
VerboComando Param1=Valor1 Param2=Valor2
Set mode=daily stepsize=1h number=24
```

Fonte: Sexauer (2016)

Os verbos da sintaxe do OpenDSS definem as ações ou comandos que servem para modelar, simular e analisar sistemas de distribuição de energia elétrica. Na Figura 26 podem-se elencar os principais exemplos mais utilizados:

- New: este verbo cria novos elementos do sistema, como barras, transformadores, cargas e geradores. Além disso, permite que o usuário especifique as características e parâmetros desses componentes;
- Edit: o verbo “Edit” é usado para modificar as propriedades de um elemento específico do

Figura 26 – Principais verbos

Verbo	Descrição
New	Cria um novo elemento de circuito
Edit	Edita um elemento de circuito escolhido
Set	Define as opções de solução como, por exemplo, <i>Mode</i>
Solve	Realiza a solução do circuito definido
Show	Apresenta relatórios de resultados em arquivos *.txt
Export	Salva relatórios de resultados em arquivo *.csv
Plot	Plota os resultados do fluxo de potência no circuito

Fonte: Sexauer (2016)

- sistema, permitindo que o usuário faça ajustes em parâmetros específicos;
- Set: este verbo é utilizado para definir ou alterar os valores de parâmetros dos elementos já cadastrados no sistema;
 - Solve: o verbo “solve” é fundamental para analisar e resolver o sistema de equações do OpenDSS, calculando, por exemplo, o fluxo de potência e outros parâmetros da simulação;
 - Add: o “Add” é usado para incluir novas propriedades ou características em elementos do sistema, como curvas de carga, perfis de carga, reguladores de tensão, entre outros. Show: este verbo exibe as informações, resultados e gráficos da simulação, permitindo que os usuários visualizem o desempenho do sistema;
 - Export: por meio do “Export”, os usuários podem gerar relatórios ou exportar dados do programa para outros formatos, como CSV, TXT, XLS etc;
 - Plot: o verbo “Plot” é usado para criar gráficos e representações visuais dos resultados da simulação.

3.3.8 *Circuit*

O elemento Circuit, quando criado, estabelece um o ponto de partida do circuito. Conforme SEXAUER (2016), esse elemento representa a fonte primária de energia e simula uma barra infinita. Dessa forma, o software permite que o elemento contenha os dados pertinentes à localização da rede com os parâmetros como frequência, tensão de base, impedância, unidades dentre outros.

- Bus: define o elemento barra do circuito. As barras conectam as linhas do sistema, sendo nomeadas pelo usuário.
- BasekV: tensão de base;

- BaseMVA: potência de base no ponto inicial. O padrão é 100;
- Phases: número de fases do elemento. O padrão é 3.
- R1: resistência de sequência positiva da linha;
- X1: reatância de sequência positiva da linha;
- R0: resistência de sequência zero da linha;
- X0: reatância de sequência zero da linha;

3.3.9 Transformer

O elemento transformer representa o transformador, com suas respectivas configurações de dois ou mais enrolamentos bem como os tipos de conexão (delta, estrela) que são comumente empregados no sistema de distribuição. No OpenDSS seus parâmetros adotados são:

- %imag: percentual de corrente de magnetização;
- %loadloss: percentual de perdas em carga nominal;
- %R: resistência ôhmica em pu dos enrolamentos;
- Bus: especificação das barras em cada enrolamento;
- kV: nível de tensão em kV;
- kVA: potência nominal do transformador em kVA;
- Tap: regula a tensão cujo enrolamento está submetido;
- xhtl: reatância em pu dos enrolamentos;
- wdg: número de enrolamentos. O padrão é 2.

Tabela 2 – Código do elemento transformador

Elemento Transformador
New Transformer.Trafo.01 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0015.1.2.3 kV=13.8 - kVA=71.34709722222222 wdg=2 conn=weye bus=TFE0015 _s .ec.1.2.3.4kV = 0.38 - %imag=1.3 xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.12
New Transformer.Trafo.02 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0018.1.2.3 kV=13.8 - kVA=38.1770902777778 wdg=2 bus=TFE0018 _s .ec.1.2.3.4kV = 0.38%imag = 1.3 - xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.12
New Transformer.Trafo.03 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0019.1.2.3 kV=13.8 - kVA=74.75533680555555 wdg=2 bus=TFE0019 _s .ec.1.2.3.4kV = 0.38%imag = 1.3 - xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.12

Fonte: Elaborado pelo autor

3.3.10 *Line*

O componente Linecode é responsável por representar as linhas de distribuição da rede estudada. É importante observar que o OpenDss emprega o Modelo Pi para a representação das linhas. A seguir, menciona-se uma lista dos principais parâmetros a serem especificados:

- Bus: conexão das linhas às barras;
- Nphases = número de fases;
- R1: resistência de sequência positiva da linha;
- X1: reatância de sequência positiva da linha;
- R0: resistência de sequência zero da linha;
- X0: reatância de sequência zero da linha;
- C1: capacitância de sequência positiva da linha
- C0: capacitância de sequência zero da linha;
- Units: unidade de comprimento (km | m | cm)
- Length: comprimento da linha;
- Rmatrix: matriz triangular inferior de resistência dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- Xmatrix: matriz triangular inferior de reatância dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- Cmatrix: matriz triangular inferior de capacitância dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- LineCode: descreve as impedâncias que serão utilizadas pelo comando Line.

3.3.11 *Load*

O objeto Load define o elemento carga, considerado um PC (Elemento de conversão de energia). É definido basicamente por sua potência em kW e seu fator de potência em kVar. Dentre suas características, o software permite a simulação de vários perfis de carga, sendo diário ou anual, por exemplo.

- Bus: barra da carga;
- Phases: número de fases.
- kV: tensão da carga em kV;
- kW: potência ativa da carga em kW;

- kVA: potência aparente da carga em kVA;
- Pf: fator de potência da carga;
- Daily: curva diária de consumo em pu associada ao elemento Loadshape.
- Conn: tipo de conexão, Delta ou Estrela;

3.3.12 Buscoords

No OpenDSS, o sistema de coordenadas (x,y) é definido pelo elemento Buscoords. Resumidamente, é uma lista com as coordenadas das barras que integram o sistema analisado. O Buscoords pode ser feito no próprio script ou lido em um arquivo CSV. É possível utilizar espaços e tabulações bem como vírgulas para separação dos valores.

Na tabela 3, vê-se no primeiro número a identificação da barra da rede de distribuição, no segundo número, o valor da coordenada X e, no terceiro, o valor da coordenada Y.

Tabela 3 – Tabela de Barras

Barras	X	Y
0	536407.00	9587147.00
1	536448.00	9587147.00
2	536530.00	9587145.00
3	536704.00	9587130.00
4	536681.00	9586933.00
5	536647.00	9586732.00
6	536744.00	9586719.00

Fonte: Elaborado pelo autor

3.3.13 LoadShape

O Loadshape é muito relevante para todos os tipos de soluções de fluxo de potência em tempo sequencial. Isso é um recurso bem poderoso do OpenDSS e os usuários devem se familiarizar com a definição e seu uso. O funcionamento do Loadshape consiste em uma série de multiplicadores, normalmente variando de 0 a 1, que são aplicados aos valores básicos de kW da carga para representar sua variação ao longo de um período de tempo.

As matrizes de formas de carga podem ser inseridas diretamente na linha de comando ou as formas de carga podem ser armazenadas em um dos três tipos diferentes de arquivos a partir dos quais as formas são carregadas na memória.

As principais propriedades dos Loadshape são:

- Npts: número de pontos esperados ao definir a curva;
- Interval: intervalo de tempo dos dados, Hr. Padrão= 1,0;
- mInterval: especifica o intervalo em minutos;
- sInterval: especifica o intervalo em segundos;
- Mult: matriz de valores multiplicadores.

3.3.14 Linecode

Os linecodes são objetos de uma biblioteca geral que contêm as características de impedância das linhas e cabos. A terminologia *linecode* (código de linha) é um termo antigo de programa de análise de sistema de distribuição, que foi criado pelos programadores, para referir-se à descrição das impedâncias das linhas.

Na maioria dos programas de análise de distribuição, pode-se descrever uma linha pelo seu Linecode e pelo seu comprimento. Os objetos Linecode podem ser definidos em um arquivo separado.

Figura 27 – Exemplo de linecode

```
New linecode.CCN95MM2_nphases=3 Basefreq=60
~ rmatrix=[0.197 | 0.06 0.197 | 0.06 0.06 0.197 ]
~ xmatrix=[0.405 | 0.171 0.405 | 0.162 0.164 0.405 ]
```

Fonte: Elaborado pelo autor

As propriedades do linecode são, em ordem:

- Nphases = número de fases;
- R1: resistência de sequência positiva da linha;
- X1: reatância de sequência positiva da linha;
- R0: resistência de sequência zero da linha;
- X0: reatância de sequência zero da linha;
- C1: capacitância de sequência positiva da linha;
- C0: capacitância de sequência zero da linha;
- Units: unidade de comprimento (km | m | cm);
- Length: comprimento da linha;
- Rmatrix: matriz triangular inferior de resistência dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- Xmatrix: matriz triangular inferior de reatância dadas em Ohm por unidade de compri-

mento;

- Cmatrix: matriz triangular inferior de capacitância dadas em Ohm por unidade de comprimento;

3.3.15 *LineGeometry*

O LineGeometry é uma classe de dados que definem os condutores e suas respectivas posições de acordo com o tipo de construção.

- Nconds: número de condutores nesta geometria. Por padrão, são 3 (três);
- Nfases: número de fases. Padrão = 3. Todos os outros condutores são considerados neutros. Pode-se utilizar a redução de Kron;
- Cond: determina o número do condutor que se deseja definir. O padrão é 1;
- Wire: código para um objeto da classe WireData;
- X: coordenada x;
- Unidades: unidades para x e h: (km | m | cm);
- Normamps: ampacidade normal, amperes para a linha;
- Emergamps: ampacidade de emergência, amperes;
- Spacing: referência a um objeto LineSpacing para uso em um cálculo de constantes de linha. Alternativa para x, h e unidades;
- Wires: matriz de nomes WireData para cálculo de constantes da linha;
- CNCables: matriz de nomes CNData para cálculo de parâmetros de cabo;
- TSCables: matriz de nomes TSData para cálculo de parâmetros de cabo;
- Estações: define o número de classificações a serem definidas para o fio, para ser utilizado somente quando definindo classificações sazonais usando a propriedade "Ratings";
- Ratings: matriz de classificações a serem usadas quando o sinalizador de classificações sazonais for True.

3.3.16 *LineSpacing*

O objeto LineSpacing define o espaçamento dos condutores com um sistema de coordenadas relativas. Em geral, são os condutores da fase principal, mas podem ser qualquer outro grupo de condutores. É necessário definir a posição de cada condutor, tais como:

- Nconds= Número de condutores (fios) deste objeto. O padrão = 3;
- Nphases: número de fases;

- x: matriz de coordenadas x para cada fio;
- h: matriz de alturas de fio correspondente à matriz x;
- Units: unidades para matrizes x e h, um dos seguintes: (km | m | cm).

3.3.17 Capacitor

O elemento Capacitor é componente de dois terminais utilizado para fornecer energia. Nesse caso, caso o usuário não especifique a conexão do segundo barramento, o padrão será o nó 0 (referência de aterramento). O padrão é um banco de capacitores em derivação estrela aterrado.

As principais propriedades são:

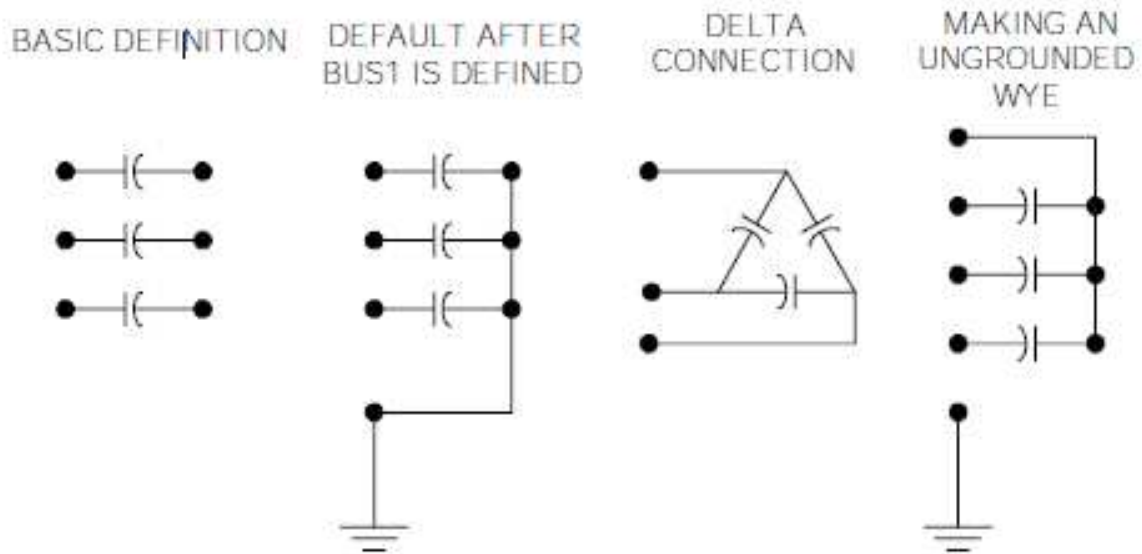
- Bus1: define o primeiro barramento de conexão;
- Bus2: define o segundo barramento de conexão;
- Phases: número de fases;
- Kvar: potência do capacitor;
- kV: tensão nominal do capacitor;
- Conn: conexão do banco, que pode ser definido como WYE (estrela) ou DELTA. O padrão é estrela;
- Numsteps: número de degraus do banco de capacitores a ser definido, por padrão é 1;
- States: indicam o estado de cada degrau (1 = ativado | 0 = desativado);
- Basefreq: frequência base, Hz. O padrão é 60.

3.3.18 CapControl

O elemento CapControl monitora a tensão e a corrente de um terminal seja um elemento de transporte (PD), seja um elemento de conversão, enviando mensagens de comutação para o elemento capacitor. O CapControl possui recursos fundamentais de controle para capacitores utilitários típicos.

- Element: nome completo do elemento do circuito, normalmente uma linha ou transformador, ao qual o TP e/ou TC do controle do capacitor estão conectados;
- Capacitor: nome do elemento Capacitor que o CapControl controla;
- Type: tipo de controle (tensão | kvar | PF | hora);
- DeadTime: tempo morto após o capacitor ser desligado antes que ele possa ser ligado novamente. O padrão é 300 segundos;
- Delay: atraso de tempo, em segundos, desde o momento em que o controle é armado até

Figura 28 – Definição do objeto Capacitor



Fonte: Sexauer (2016)

- enviar o comando de comutação para ligar. O padrão é 15;
- OFFsetting: valor no qual os braços de controle desligam o capacitor;
- ONsetting: valor no qual os braços de controle ligam o capacitor (ou aumentam um degrau);
- PTFase: número da fase que está sendo monitorada para controle de tensão ou um de (avg | Máx | Min) para todas as fases. Padrão=1;
- PTratio: relação do TP que converte a tensão monitorada em tensão de controle. O padrão é 60. o capacitor for Wye, a tensão fase-neutro da 1ª fase será monitorada.

3.3.19 Monitor

O monitor é um elemento de circuito conectado a um terminal de outro elemento de circuito. Ele realiza a coleta de uma amostra quando instruído, registrando o tempo e os valores complexos de tensão, corrente, potência em todas as fases. É possível também armazenar outros valores dependendo da configuração da propriedade Modo. Os dados são salvos em um fluxo de arquivos (separado para cada monitor) na conclusão de cada etapa de uma solução de múltiplas etapas (por exemplo, diária ou anual, ou harmônicas) ou de cada solução em um cálculo de Monte Carlo. Em essência, funciona como um monitor de energia real. Os dados do arquivo podem ser convertidos para o formato CSV e, por exemplo, transferidos para o Excel. Você pode

fazer isso pelo comando *Mostrar Monitor* ou pelo comando *Exportar Monitor*.

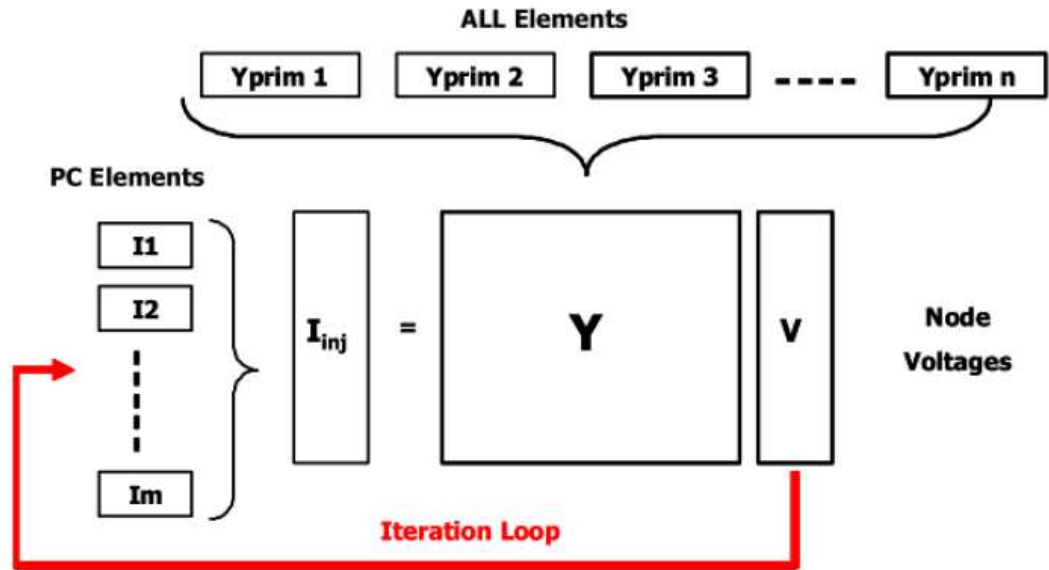
- Element: nome de um elemento de circuito existente ao qual o monitor será conectado;
- Terminal: número do terminal ao qual o monitor será conectado;
- Mode: Os monitores geralmente podem salvar dois tipos básicos de grandezas: 1) Tensão e corrente; 2) Potência. Também pode salvar outras quantidades selecionadas conforme definido abaixo. Os códigos de modo são definidos da seguinte forma:
- 0: modo padrão;
- 1: potência de cada fase, complexa (kw e kvars);
- 2: taps do transformador (conecte o monitor a um enrolamento do transformador);
- 3: variáveis de estado (conectar a um PC);
- 4: nível de cintilação e índice de severidade (Pst) para tensões;
- 5: variáveis de solução;
- 6: comutação de capacitor;
- 7: variáveis de estado de armazenamento (somente dispositivos de armazenamento);
- 8: todas as correntes dos enrolamentos do Transformador;
- 9: perdas (watts, vars) do elemento monitorado;
- 10: todas as tensões dos enrolamentos do Transformador (elementos Transformador ou AutoTransformador).

3.3.20 Solve

O elemento *solve* executa o modo de solução especificado pelo comando *Set Mode = command*. Ele permite que uma solução ou centenas possam ser geradas. Um objeto DSS é associado ao circuito ativo. Dessa forma, diversas propriedades que se podem definir pelo modo de solução. Este comando invoca o método *Solve* do objeto *Solution*, que executa o modo designado. Nesse caso, é necessário especificar as opções *Modo* e *Número* diretamente na linha de comando *Solve*. A Figura 29 mostra do diagrama da matriz a ser calculada pelo OpenDSS. Já a Figura 30 apresenta a linha de comando *Solve*.

Depois da execução do fluxo de potência, os resultados são apresentados como solução, tais como perdas, tensões, fluxos, para cada componente ou para áreas. Dependendo da necessidade, o OpenDSS pode mostrar as informações para cada instante no tempo. (DUGAN, 2019)

Figura 29 – Ciclo iterativo de solução no OpenDSS



Fonte: Dugan e Montenegro (2020).

Figura 30 – Elemento Solve

```

Calc voltage bases
// Comando que faz o cap e reg controles operarem em sincronismo
// com a simulacao
Set controlmode=time
// Opcoes de simulacao para realizar o estudo em 86400 sec, ou seja, 24
// h
// Comecando com em hour 0, second 0
Set mode=duty number=86400 hour=0 stepsize=1 sec=0

// Resolvendo
Solve

// Apresentar os resultados

```

Fonte: Sexauer (2016)

3.3.21 Export

O comando Export grava um arquivo de texto (.CSV) da quantidade especificada para a solução mais recente. O padrão é exportar tensões. A finalidade deste comando é produzir um arquivo que seja facilmente legível por outros programas como MATLAB (use csvread), programas de planilha ou programas de banco de dados.

3.3.22 Considerações Finais

Neste capítulo, apresentou-se o software OpenDSS, de forma a abordar suas características operacionais, como a sintaxe utilizada para definir os elementos e os métodos de solução empregados nas simulações para o cálculo de fluxo de potência nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, demonstrou-se como cada elemento deve ser definido no script da ferramenta e como deve ser feita a visualização dos resultados das simulações bem como as opções para exportá-los.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados os procedimentos metodológicos utilizados na construção deste trabalho. Inicialmente, far-se-á um detalhamento das etapas envolvidas na elaboração do script do OpenDSS, a saber, a coleta de dados da ENEL e do BDGD, a utilização complementar do software QGIS, os parâmetros das perdas técnicas e a base comparativa para a análise dos resultados.

O objetivo principal deste capítulo é apresentar a modelagem de alimentador, CCA01C3, presente na Subestação (SE) CCA sendo realizada usando dados fornecidos pela concessionária ENEL CE e pela base de dados aberta BDGD disponibilizada pela ANEEL. O objetivo do trabalho é a verificação da influência dos modelos de linhas e transformadores no cálculo de perdas elétricas.

A sigla CCA informa que a subestação está localizada em Caucaia, que fornece energia para outros bairros da região metropolitana, tais como Nova Metrópole, Água Boa, Alto da Mangueira, Alto Fechado, Araturi, Arianópolis, Planalto Caucaia entre outros. Nos anexos, há um diagrama unifilar com as especificações do CCA01C.

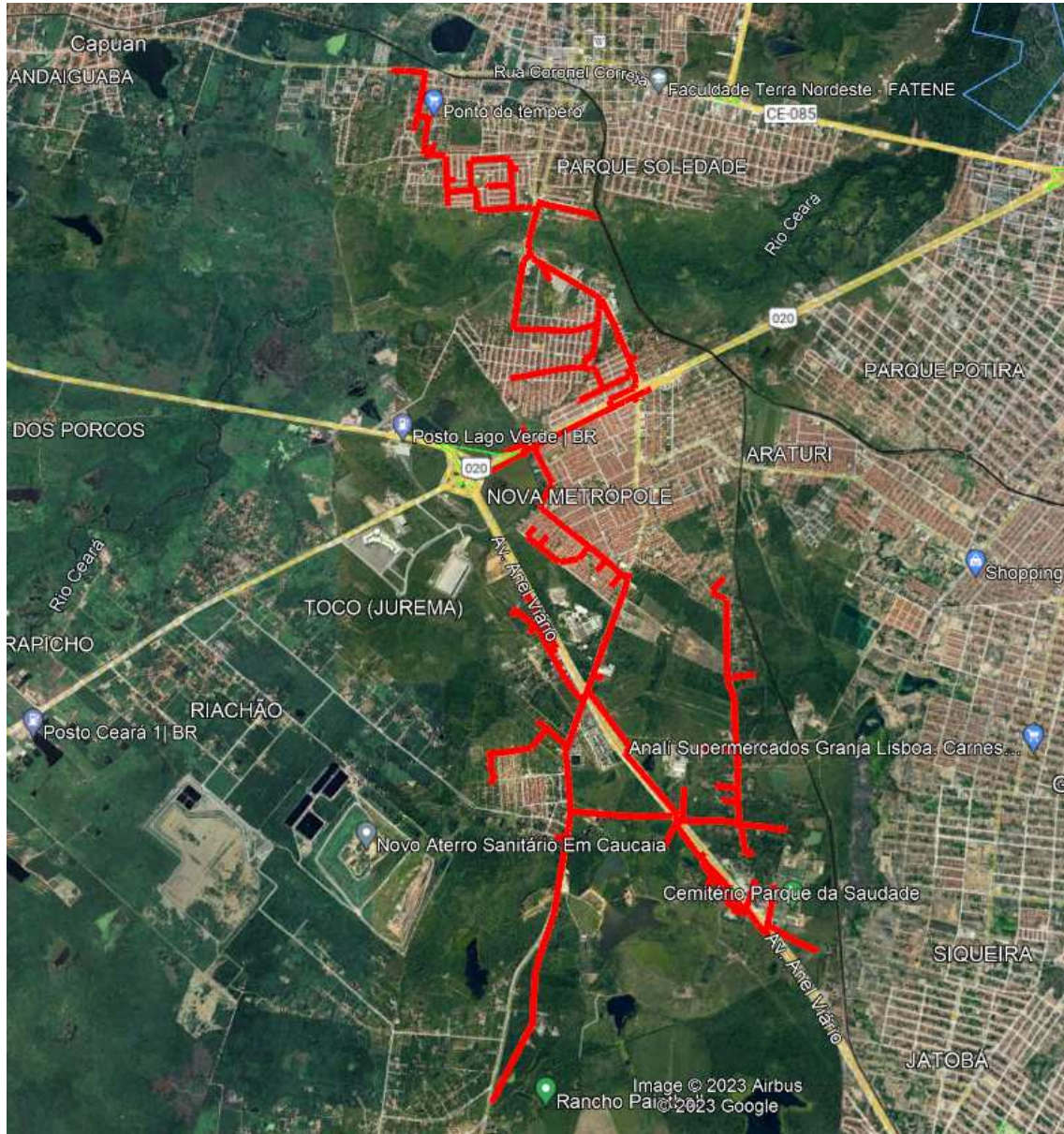
Para o mapeamento do alimentador, utilizou-se o Google Earth, que é uma ferramenta de visualização geoespacial desenvolvida pelo Google. A plataforma foi lançada em 2001 para proporcionar aos usuários uma experiência interativa de exploração de diversos locais do globo terrestre. Basicamente, foram explorados alguns recursos da ferramenta tais como: a exploração interativa, imagens de satélite e medições e linhas de visão:

Na exploração interativa, o usuário pode navegar de forma intuitiva pelas regiões, cidades e pontos de interesse. A interface permite o controle como o zoom, a rotação e a manipulação de pontos. Por sua vez, as imagens de satélite de alta resolução possibilitam a visualização das paisagens, construções e detalhes geográficos com grande precisão. Por último, o recurso de medição e linha de visão que realiza as medições de distâncias e áreas, além de permitir a criação de linhas de visão para analisar terrenos e obstáculos.

Na figura 32 vê-se a vista aérea do alimentador CCA01C3. Por meio dos recursos supracitados, foi possível visualizar as áreas demarcadas no kml cedido pela ENEL. Basicamente, três arquivos foram disponibilizados pelo setor O&M Metropolitana da ENEL, a saber: CCA01C3 - TRAMO (identificação dos trechos), CCA01C3 -DMUM (identificação dos transformadores) e CCA01C3 - CD (identificação das chaves seccionadoras).

A Figura 33 evidencia demarcação dos pontos do alimentador onde se encontravam

Figura 31 – Vista superior do CCA01C3



Fonte: Elaborado pelo autor

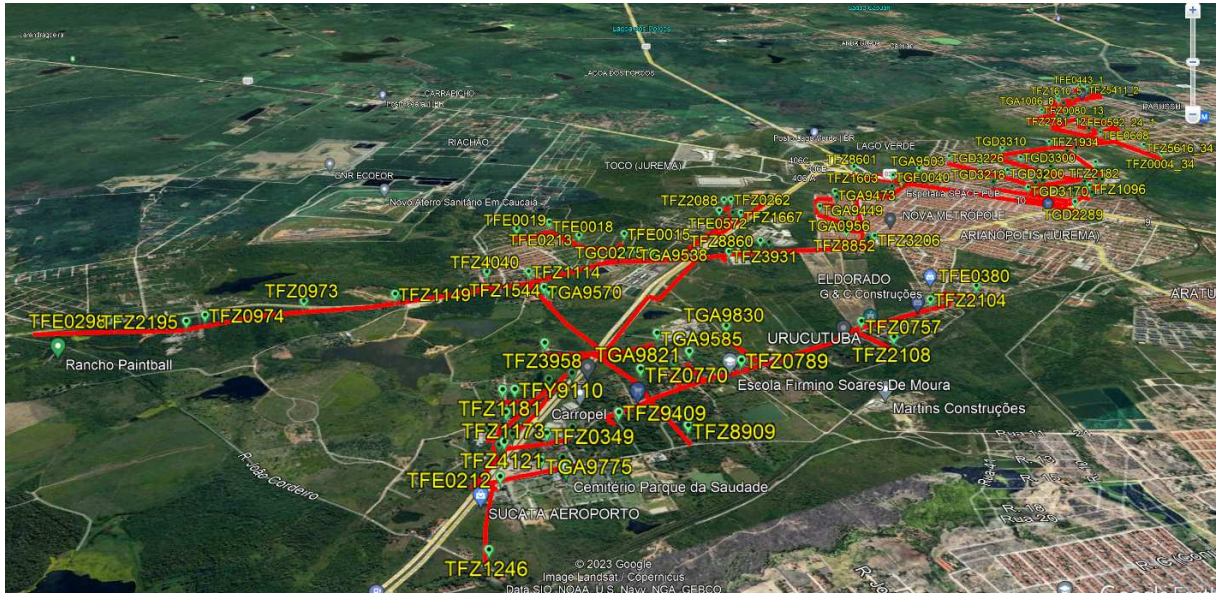
as intersecções das barras ou as posições dos transformadores. A linha vermelha indicam as linhas de distribuição.

Na Figura 34, utilizou-se tanto o recurso de linha de visão quanto o de medição para coleta da medida entre os barramentos. Como se sabe, coletar as medidas e as coordenadas é uma etapa fundamental para alimentação dos parâmetros do comando Line.

4.1 Coleta de Dados e Parâmetros do Sistema

Nesta seção, o procedimento adotado será a determinação dos parâmetros gerais para o escopo deste estudo: as duas situações iniciais que fomentam esta análise é a modelagem

Figura 32 – Visão aérea do Alimentador



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 33 – Linha de visão dos trechos

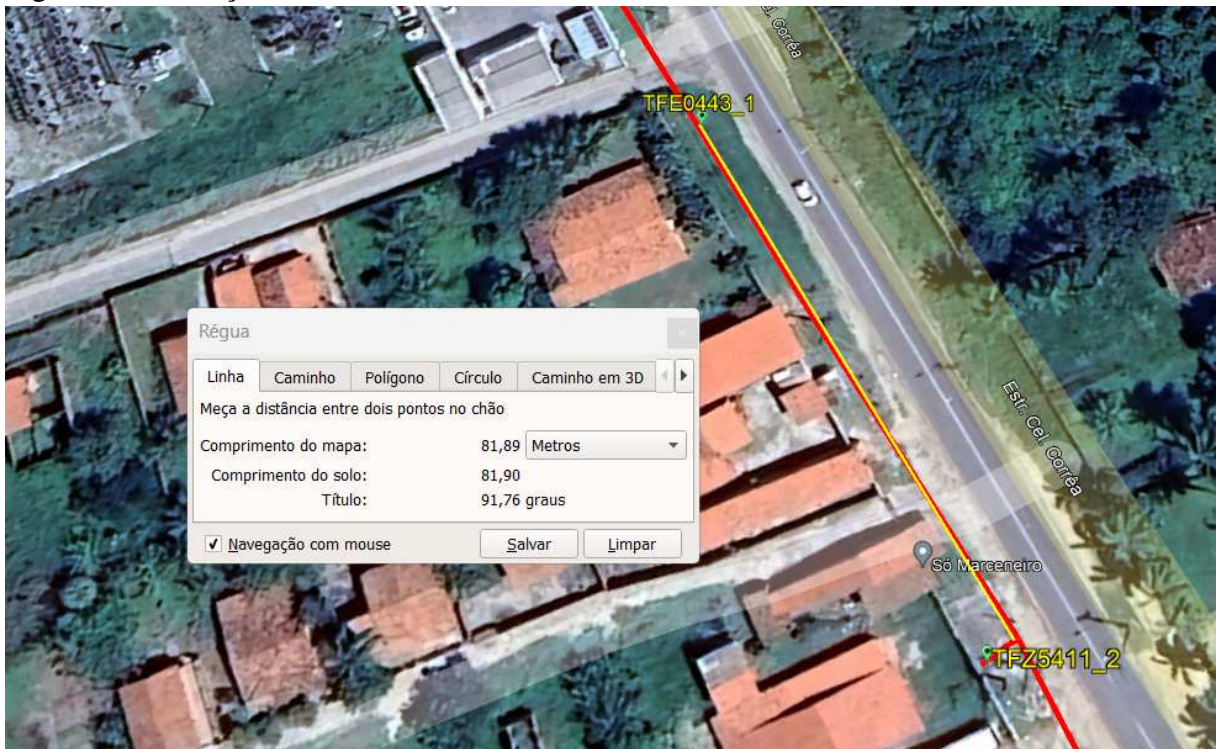


Fonte: Elaborado pelo autor

a modelagem usando as impedâncias de sequência positiva e o LineGeometry. Além disso, o modelo matemático para a comprovação deste trabalho.

Como nos dados do QGIS, a potência encontrada de alguns transformadores é muito superior à potência nominal dos trafos, optou-se por configurar os que estão em sobrecarga de

Figura 34 – Medição de um trecho



Fonte: Elaborado pelo autor

acordo com o padrão da ENEL, baseando-se no período em que pode se manter em sobrecarga, da seguinte forma:

- Residencial - sobrecarga de 40% por duas horas
- Comercial - Sobrecarga de 20% por duas horas"

Dessa forma, foi definido um limite de 140% em relação à potência nominal para os casos de sobrecarga.

4.2 Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD

A Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) é parte integrante do Sistema de Informação Geográfico Regulatório da distribuição (SIG-R). O Objetivo da BDGD é representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora, buscando evidenciar a realidade dos ativos bem como as informações técnicas e comerciais de interesse.

Para compatibilização dos dados, todas as bases recebidas que compõem o SIG-R devem seguir os modelos, requisitos e padrões, que são estabelecidos pelo módulo 10 do PRODIST.

A BDGD é estruturada em entidades, modelos abstratos de dados com a finalidade

de representar todas as informações pertinentes ao setor elétrico, desde ativos até as perdas estimadas pelos agentes.

Conforme a ANEEL, cada uma dessas entidades possui um detalhamento em diversas informações, dentre as quais constam aquelas codificadas pelo Dicionários de Dados ANEEL (DDA), o qual especifica padrões de dados a serem utilizando, visando a padronização das informações (ANEEL, 2021).

Por fim, os dados cartográficos são disponibilizados em um arquivo Geodatabase(.gdb) por distribuidora. Tais dados podem ser baixados na plataforma, de modo que o usuário possa manipulá-lo por meio de outro software de modelos georreferenciados como o QGIS. A Figura 35 mostra a data dos dados, que foram utilizados neste estudo.

Figura 35 – Base de Dados Geográfica da Distribuidora

Informações Adicionais

Campo	Valor
Dados atualizados pela última vez	20 de abril de 2023
Metadados atualizados pela última vez	26 de abril de 2023
Criado	20 de abril de 2023
Formato	link
Licença	Open Data Commons Open Database License (ODbL)
Mostrar mais	

Fonte: BDGD (2023)

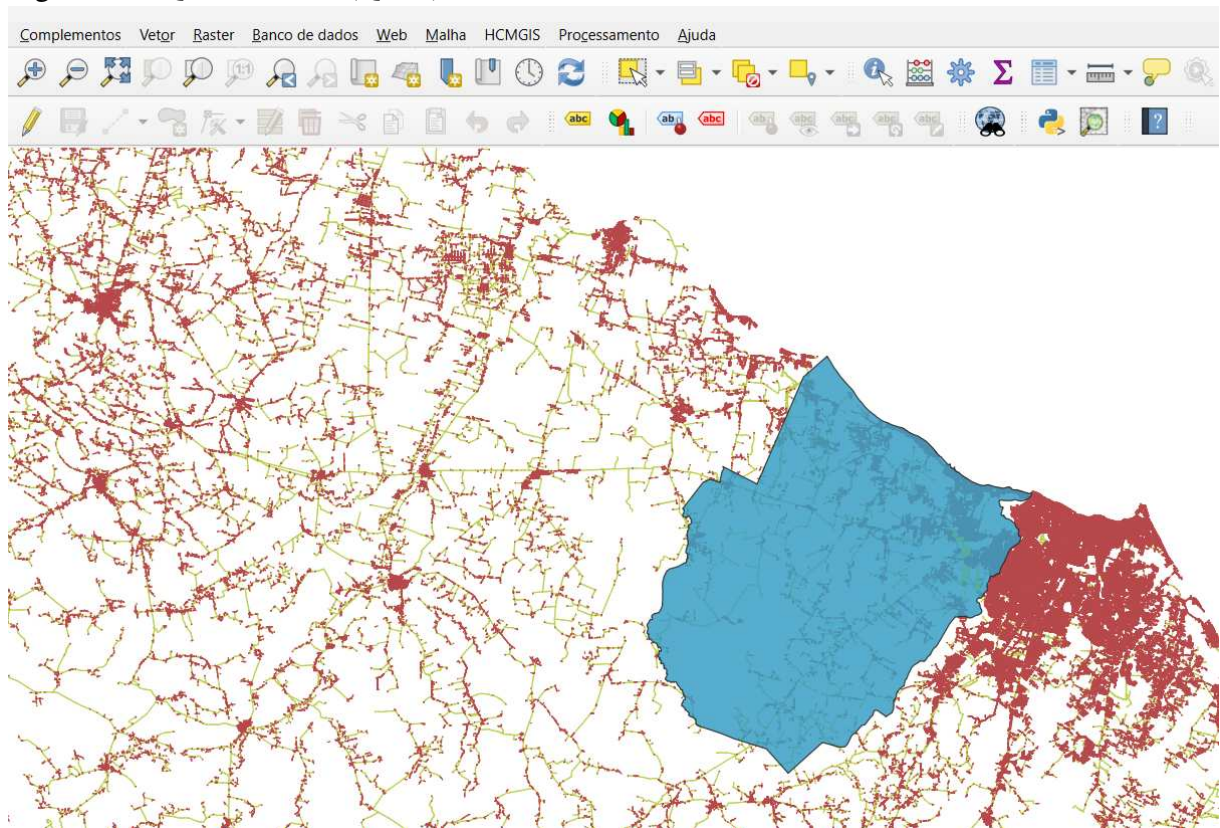
4.3 Quantum GIS - QGIS

O Quantum GIS (QGIS) é um sistema de informação geográfica de código aberto (*Free and Open Source Software*) bastante utilizado para análise espacial e visualização de dados geográficos. Sua interface intuitiva permite uma variedade de ferramentas e módulos que facilitam a manipulação e análise de dados geoespaciais.

O QGIS possui um número de funcionalidades em constante crescimento através das funções nativas e de complementos. É possível visualizar, gerir, editar, analisar dados, e criar mapas para impressão. Uma característica fundamental do QGIS é a capacidade de gerenciar camadas, possibilitando sobreposição e análise de diferentes conjuntos de dados geográficos.

Ademais, o software contém ferramentas avançadas para análise espacial, incluindo

Figura 36 – Quantum GIS (QGIS)



Fonte: Elaborado pelo autor

buffer, sobreposição, consulta espacial e análise de proximidade. Os usuários também podem editar diretamente dados geográficos no QGIS, adicionando, removendo ou alterando elementos espaciais e atributos.

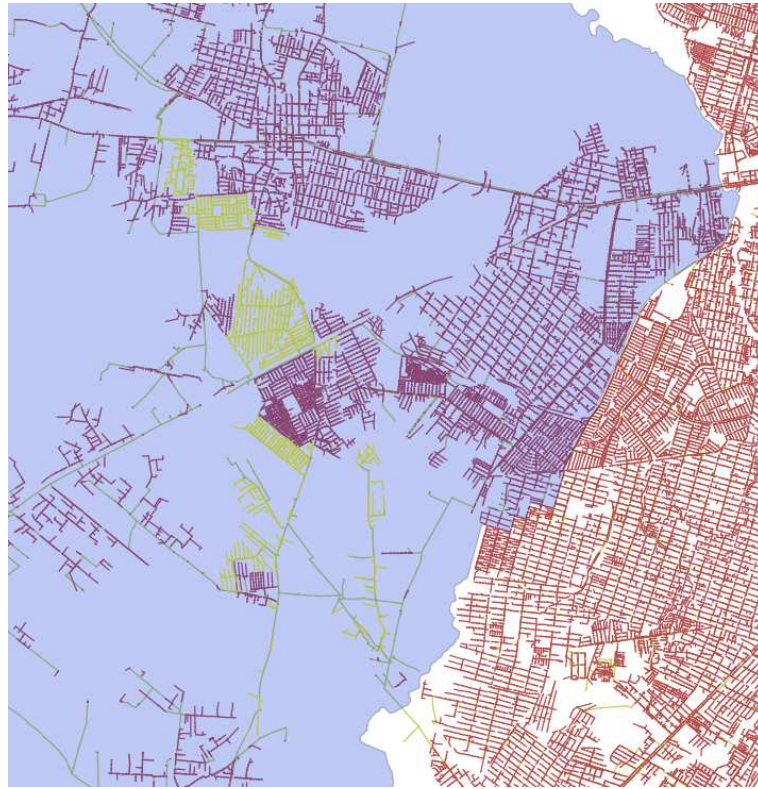
Como se vê na Figura 36, a zona destacada em azul turquesa é o mapeamento da região de Caucaia e sua região geográfica imediata a Fortaleza. Na Figura 37, as linhas destacadas em amarelo são as do alimentador utilizado nesse estudo. A partir do QGIS, foi possível analisar inúmeros dados do BDGD sobre o alimentador CCA01C3, como potência real e códigos dos transformadores, coordenadas das barras, localizações etc.

4.4 Abordagens: Impedância de Sequência Positiva e Análise Geométrica dos condutores

Neste tópico, descreve-se sucintamente as duas abordagens utilizadas na análise dos cálculos de perdas. A primeira abordagem utilizou a impedância de sequência positiva e, a segunda, a análise geométrica dos condutores.

A impedância de sequência positiva é um recurso valioso no estudo de sistemas elétricos trifásicos. Ela representa a impedância de um sistema elétrico para uma sequência de

Figura 37 – Alimentador CCA01C3 no QGIS



Fonte: Elaborado pelo autor

fase na qual todas as fases têm a mesma magnitude e estão defasadas de 120 graus. Nessa perspectiva, ela é bastante útil para avaliar o desempenho do sistema em condições de desequilíbrio, como falhas monofásicas. Além disso, essa abordagem facilita a compreensão e a modelagem de desequilíbrios em sistemas de potência.

Por outro lado, a análise geométrica dos condutores é crucial para a compreensão das correntes e campos elétricos ao longo dos condutores. Nesse sentido, a posição dos condutores influencia diretamente a distribuição de corrente, a dissipação de calor e outros aspectos relacionados ao desempenho dos componentes elétricos. Dessa forma, o intuito desta abordagem é otimizar o projeto dos condutores para garantir uma operação eficiente e segura do sistema.

Para a realização do estudo com essas duas abordagens, a escolha do OpenDSS foi fulcral. Como visto no Capítulo 3, o software é amplamente utilizado para a análise de sistemas elétricos de potência. Ele dá suporte a uma gama de recursos, que incluem cálculos de fluxo de carga, curto-circuito, coordenação de proteção, dentre outros.

Nessa perspectiva, a comparação entre a impedância de sequência positiva com a análise geométrica dos condutores permitirá uma visão abrangente do comportamento do alimentador, fornecendo informações sobre o desempenho do sistema. O aprofundamento dessa metodologia está contida na fundamentação teórica, com base no livro *Distribution System*

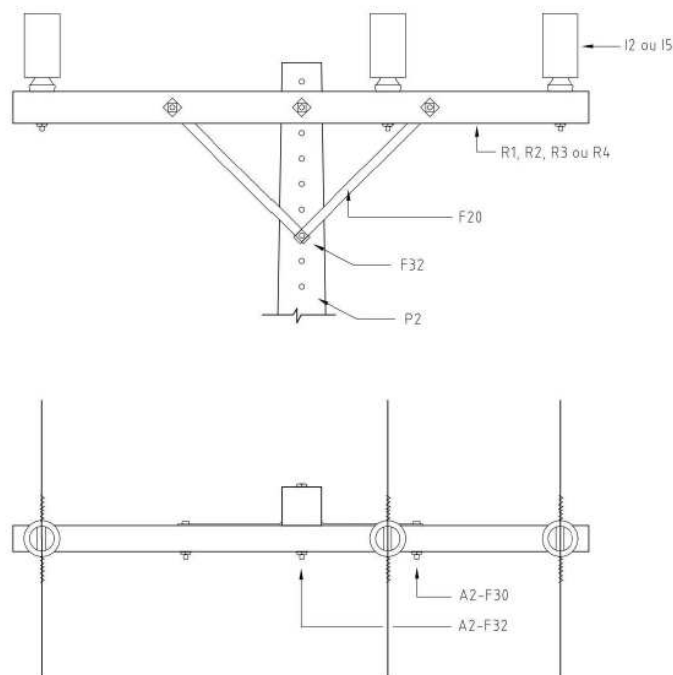
Modeling and Analysis (KERSTING, 2017).

4.5 Configuração N1

A concessionária ENEL Ceará em sua Especificação Técnica nº 262 estabelece o padrão de estruturas básicas a serem utilizadas nas redes de distribuição aérea, com utilização de condutores nus para tensão primária de 15 kV. Outra norma de referência é a NBR 15688 que fundamenta as estruturas de redes de distribuição aérea.

A simbologia N1 refere-se a uma classificação específica com representação gráfica na Figura 39. No contexto de sistemas elétricos e de distribuição de energia, a estrutura leva em consideração critérios de projeto e fatores ambientais. Por exemplo, em áreas salinas, a classificação da área inclui os níveis de poluição.

Figura 38 – Estrutura N1 - ENEL Ceará

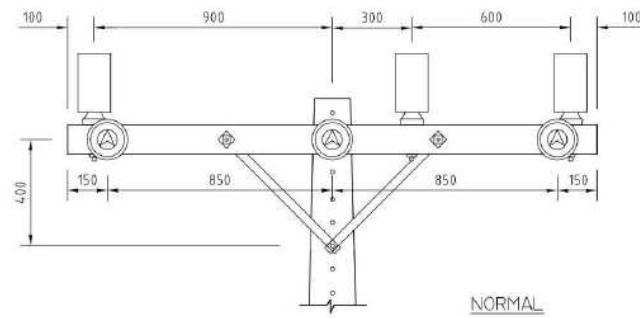


Fonte: ENEL Ceará (2018)

A estrutura N1 possui três condutores. O primeiro com um espaçamento de 90 cm à esquerda em relação ao centro do poste, normalmente de concreto. O segundo, mais próximo ao centro, de 30 cm, e o terceiro condutor com afastamento de 60 cm em relação ao segundo, como se vê na Figura 39.

O dimensionamento entre os condutores em uma estrutura N1 leva em consideração vários fatores, incluindo a tensão da linha, as condições ambientais, a carga elétrica a ser

Figura 39 – Dimensionamento N1 - ENEL Ceará



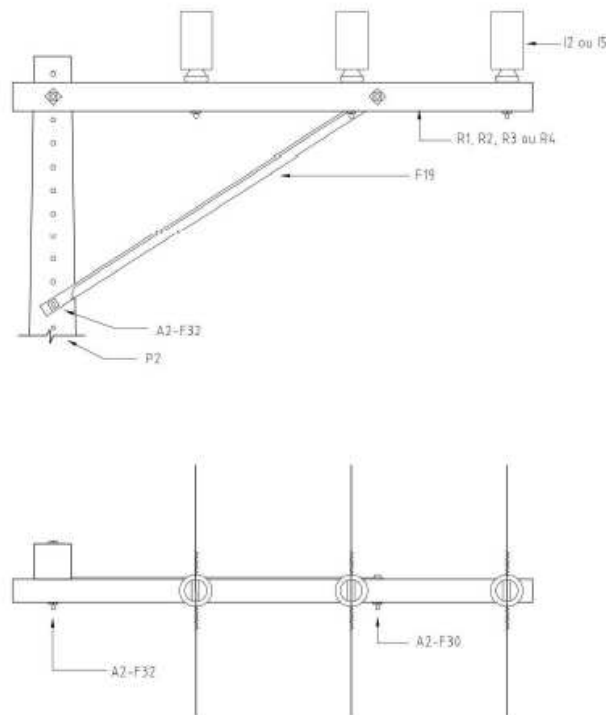
Fonte: ENEL Ceará (2018)

transportada e as normas de segurança. Este dimensionamento visa prevenir curtos-circuitos, faíscas e garantir uma operação estável e segura do sistema.

Neste estudo, com base na especificação da concessionária, utilizou-se o dimensionamento da estrutura N1 para o cálculo da geometria dos condutores.

4.6 Configuração B1

Figura 40 – Estrutura B1 - ENEL Ceará

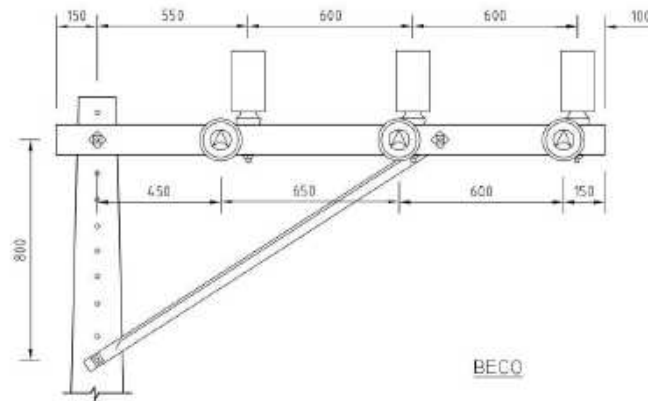


Fonte: ENEL Ceará (2018)

A estrutura B1 possui três condutores. O primeiro com um espaçamento de 55 cm à

direita em relação ao centro do poste, normalmente de concreto. O segundo, mais próximo ao condutor, dista 60 cm, e o terceiro condutor com afastamento de 60 cm em relação ao segundo, como se vê na Figura 41.

Figura 41 – Dimensionamento B1 - ENEL Ceará



Fonte: ENEL Ceará (2018)

Após a definição das duas estruturas utilizadas, N1 e B1, foram criadas as linhas de comando do LineGeometry. Além disso, os New Lines desta abordagem foram configurados levando em consideração a equação de Carson e a redução de Kron. Nos apêndices, estão os códigos utilizados nas simulações.

Neste capítulo, foram apresentados os procedimentos metodológicos desta pesquisa. Além disso, foram descritas as características do Alimentador CCA01C3 e dos softwares que auxiliaram a realização das simulações no OpenDSS. Por fim, foram definidas as configurações da rede aérea que foi utilizada no script LineGeometry e Wiredata.

5 RESULTADOS

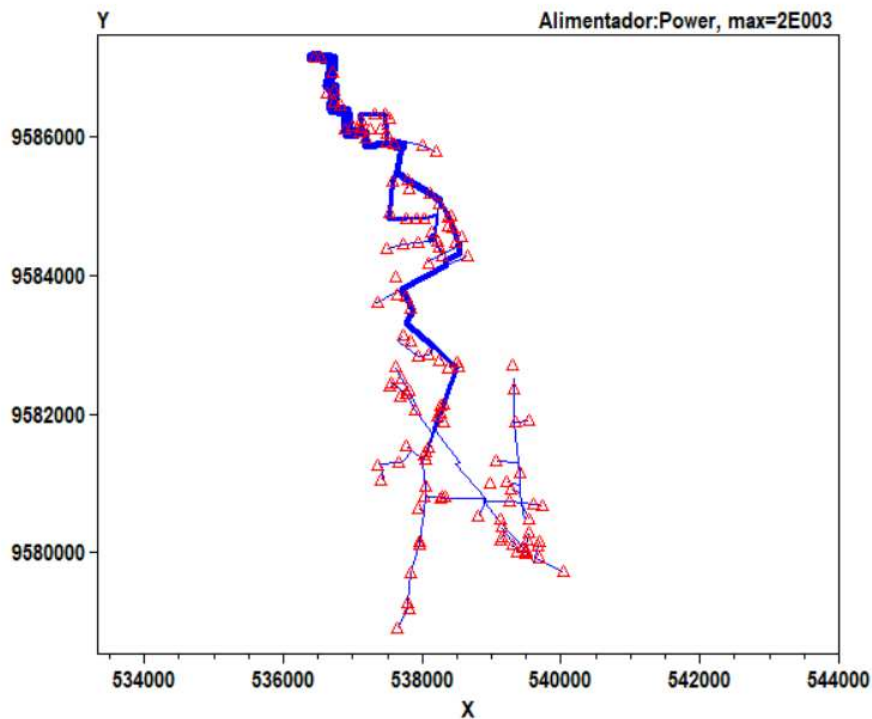
Neste capítulo serão apresentados os principais resultados obtidos na simulação com o OpenDSS do Alimentador CCA01C3 quando comparadas as abordagens entre a impedância de sequência positiva e a análise geométrica dos condutores. Com base nisso, no decorrer deste capítulo, serão apresentados cenários em que serão analisadas as perdas de energia do sistema.

5.1 Georreferenciamento do Alimentador CCA01C3

O sistema de distribuição utilizado nesta pesquisa é o alimentador CCA01C3 abastecido pela Subestação Distribuidora de Caucaia (SE CCA), que pertence a concessionária ENEL Ceará, situada na Estrada Coronel Corrêa, 40, Caucaia - CE. O alimentador está situado em um polígono de aproximadamente 17 km quadrados.

A rede em análise alimenta um total de 124 transformadores, contendo transformadores trifásicos, que rebaixam a tensão de 13.8 kV para 380V, em área com 284 trechos de linhas.

Figura 42 – Georreferenciamento do Alimentador CCA01C3 no OpenDSS



Fonte: elaborada pelo autor.

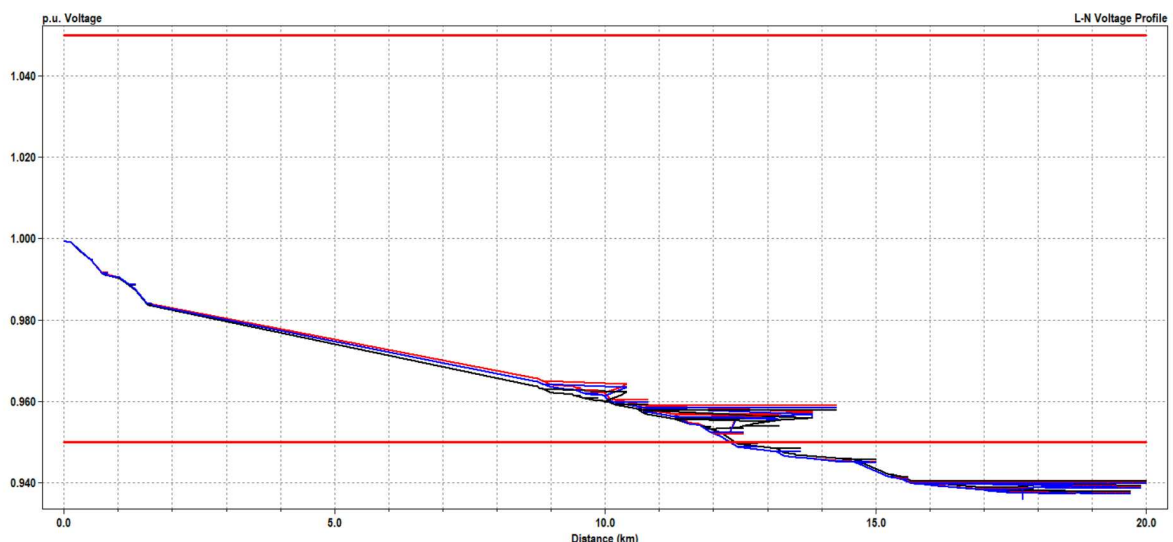
5.2 Análise das perdas técnicas com impedância de sequência positiva

Inicialmente, os dados do sistema foram extraídos dos arquivos dos tramos fornecidos pela ENEL, de forma que foi possível identificar os trechos e os elementos como linhas, transformadores, chaves seccionadoras, dentre outros. De forma complementar, utilizou-se o QGIS para coleta da potência real de algumas cargas e de certos transformadores que não estavam contemplados no primeiro banco de dados. Para isso, inseriram-se os arquivos extraídos do BDGD, ver Figura 35, no próprio QGIS.

O objetivo específico desta análise é comparar as perdas técnicas entre os dois modelos de cálculo. O primeiro utilizando a impedância de sequência positiva e considerando outros elementos tais como banco de capacitor, regulador de tensão e resistências de aterramento. O segundo modelo, por sua vez, consistirá na análise geométrica dos condutores, observando duas configurações da ENEL nas redes aéreas, a saber, N1 e B1.

Como já mencionado anteriormente, na fundamentação teórica, o Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) da ANEEL adota como referência a impedância de sequência positiva para os processos regulatórios.

Figura 43 – Perfil de tensão do alimentador CCA01C3



Fonte: elaborada pelo autor.

Para início da análise, após a modelagem dos dados no OpenDSS, utilizou-se como marco inicial o alimentador desconsiderando os reguladores de tensão, capacitores e banco de capacitores para correção da tensão e fator de potência. Ver Figura 43.

Inicialmente, o perfil de tensão mínima encontrado foi de 0.94 pu, que está em função da distância da barra de referência considerando a demanda máxima. Linhas contínuas e tracejadas representam respectivamente as barras, e as cores indicam as fases.

A barra 0 (zero) foi considerada como o barramento do elemento Circuit, cujo perfil de tensão é exibido conforme o distanciamento das barras à fonte. Dessa forma, pode-se observar na figura 43, que a tensão em pu, diminui de acordo com o distanciamento e os períodos do dia.

5.2.1 Perdas no alimentador por período

A Figura 44 mostra os resultados das perdas técnicas por horário.

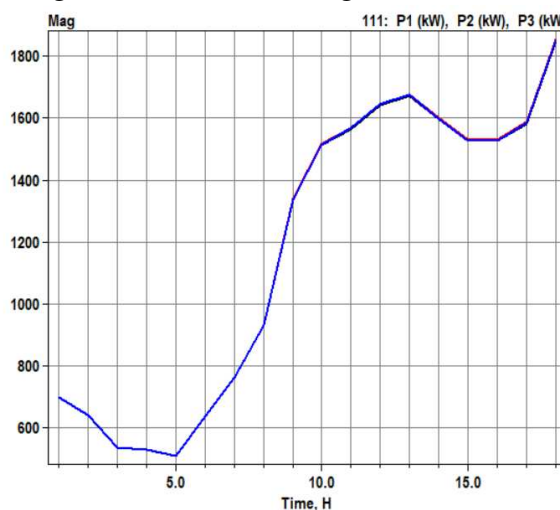
Figura 44 – Perdas do alimentador por horário

Horário	09h	15h	18h	21h	24h
Line losses (kW)	217,3	280,7	414,7	477	149,4
Transformer losses (kW)	129,4	164,8	236,5	269,1	92,8
Total losses (kW)	346,7	445,5	651,2	746,1	242,2
Total Load Power (kW)	3483,9	3902,1	4614,8	4891,5	2938,8
Percent Losses for Circuit	9,95%	11,42%	14,11%	15,25%	8,24%

Fonte: elaborada pelo autor.

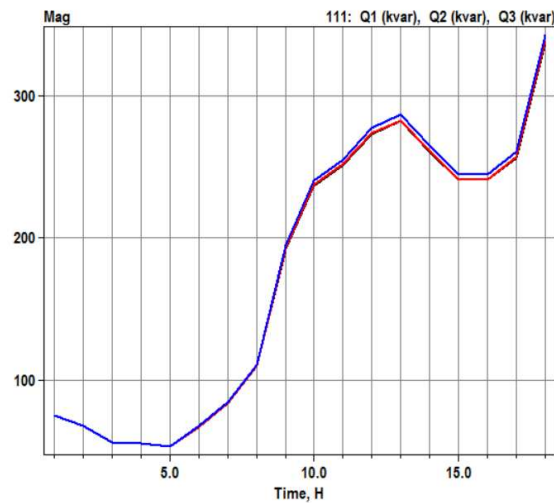
Na Figura 45, encontra-se a potência ativa da rede durante o período de 24 horas, e na Figura 46, a potência reativa. O Loadshape das cargas encontra-se no apêndice.

Figura 45 – Curva de carga - Potência ativa



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 46 – Curva de carga - potência reativa



Fonte: elaborada pelo autor.

Partindo do alimentador, sem os ajustes, e simulando o fluxo de potência e considerando os seguintes parâmetros como as perdas na linhas e nos transformadores, a Figura 44 evidencia os resultados obtidos.

Numa análise prévia do alimentador, foram selecionados 5 períodos do dia (09h, 15h, 18h, 21h e 24h) de modo que fosse possível identificar os períodos mais ou menos sobrecarregados. Como se observa na figura, o horário entre as 18 e 21h, evidenciou uma percentual de perdas técnicas bem superior aos demais horários.

5.2.2 Perdas nas linhas e nos transformadores

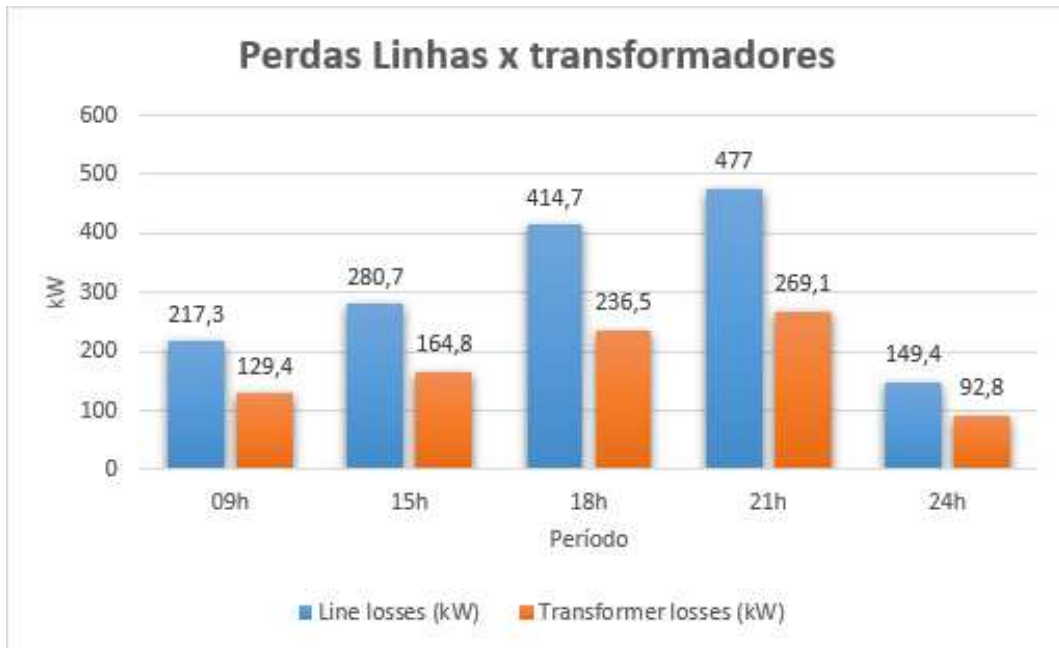
Na figura 47, observa-se que as perdas nas linhas foram maiores que as dos transformadores. Quanto às perdas nas linhas, quanto maior a carga, maiores as perdas, tendo em vista que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente e como a corrente é reduzida na razão direta da melhoria do fator de potência, as perdas são inversamente proporcionais ao quadrado do fator de potência.

Considerando o alimentador real, sem os ajustes:

- Perdas na linha: Variação significativa ao longo do dia entre 149,4 kW a 477 kW, o que indica possíveis problemas na entrega de energia, principalmente nos horários de pico;
- Perdas no Transformador: variação significativa, de 92,8 kW a 269,1 kW;
- Perdas Totais: há uma variação considerável, indicando uma ineficiência em alguns horários específicos.

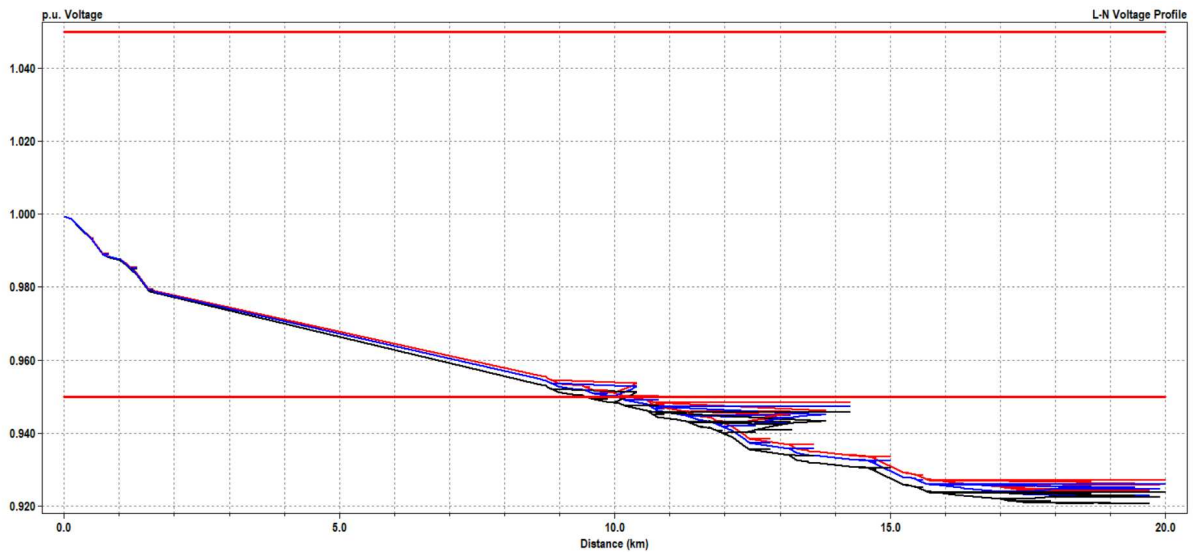
O perfil de tensão mínima pode ser observado nas Figuras 48, 49, 50, 51 e 52.

Figura 47 – Perdas linhas x transformadores



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 48 – Perfil de tensão - 09h

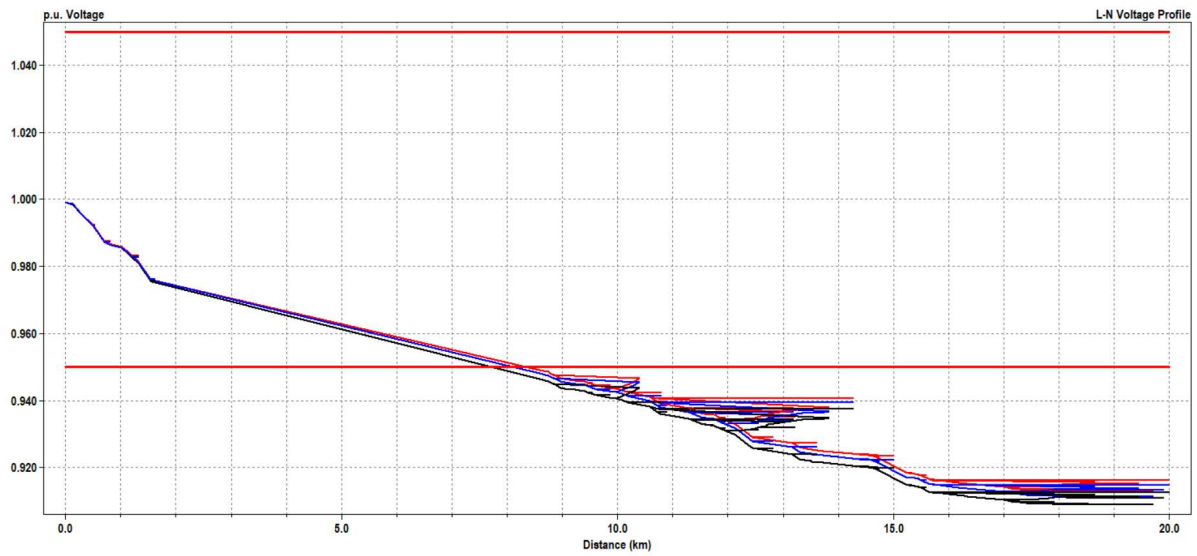


Fonte: elaborada pelo autor.

Na tabela 4, vê-se que o perfil de tensão em pu revela variações ao longo do dia, evidenciando um padrão elétrico que pode impactar significativamente o desempenho do sistema elétrico. Ao longo dos trechos do alimentador, percebe-se um decremento das tensões nos barramentos, gerando uma subtensão em vários pontos.

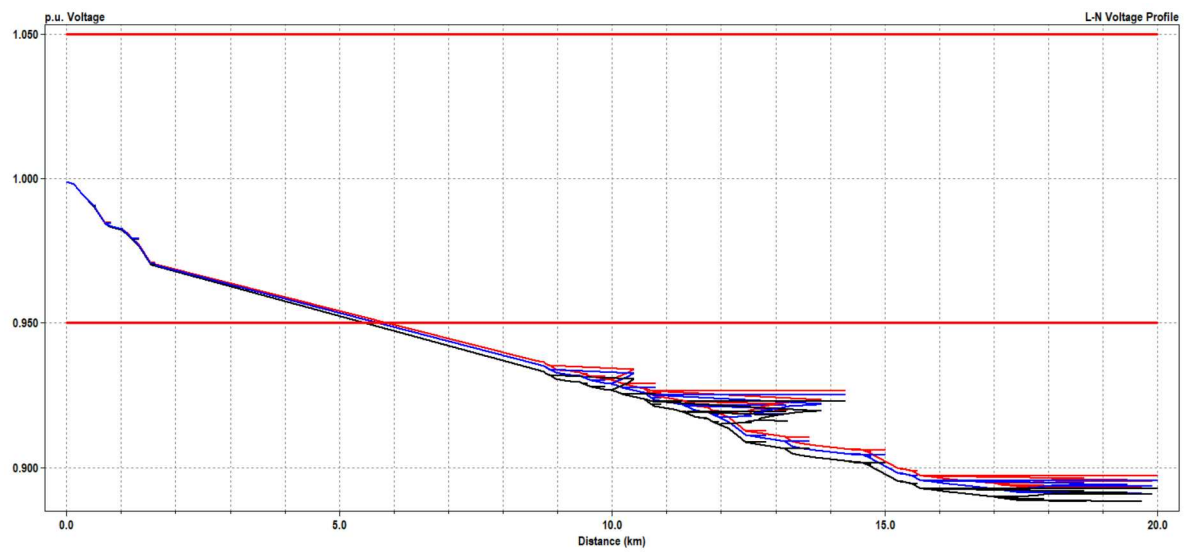
Nota-se uma tendência decrescente na tensão em pu , atingindo o valor mais baixo de 0.88 às 21h. Essa queda constante ao longo do dia pode resultar em problemas de qualidade de energia e eficiência operacional, sendo necessária a adoção de medidas para evitar tais variações,

Figura 49 – Perfil de tensão - 15h



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 50 – Perfil de tensão - 18h



Fonte: elaborada pelo autor.

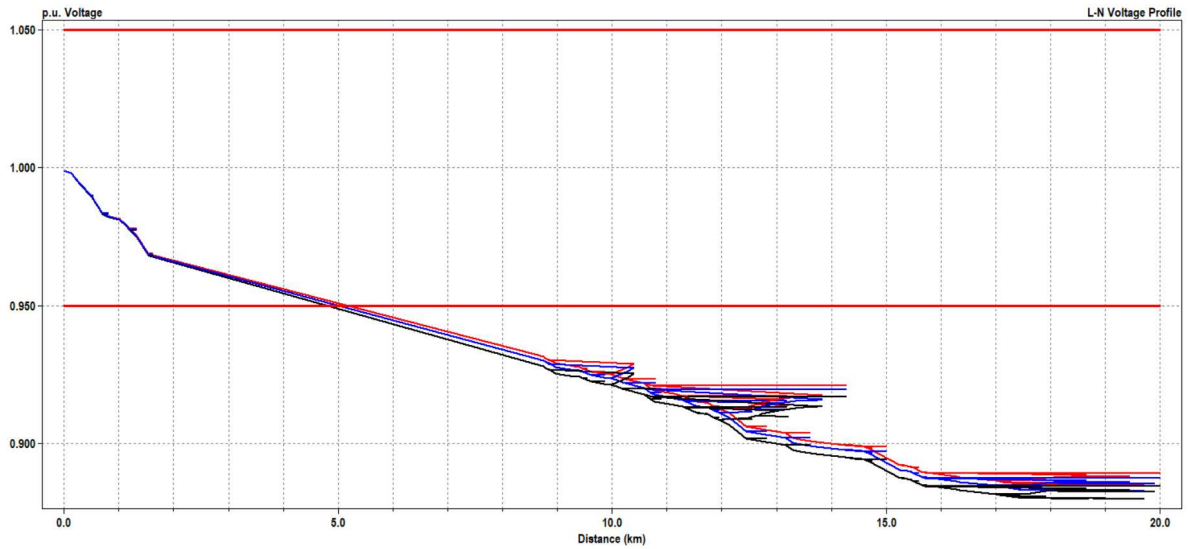
visto que algumas não estão dentro das tolerâncias permitidas pelos padrões e normas elétricas.

Tabela 4 – Perfil de tensão mínima em pu

Horário	Tensão em pu	Perdas totais (kW)
09h	0,92	346,7
15h	0,91	445,5
18h	0,89	651,2
21h	0,88	746,1
24h	0,94	242,2

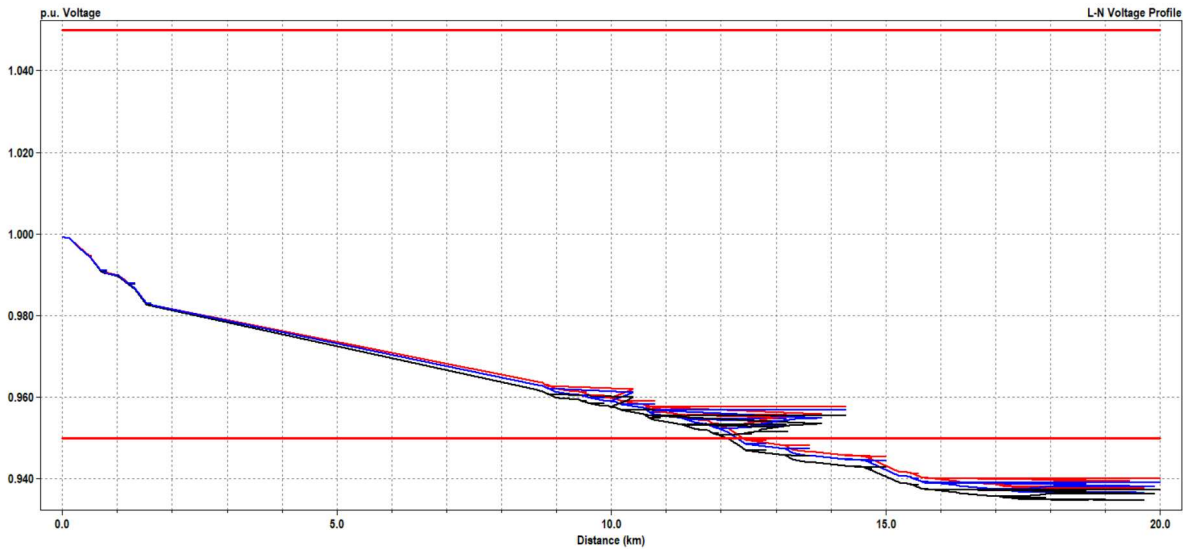
Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 51 – Perfil de tensão - 21h



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 52 – Perfil de tensão - 24h



Fonte: elaborada pelo autor.

5.2.3 Perdas no alimentador com a inserção de banco de capacitores

Nesta subseção, o alimentador foi ajustado com um conjunto de 4 bancos de capacitores controlados pelo CapControl para ajuste do fator de potência de modo que o perfil de tensão ficasse aproximadamente semelhante ao perfil da análise geométrica.

Foram definidos 4 bancos de capacitores para as cargas situadas nos buses 66, 88, 124 e 151, que respectivamente estavam interligados aos trechos 119, 157, 225 e 277. Nesses trechos, foram utilizados capacitores automáticos, controlados pelo Capcontrol, que de acordo

Tabela 5 – Tabela de Bancos de Capacitores

Capacitor	Bus1	Bus2	kV	kvar
CAPBank2A	66.1	66.4	7.2	150
CAPBank2B	66.2	66.4	7.2	150
CAPBank2C	66.3	66.4	7.2	150
CAPBank1A	88.1	88.4	7.2	150
CAPBank1B	88.2	88.4	7.2	150
CAPBank1C	88.3	88.4	7.2	150
CAPBank0A	124.1	124.4	7.2	150
CAPBank0B	124.2	124.4	7.2	150
CAPBank0C	124.3	124.4	7.2	150
CAPBank4A	151.1	151.4	7.2	150
CAPBank4B	151.2	151.4	7.2	150
CAPBank4C	151.3	151.4	7.2	150

Fonte: elaborada pelo autor.

com as variações de potência ativa, o próprio comando realizada os ajustes dos valores de potência ativa para a correção do fator de potência.

Figura 53 – Perdas com a inserção de banco de capacitores

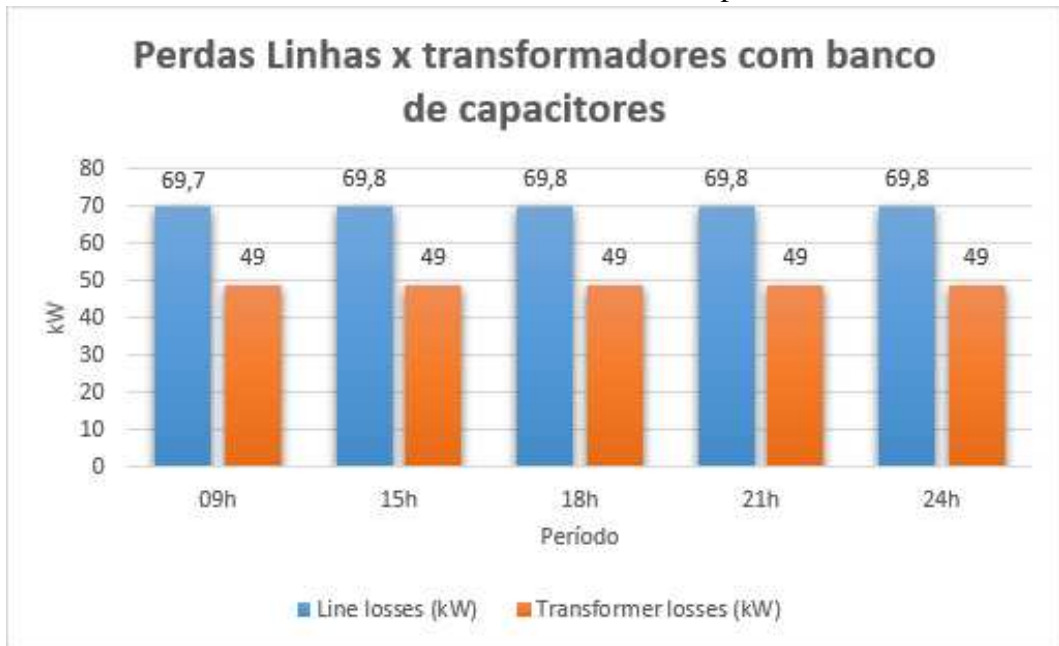
Horário	09h	15h	18h	21h	24h
Line losses (kW)	69,7	69,8	69,8	69,8	69,8
Transformer losses (kW)	49	49	49	49	49
Total losses (kW)	118,7	118,8	118,8	118,8	118,8
Total Load Power (kW)	2089,9	2089,9	2089,9	2089,9	2089,9
Percent Losses for Circuit	5,68%	5,68%	5,68%	5,68%	5,68%

Fonte: elaborada pelo autor.

Como se observa na Figura 53, a diminuição das perdas técnicas do alimentador com a inserção de banco de capacitores foi considerável:

- Perdas na linha: pouca variação e perdas estáveis, o que indica uma boa eficiência na entrega de energia;
- Perdas no transformador: perdas constantes em 49 kW, o que indica que o transformador está operando eficientemente.
- Perdas Totais: A eficiência global do sistema permanece consistente ao longo do dia.

Figura 54 – Perdas linhas x transformadores com banco de capacitor



Fonte: elaborada pelo autor.

5.2.4 Perdas no alimentador com a inserção de banco de capacitores e de resistências de aterramento

Nesta subseção, realizou-se o comparativo do alimentador com a inserção das resistências de aterramento em conjunto com os bancos de capacitores. Atualmente, no aterramento dos transformadores, o modelo da ANEEL considera uma $R = 15 \Omega$.

Na figura 55, verifica-se que a redução das perdas nos transformadores diminuiu de 49 para 22 kW, uma redução de 55% com a inclusão do elemento reator no OpenDSS. Com base na metodologia atual utilizado pela ANEEL, conclui-se que há uma redução significativa e que o modelo é adequado.

Figura 55 – Perdas com banco de capacitores e de resistências de aterramento

Horário	09h	15h	18h	21h	24h
Line losses (kW)	167	167	167	167	167
Transformer losses (kW)	22	22	22	22	22
Total losses (kW)	189	189	189	189	189
Total Load Power (kW)	2957,6	2957,6	2957,6	2957,6	2957,6
Percent Losses for Circuit	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%	6,39%

Fonte: elaborada pelo autor.

Já na Figura 56, houve a inclusão de um regulador de tensão na rede do alimentador.

Como o cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição envolve vários fatores, como a resistência dos condutores, a carga na rede, a topologia do sistema e as características dos equipamentos, a inclusão de reguladores de tensão pode ser uma estratégia para reduzir tais perdas, otimizando o nível de tensão ao longo da rede.

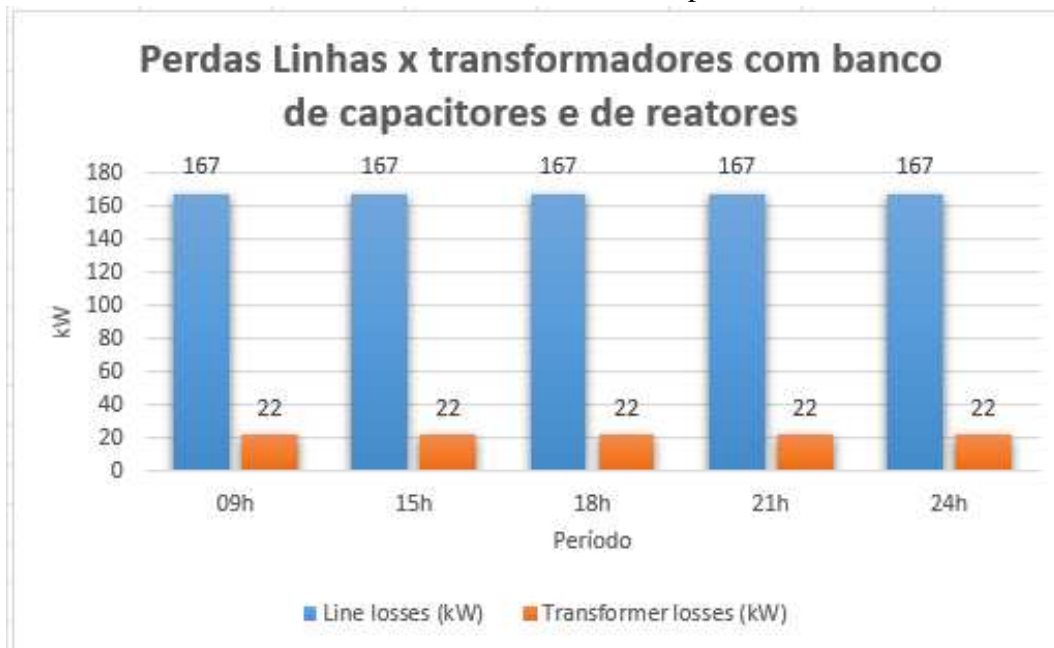
Ao manter a tensão em um nível adequado, a inserção de reguladores de tensão pode ajudar a minimizar as perdas de energia, logo, o sistema elétrico opera de maneira mais eficiente, reduzindo-se as perdas técnicas. No comparativo, mostrado na Figura 56, houve uma redução de 0,34 ponto percentual, totalizando um decremento de 5% nas perdas do circuito.

Figura 56 – Perdas com banco de capacitores, reguladores e resistências de aterramento

Horário	09h	15h	18h	21h	24h
Line losses (kW)	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Transformer losses (kW)	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
Total losses (kW)	173,8	173,8	173,8	173,8	173,8
Total Load Power (kW)	2874,9	2874,9	2874,9	2874,9	2874,9
Percent Losses for Circuit	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%	6,05%

Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 57 – Perdas linhas x transformador com banco de capacitor e resistências de aterramento



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 58 – Comparativo de perdas entre linhas e transformadores



Fonte: elaborada pelo autor.

5.2.5 Análise dos modelos de carga (P, I, Z e ZIP)

Com base nos modelos de elementos de carga implementados no OpenDSS, a Tabela 6 fornece algumas informações sobre as perdas em um alimentador para diferentes modelos de carga.

- O model 1, potência constante (P), apresentou perdas de 5,68%. O modelo de potência constante estão associados a cargas resistivas, em que a potência ativa permanece constante independentemente da variação da tensão;
- O model 2, impedância constante, implica que a potência ativa e reativa variam com o quadrado da tensão. As perdas neste modelo foram ligeiramente menores quando comparadas ao model 1;
- O model 5, corrente constante, apresentou perdas de 5.51% indicando que cargas de corrente constante são mais sensíveis à variação de tensão, no entanto as perdas foram razoáveis;
- O model 8, que incorpora expoentes de potência ativa e reativa para os três modelos de carga (impedância constante, corrente constante e potência constante), apresentou perdas significativamente mais altas, atingindo 15,05%. Isso pode indicar que, ao considerar uma gama mais ampla de comportamentos de carga, há uma maior sensibilidade às variações de tensão, resultando em perdas substancialmente mais elevadas.

Tabela 6 – Percentual de perdas por *models*

Model	Perdas (%)
Model 1 - Potência constante	5,68
Model 2 - Impedância constante	5,36
Model 5 - Corrente constante	5,51
Model 8 - ZIP (Z, P e I constantes)	15,05

Fonte: elaborada pelo autor.

5.3 Análise das perdas técnicas com geometria dos condutores

A Figura 59 revela as perdas técnicas encontradas quando comparadas as duas estruturas N1 e B1, configurações implementadas pela concessionária. Neste estudo em questão, as configurações foram escolhidas por serem modelos bastante comuns nas vias da região.

Com base nas simulações, as diferenças de perdas entre as duas configurações foram insignificantes, havendo uma pequena alteração no período de 24h, de 0,01%.

Figura 59 – Perdas assimétricas do CCA01C3

Estrutura	09h	15h	18h	21h	24h
Perdas N1 (%)	4,35	4,96	6,05	6,51	3,64
Perdas B1 (%)	4,35	4,96	6,05	6,51	3,63
Perdas 50% N1 e 50% B1 (%)	4,35	4,96	6,05	6,51	3,64

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Perdas do modelo geométrico

Perdas técnicas às 24h	Valores
Line Losses	14.1 kW
Transformer Losses	98.5 kW
Total Losses	113.7 kW
Total Load Power	3126.1 kW
Percent Losses for Circuit	3.64%

Fonte: elaborada pelo autor.

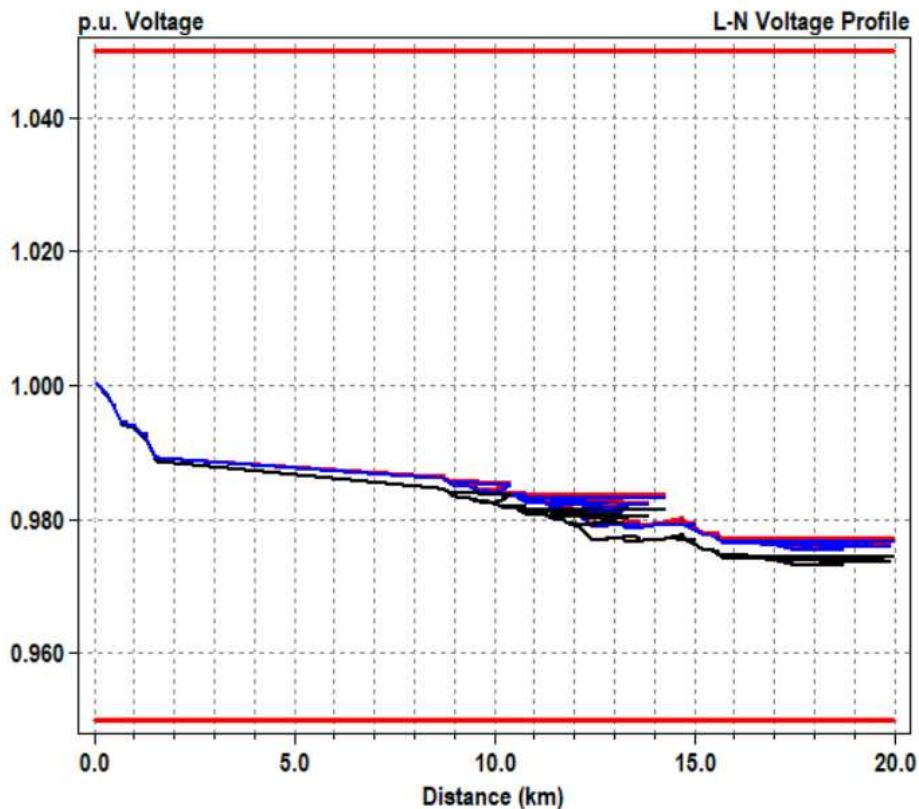
5.4 Comparativo de perdas entre o modelo de sequência positiva e o modelo de geometria dos condutores

Na comparação entre os resultados das perdas no alimentador CCA01C3 com a abordagem de impedância de sequência positiva, utilizando banco de capacitores, reguladores de tensão e resistências de aterramento com a abordagem de geometria dos condutores, pôde-se

observar que as perdas totais no alimentador, considerando a sequência positiva ficaram bastantes próximas, quando incluídos os demais elementos supacitados para o ajuste do perfil de tensão, o que resultou num valor de 6,05% de perdas técnicas na rede de distribuição do Alimentador CCA01C3.

Por outro lado, as perdas para a estruturas N1 variaram de 3,64% a 6,51%, enquanto a B1 teve variação de 3,63% a 6,51%. Ainda optou-se por verificar se haveria alguma variação caso fossem combinadas as duas estruturas, com 50% de cada. Como se vê na Figura 59, não houve alteração.

Figura 60 – Perfil de tensão final - Sequência Positiva

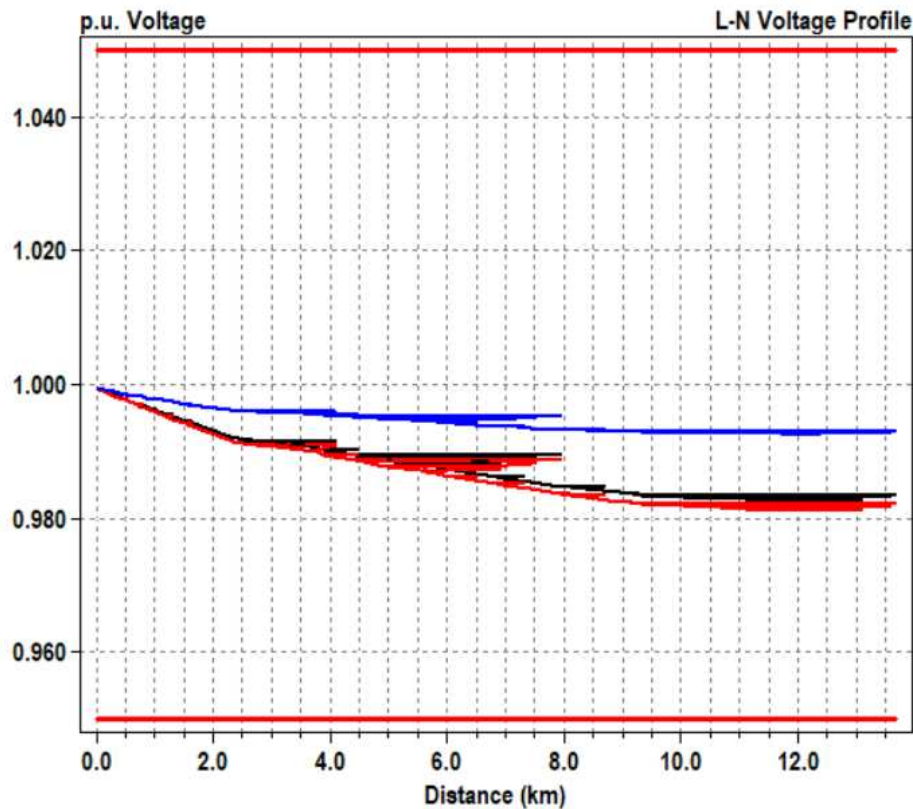


Fonte: elaborada pelo autor.

Os dois modelos, sequência positiva e geometria dos condutores, apresentaram percentuais de perdas muito próximos. No primeiro modelo, depois de ajustados os bancos de capacitores, reguladores de tensão e resistências de aterramento, o valor de perdas encontrado médio foi de 6,05% enquanto o valor médio do modelo geométrico foi de 5,10%. Observando o horário de ponta, às 18h, observa-se um valor semelhante entre os dois modelos.

A estabilidade nas perdas do modelo de sequência positiva indica que a aplicação dos elementos como banco de capacitores, reguladores de tensão e resistências de aterramento ao

Figura 61 – Perfil de tensão final - Geometria dos Condutores



Fonte: elaborada pelo autor.

longo do dia foram importantes na regulação não só do perfil de tensão, mas também na correção do fator de potência Fator de Potência (FP).

Além disso, a variação nas perdas para o modelo de geometria dos condutores pode estar relacionada às diferentes demandas das cargas durante o dia. Em ambos os modelos, os percentuais de perdas foram aceitáveis, entretanto, o modelo de sequência positiva evidenciou perdas um pouco maiores, o que compatibilizaria com as premissas adotadas pela ANEEL em empregar as impedâncias de sequência positiva R1 e X1.

Portanto, neste estudo comparativo, a modelagem dos parâmetros de linhas por meio da impedância de sequência positiva representou um modelo mais efetivo para o cálculo das perdas técnicas.

6 CONCLUSÃO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo comparar as perdas técnicas de um alimentador de média tensão por meio do software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) considerando diferentes condições de modelagem. Inicialmente, realizou-se a coleta de dados reais fornecidos pela ENEL e pelo BDGD da ANEEL. A estruturação do script dependia das coordenadas exatas das barras da rede, que foram encontradas manualmente observando os pontos de interseção das linhas e dos transformadores, etapa que demandou bastante tempo, visto que o alimentador abrange uma área com 284 trechos, em um polígono de quase 17 km quadrados.

Após a coleta e o desenvolvimento do script padrão para que o OpenDSS pudesse realizar as primeiras simulações, primou-se por estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando a abordagem com impedância de sequência positiva, o atual modelo utilizado pela ANEEL. De maneira direta, optou-se por avaliar a redução das perdas com a inclusão de banco de capacitores, regulador de tensão e resistências de aterramento, comparando o efeito entre cada elemento na rede de distribuição.

Em seguida, na segunda abordagem, foi estudado o comportamento do alimentador de média tensão considerando o modelo de análise geométrica dos condutores. Nesta etapa, foi necessário recorrer às especificações técnicas da ENEL para as redes aéreas de distribuição, Especificação Técnica nº 262, que estabelece o padrão das estruturas básicas dos postes. Nesse caso, optou-se pelas configurações N1 e B1, as mais comuns na região de estudo.

As perdas técnicas de energia, embora sejam inerentes ao próprio sistema de distribuição, podem ser controladas de forma a reduzir seus impactos não apenas no desperdício, mas também nas revisões tarifárias.

Em nossas simulações, o perfil de tensão mínima do alimentador encontrava-se em um patamar precário, na faixa entre 0,93 a 0,95 pu, indicando que ações seriam necessárias para deixá-lo em uma situação normal. As perdas técnicas durante um dia, dependendo do horário, variavam entre 9,95% a 15,25%.

No primeiro ajuste, com a inclusão de banco de capacitores, obteve-se uma redução das perdas para 5,68%. Diminuíram-se as perdas nas linhas e nos transformadores. O segundo ajuste, por sua vez, considerou a integração das resistências de aterramento de 15 Ω e, como

pode ser comprovado, com base no modelo da ANEEL, houve um efeito na diminuição das perdas, indicando que o modelo de cálculo adotado é adequado. As perdas totalizavam 6,39%.

No terceiro ajuste, adotou-se a integração de um regulador de tensão e como resultado, obteve-se um total de 6,05% das perdas técnicas. De forma geral, houve uma melhoria de aproximadamente 60% quando comparados o alimentador sem os devidos ajustes.

Na análise dos modelos de carga (P, I, Z e ZIP), os modelos de Potência, Impedância e Corrente constante apresentaram perdas de 5,68%, 5,36% e 5,51%, respectivamente, enquanto o modelo ZIP apresentou perdas consideráveis de 15,05%.

Na segunda abordagem, utilizando o modelo de geometria dos condutores, com os mesmos dados iniciais, pôde-se observar que o perfil de tensão mínima estava acima de 0,98 pu. Após a configuração dos cabos e das estruturas N1 e B1, percebeu-se que as perdas para as estruturas N1 variaram de 3,64% a 6,51%, ao passo que a B1 teve variação de 3,63% a 6,51%, resultado praticamente semelhante. Além disso, verificou-se que ao se utilizar as duas estruturas combinadas numa proporção de 50%, não houve nenhuma mudança nas respostas das perdas.

Na abordagem de geometria dos condutores, uma das limitações presentes nesta pesquisa se dá pelo fato de que não foi possível identificar as configurações aéreas reais de cada trecho, o que impossibilita um resultado mais próximo do real. Outro ponto que merece ser mencionado é que o perfil de tensão encontrado no modelo geométrico, embora com os mesmos dados da abordagem anterior, teve um resultado um pouco melhor, não necessitando de ajustes, como os realizados na primeira.

Na fundamentação teórica, discutiu-se que as perdas técnicas de energia, embora sejam inerentes ao próprio sistema de distribuição, podem ser controladas, de forma a reduzir seus impactos não apenas no desperdício, mas também nas revisões tarifárias. Espera-se que as concessionárias de energia operem com base no melhor *benchmark* estipulado pelo ANEEL.

Como foi discutido na metodologia, o modelo de cálculo das perdas técnicas objetiva apurar não somente as perdas das distribuidoras, como também estimular a busca pela eficiência de modo que as tarifas dos processos regulatórios sejam justas.

Por fim, o método de cálculo das perdas técnicas é muito complexo e requer bastante atenção das distribuidoras. A proposta da ANEEL visa aprimorar os parâmetros regulatórios de forma a reduzir as assimetrias entre as concessionárias. Nesta pesquisa, os resultados indicaram que o modelo de impedância de sequência positiva representou melhor as perdas técnicas do sistema.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

1. Análise detalhada dos elementos de controle: realizar um estudo mais aprofundado sobre como cada dispositivo de controle (bancos de capacitores, reguladores de tensão e reatores) contribuiu individualmente para otimizar o desempenho da rede de distribuição.
2. Simulação em cenários com sobrecarga: Ampliar a análise para cenários cujas cargas estejam com picos de demanda elevada, avaliar a resposta do sistema e propor estratégias de controle com o OpenDSS.
3. Análise das normas regulatórias: Analisar como as políticas regulatórias influenciam no cálculo de perdas técnicas das concessionárias.
4. Aprimoramento da modelagem geométrica dos condutores: refinar os parâmetros utilizados e explorar suas influências na variação das perdas.
5. Estudar os impactos da implementação de geração distribuída na rede de distribuição com o modelo de geometria dos condutores.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. 2014. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=5527&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.
- ANEEL. **Relatório de Perdas de Energia**. 2021. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a.
- ANJOS, T. A. dos. **A História da Eletricidade**. 2022. Disponível em: <https://mundoeducacao.uol.com.br/fisica/a-historia-eletricidade.htm>.
- DUGAN, R. C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S. l.]: Electric Power Research Institute, 2019.
- ENEL. **Nota Técnica no 67/2023-SGT/ANEEL**. 2023. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=48992&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.
- EPE. **Balanco Energético Nacional**. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>: Empresa de Pesquisa Energética, 2022.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2017. v. 4a Ed.
- LEÃO, R. P. S. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. [S. l.: s. n.], 2018.
- ONS. **SINDAT - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2023.
- SEXAUER, J. **Introdução ao OpenDSS**. [S. l.]: Electric Power Research Institute, 2016.
- STEVENSON, W. D. J. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. São Paulo–SP: McGraw-Hill, 1986. v. 2a Ed, em Português (4a Ed. Americana).
- USP. **histórico da Eletricidade**. 2005. Disponível em: https://www.forp.usp.br/restauradora/pg/metrologia/metrologia_eletric/hist_elet.htm.

APÉNDICE A - SCRIPT MESTRE

Clear

Set DefaultBaseFrequency=60

New Circuit.Alimentador basekv=13.8 basefreq=60 bus=0

Redirect Linecodes.dss
Redirect Lines_CCA.dss
Redirect Trafo_CCA.dss
Redirect Loadshape.dss
Redirect carga_CCA.dss

New Energymeter.em1 Element=Line.EL_TRECHO01 Terminal =1

New Monitor.111 element=Line.EL_TRECHO01 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New Monitor.222power element=Line.EL_TRECHO01 terminal=1 mode=1 ppolar=no

set voltagebases=[13.8 0.38]
calc voltagebases
set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 24
solve

set marktransformers = yes
!interpolate

plot zones Power max=5000 labels=n subs=y C1=\$00FF0000

!Plot heatmap of voltage p.u. quantities (quantity refers to the column (0 is column 1) of the CSV defining the marker size)

Set markercode=24 nodewidth=0.05

Export voltages

!plot General quantity=5 Max=0.03 dots=y labels=y subs=y object=Alimentador_EXP_VOLTAGES.CSV C1=blue C2=\$000000FF

!C1=\$0080FFFF C2=\$000000FF

!Show Voltages LN Nodes

!Define bus coordinates
Buscoords BusCoord.dss

!Solve Mode=Fault
!Show Voltage Seq=Positive
!Show Current Seq=Positive

APÉNDICE B - LINE

New Line.EL_TRECHO01 Phases=3 bus1=0 bus2=1 length=0.04125 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO02 Phases=3 bus1=1 bus2=TFE0443 length=0.001 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO03 Phases=3 bus1=1 bus2=2 length=0.08162 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO04 Phases=3 bus1=2 bus2=TFZ5411 length=0.001 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO05 Phases=3 bus1=2 bus2=3 length=0.17383 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO06 Phases=3 bus1=3 bus2=4 length=0.19664 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO07 Phases=3 bus1=4 bus2=TFY5238 length=0.02487 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO08 Phases=3 bus1=4 bus2=5 length=0.20238 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO09 Phases=3 bus1=5 bus2=TFZ1610 length=0.10796 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO10 Phases=3 bus1=5 bus2=6 length=0.09631 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO11 Phases=3 bus1=6 bus2=7 length=0.04399 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO12 Phases=3 bus1=7 bus2=TFZ2159 length=0.001 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO13 Phases=3 bus1=7 bus2=8 length=0.16675 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO14 Phases=3 bus1=8 bus2=TGA1006 length=0.01576 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO15 Phases=3 bus1=8 bus2=9 length=0.1211 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO16 Phases=3 bus1=9 bus2=10 length=0.07297 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO17 Phases=3 bus1=10 bus2=TFE0258 length=0.114 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO18 Phases=3 bus1=10 bus2=11 length=0.12003 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO19 Phases=3 bus1=11 bus2=12 length=0.2205 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO20 Phases=3 bus1=12 bus2=TFZ2781 length=0.07836 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO21 Phases=3 bus1=12 bus2=13 length=0.03111 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO22 Phases=3 bus1=13 bus2=TFZ0080 length=0.03639 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO23 Phases=3 bus1=13 bus2=14 length=7.016 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO24 Phases=3 bus1=14 bus2=15 length=0.163 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO25 Phases=3 bus1=15 bus2=TFZ2684 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO26 Phases=3 bus1=15 bus2=16 length=0.02991 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO27 Phases=3 bus1=16 bus2=30 length=0.05703 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO28 Phases=3 bus1=16 bus2=17 length=0.07044 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO29 Phases=3 bus1=17 bus2=TFZ2692 length=0.001 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO30 Phases=3 bus1=17 bus2=18 length=0.11571 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO31 Phases=3 bus1=18 bus2=TFZ2706 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO32 Phases=3 bus1=18 bus2=19 length=0.07814 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO33 Phases=3 bus1=19 bus2=20 length=0.19359 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO34 Phases=3 bus1=20 bus2=TFZ2714 length=0.001 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO35 Phases=3 bus1=20 bus2=21 length=0.15421 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO36 Phases=3 bus1=21 bus2=22 length=0.01659 linecode=CCN95MM2_N units=km

New Line.EL_TRECHO37 Phases=3 bus1=22 bus2=TFZ2773 length=0.001 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO38 Phases=3 bus1=22 bus2=23 length=0.06492 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO39 Phases=3 bus1=23 bus2=TFZ2765 length=0.06668 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO40 Phases=3 bus1=23 bus2=24 length=0.15709 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO41 Phases=3 bus1=24 bus2=24_1 length=0.23954 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO42 Phases=3 bus1=24 bus2=TFZ2757 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO43 Phases=3 bus1=24 bus2=25 length=0.21813 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO44 Phases=3 bus1=25 bus2=TFZ2749 length=0.001 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO45 Phases=3 bus1=25 bus2=26 length=0.11046 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO46 Phases=3 bus1=26 bus2=TFZ2730 length=0.001 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO47 Phases=3 bus1=26 bus2=27 length=0.02418 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO48 Phases=3 bus1=27 bus2=28 length=0.30617 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO49 Phases=3 bus1=27 bus2=31 length=0.10881 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO50 Phases=3 bus1=28 bus2=29 length=0.10755 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO51 Phases=3 bus1=29 bus2=TFZ2722 length=0.001 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO52 Phases=3 bus1=29 bus2=30 length=0.08283 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO53 Phases=3 bus1=27 bus2=31 length=0.10881 linecode=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO54 Phases=3 bus1=31 bus2=32 length=0.10241 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO55 Phases=3 bus1=32 bus2=33 length=0.07041 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO56 Phases=3 bus1=32 bus2=35 length=0.39023 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO57 Phases=3 bus1=33 bus2=34 length=0.28594 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO58 Phases=3 bus1=34 bus2=TFZ5616 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO59 Phases=3 bus1=34 bus2=TFZ0004 length=0.2446 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO60 Phases=3 bus1=32 bus2=35 length=0.39023 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO61 Phases=3 bus1=35 bus2=36 length=0.15884 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO62 Phases=3 bus1=36 bus2=TFZ1934 length=0.001 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO63 Phases=3 bus1=36 bus2=37 length=0.44596 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO64 Phases=3 bus1=37 bus2=TGD3310 length=0.001 linecode=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO65 Phases=3 bus1=37 bus2=38 length=0.0795 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO66 Phases=3 bus1=38 bus2=39 length=0.24725 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO67 Phases=3 bus1=39 bus2=TGD3300 length=0.001 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO68 Phases=3 bus1=39 bus2=40 length=0.15081 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO69 Phases=3 bus1=40 bus2=TGD3290 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO70 Phases=3 bus1=40 bus2=41 length=0.108 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO71 Phases=3 bus1=41 bus2=TGD3270 length=0.001 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO72 Phases=3 bus1=41 bus2=42 length=0.20421 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO73 Phases=3 bus1=42 bus2=48 length=0.30127 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO74 Phases=3 bus1=42 bus2=43 length=0.14881 linecode=CAA4AWG units=km

New Line.EL_TRECHO75 Phases=3 bus1=43 bus2=TGD3260 length=0.001 linecode=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO76 Phases=3 bus1=43 bus2=44 length=0.07699 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO77 Phases=3 bus1=44 bus2=45 length=0.15044 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO78 Phases=3 bus1=45 bus2=TFZ2182 length=0.001 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO79 Phases=3 bus1=45 bus2=46 length=0.35273 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO80 Phases=3 bus1=46 bus2=TXT5263 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO81 Phases=3 bus1=46 bus2=47 length=0.0753 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO82 Phases=3 bus1=47 bus2=35 length=0.12173 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO83 Phases=3 bus1=47 bus2=TGD3320 length=0.183 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO84 Phases=3 bus1=42 bus2=48 length=0.30127 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO85 Phases=3 bus1=48 bus2=49 length=0.05086 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO86 Phases=3 bus1=49 bus2=TGD3242 length=0.03853 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO87 Phases=3 bus1=49 bus2=50 length=0.09097 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO88 Phases=3 bus1=50 bus2=51 length=0.17495 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO89 Phases=3 bus1=51 bus2=TGD3200 length=0.001 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO90 Phases=3 bus1=51 bus2=52 length=0.20829 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO91 Phases=3 bus1=52 bus2=TGD3218 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO92 Phases=3 bus1=52 bus2=TGD3226 length=0.2414 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO93 Phases=3 bus1=50 bus2=53 length=0.09403 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO94 Phases=3 bus1=53 bus2=TFE0352 length=0.02109 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO95 Phases=3 bus1=53 bus2=54 length=0.08076 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO96 Phases=3 bus1=54 bus2=TGD3196 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO97 Phases=3 bus1=54 bus2=55 length=0.10783 linecode=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO98 Phases=3 bus1=55 bus2=TGD3170 length=0.03073 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO99 Phases=3 bus1=55 bus2=56 length=0.2205 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO100 Phases=3 bus1=56 bus2=TGD3108 length=0.03026 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO101 Phases=3 bus1=55 bus2=57 length=0.25105 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO102 Phases=3 bus1=57 bus2=58 length=0.0414 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO103 Phases=3 bus1=58 bus2=TGD3153 length=0.02437 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO104 Phases=3 bus1=58 bus2=59 length=0.04244 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO105 Phases=3 bus1=59 bus2=60 length=0.10938 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO106 Phases=3 bus1=60 bus2=60_1 length=0.03647 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO107 Phases=3 bus1=60_1 bus2=TFZ2173 length=0.0478 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO108 Phases=3 bus1=60 bus2=61 length=0.10673 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO109 Phases=3 bus1=61 bus2=TFZ1096 length=0.001 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO110 Phases=3 bus1=61 bus2=62 length=0.06856 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO111 Phases=3 bus1=62 bus2=TFZ0326 length=0.04965 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO112 Phases=3 bus1=62 bus2=63 length=0.10281 linecode=CALX160MM2 units=km

New Line.EL_TRECHO113 Phases=3 bus1=63 bus2=TFE0370 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO114 Phases=3 bus1=63 bus2=64 length=0.0236 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO115 Phases=3 bus1=64 bus2=44 length=0.27699 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO116 Phases=3 bus1=64 bus2=TFZ2117 length=0.03764 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO117 Phases=3 bus1=59 bus2=65 length=0.16699 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO118 Phases=3 bus1=65 bus2=66 length=0.23728 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO119 Phases=3 bus1=66 bus2=67 length=0.07295 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO120 Phases=3 bus1=67 bus2=TGD2289 length=0.36562 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO121 Phases=3 bus1=67 bus2=68 length=0.71954 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO122 Phases=3 bus1=68 bus2=69 length=0.06326 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO123 Phases=3 bus1=69 bus2=70 length=0.04219 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO124 Phases=3 bus1=70 bus2=TGF0040 length=0.04513 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO125 Phases=3 bus1=70 bus2=71 length=0.288 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO126 Phases=3 bus1=71 bus2=TFZ1603 length=0.001 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO127 Phases=3 bus1=71 bus2=72 length=0.02938 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO128 Phases=3 bus1=72 bus2=TFZ8601 length=0.02284 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO129 Phases=3 bus1=68 bus2=73 length=0.12517 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO130 Phases=3 bus1=73 bus2=TFZ2217 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO131 Phases=3 bus1=73 bus2=74 length=0.19544 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO132 Phases=3 bus1=74 bus2=TFZ2213 length=0.02055 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO133 Phases=3 bus1=74 bus2=75 length=0.03135 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO134 Phases=3 bus1=75 bus2=76 length=0.20694 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO135 Phases=3 bus1=76 bus2=77 length=0.52868 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO136 Phases=3 bus1=77 bus2=78 length=0.13647 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO137 Phases=3 bus1=78 bus2=TGA0956 length=0.001 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO138 Phases=3 bus1=78 bus2=79 length=0.15984 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO139 Phases=3 bus1=79 bus2=TGA9449 length=0.001 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO140 Phases=3 bus1=79 bus2=80 length=0.21363 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO141 Phases=3 bus1=80 bus2=TGA9465 length=0.10565 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO142 Phases=3 bus1=80 bus2=81 length=0.12892 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO143 Phases=3 bus1=81 bus2=TGA9473 length=0.10292 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO144 Phases=3 bus1=77 bus2=82 length=0.18003 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO145 Phases=3 bus1=82 bus2=TGA0948 length=0.1137 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO146 Phases=3 bus1=82 bus2=83 length=0.17113 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO147 Phases=3 bus1=83 bus2=TFZ8852 length=0.10594 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO148 Phases=3 bus1=83 bus2=84 length=0.07298 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO149 Phases=3 bus1=84 bus2=85 length=0.01267 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO150 Phases=3 bus1=85 bus2=TFZ2055 length=0.01856 linecode=CCN25MM2 units=km

New Line.EL_TRECHO151 Phases=3 bus1=85 bus2=TFZ3206 length=0.04654 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO152 Phases=3 bus1=84 bus2=86 length=0.57177 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO153 Phases=3 bus1=86 bus2=TFZ1250 length=0.001 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO154 Phases=3 bus1=86 bus2=87 length=0.0355 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO155 Phases=3 bus1=87 bus2=TFZ8860 length=0.03233 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO156 Phases=3 bus1=87 bus2=88 length=0.09636 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO157 Phases=3 bus1=88 bus2=TFE0609 length=0.00582 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO158 Phases=3 bus1=88 bus2=89 length=0.06043 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO159 Phases=3 bus1=89 bus2=TFZ3214 length=0.01738 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO160 Phases=3 bus1=89 bus2=90 length=0.06438 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO161 Phases=3 bus1=90 bus2=TFZ3931 length=0.08276 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO162 Phases=3 bus1=90 bus2=91 length=0.12885 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO163 Phases=3 bus1=91 bus2=92 length=0.07042 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO164 Phases=3 bus1=92 bus2=93 length=0.44431 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO165 Phases=3 bus1=93 bus2=TGA2630 length=0.001 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO166 Phases=3 bus1=93 bus2=94 length=0.03047 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO167 Phases=3 bus1=94 bus2=95 length=0.23227 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO168 Phases=3 bus1=95 bus2=TFE0678 length=0.00667 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO169 Phases=3 bus1=95 bus2=96 length=0.00503 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO170 Phases=3 bus1=96 bus2=TFE0572 length=0.08334 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO171 Phases=3 bus1=96 bus2=97 length=0.21039 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO172 Phases=3 bus1=97 bus2=97_1 length=0.02551 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO173 Phases=3 bus1=97 bus2=TFZ0262 length=0.01678 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO174 Phases=3 bus1=97 bus2=TFZ2088 length=0.05933 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO175 Phases=3 bus1=94 bus2=98 length=0.05722 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO176 Phases=3 bus1=98 bus2=99 length=0.23859 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO177 Phases=3 bus1=99 bus2=TFZ1667 length=0.001 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO178 Phases=3 bus1=99 bus2=100 length=0.20843 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO179 Phases=3 bus1=100 bus2=TFZ1686 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO180 Phases=3 bus1=100 bus2=TFZ1223 length=0.18337 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO181 Phases=3 bus1=92 bus2=101 length=0.20286 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO182 Phases=3 bus1=101 bus2=TGC0275 length=0.01095 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO183 Phases=3 bus1=101 bus2=102 length=0.08048 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO184 Phases=3 bus1=102 bus2=TGA9538 length=0.01716 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO185 Phases=3 bus1=102 bus2=103 length=0.05122 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO186 Phases=3 bus1=103 bus2=TXZ9986 length=0.02089 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO187 Phases=3 bus1=103 bus2=104 length=0.04452 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO188 Phases=3 bus1=104 bus2=TFE0044 length=0.02792 linecode=CCN95MM2_ units=km

New Line.EL_TRECHO189 Phases=3 bus1=104 bus2=105 length=0.06537 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO190 Phases=3 bus1=105 bus2=106 length=0.05822 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO191 Phases=3 bus1=106 bus2=107 length=0.19629 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO192 Phases=3 bus1=107 bus2=TFE0015 length=0.09617 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO193 Phases=3 bus1=107 bus2=108 length=0.19927 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO194 Phases=3 bus1=108 bus2=109 length=0.06973 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO195 Phases=3 bus1=109 bus2=TFE0213 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO196 Phases=3 bus1=109 bus2=110 length=0.25249 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO197 Phases=3 bus1=110 bus2=TFE0018 length=0.04288 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO198 Phases=3 bus1=110 bus2=111 length=0.21865 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO199 Phases=3 bus1=111 bus2=TFE0019 length=0.05731 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO200 Phases=3 bus1=105 bus2=112 length=0.32708 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO201 Phases=3 bus1=112 bus2=TFZ2219 length=0.001 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO202 Phases=3 bus1=112 bus2=113 length=0.15057 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO203 Phases=3 bus1=113 bus2=TFZ1114 length=0.02078 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO204 Phases=3 bus1=113 bus2=114 length=0.22337 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO205 Phases=3 bus1=114 bus2=TFZ4040 length=0.09769 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO206 Phases=3 bus1=114 bus2=115 length=0.44838 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO207 Phases=3 bus1=115 bus2=TFE0593 length=0.01303 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO208 Phases=3 bus1=115 bus2=116 length=0.02592 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO209 Phases=3 bus1=116 bus2=TFZ1149 length=0.00996 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO210 Phases=3 bus1=116 bus2=117 length=0.43555 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO211 Phases=3 bus1=117 bus2=TFZ0973 length=0.001 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO212 Phases=3 bus1=117 bus2=118 length=0.45078 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO213 Phases=3 bus1=118 bus2=TFZ0974 length=0.001 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO214 Phases=3 bus1=118 bus2=119 length=0.08231 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO215 Phases=3 bus1=119 bus2=TFZ2195 length=0.02326 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO216 Phases=3 bus1=119 bus2=TFE0298 length=0.32405 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO217 Phases=3 bus1=113 bus2=120 length=0.19371 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO218 Phases=3 bus1=120 bus2=TGA9570 length=0.00446 linecode=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO219 Phases=3 bus1=120 bus2=121 length=0.03984 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO220 Phases=3 bus1=121 bus2=TFZ1544 length=0.00546 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO221 Phases=3 bus1=121 bus2=122 length=0.03976 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO222 Phases=3 bus1=122 bus2=TFZ1980 length=0.02591 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO223 Phases=3 bus1=122 bus2=123 length=0.63454 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO224 Phases=3 bus1=123 bus2=124 length=0.65621 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO225 Phases=3 bus1=124 bus2=125 length=0.05888 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO226 Phases=3 bus1=125 bus2=91 length=0.64803 linecode=CCN4AWG units=km

New Line.EL_TRECHO227 Phases=3 bus1=123 bus2=126 length=0.07103 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO228 Phases=3 bus1=126 bus2=TFZ3958 length=0.21525 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO229 Phases=3 bus1=126 bus2=127 length=0.33729 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO230 Phases=3 bus1=127 bus2=TFE0622 length=0.04912 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO231 Phases=3 bus1=127 bus2=128 length=0.53727 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO232 Phases=3 bus1=128 bus2=129 length=0.05231 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO233 Phases=3 bus1=129 bus2=130 length=0.07435 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO234 Phases=3 bus1=130 bus2=TFZ8607 length=0.03818 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO235 Phases=3 bus1=130 bus2=131 length=0.08918 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO236 Phases=3 bus1=131 bus2=TFZ1173 length=0.01523 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO237 Phases=3 bus1=131 bus2=132 length=0.02869 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO238 Phases=3 bus1=132 bus2=133 length=0.20234 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO239 Phases=3 bus1=133 bus2=TFZ3605 length=0.10063 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO240 Phases=3 bus1=133 bus2=134 length=0.08809 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO241 Phases=3 bus1=134 bus2=TFY9110 length=0.001 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO242 Phases=3 bus1=134 bus2=TFZ1181 length=0.0463 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO243 Phases=3 bus1=128 bus2=135 length=0.04837 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO244 Phases=3 bus1=135 bus2=TFZ4121 length=0.00999 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO245 Phases=3 bus1=135 bus2=TFZ8615 length=0.01868 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO246 Phases=3 bus1=135 bus2=136 length=0.02069 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO247 Phases=3 bus1=136 bus2=TFZ0093 length=0.00491 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO248 Phases=3 bus1=136 bus2=137 length=0.17377 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO249 Phases=3 bus1=137 bus2=138 length=0.06345 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO250 Phases=3 bus1=138 bus2=139 length=0.04391 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO251 Phases=3 bus1=139 bus2=TFE0212 length=0.022 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO252 Phases=3 bus1=139 bus2=TFZ1246 length=0.39672 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO253 Phases=3 bus1=138 bus2=140 length=0.16145 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO254 Phases=3 bus1=140 bus2=TGA9775 length=0.001 linecode=CCN95MM2_ units=km
New Line.EL_TRECHO255 Phases=3 bus1=140 bus2=141 length=0.07877 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO256 Phases=3 bus1=141 bus2=TGA9783 length=0.00922 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO257 Phases=3 bus1=128 bus2=142 length=0.01361 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO258 Phases=3 bus1=142 bus2=TFZ2069 length=0.01692 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO259 Phases=3 bus1=142 bus2=143 length=0.12039 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO260 Phases=3 bus1=143 bus2=TFZ0349 length=0.01054 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO261 Phases=3 bus1=143 bus2=TFZ1656 length=0.10217 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO262 Phases=3 bus1=126 bus2=144 length=0.0592 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO263 Phases=3 bus1=144 bus2=145 length=0.29854 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO264 Phases=3 bus1=145 bus2=TFZ0770 length=0.00891 linecode=CCN2/0AWG units=km

New Line.EL_TRECHO265 Phases=3 bus1=145 bus2=146 length=0.17307 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO266 Phases=3 bus1=146 bus2=146_1 length=0.23311 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO267 Phases=3 bus1=146 bus2=TFZ9409 length=0.0637 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO268 Phases=3 bus1=146 bus2=147 length=0.18211 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO269 Phases=3 bus1=147 bus2=TFZ8909 length=0.13139 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO270 Phases=3 bus1=146 bus2=148 length=0.16965 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO271 Phases=3 bus1=148 bus2=TGA9805 length=0.12838 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO272 Phases=3 bus1=148 bus2=149 length=0.1095 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO273 Phases=3 bus1=149 bus2=TGA9821 length=0.17704 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO274 Phases=3 bus1=149 bus2=150 length=0.17218 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO275 Phases=3 bus1=150 bus2=TFZ0789 length=0.001 linecode=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO276 Phases=3 bus1=150 bus2=151 length=0.14808 linecode=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO277 Phases=3 bus1=151 bus2=TGA9830 length=0.32133 linecode=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO278 Phases=3 bus1=151 bus2=152 length=0.57264 linecode=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO279 Phases=3 bus1=152 bus2=152_1 length=0.03299 linecode=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO280 Phases=3 bus1=152_1 bus2=TFZ0757 length=0.001 linecode=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO281 Phases=3 bus1=152_1 bus2=TFZ2108 length=0.19508 linecode=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO282 Phases=3 bus1=152 bus2=153 length=0.48349 linecode=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO283 Phases=3 bus1=153 bus2=TFZ2104 length=0.001 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO284 Phases=3 bus1=153 bus2=154 length=0.15959 linecode=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO285 Phases=3 bus1=154 bus2=155 length=0.14082 linecode=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO286 Phases=3 bus1=155 bus2=TFE0380 length=0.1465 linecode=CCN2/0AWG units=km

APÉNDICE C - TRANSFORMADORES

New Transformer.Trafo_01 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0015 kV=13.8 kVA=71,34709722222222 wdg=2 conn=wye bus=TFE0015 sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_02 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0018 kV=13.8 kVA=38,1770902777778 wdg=2 bus=TFE0018_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_03 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0019 kV=13.8 kVA=74,75533680555555 wdg=2 bus=TFE0019_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_04 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0044 kV=13.8 kVA=74,75533680555555 wdg=2 bus=TFE0044_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_05 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0212 kV=13.8 kVA=74,75533680555555 wdg=2 bus=TFE0212_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_06 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0213 kV=13.8 kVA=34,71648611111111 wdg=2 bus=TFE0213_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_07 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0258 kV=13.8 kVA=25,2 wdg=2 bus=TFE0258_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_08 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0298 kV=13.8 kVA=10,49339583333333 wdg=2 bus=TFE0298_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_09 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0352 kV=13.8 kVA=10,49339583333333 wdg=2 bus=TFE0352_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_10 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0370 kV=13.8 kVA=7,51127430555556 wdg=2 bus=TFE0370_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_11 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0380 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TFE0380_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_12 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0443 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TFE0443_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_13 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0572 kV=13.8 kVA=17,98790972222222 wdg=2 bus=TFE0572_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_14 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0592 kV=13.8 kVA=17,98790972222222 wdg=2 bus=TFE0592_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_15 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0593 kV=13.8 kVA=21,5854916666667 wdg=2 bus=TFE0593_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_16 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0608 kV=13.8 kVA=189,84 wdg=2 bus=TFE0608_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_17 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0609 kV=13.8 kVA=189,84 wdg=2 bus=TFE0609_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_18 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0622 kV=13.8 kVA=45 wdg=2 bus=TFE0622_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_19 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFE0678 kV=13.8 kVA=45 wdg=2 bus=TFE0678_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_20 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFY5238 kV=13.8 kVA=221,48 wdg=2 bus=TFY5238_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_21 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFY9110 kV=13.8 kVA=81,9296527777778 wdg=2 bus=TFY9110_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_22 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFY9120 kV=13.8 kVA=81,9296527777778 wdg=2 bus=TFY9120_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_23 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0004 kV=13.8 kVA=7,786168055555555 wdg=2 bus=TFZ0004_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_24 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0080 kV=13.8 kVA=147 wdg=2 bus=TFZ0080_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_25 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0093 kV=13.8 kVA=29,04136180555556 wdg=2 bus=TFZ0093_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_26 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0262 kV=13.8 kVA=29,04136180555556 wdg=2 bus=TFZ0262_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_27 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0326 kV=13.8 kVA=29,04136180555556 wdg=2 bus=TFZ0326_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_28 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0349 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ0349_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_29 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0757 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ0757_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_30 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0770 kV=13.8 kVA=19,6 wdg=2 bus=TFZ0770_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_31 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0789 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ0789_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_32 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0973 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ0973_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_33 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ0974 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ0974_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_34 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1096 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ1096_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933

New Transformer.Trafo_35 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1114 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ1114_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_36 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1149 kV=13.8 kVA=21 wdg=2 bus=TFZ1149_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_37 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1173 kV=13.8 kVA=21 wdg=2 bus=TFZ1173_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_38 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1181 kV=13.8 kVA=14 wdg=2 bus=TFZ1181_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_39 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1223 kV=13.8 kVA=1,71025555555556 wdg=2 bus=TFZ1223_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_40 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1246 kV=13.8 kVA=1,71025555555556 wdg=2 bus=TFZ1246_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_41 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1250 kV=13.8 kVA=29,8345493055556 wdg=2 bus=TFZ1250_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_42 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1544 kV=13.8 kVA=21,3103923611111 wdg=2 bus=TFZ1544_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_43 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1603 kV=13.8 kVA=19,6 wdg=2 bus=TFZ1603_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_44 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1610 kV=13.8 kVA=221,48 wdg=2 bus=TFZ1610_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_45 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1656 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ1656_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_46 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1667 kV=13.8 kVA=2,81992013888889 wdg=2 bus=TFZ1667_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_47 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1686 kV=13.8 kVA=3,94788819444444 wdg=2 bus=TFZ1686_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_48 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1934 kV=13.8 kVA=19,6 wdg=2 bus=TFZ1934_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_49 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ1980 kV=13.8 kVA=42 wdg=2 bus=TFZ1980_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_50 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2055 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ2055_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_51 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2069 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ2069_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_52 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2088 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ2088_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_53 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2104 kV=13.8 kVA=21 wdg=2 bus=TFZ2104_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_54 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2108 kV=13.8 kVA=21 wdg=2 bus=TFZ2108_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_55 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2117 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ2117_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_56 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2159 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ2159_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_57 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2173 kV=13.8 kVA=17,5332597222222 wdg=2 bus=TFZ2173_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_58 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2182 kV=13.8 kVA=6,91456597222222 wdg=2 bus=TFZ2182_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_59 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2195 kV=13.8 kVA=6,91456597222222 wdg=2 bus=TFZ2195_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_60 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2213 kV=13.8 kVA=6,91456597222222 wdg=2 bus=TFZ2213_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_61 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2217 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ2217_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_62 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2219 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2219_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_63 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2684 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2684_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_64 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2692 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2692_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_65 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2706 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2706_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_66 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2714 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2714_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_67 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2722 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2722_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_68 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2730 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2730_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_69 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2749 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2749_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933

New Transformer.Trafo_70 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2757 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2757_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_71 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2765 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2765_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_72 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2773 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2773_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_73 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ2781 kV=13.8 kVA=22,0599118055556 wdg=2 bus=TFZ2781_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_74 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ3206 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ3206_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_75 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ3214 kV=13.8 kVA=58,8 wdg=2 bus=TFZ3214_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_76 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ3605 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ3605_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_77 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ3931 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ3931_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_78 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ3958 kV=13.8 kVA=29,4 wdg=2 bus=TFZ3958_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_79 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ4040 kV=13.8 kVA=9,8 wdg=2 bus=TFZ4040_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_80 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ4121 kV=13.8 kVA=294 wdg=2 bus=TFZ4121_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=4.5 %loadloss=1.3533 %noloadloss=0.27
New Transformer.Trafo_81 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ5411 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ5411_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_82 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ5616 kV=13.8 kVA=147 wdg=2 bus=TFZ5616_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_83 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8601 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ8601_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_84 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8607 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ8607_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_85 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8615 kV=13.8 kVA=88,2 wdg=2 bus=TFZ8615_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_86 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8852 kV=13.8 kVA=147 wdg=2 bus=TFZ8852_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_87 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8860 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TFZ8860_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_88 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ8909 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TFZ8909_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_89 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TFZ9409 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TFZ9409_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_90 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA0948 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA0948_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_91 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA0956 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA0956_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_92 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA1006 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA1006_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_93 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA2630 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA2630_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_94 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9449 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9449_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_95 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9465 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9465_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_96 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9473 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9473_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_97 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9503 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9503_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_98 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9538 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9538_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_99 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9570 kV=13.8 kVA=42 wdg=2 bus=TGA9570_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_100 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9585 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9585_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_101 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9775 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9775_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_102 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9783 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9783_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_103 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9805 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9805_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_104 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9821 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9821_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933

New Transformer.Trafo_105 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGA9830 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGA9830_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_106 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGC0275 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGC0275_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_107 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD2289 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD2289_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_108 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3108 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3108_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_109 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3153 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3153_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_110 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3170 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3170_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_111 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3196 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3196_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_112 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3200 kV=13.8 kVA=105 wdg=2 bus=TGD3200_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_113 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3218 kV=13.8 kVA=105 wdg=2 bus=TGD3218_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_114 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3226 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3226_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_115 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3242 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3242_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_116 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3260 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3260_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_117 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3270 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3270_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_118 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3290 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3290_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_119 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3300 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3300_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_120 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3310 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3310_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_121 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGD3320 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGD3320_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_122 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TGF0040 kV=13.8 kVA=63 wdg=2 bus=TGF0040_sec kV=0.38 %imag=2.7 xhl=3.5 %loadloss=1.86 %noloadloss=0.3933
New Transformer.Trafo_123 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TXT5263 kV=13.8 kVA=105 wdg=2 bus=TXT5263_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888
New Transformer.Trafo_124 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=TXT9986 kV=13.8 kVA=105 wdg=2 bus=TXT9986_sec kV=0.38 %imag=2.1 xhl=3.5 %loadloss=1.4488 %noloadloss=0.2888

APÉNDICE D - LOADSHAPE

New Loadshape.CARGA_1 npts=24 interval=1
~ mult=[0.2645 0.249 0.21 0.2075 0.1975 0.2475 0.2975 0.3645 0.545 0.638 0.671 0.712 0.727 0.694 0.6625 0.6655 0.6935 0.81 0.9515 0.8685 0.8425 0.7725 0.66 0.4295]"

New Loadshape.CARGA_2 npts=24 interval=1
~ mult=[0.2775 0.254 0.212 0.2105 0.2025 0.2525 0.3025 0.3725 0.55 0.626 0.648 0.683 0.696 0.659 0.6225 0.6185 0.6435 0.78 0.9615 0.8885 0.8615 0.7925 0.685 0.4515]"

New Loadshape.CARGA_3 npts=24 interval=1
~ mult=[0.235 0.225 0.19 0.185 0.175 0.225 0.275 0.34 0.525 0.64 0.685 0.735 0.755 0.725 0.7 0.715 0.75 0.85 0.95 0.85 0.825 0.75 0.625 0.39]"

New Loadshape.CARGA_4 npts=24 interval=1
~ mult=[0.347 0.344 0.3 0.305 0.285 0.335 0.385 0.447 0.62 0.688 0.716 0.742 0.742 0.714 0.675 0.653 0.661 0.76 0.909 0.861 0.835 0.785 0.71 0.517]"

New Loadshape.CARGA_5 npts=24 interval=1
~ mult=[0.248 0.23 0.192 0.188 0.18 0.23 0.28 0.348 0.53 0.628 0.662 0.706 0.724 0.69 0.66 0.668 0.7 0.82 0.96 0.87 0.844 0.77 0.65 0.412]"

New Loadshape.CARGA_6 npts=24 interval=1
~ mult=[0.5 0.58 0.54 0.56 0.5 0.55 0.6 0.63 0.8 0.9 0.98 1 0.97 0.98 0.95 0.9 0.87 0.8 0.73 0.72 0.7 0.7 0.7 0.63]"

New Loadshape.CARGA_7 npts=24 interval=1
~ mult=[0.305 0.316 0.278 0.277 0.255 0.31 0.365 0.428 0.63 0.762 0.824 0.876 0.889 0.866 0.84 0.847 0.874 0.94 0.996 0.899 0.873 0.805 0.69 0.466]"

New Loadshape.CARGA_8 npts=24 interval=1
~ mult=[0.274 0.24 0.196 0.194 0.19 0.24 0.29 0.364 0.54 0.604 0.616 0.648 0.662 0.62 0.58 0.574 0.6 0.76 0.98 0.91 0.882 0.81 0.7 0.456]"

APÉNDICE E - LINECODE

New linecode.CCN95MM2_nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.197 | 0.06 0.197 | 0.06 0.06 0.197]

~ xmatrix=[0.405 |0.171 0.405 |0.162 0.164 0.405]

New linecode.CALX160MM2 nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.202 | 0.06 0.202 | 0.06 0.06 0.202]

~ xmatrix=[0.385 |0.171 0.385 |0.162 0.164 0.385]

New linecode.CCN95MM2_N nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.197 | 0.06 0.197 | 0.06 0.06 0.197]

~ xmatrix=[0.405 |0.171 0.405 |0.162 0.164 0.405]

New linecode.CALX50MM2 nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.524 | 0.06 0.524 | 0.06 0.06 0.524]

~ xmatrix=[0.428 |0.171 0.428 |0.162 0.164 0.428]

New linecode.CCN4AWG_N nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.706 | 0.06 0.706 | 0.06 0.06 0.706]

~ xmatrix=[0.47 |0.171 0.47 |0.162 0.164 0.47]

New linecode.CCN4AWG nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.706 | 0.06 0.706 | 0.06 0.06 0.706]

~ xmatrix=[0.47 |0.171 0.47 |0.162 0.164 0.47]

New linecode.CCN25MM2 nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.612 | 0.06 0.612 | 0.06 0.06 0.612]

~ xmatrix=[0.457 |0.171 0.457 |0.162 0.164 0.457]

New linecode.CAA4AWG nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.997 | 0.06 0.997 | 0.06 0.06 0.997]

~ xmatrix=[0.455 |0.171 0.455 |0.162 0.164 0.455]

New linecode.AAN6/14AWG nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.197| 0.06 1169 | 0.06 0.06 1169]

~ xmatrix=[0.455 |0.171 0.455 |0.162 0.164 0.455]

New linecode.CCN50MM2 nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.32 | 0.06 0.32 | 0.06 0.06 0.32]

~ xmatrix=[0.429 |0.171 0.429 |0.162 0.164 0.429]

New linecode.CCN2/0AWG nphases=3 Basefreq=60

~ rmatrix=[0.24 | 0.06 0.24 | 0.06 0.06 0.24]

~ xmatrix=[0.426 |0.171 0.426 |0.162 0.164 0.426]

APÉNDICE F - LOAD

New Load.Carga_01 phases=3 bus1=TFE0015_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye pf=0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_02 phases=3 bus1=TFE0018_sec kV=0.38 kW=63.11 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_03 phases=3 bus1=TFE0019_sec kV=0.38 kW=47 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_04 phases=3 bus1=TFE0044_sec kV=0.38 kW=85.24 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_05 phases=3 bus1=TFE0212_sec kV=0.38 kW=60.24 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_06 phases=3 bus1=TFE0213_sec kV=0.38 kW=50.14 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_07 phases=3 bus1=TFE0258_sec kV=0.38 kW=206.01 conn=wye 0.92 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_08 phases=3 bus1=TFE0298_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_09 phases=3 bus1=TFE0352_sec kV=0.38 kW=56 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_10 phases=3 bus1=TFE0370_sec kV=0.38 kW=33 conn=wye 2.23 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_11 phases=3 bus1=TFE0380_sec kV=0.38 kW=25.19 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_12 phases=3 bus1=TFE0443_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_13 phases=3 bus1=TFE0572_sec kV=0.38 kW=40 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_14 phases=3 bus1=TFE0592_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_15 phases=3 bus1=TFE0593_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_16 phases=3 bus1=TFE0608_sec kV=0.38 kW=36.84 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_17 phases=3 bus1=TFE0609_sec kV=0.38 kW=4.85 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_18 phases=3 bus1=TFE0622_sec kV=0.38 kW=11.55 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_19 phases=3 bus1=TFE0678_sec kV=0.38 kW=2.24 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_20 phases=3 bus1=TFY5238_sec kV=0.38 kW=12.85 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_21 phases=3 bus1=TFY9110_sec kV=0.38 kW=91.58 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_22 phases=3 bus1=TFY9120_sec kV=0.38 kW=17.63 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_23 phases=3 bus1=TFZ0004_sec kV=0.38 kW=32.77 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_24 phases=3 bus1=TFZ0080_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_25 phases=3 bus1=TFZ0093_sec kV=0.38 kW=31.28 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_26 phases=3 bus1=TFZ0262_sec kV=0.38 kW=34.94 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_27 phases=3 bus1=TFZ0326_sec kV=0.38 kW=6.36 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_28 phases=3 bus1=TFZ0349_sec kV=0.38 kW=24.91 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_29 phases=3 bus1=TFZ0757_sec kV=0.38 kW=48.12 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_30 phases=3 bus1=TFZ0770_sec kV=0.38 kW=22.95 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_31 phases=3 bus1=TFZ0789_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_32 phases=3 bus1=TFZ0973_sec kV=0.38 kW=36.42 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_33 phases=3 bus1=TFZ0974_sec kV=0.38 kW=29.14 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_34 phases=3 bus1=TFZ1096_sec kV=0.38 kW=13.5 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_35 phases=3 bus1=TFZ1114_sec kV=0.38 kW=31.48 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_36 phases=3 bus1=TFZ1149_sec kV=0.38 kW=55.85 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_37 phases=3 bus1=TFZ1173_sec kV=0.38 kW=55.8 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_38 phases=3 bus1=TFZ1181_sec kV=0.38 kW=35.01 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_39 phases=3 bus1=TFZ1223_sec kV=0.38 kW=33.7 conn=wye 0.92 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_40 phases=3 bus1=TFZ1246_sec kV=0.38 kW=72.47 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_41 phases=3 bus1=TFZ1250_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_42 phases=3 bus1=TFZ1544_sec kV=0.38 kW=9.97 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_43 phases=3 bus1=TFZ1603_sec kV=0.38 kW=16.78 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_44 phases=3 bus1=TFZ1610_sec kV=0.38 kW=12.09 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_45 phases=3 bus1=TFZ1656_sec kV=0.38 kW=14.83 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_46 phases=3 bus1=TFZ1667_sec kV=0.38 kW=17.21 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_47 phases=3 bus1=TFZ1686_sec kV=0.38 kW=75.72 conn=wye 0.91 daily=CARGA_5
 New Load.Carga_48 phases=3 bus1=TFZ1934_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_49 phases=3 bus1=TFZ1980_sec kV=0.38 kW=9.67 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_50 phases=3 bus1=TFZ2055_sec kV=0.38 kW=35.85 conn=wye 0.92 daily=CARGA_4
 New Load.Carga_51 phases=3 bus1=TFZ2069_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_52 phases=3 bus1=TFZ2088_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_53 phases=3 bus1=TFZ2104_sec kV=0.38 kW=52.97 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_54 phases=3 bus1=TFZ2108_sec kV=0.38 kW=53.83 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_55 phases=3 bus1=TFZ2117_sec kV=0.38 kW=96.98 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_56 phases=3 bus1=TFZ2159_sec kV=0.38 kW=160 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_57 phases=3 bus1=TFZ2173_sec kV=0.38 kW=77.33 conn=wye 0.92 daily=CARGA_4
 New Load.Carga_58 phases=3 bus1=TFZ2182_sec kV=0.38 kW=89.62 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_59 phases=3 bus1=TFZ2195_sec kV=0.38 kW=98.7 conn=wye 0.92 daily=CARGA_5
 New Load.Carga_60 phases=3 bus1=TFZ2213_sec kV=0.38 kW=93.78 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_61 phases=3 bus1=TFZ2217_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_62 phases=3 bus1=TFZ2219_sec kV=0.38 kW=36.36 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_63 phases=3 bus1=TFZ2684_sec kV=0.38 kW=69.63 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_64 phases=3 bus1=TFZ2692_sec kV=0.38 kW=14.3 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_65 phases=3 bus1=TFZ2706_sec kV=0.38 kW=10.18 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_66 phases=3 bus1=TFZ2714_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_67 phases=3 bus1=TFZ2722_sec kV=0.38 kW=64.15 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_68 phases=3 bus1=TFZ2730_sec kV=0.38 kW=170.01 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8

New Load.Carga_69 phases=3 bus1=TFZ2749_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_3
New Load.Carga_70 phases=3 bus1=TFZ2757_sec kV=0.38 kW=85 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_71 phases=3 bus1=TFZ2765_sec kV=0.38 kW=63.94 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_72 phases=3 bus1=TFZ2773_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_2
New Load.Carga_73 phases=3 bus1=TFZ2781_sec kV=0.38 kW=0.24 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
New Load.Carga_74 phases=3 bus1=TFZ3206_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_1
New Load.Carga_75 phases=3 bus1=TFZ3214_sec kV=0.38 kW=28.15 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_76 phases=3 bus1=TFZ3605_sec kV=0.38 kW=3.48 conn=wye 0.92 daily=CARGA_1
New Load.Carga_77 phases=3 bus1=TFZ3931_sec kV=0.38 kW=62.01 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
New Load.Carga_78 phases=3 bus1=TFZ3958_sec kV=0.38 kW=55.63 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_79 phases=3 bus1=TFZ4040_sec kV=0.38 kW=64 conn=wye 0.92 daily=CARGA_3
New Load.Carga_80 phases=3 bus1=TFZ4121_sec kV=0.38 kW=130.53 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_81 phases=3 bus1=TFZ5411_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_2
New Load.Carga_82 phases=3 bus1=TFZ5616_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_1
New Load.Carga_83 phases=3 bus1=TFZ8601_sec kV=0.38 kW=155.01 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_84 phases=3 bus1=TFZ8607_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_8
New Load.Carga_85 phases=3 bus1=TFZ8615_sec kV=0.38 kW=1.1 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_86 phases=3 bus1=TFZ8852_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_87 phases=3 bus1=TFZ8860_sec kV=0.38 kW=109.74 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_88 phases=3 bus1=TFZ8909_sec kV=0.38 kW=34.34 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_89 phases=3 bus1=TFZ9409_sec kV=0.38 kW=58.69 conn=wye 0.92 daily=CARGA_2
New Load.Carga_90 phases=3 bus1=TGA0948_sec kV=0.38 kW=36.05 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_91 phases=3 bus1=TGA0956_sec kV=0.38 kW=74.89 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_92 phases=3 bus1=TGA1006_sec kV=0.38 kW=50.07 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_93 phases=3 bus1=TGA2630_sec kV=0.38 kW=29.24 conn=wye 0.92 daily=CARGA_8
New Load.Carga_94 phases=3 bus1=TGA9449_sec kV=0.38 kW=330 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_95 phases=3 bus1=TGA9465_sec kV=0.38 kW=0 conn=wye 0 daily=CARGA_3
New Load.Carga_96 phases=3 bus1=TGA9473_sec kV=0.38 kW=215.01 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_97 phases=3 bus1=TGA9503_sec kV=0.38 kW=215.02 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_98 phases=3 bus1=TGA9538_sec kV=0.38 kW=215.03 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_99 phases=3 bus1=TGA9570_sec kV=0.38 kW=215.04 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_100 phases=3 bus1=TGA9585_sec kV=0.38 kW=215.05 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_101 phases=3 bus1=TGA9775_sec kV=0.38 kW=215.06 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_102 phases=3 bus1=TGA9783_sec kV=0.38 kW=215.07 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_103 phases=3 bus1=TGA9805_sec kV=0.38 kW=215.08 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_104 phases=3 bus1=TGA9821_sec kV=0.38 kW=215.09 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
New Load.Carga_105 phases=3 bus1=TGA9830_sec kV=0.38 kW=215.10 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_106 phases=3 bus1=TGC0275_sec kV=0.38 kW=215.11 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_107 phases=3 bus1=TGD2289_sec kV=0.38 kW=215.12 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_108 phases=3 bus1=TGD3108_sec kV=0.38 kW=215.13 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_109 phases=3 bus1=TGD3153_sec kV=0.38 kW=215.14 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_110 phases=3 bus1=TGD3170_sec kV=0.38 kW=215.15 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_111 phases=3 bus1=TGD3196_sec kV=0.38 kW=215.16 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_112 phases=3 bus1=TGD3200_sec kV=0.38 kW=215.17 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_113 phases=3 bus1=TGD3218_sec kV=0.38 kW=215.18 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
New Load.Carga_114 phases=3 bus1=TGD3226_sec kV=0.38 kW=215.19 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_115 phases=3 bus1=TGD3242_sec kV=0.38 kW=215.20 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_116 phases=3 bus1=TGD3260_sec kV=0.38 kW=215.21 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_117 phases=3 bus1=TGD3270_sec kV=0.38 kW=215.22 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_118 phases=3 bus1=TGD3290_sec kV=0.38 kW=215.23 conn=wye 0.91 daily=CARGA_2
New Load.Carga_119 phases=3 bus1=TGD3300_sec kV=0.38 kW=215.24 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_120 phases=3 bus1=TGD3310_sec kV=0.38 kW=215.25 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_121 phases=3 bus1=TGD3320_sec kV=0.38 kW=215.26 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1
New Load.Carga_122 phases=3 bus1=TGF0040_sec kV=0.38 kW=215.27 conn=wye 0.91 daily=CARGA_3
New Load.Carga_123 phases=3 bus1=TXT5263_sec kV=0.38 kW=215.28 conn=wye 0.91 daily=CARGA_8
New Load.Carga_124 phases=3 bus1=TXT9986_sec kV=0.38 kW=215.29 conn=wye 0.91 daily=CARGA_1

APÊNDICE G - BUSCOORDS

0,536407.00	,9587147.00	75,537867.00	,9583493.00	150,539406.00	,9581157.00
1,536448.00	,9587147.00	76,537776.00	,9583308.00	151,539390.00	,9581308.00
2,536530.00	,9587145.00	77,538175.00	,9582968.00	152,539319.00	,9581873.00
3,536704.00	,9587130.00	78,538094.00	,9582860.00	152_1,539351.00	,9581884.00
4,536681.00	,9586933.00	79,537935.00	,9582833.00	153,539315.00	,9582361.00
5,536647.00	,9586732.00	80,537763.00	,9582969.00	154,539318.00	,9582523.00
6,536744.00	,9586719.00	81,537663.00	,9583052.00	155,539193.00	,9582593.00
7,536739.00	,9586677.00	82,538318.00	,9582849.00	TFE0608,537604.12	,9585905.33
8,536719.00	,9586507.00	83,538444.00	,9582732.00	TFE0622,539138.00	,9580484.00
9,536710.00	,9586383.00	84,538500.00	,9582687.00	TFE0678,537772.00	,9582293.00
10,536782.00	,9586383.00	85,538502.00	,9582699.00	TFZ0789,539406.00	,9581159.00
11,536903.00	,9586368.00	86,538313.00	,9582147.00	TFZ2684,537092.12	,9586059.33
12,536919.00	,9586147.00	87,538301.00	,9582112.00	TFZ2692,537122.00	,9586135.00
13,536919.00	,9586113.00	88,538268.00	,9582022.00	TFZ2706,537116.00	,9586250.00
14,536924.00	,9586043.00	89,538248.00	,9581964.00	TFZ2714,537307.00	,9586338.00
15,537091.00	,9586059.00	90,538226.00	,9581903.00	TFZ2722,537176.00	,9585991.00
16,537123.00	,9586063.00	91,538181.00	,9581782.00	TFZ2730,537488.00	,9585923.00
17,537122.00	,9586133.00	92,538156.00	,9581714.00	TFZ2749,537484.00	,9586037.00
18,537116.00	,9586251.00	93,537894.00	,9582058.00	TFZ2757,537398.00	,9586104.00
19,537110.00	,9586328.00	94,537878.00	,9582088.00	TFZ2765,537534.00	,9586254.00
20,537305.00	,9586338.00	95,537765.00	,9582293.00	TFZ2773,537463.00	,9586321.00
21,537460.00	,9586336.00	96,537762.00	,9582297.00	TFZ2781,536999.00	,9586158.00
22,537462.00	,9586319.00	97,537591.00	,9582425.00	TGA0948,538246.00	,9582758.00
23,537466.00	,9586254.00	97_1,537570.00	,9582441.00	TGA0956,538094.00	,9582860.00
24,537478.00	,9586097.00	98,537925.00	,9582120.00	TGA1006,536735.00	,9586503.00
24_1,537397.00	,9586103.00	99,537807.00	,9582329.00	TGD3108,538091.00	,9584176.00
25,537483.00	,9586036.00	100,537702.00	,9582513.00	TGD3153,538482.00	,9584477.00
26,537488.00	,9585923.00	101,538091.00	,9581520.00	TGD3170,538291.00	,9584275.00
27,537491.00	,9585898.00	102,538065.00	,9581443.00	TGD3196,538237.00	,9584410.00
28,537182.00	,9585881.00	103,538048.00	,9581394.00	TGD3200,537942.00	,9584481.00
29,537176.00	,9585990.00	104,538033.00	,9581352.00	TGD3218,537736.00	,9584440.00
30,537182.00	,9586066.00	105,538012.00	,9581290.00	TGD3226,537495.00	,9584393.00
31,537602.00	,9585906.00	106,538004.00	,9581348.00	TGD3242,538138.00	,9584614.00
32,537696.00	,9585874.00	107,537853.00	,9581472.00	TGD3260,538242.00	,9585025.00
33,537718.00	,9585942.00	108,537732.00	,9581320.00	TGD3270,538032.00	,9584809.00
34,537995.00	,9585878.00	109,537664.00	,9581304.00	TGD3290,537918.00	,9584811.00
35,537645.00	,9585492.00	110,537412.00	,9581272.00	TGD3300,537766.00	,9584820.00
36,537579.00	,9585347.00	111,537451.00	,9581062.00	TGD3310,537525.00	,9584906.00
37,537525.00	,9584906.00	112,538045.00	,9580961.00	TGD3320,537820.00	,9585248.00
38,537515.00	,9584827.00	113,538059.00	,9580812.00	TFZ3206,538508.00	,9582746.00
39,537765.00	,9584821.00	114,538029.00	,9580592.00	TFZ3214,538231.00	,9581960.00
40,537917.00	,9584812.00	115,537959.00	,9580149.00	TFZ3605,539139.00	,9580375.00
41,538031.00	,9584809.00	116,537954.00	,9580124.00	TGF0040,537637.00	,9583719.00
42,538225.00	,9584872.00	117,537836.00	,9579707.00	TFZ0973,537837.00	,9579710.00
43,538240.00	,9585025.00	118,537783.00	,9579262.00	TFZ0974,537783.00	,9579266.00
44,538236.00	,9585104.00	119,537784.00	,9579179.00	TFZ3931,538308.00	,9581881.00
45,538109.00	,9585183.00	120,538255.00	,9580796.00	TFZ3958,538803.00	,9580523.00
46,537800.00	,9585371.00	121,538294.00	,9580791.00	TFZ4040,537936.00	,9580622.00
47,537732.00	,9585411.00	122,538334.00	,9580787.00	TFZ4121,539484.00	,9580202.00
48,538185.00	,9584568.00	123,538919.00	,9580783.00	TFY5238,536704.00	,9586927.00
49,538133.00	,9584575.00	124,538487.00	,9581281.00	TFZ5411,536531.00	,9587140.00
50,538117.00	,9584485.00	125,538538.00	,9581309.00	TFZ1096,538446.00	,9584678.00
51,537941.00	,9584480.00	126,538903.00	,9580720.00	TFZ1114,538038.00	,9580811.00
52,537735.00	,9584440.00	127,539105.00	,9580448.00	TFZ5616,537996.00	,9585878.00
53,538208.00	,9584485.00	128,539463.00	,9580054.00	TFZ1149,537965.00	,9580122.00
54,538236.00	,9584410.00	129,539443.00	,9580007.00	TFZ1173,539298.00	,9580111.00
55,538280.00	,9584305.00	130,539381.00	,9580048.00	TFZ1181,539130.00	,9580172.00
56,538083.00	,9584205.00	131,539309.00	,9580101.00	TGA2630,537894.00	,9582056.00
57,538508.00	,9584413.00	132,539315.00	,9580129.00	TFZ1223,537610.00	,9582676.00
58,538491.00	,9584453.00	133,539194.00	,9580292.00	TFZ1246,540025.00	,9579723.00
59,538530.00	,9584472.00	134,539151.00	,9580215.00	TFZ1250,538314.00	,9582148.00
60,538487.00	,9584575.00	135,539494.00	,9580017.00	TFZ8601,537353.00	,9583618.00
60_1,538523.00	,9584590.00	136,539505.00	,9579999.00	TFZ8607,539369.00	,9580010.00
61,538446.00	,9584679.00	137,539615.00	,9579864.00	TFZ8615,539490.00	,9579997.00
62,538421.00	,9584742.00	138,539631.00	,9579925.00	TFY9110,539152.00	,9580216.00
63,538379.00	,9584838.00	139,539670.00	,9579904.00	TFY9120,539607.00	,9580688.00
64,538368.00	,9584861.00	140,539665.00	,9580082.00	TFZ1544,538295.00	,9580797.00
65,538546.00	,9584310.00	141,539679.00	,9580160.00	TFZ8852,538381.00	,9582649.00
66,538330.00	,9584206.00	142,539467.00	,9580067.00	TFZ8860,538269.00	,9582123.00
67,538359.00	,9584140.00	143,539509.00	,9580179.00	TFZ8909,539737.00	,9580669.00
68,537712.00	,9583809.00	144,538956.00	,9580735.00	TFZ9409,539528.00	,9580485.00
69,537654.00	,9583782.00	145,539254.00	,9580738.00	TFZ0004,538201.00	,9585793.00
70,537615.00	,9583762.00	146,539424.00	,9580707.00	TFZ1603,537361.00	,9583619.00
71,537367.00	,9583614.00	146_1,539464.00	,9580475.00	TFZ1610,536625.00	,9586628.00
72,537342.00	,9583598.00	147,539606.00	,9580688.00	TFZ1656,539535.00	,9580278.00
73,537762.00	,9583694.00	148,539402.00	,9580876.00	TFZ1667,537808.00	,9582328.00
74,537852.00	,9583521.00	149,539399.00	,9580986.00	TGC0275,538101.00	,9581515.00

TFZ0080,536882.00 ,9586112.00
TFZ0093,539504.00 ,9579994.00
TFZ1686,537699.00 ,9582512.00
TGA9449,537935.00 ,9582831.00
TGA9465,537833.00 ,9583056.00
TGA9473,537728.00 ,9583132.00
TGA9503,537617.00 ,9583979.00
TGA9538,538049.00 ,9581450.00
TGA9570,538256.00 ,9580791.00
TGA9585,538972.00 ,9581006.00
TGA9775,539665.00 ,9580083.00
TGA9783,539689.00 ,9580158.00
TGA9805,539276.00 ,9580902.00
TGA9821,539222.00 ,9581015.00
TGA9830,539069.00 ,9581321.00
TFZ0262,537554.00 ,9582437.00
TFZ0349,539520.00 ,9580178.00
TFZ1934,537580.00 ,9585349.00

TFZ1980,538327.00 ,9580812.00
TFZ0757,539352.00 ,9581884.00
TFZ0770,539258.00 ,9580746.00
TFZ2055,538518.00 ,9582688.00
TFZ2069,539451.00 ,9580068.00
TFZ2088,537541.00 ,9582394.00
TGD2289,538643.00 ,9584283.00
TXT5263,537801.00 ,9585370.00
TXT9986,538027.00 ,9581398.00
TFZ2173,538559.00 ,9584556.00
TFZ2159,536739.00 ,9586678.00
TFZ2182,538110.00 ,9585182.00
TFZ2108,539547.00 ,9581901.00
TFZ2213,537831.00 ,9583523.00
TFZ2104,539315.00 ,9582362.00
TFZ2195,537808.00 ,9579179.00
TFZ2117,538406.00 ,9584859.00
TFZ0326,538378.00 ,9584718.00

TFZ2219,538044.00 ,9580964.00
TFZ2217,537763.00 ,9583693.00
TFE0044,538054.00 ,9581335.00
TFE0019,537393.00 ,9581044.00
TFE0015,537776.00 ,9581535.00
TFE0213,537665.00 ,9581304.00
TFE0018,537369.00 ,9581265.00
TFE0212,539678.00 ,9579917.00
TFE0258,536823.00 ,9586457.00
TFE0298,537634.00 ,9578896.00
TFE0352,538226.00 ,9584492.00
TFE0380,539295.00 ,9582701.00
TFE0370,538380.00 ,9584837.00
TFE0443,536449.00 ,9587147.00
TFE0592,537251.00 ,9586104.00
TFE0593,537971.00 ,9580148.00
TFE0572,537688.00 ,9582255.00
TFE0609,538273.00 ,9582018.00

APÊNDICE H – MODELOS DE CARGA

Model 1 – Potência Constante

New Load.Carga_01 phases=3 bus1=TFE0015_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye pf=0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_02 phases=3 bus1=TFE0018_sec kV=0.38 kW=63.11 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_03 phases=3 bus1=TFE0019_sec kV=0.38 kW=47 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_04 phases=3 bus1=TFE0044_sec kV=0.38 kW=85.24 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_05 phases=3 bus1=TFE0212_sec kV=0.38 kW=60.24 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_06 phases=3 bus1=TFE0213_sec kV=0.38 kW=50.14 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_07 phases=3 bus1=TFE0258_sec kV=0.38 kW=206.01 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_08 phases=3 bus1=TFE0298_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_09 phases=3 bus1=TFE0352_sec kV=0.38 kW=56 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_10 phases=3 bus1=TFE0370_sec kV=0.38 kW=33 conn=wye 2.23 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_11 phases=3 bus1=TFE0380_sec kV=0.38 kW=25.19 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_12 phases=3 bus1=TFE0443_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_13 phases=3 bus1=TFE0572_sec kV=0.38 kW=40 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_14 phases=3 bus1=TFE0592_sec kV=0.38 kW=17.98 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_15 phases=3 bus1=TFE0593_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_16 phases=3 bus1=TFE0608_sec kV=0.38 kW=36.84 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_17 phases=3 bus1=TFE0609_sec kV=0.38 kW=4.85 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_18 phases=3 bus1=TFE0622_sec kV=0.38 kW=11.55 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_19 phases=3 bus1=TFE0678_sec kV=0.38 kW=2.24 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_20 phases=3 bus1=TFY5238_sec kV=0.38 kW=12.85 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_21 phases=3 bus1=TFY9110_sec kV=0.38 kW=91.58 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_22 phases=3 bus1=TFY9120_sec kV=0.38 kW=17.63 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_23 phases=3 bus1=TFZ0004_sec kV=0.38 kW=32.77 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_24 phases=3 bus1=TFZ0080_sec kV=0.38 kW=147 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_25 phases=3 bus1=TFZ0093_sec kV=0.38 kW=31.28 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_26 phases=3 bus1=TFZ0262_sec kV=0.38 kW=34.94 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_27 phases=3 bus1=TFZ0326_sec kV=0.38 kW=6.36 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_28 phases=3 bus1=TFZ0349_sec kV=0.38 kW=24.91 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_29 phases=3 bus1=TFZ0757_sec kV=0.38 kW=48.12 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_30 phases=3 bus1=TFZ0770_sec kV=0.38 kW=22.95 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_31 phases=3 bus1=TFZ0789_sec kV=0.38 kW=58.8 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_32 phases=3 bus1=TFZ0973_sec kV=0.38 kW=36.42 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_33 phases=3 bus1=TFZ0974_sec kV=0.38 kW=29.14 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_34 phases=3 bus1=TFZ1096_sec kV=0.38 kW=13.5 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_35 phases=3 bus1=TFZ1114_sec kV=0.38 kW=31.48 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_36 phases=3 bus1=TFZ1149_sec kV=0.38 kW=55.85 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_37 phases=3 bus1=TFZ1173_sec kV=0.38 kW=55.8 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_38 phases=3 bus1=TFZ1181_sec kV=0.38 kW=35.01 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_39 phases=3 bus1=TFZ1223_sec kV=0.38 kW=33.7 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_40 phases=3 bus1=TFZ1246_sec kV=0.38 kW=72.47 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_41 phases=3 bus1=TFZ1250_sec kV=0.38 kW=29.83 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_42 phases=3 bus1=TFZ1544_sec kV=0.38 kW=9.97 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_43 phases=3 bus1=TFZ1603_sec kV=0.38 kW=16.78 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_44 phases=3 bus1=TFZ1610_sec kV=0.38 kW=12.09 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_45 phases=3 bus1=TFZ1656_sec kV=0.38 kW=14.83 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_46 phases=3 bus1=TFZ1667_sec kV=0.38 kW=17.21 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_47 phases=3 bus1=TFZ1686_sec kV=0.38 kW=75.72 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_5
New Load.Carga_48 phases=3 bus1=TFZ1934_sec kV=0.38 kW=19.6 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_49 phases=3 bus1=TFZ1980_sec kV=0.38 kW=9.67 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_50 phases=3 bus1=TFZ2055_sec kV=0.38 kW=35.85 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_4
New Load.Carga_51 phases=3 bus1=TFZ2069_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_52 phases=3 bus1=TFZ2088_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_53 phases=3 bus1=TFZ2104_sec kV=0.38 kW=52.97 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_54 phases=3 bus1=TFZ2108_sec kV=0.38 kW=53.83 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_55 phases=3 bus1=TFZ2117_sec kV=0.38 kW=96.98 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_56 phases=3 bus1=TFZ2159_sec kV=0.38 kW=160 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_57 phases=3 bus1=TFZ2173_sec kV=0.38 kW=77.33 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_4
New Load.Carga_58 phases=3 bus1=TFZ2182_sec kV=0.38 kW=89.62 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_59 phases=3 bus1=TFZ2195_sec kV=0.38 kW=98.7 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_5
New Load.Carga_60 phases=3 bus1=TFZ2213_sec kV=0.38 kW=93.78 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_61 phases=3 bus1=TFZ2217_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_62 phases=3 bus1=TFZ2219_sec kV=0.38 kW=36.36 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_63 phases=3 bus1=TFZ2684_sec kV=0.38 kW=69.63 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_64 phases=3 bus1=TFZ2692_sec kV=0.38 kW=14.3 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_65 phases=3 bus1=TFZ2706_sec kV=0.38 kW=10.18 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_66 phases=3 bus1=TFZ2714_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
New Load.Carga_67 phases=3 bus1=TFZ2722_sec kV=0.38 kW=64.15 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
New Load.Carga_68 phases=3 bus1=TFZ2730_sec kV=0.38 kW=170.01 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_69 phases=3 bus1=TFZ2749_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_3
New Load.Carga_70 phases=3 bus1=TFZ2757_sec kV=0.38 kW=85 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_71 phases=3 bus1=TFZ2765_sec kV=0.38 kW=63.94 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
New Load.Carga_72 phases=3 bus1=TFZ2773_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2

New Load.Carga_73 phases=3 bus1=TFZ2781_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_74 phases=3 bus1=TFZ3206_sec kV=0.38 kW=88.2 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_75 phases=3 bus1=TFZ3214_sec kV=0.38 kW=28.15 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_76 phases=3 bus1=TFZ3605_sec kV=0.38 kW=29.4 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_77 phases=3 bus1=TFZ3931_sec kV=0.38 kW=62.01 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_78 phases=3 bus1=TFZ3958_sec kV=0.38 kW=55.63 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_79 phases=3 bus1=TFZ4040_sec kV=0.38 kW=64 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_80 phases=3 bus1=TFZ4121_sec kV=0.38 kW=130.53 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_81 phases=3 bus1=TFZ5411_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_82 phases=3 bus1=TFZ5616_sec kV=0.38 kW=147 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_83 phases=3 bus1=TFZ8601_sec kV=0.38 kW=155.01 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_84 phases=3 bus1=TFZ8607_sec kV=0.38 kW=88.2 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_85 phases=3 bus1=TFZ8615_sec kV=0.38 kW=1.1 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_86 phases=3 bus1=TFZ8852_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_87 phases=3 bus1=TFZ8860_sec kV=0.38 kW=109.74 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_88 phases=3 bus1=TFZ8909_sec kV=0.38 kW=34.34 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_89 phases=3 bus1=TFZ9409_sec kV=0.38 kW=58.69 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_90 phases=3 bus1=TGA0948_sec kV=0.38 kW=36.05 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_91 phases=3 bus1=TGA0956_sec kV=0.38 kW=74.89 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_92 phases=3 bus1=TGA1006_sec kV=0.38 kW=50.07 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_93 phases=3 bus1=TGA2630_sec kV=0.38 kW=29.24 conn=wye 0.92 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_94 phases=3 bus1=TGA9449_sec kV=0.38 kW=330 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_95 phases=3 bus1=TGA9465_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_96 phases=3 bus1=TGA9473_sec kV=0.38 kW=215.01 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_97 phases=3 bus1=TGA9503_sec kV=0.38 kW=215.02 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_98 phases=3 bus1=TGA9538_sec kV=0.38 kW=215.03 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_99 phases=3 bus1=TGA9570_sec kV=0.38 kW=215.04 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_100 phases=3 bus1=TGA9585_sec kV=0.38 kW=215.05 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_101 phases=3 bus1=TGA9775_sec kV=0.38 kW=215.06 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_102 phases=3 bus1=TGA9783_sec kV=0.38 kW=215.07 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_103 phases=3 bus1=TGA9805_sec kV=0.38 kW=215.08 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_104 phases=3 bus1=TGA9821_sec kV=0.38 kW=215.09 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_105 phases=3 bus1=TGA9830_sec kV=0.38 kW=215.10 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_106 phases=3 bus1=TGC0275_sec kV=0.38 kW=215.11 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_107 phases=3 bus1=TGD2289_sec kV=0.38 kW=215.12 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_108 phases=3 bus1=TGD3108_sec kV=0.38 kW=215.13 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_109 phases=3 bus1=TGD3153_sec kV=0.38 kW=215.14 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_110 phases=3 bus1=TGD3170_sec kV=0.38 kW=215.15 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_111 phases=3 bus1=TGD3196_sec kV=0.38 kW=215.16 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_112 phases=3 bus1=TGD3200_sec kV=0.38 kW=215.17 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_113 phases=3 bus1=TGD3218_sec kV=0.38 kW=215.18 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_114 phases=3 bus1=TGD3226_sec kV=0.38 kW=215.19 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_115 phases=3 bus1=TGD3242_sec kV=0.38 kW=215.20 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_116 phases=3 bus1=TGD3260_sec kV=0.38 kW=215.21 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_117 phases=3 bus1=TGD3270_sec kV=0.38 kW=215.22 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_118 phases=3 bus1=TGD3290_sec kV=0.38 kW=215.23 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_2
 New Load.Carga_119 phases=3 bus1=TGD3300_sec kV=0.38 kW=215.24 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_120 phases=3 bus1=TGD3310_sec kV=0.38 kW=215.25 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_121 phases=3 bus1=TGD3320_sec kV=0.38 kW=215.26 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1
 New Load.Carga_122 phases=3 bus1=TGF0040_sec kV=0.38 kW=215.27 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_3
 New Load.Carga_123 phases=3 bus1=TXT5263_sec kV=0.38 kW=215.28 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_8
 New Load.Carga_124 phases=3 bus1=TXT9986_sec kV=0.38 kW=215.29 conn=wye 0.91 model=1 daily=CARGA_1

Model 2 e 5 – Impedância e corrente constantes

Mesmo código, basta alterar o model.

Model 8 – ZIP (Impedância, Corrente e Potência constantes)

New Load.Carga_01 phases=3 bus1=TFE0015_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye pf=0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_02 phases=3 bus1=TFE0018_sec kV=0.38 kW=63.11 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_03 phases=3 bus1=TFE0019_sec kV=0.38 kW=47 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_04 phases=3 bus1=TFE0044_sec kV=0.38 kW=85.24 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_05 phases=3 bus1=TFE0212_sec kV=0.38 kW=60.24 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_06 phases=3 bus1=TFE0213_sec kV=0.38 kW=50.14 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_07 phases=3 bus1=TFE0258_sec kV=0.38 kW=206.01 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_08 phases=3 bus1=TFE0298_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_09 phases=3 bus1=TFE0352_sec kV=0.38 kW=56 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_10 phases=3 bus1=TFE0370_sec kV=0.38 kW=33 conn=wye 2.23 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_11 phases=3 bus1=TFE0380_sec kV=0.38 kW=25.19 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_12 phases=3 bus1=TFE0443_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_13 phases=3 bus1=TFE0572_sec kV=0.38 kW=40 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_14 phases=3 bus1=TFE0592_sec kV=0.38 kW=17.98 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_15 phases=3 bus1=TFE0593_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_16 phases=3 bus1=TFE0608_sec kV=0.38 kW=36.84 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_17 phases=3 bus1=TFE0609_sec kV=0.38 kW=4.85 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_18 phases=3 bus1=TFE0622_sec kV=0.38 kW=11.55 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_19 phases=3 bus1=TFE0678_sec kV=0.38 kW=2.24 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_20 phases=3 bus1=TFY5238_sec kV=0.38 kW=12.85 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_21 phases=3 bus1=TFY9110_sec kV=0.38 kW=91.58 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_22 phases=3 bus1=TFY9120_sec kV=0.38 kW=17.63 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_23 phases=3 bus1=TFZ0004_sec kV=0.38 kW=32.77 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_24 phases=3 bus1=TFZ0080_sec kV=0.38 kW=147 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_25 phases=3 bus1=TFZ0093_sec kV=0.38 kW=31.28 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_26 phases=3 bus1=TFZ0262_sec kV=0.38 kW=34.94 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_27 phases=3 bus1=TFZ0326_sec kV=0.38 kW=6.36 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_28 phases=3 bus1=TFZ0349_sec kV=0.38 kW=24.91 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_29 phases=3 bus1=TFZ0757_sec kV=0.38 kW=48.12 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_30 phases=3 bus1=TFZ0770_sec kV=0.38 kW=22.95 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_31 phases=3 bus1=TFZ0789_sec kV=0.38 kW=58.8 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_32 phases=3 bus1=TFZ0973_sec kV=0.38 kW=36.42 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_33 phases=3 bus1=TFZ0974_sec kV=0.38 kW=29.14 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_34 phases=3 bus1=TFZ1096_sec kV=0.38 kW=13.5 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_35 phases=3 bus1=TFZ1114_sec kV=0.38 kW=31.48 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_36 phases=3 bus1=TFZ1149_sec kV=0.38 kW=55.85 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_37 phases=3 bus1=TFZ1173_sec kV=0.38 kW=55.8 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_38 phases=3 bus1=TFZ1181_sec kV=0.38 kW=35.01 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_39 phases=3 bus1=TFZ1223_sec kV=0.38 kW=33.7 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_40 phases=3 bus1=TFZ1246_sec kV=0.38 kW=72.47 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_41 phases=3 bus1=TFZ1250_sec kV=0.38 kW=29.83 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_42 phases=3 bus1=TFZ1544_sec kV=0.38 kW=9.97 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_43 phases=3 bus1=TFZ1603_sec kV=0.38 kW=16.78 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_44 phases=3 bus1=TFZ1610_sec kV=0.38 kW=12.09 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_45 phases=3 bus1=TFZ1656_sec kV=0.38 kW=14.83 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_46 phases=3 bus1=TFZ1667_sec kV=0.38 kW=17.21 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_47 phases=3 bus1=TFZ1686_sec kV=0.38 kW=75.72 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_5 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_48 phases=3 bus1=TFZ1934_sec kV=0.38 kW=19.6 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_49 phases=3 bus1=TFZ1980_sec kV=0.38 kW=9.67 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_50 phases=3 bus1=TFZ2055_sec kV=0.38 kW=35.85 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_4 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_51 phases=3 bus1=TFZ2069_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_52 phases=3 bus1=TFZ2088_sec kV=0.38 kW=45 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_53 phases=3 bus1=TFZ2104_sec kV=0.38 kW=52.97 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_54 phases=3 bus1=TFZ2108_sec kV=0.38 kW=53.83 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_55 phases=3 bus1=TFZ2117_sec kV=0.38 kW=96.98 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_56 phases=3 bus1=TFZ2159_sec kV=0.38 kW=160 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_57 phases=3 bus1=TFZ2173_sec kV=0.38 kW=77.33 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_4 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_58 phases=3 bus1=TFZ2182_sec kV=0.38 kW=89.62 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_59 phases=3 bus1=TFZ2195_sec kV=0.38 kW=98.7 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_5 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_60 phases=3 bus1=TFZ2213_sec kV=0.38 kW=93.78 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_61 phases=3 bus1=TFZ2217_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_62 phases=3 bus1=TFZ2219_sec kV=0.38 kW=36.36 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_63 phases=3 bus1=TFZ2684_sec kV=0.38 kW=69.63 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_64 phases=3 bus1=TFZ2692_sec kV=0.38 kW=14.3 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_65 phases=3 bus1=TFZ2706_sec kV=0.38 kW=10.18 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_66 phases=3 bus1=TFZ2714_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_67 phases=3 bus1=TFZ2722_sec kV=0.38 kW=64.15 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_68 phases=3 bus1=TFZ2730_sec kV=0.38 kW=170.01 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_69 phases=3 bus1=TFZ2749_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_70 phases=3 bus1=TFZ2757_sec kV=0.38 kW=85 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_71 phases=3 bus1=TFZ2765_sec kV=0.38 kW=63.94 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_72 phases=3 bus1=TFZ2773_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_73 phases=3 bus1=TFZ2781_sec kV=0.38 kW=22.05 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_74 phases=3 bus1=TFZ3206_sec kV=0.38 kW=88.2 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_75 phases=3 bus1=TFZ3214_sec kV=0.38 kW=28.15 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_76 phases=3 bus1=TFZ3605_sec kV=0.38 kW=29,4 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_77 phases=3 bus1=TFZ3931_sec kV=0.38 kW=62.01 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_78 phases=3 bus1=TFZ3958_sec kV=0.38 kW=55.63 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_79 phases=3 bus1=TFZ4040_sec kV=0.38 kW=64 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_80 phases=3 bus1=TFZ4121_sec kV=0.38 kW=130.53 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_81 phases=3 bus1=TFZ5411_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_82 phases=3 bus1=TFZ5616_sec kV=0.38 kW=147 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_83 phases=3 bus1=TFZ8601_sec kV=0.38 kW=155.01 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_84 phases=3 bus1=TFZ8607_sec kV=0.38 kW=88.2 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_85 phases=3 bus1=TFZ8615_sec kV=0.38 kW=1.1 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_86 phases=3 bus1=TFZ8852_sec kV=0.38 kW=30 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_87 phases=3 bus1=TFZ8860_sec kV=0.38 kW=109.74 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_88 phases=3 bus1=TFZ8909_sec kV=0.38 kW=34.34 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_89 phases=3 bus1=TFZ9409_sec kV=0.38 kW=58.69 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_90 phases=3 bus1=TGA0948_sec kV=0.38 kW=36.05 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_91 phases=3 bus1=TGA0956_sec kV=0.38 kW=74.89 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_92 phases=3 bus1=TGA1006_sec kV=0.38 kW=50.07 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_93 phases=3 bus1=TGA2630_sec kV=0.38 kW=29.24 conn=wye 0.92 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_94 phases=3 bus1=TGA9449_sec kV=0.38 kW=330 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_95 phases=3 bus1=TGA9465_sec kV=0.38 kW=63 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_96 phases=3 bus1=TGA9473_sec kV=0.38 kW=215.01 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_97 phases=3 bus1=TGA9503_sec kV=0.38 kW=215.02 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_98 phases=3 bus1=TGA9538_sec kV=0.38 kW=215.03 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_99 phases=3 bus1=TGA9570_sec kV=0.38 kW=215.04 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_100 phases=3 bus1=TGA9585_sec kV=0.38 kW=215.05 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_101 phases=3 bus1=TGA9775_sec kV=0.38 kW=215.06 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_102 phases=3 bus1=TGA9783_sec kV=0.38 kW=215.07 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_103 phases=3 bus1=TGA9805_sec kV=0.38 kW=215.08 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_104 phases=3 bus1=TGA9821_sec kV=0.38 kW=215.09 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_105 phases=3 bus1=TGA9830_sec kV=0.38 kW=215.10 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_106 phases=3 bus1=TGC0275_sec kV=0.38 kW=215.11 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_107 phases=3 bus1=TGD2289_sec kV=0.38 kW=215.12 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_108 phases=3 bus1=TGD3108_sec kV=0.38 kW=215.13 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_109 phases=3 bus1=TGD3153_sec kV=0.38 kW=215.14 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_110 phases=3 bus1=TGD3170_sec kV=0.38 kW=215.15 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_111 phases=3 bus1=TGD3196_sec kV=0.38 kW=215.16 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_112 phases=3 bus1=TGD3200_sec kV=0.38 kW=215.17 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_113 phases=3 bus1=TGD3218_sec kV=0.38 kW=215.18 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_114 phases=3 bus1=TGD3226_sec kV=0.38 kW=215.19 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_115 phases=3 bus1=TGD3242_sec kV=0.38 kW=215.20 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_116 phases=3 bus1=TGD3260_sec kV=0.38 kW=215.21 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_117 phases=3 bus1=TGD3270_sec kV=0.38 kW=215.22 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_118 phases=3 bus1=TGD3290_sec kV=0.38 kW=215.23 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_2 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_119 phases=3 bus1=TGD3300_sec kV=0.38 kW=215.24 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_120 phases=3 bus1=TGD3310_sec kV=0.38 kW=215.25 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_121 phases=3 bus1=TGD3320_sec kV=0.38 kW=215.26 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_122 phases=3 bus1=TGF0040_sec kV=0.38 kW=215.27 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_3 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_123 phases=3 bus1=TXT5263_sec kV=0.38 kW=215.28 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_8 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

New Load.Carga_124 phases=3 bus1=TXT9986_sec kV=0.38 kW=215.29 conn=wye 0.91 model=8 daily=CARGA_1 zipv=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.9)

APÊNDICE I - REATORES

New reactor.react1 phases=1 bus1=TFE0015.4 bus2=TFE0015.0 R=15 X=0
New reactor.react2 phases=1 bus1=TFE0018.4 bus2=TFE0018.0 R=15 X=0
New reactor.react3 phases=1 bus1=TFE0019.4 bus2=TFE0019.0 R=15 X=0
New reactor.react4 phases=1 bus1=TFE0044.4 bus2=TFE0044.0 R=15 X=0
New reactor.react5 phases=1 bus1=TFE0212.4 bus2=TFE0212.0 R=15 X=0
New reactor.react6 phases=1 bus1=TFE0213.4 bus2=TFE0213.0 R=15 X=0
New reactor.react7 phases=1 bus1=TFE0258.4 bus2=TFE0258.0 R=15 X=0
New reactor.react8 phases=1 bus1=TFE0298.4 bus2=TFE0298.0 R=15 X=0
New reactor.react9 phases=1 bus1=TFE0352.4 bus2=TFE0352.0 R=15 X=0
New reactor.react10 phases=1 bus1=TFE0370.4 bus2=TFE0370.0 R=15 X=0
New reactor.react11 phases=1 bus1=TFE0380.4 bus2=TFE0380.0 R=15 X=0
New reactor.react12 phases=1 bus1=TFE0443.4 bus2=TFE0443.0 R=15 X=0
New reactor.react13 phases=1 bus1=TFE0572.4 bus2=TFE0572.0 R=15 X=0
New reactor.react14 phases=1 bus1=TFE0592.4 bus2=TFE0592.0 R=15 X=0
New reactor.react15 phases=1 bus1=TFE0593.4 bus2=TFE0593.0 R=15 X=0
New reactor.react16 phases=1 bus1=TFE0608.4 bus2=TFE0608.0 R=15 X=0
New reactor.react17 phases=1 bus1=TFE0609.4 bus2=TFE0609.0 R=15 X=0
New reactor.react18 phases=1 bus1=TFE0622.4 bus2=TFE0622.0 R=15 X=0
New reactor.react19 phases=1 bus1=TFE0678.4 bus2=TFE0678.0 R=15 X=0
New reactor.react20 phases=1 bus1=TFY5238.4 bus2=TFY5238.0 R=15 X=0
New reactor.react21 phases=1 bus1=TFY9110.4 bus2=TFY9110.0 R=15 X=0
New reactor.react22 phases=1 bus1=TFY9120.4 bus2=TFY9120.0 R=15 X=0
New reactor.react23 phases=1 bus1=TFZ0004.4 bus2=TFZ0004.0 R=15 X=0
New reactor.react24 phases=1 bus1=TFZ0080.4 bus2=TFZ0080.0 R=15 X=0
New reactor.react25 phases=1 bus1=TFZ0093.4 bus2=TFZ0093.0 R=15 X=0
New reactor.react26 phases=1 bus1=TFZ0262.4 bus2=TFZ0262.0 R=15 X=0
New reactor.react27 phases=1 bus1=TFZ0326.4 bus2=TFZ0326.0 R=15 X=0
New reactor.react28 phases=1 bus1=TFZ0349.4 bus2=TFZ0349.0 R=15 X=0
New reactor.react29 phases=1 bus1=TFZ0757.4 bus2=TFZ0757.0 R=15 X=0
New reactor.react30 phases=1 bus1=TFZ0770.4 bus2=TFZ0770.0 R=15 X=0
New reactor.react31 phases=1 bus1=TFZ0789.4 bus2=TFZ0789.0 R=15 X=0
New reactor.react32 phases=1 bus1=TFZ0973.4 bus2=TFZ0973.0 R=15 X=0
New reactor.react33 phases=1 bus1=TFZ0974.4 bus2=TFZ0974.0 R=15 X=0
New reactor.react34 phases=1 bus1=TFZ1096.4 bus2=TFZ1096.0 R=15 X=0
New reactor.react35 phases=1 bus1=TFZ1114.4 bus2=TFZ1114.0 R=15 X=0
New reactor.react36 phases=1 bus1=TFZ1149.4 bus2=TFZ1149.0 R=15 X=0
New reactor.react37 phases=1 bus1=TFZ1173.4 bus2=TFZ1173.0 R=15 X=0
New reactor.react38 phases=1 bus1=TFZ1181.4 bus2=TFZ1181.0 R=15 X=0
New reactor.react39 phases=1 bus1=TFZ1223.4 bus2=TFZ1223.0 R=15 X=0
New reactor.react40 phases=1 bus1=TFZ1246.4 bus2=TFZ1246.0 R=15 X=0
New reactor.react41 phases=1 bus1=TFZ1250.4 bus2=TFZ1250.0 R=15 X=0
New reactor.react42 phases=1 bus1=TFZ1544.4 bus2=TFZ1544.0 R=15 X=0
New reactor.react43 phases=1 bus1=TFZ1603.4 bus2=TFZ1603.0 R=15 X=0
New reactor.react44 phases=1 bus1=TFZ1610.4 bus2=TFZ1610.0 R=15 X=0
New reactor.react45 phases=1 bus1=TFZ1656.4 bus2=TFZ1656.0 R=15 X=0
New reactor.react46 phases=1 bus1=TFZ1667.4 bus2=TFZ1667.0 R=15 X=0
New reactor.react47 phases=1 bus1=TFZ1686.4 bus2=TFZ1686.0 R=15 X=0
New reactor.react48 phases=1 bus1=TFZ1934.4 bus2=TFZ1934.0 R=15 X=0
New reactor.react49 phases=1 bus1=TFZ1980.4 bus2=TFZ1980.0 R=15 X=0
New reactor.react50 phases=1 bus1=TFZ2055.4 bus2=TFZ2055.0 R=15 X=0
New reactor.react51 phases=1 bus1=TFZ2069.4 bus2=TFZ2069.0 R=15 X=0
New reactor.react52 phases=1 bus1=TFZ2088.4 bus2=TFZ2088.0 R=15 X=0
New reactor.react53 phases=1 bus1=TFZ2104.4 bus2=TFZ2104.0 R=15 X=0
New reactor.react54 phases=1 bus1=TFZ2108.4 bus2=TFZ2108.0 R=15 X=0
New reactor.react55 phases=1 bus1=TFZ2117.4 bus2=TFZ2117.0 R=15 X=0
New reactor.react56 phases=1 bus1=TFZ2159.4 bus2=TFZ2159.0 R=15 X=0
New reactor.react57 phases=1 bus1=TFZ2173.4 bus2=TFZ2173.0 R=15 X=0
New reactor.react58 phases=1 bus1=TFZ2182.4 bus2=TFZ2182.0 R=15 X=0
New reactor.react59 phases=1 bus1=TFZ2195.4 bus2=TFZ2195.0 R=15 X=0
New reactor.react60 phases=1 bus1=TFZ2213.4 bus2=TFZ2213.0 R=15 X=0
New reactor.react61 phases=1 bus1=TFZ2217.4 bus2=TFZ2217.0 R=15 X=0
New reactor.react62 phases=1 bus1=TFZ2219.4 bus2=TFZ2219.0 R=15 X=0
New reactor.react63 phases=1 bus1=TFZ2268.4 bus2=TFZ2268.0 R=15 X=0
New reactor.react64 phases=1 bus1=TFZ2269.4 bus2=TFZ2269.0 R=15 X=0
New reactor.react65 phases=1 bus1=TFZ2706.4 bus2=TFZ2706.0 R=15 X=0
New reactor.react66 phases=1 bus1=TFZ2714.4 bus2=TFZ2714.0 R=15 X=0
New reactor.react67 phases=1 bus1=TFZ2722.4 bus2=TFZ2722.0 R=15 X=0
New reactor.react68 phases=1 bus1=TFZ2730.4 bus2=TFZ2730.0 R=15 X=0
New reactor.react69 phases=1 bus1=TFZ2749.4 bus2=TFZ2749.0 R=15 X=0
New reactor.react70 phases=1 bus1=TFZ2757.4 bus2=TFZ2757.0 R=15 X=0
New reactor.react71 phases=1 bus1=TFZ2765.4 bus2=TFZ2765.0 R=15 X=0
New reactor.react72 phases=1 bus1=TFZ2773.4 bus2=TFZ2773.0 R=15 X=0
New reactor.react73 phases=1 bus1=TFZ2781.4 bus2=TFZ2781.0 R=15 X=0

New reactor.react74 phases=1 bus1=TFZ3206.4 bus2=TFZ3206.0 R=15 X=0
New reactor.react75 phases=1 bus1=TFZ3214.4 bus2=TFZ3214.0 R=15 X=0
New reactor.react76 phases=1 bus1=TFZ3605.4 bus2=TFZ3605.0 R=15 X=0
New reactor.react77 phases=1 bus1=TFZ3931.4 bus2=TFZ3931.0 R=15 X=0
New reactor.react78 phases=1 bus1=TFZ3958.4 bus2=TFZ3958.0 R=15 X=0
New reactor.react79 phases=1 bus1=TFZ4040.4 bus2=TFZ4040.0 R=15 X=0
New reactor.react80 phases=1 bus1=TFZ4121.4 bus2=TFZ4121.0 R=15 X=0
New reactor.react81 phases=1 bus1=TFZ5411.4 bus2=TFZ5411.0 R=15 X=0
New reactor.react82 phases=1 bus1=TFZ5616.4 bus2=TFZ5616.0 R=15 X=0
New reactor.react83 phases=1 bus1=TFZ8601.4 bus2=TFZ8601.0 R=15 X=0
New reactor.react84 phases=1 bus1=TFZ8607.4 bus2=TFZ8607.0 R=15 X=0
New reactor.react85 phases=1 bus1=TFZ8615.4 bus2=TFZ8615.0 R=15 X=0
New reactor.react86 phases=1 bus1=TFZ8852.4 bus2=TFZ8852.0 R=15 X=0
New reactor.react87 phases=1 bus1=TFZ8860.4 bus2=TFZ8860.0 R=15 X=0
New reactor.react88 phases=1 bus1=TFZ8909.4 bus2=TFZ8909.0 R=15 X=0
New reactor.react89 phases=1 bus1=TFZ9409.4 bus2=TFZ9409.0 R=15 X=0
New reactor.react90 phases=1 bus1=TGA0948.4 bus2=TGA0948.0 R=15 X=0
New reactor.react91 phases=1 bus1=TGA0956.4 bus2=TGA0956.0 R=15 X=0
New reactor.react92 phases=1 bus1=TGA1006.4 bus2=TGA1006.0 R=15 X=0
New reactor.react93 phases=1 bus1=TGA2630.4 bus2=TGA2630.0 R=15 X=0
New reactor.react94 phases=1 bus1=TGA9449.4 bus2=TGA9449.0 R=15 X=0
New reactor.react95 phases=1 bus1=TGA9465.4 bus2=TGA9465.0 R=15 X=0
New reactor.react96 phases=1 bus1=TGA9473.4 bus2=TGA9473.0 R=15 X=0
New reactor.react97 phases=1 bus1=TGA9503.4 bus2=TGA9503.0 R=15 X=0
New reactor.react98 phases=1 bus1=TGA9538.4 bus2=TGA9538.0 R=15 X=0
New reactor.react99 phases=1 bus1=TGA9570.4 bus2=TGA9570.0 R=15 X=0
New reactor.react100 phases=1 bus1=TGA9585.4 bus2=TGA9585.0 R=15 X=0
New reactor.react101 phases=1 bus1=TGA9775.4 bus2=TGA9775.0 R=15 X=0
New reactor.react102 phases=1 bus1=TGA9783.4 bus2=TGA9783.0 R=15 X=0
New reactor.react103 phases=1 bus1=TGA9805.4 bus2=TGA9805.0 R=15 X=0
New reactor.react104 phases=1 bus1=TGA9821.4 bus2=TGA9821.0 R=15 X=0
New reactor.react105 phases=1 bus1=TGA9830.4 bus2=TGA9830.0 R=15 X=0
New reactor.react106 phases=1 bus1=TGC0275.4 bus2=TGC0275.0 R=15 X=0
New reactor.react107 phases=1 bus1=TGD2289.4 bus2=TGD2289.0 R=15 X=0
New reactor.react108 phases=1 bus1=TGD3108.4 bus2=TGD3108.0 R=15 X=0
New reactor.react109 phases=1 bus1=TGD3153.4 bus2=TGD3153.0 R=15 X=0
New reactor.react110 phases=1 bus1=TGD3170.4 bus2=TGD3170.0 R=15 X=0
New reactor.react111 phases=1 bus1=TGD3196.4 bus2=TGD3196.0 R=15 X=0
New reactor.react112 phases=1 bus1=TGD3200.4 bus2=TGD3200.0 R=15 X=0
New reactor.react113 phases=1 bus1=TGD3218.4 bus2=TGD3218.0 R=15 X=0
New reactor.react114 phases=1 bus1=TGD3226.4 bus2=TGD3226.0 R=15 X=0
New reactor.react115 phases=1 bus1=TGD3242.4 bus2=TGD3242.0 R=15 X=0
New reactor.react116 phases=1 bus1=TGD3260.4 bus2=TGD3260.0 R=15 X=0
New reactor.react117 phases=1 bus1=TGD3270.4 bus2=TGD3270.0 R=15 X=0
New reactor.react118 phases=1 bus1=TGD3290.4 bus2=TGD3290.0 R=15 X=0
New reactor.react119 phases=1 bus1=TGD3300.4 bus2=TGD3300.0 R=15 X=0
New reactor.react120 phases=1 bus1=TGD3310.4 bus2=TGD3310.0 R=15 X=0
New reactor.react121 phases=1 bus1=TGD3320.4 bus2=TGD3320.0 R=15 X=0
New reactor.react122 phases=1 bus1=TGF0040.4 bus2=TGF0040.0 R=15 X=0
New reactor.react123 phases=1 bus1=TXT5263.4 bus2=TXT5263.0 R=15 X=0
New reactor.react124 phases=1 bus1=TXT9986.4 bus2=TXT9986.0 R=15 X=0

APÊNDICE J - LINEGEOMETRY

New Linegeometry.CCN95MM2_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN95MM2_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN95MM2_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN95MM2_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CALX160MM2_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CALX160MM2_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CALX160MM2_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CALX160MM2_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN95MM2_N_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN95MM2_N_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN95MM2_N_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN95MM2_N_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CALX50MM2_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CALX50MM2_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CALX50MM2_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CALX50MM2_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN4AWG_N_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN4AWG_N_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN4AWG_N_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN4AWG_N_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN4AWG_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN4AWG_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN4AWG_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN4AWG_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN25MM2_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN25MM2_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN25MM2_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN25MM2_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CAA4AWG_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CAA4AWG_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CAA4AWG_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CAA4AWG_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.AAN6/14AWG_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = AAN6/14AWG_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = AAN6/14AWG_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = AAN6/14AWG_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN50MM2_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN50MM2_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN50MM2_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN50MM2_x=0.9 h=10.2 units=m

New Linegeometry.CCN2/0AWG_nconds=3 nphases=3 reduce=Yes

~cond=1 wire = CCN2/0AWG_x=-0.9 h=10.2 units=m

~cond=2 wire = CCN2/0AWG_x=0.3 h=10.2 units=m

~cond=3 wire = CCN2/0AWG_x=0.9 h=10.2 units=m

NEW LINE – GEOMETRY (MODELO CARSON)

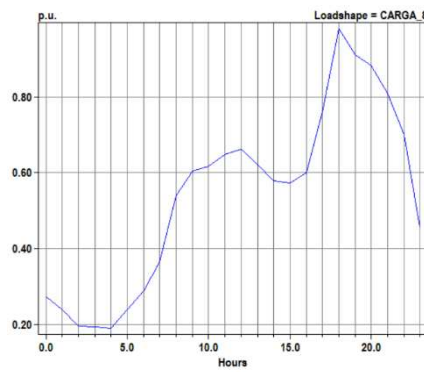
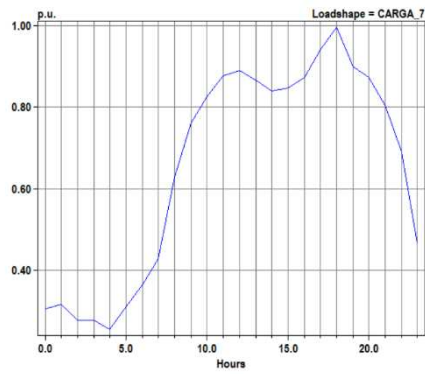
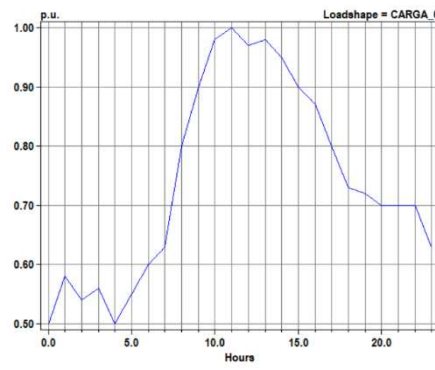
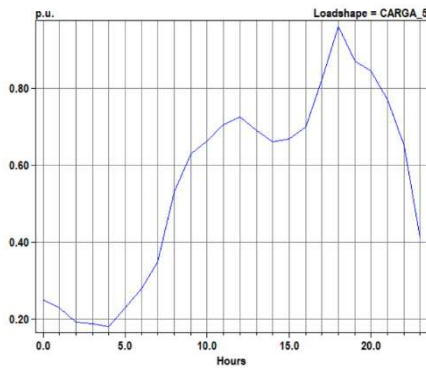
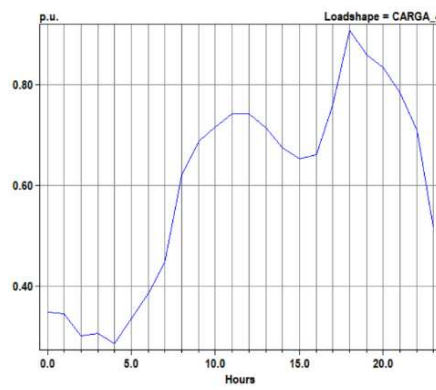
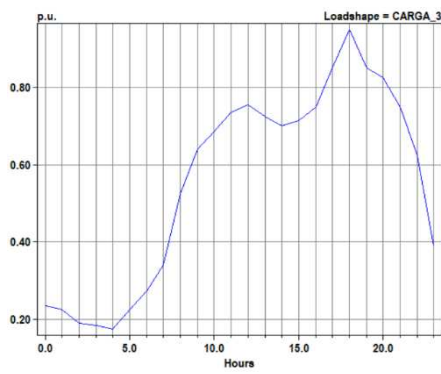
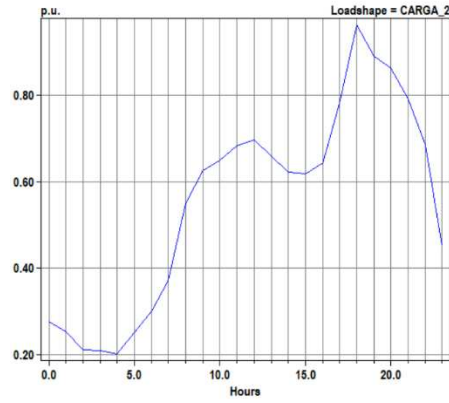
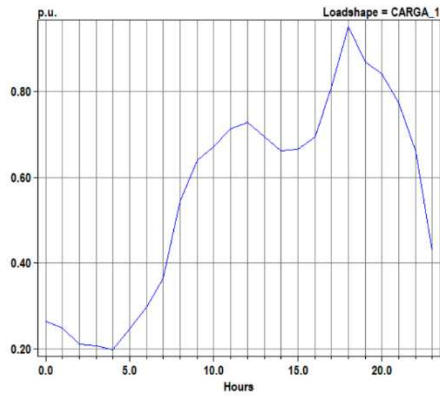
New Line.EL_TRECHO01 Phases= 3 bus1=0 bus2=1 length=0.04125 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO02 Phases= 3 bus1=1 bus2=TFE0443 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO03 Phases= 3 bus1=1 bus2=2 length=0.08162 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO04 Phases= 3 bus1=2 bus2=TFZ5411 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO05 Phases= 3 bus1=2 bus2=3 length=0.17383 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO06 Phases= 3 bus1=3 bus2=4 length=0.19664 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO07 Phases= 3 bus1=4 bus2=TFY5238 length=0.02487 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO08 Phases= 3 bus1=4 bus2=5 length=0.20238 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO09 Phases= 3 bus1=5 bus2=TFZ1610 length=0.10796 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO10 Phases= 3 bus1=5 bus2=6 length=0.09631 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO11 Phases= 3 bus1=6 bus2=7 length=0.04399 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO12 Phases= 3 bus1=7 bus2=TFZ2159 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO13 Phases= 3 bus1=7 bus2=8 length=0.16675 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO14 Phases= 3 bus1=8 bus2=TGA1006 length=0.01576 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO15 Phases= 3 bus1=8 bus2=9 length=0.1211 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO16 Phases= 3 bus1=9 bus2=10 length=0.07297 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO17 Phases= 3 bus1=10 bus2=TFE0258 length=0.114 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO18 Phases= 3 bus1=10 bus2=11 length=0.12003 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO19 Phases= 3 bus1=11 bus2=12 length=0.2205 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO20 Phases= 3 bus1=12 bus2=TFZ2781 length=0.07836 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO21 Phases= 3 bus1=12 bus2=13 length=0.03111 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO22 Phases= 3 bus1=13 bus2=TFZ0080 length=0.03639 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO23 Phases= 3 bus1=13 bus2=14 length=0.706 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO24 Phases= 3 bus1=14 bus2=15 length=0.163 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO25 Phases= 3 bus1=15 bus2=TFZ2684 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO26 Phases= 3 bus1=15 bus2=16 length=0.02991 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO27 Phases= 3 bus1=16 bus2=30 length=0.05703 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO28 Phases= 3 bus1=16 bus2=17 length=0.07044 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO29 Phases= 3 bus1=17 bus2=TFZ2692 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO30 Phases= 3 bus1=17 bus2=18 length=0.11571 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO31 Phases= 3 bus1=18 bus2=TFZ2706 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO32 Phases= 3 bus1=18 bus2=19 length=0.07814 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO33 Phases= 3 bus1=19 bus2=20 length=0.19359 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO34 Phases= 3 bus1=20 bus2=TFZ2714 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO35 Phases= 3 bus1=20 bus2=21 length=0.15421 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO36 Phases= 3 bus1=21 bus2=22 length=0.01659 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO37 Phases= 3 bus1=22 bus2=TFZ2773 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO38 Phases= 3 bus1=22 bus2=23 length=0.06492 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO39 Phases= 3 bus1=23 bus2=TFZ2765 length=0.06668 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO40 Phases= 3 bus1=23 bus2=24 length=0.15709 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO41 Phases= 3 bus1=24 bus2=24 1 length=0.23954 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO42 Phases= 3 bus1=24 bus2=TFZ2757 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO43 Phases= 3 bus1=24 bus2=25 length=0.21813 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO44 Phases= 3 bus1=25 bus2=TFZ2749 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO45 Phases= 3 bus1=25 bus2=26 length=0.11046 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO46 Phases= 3 bus1=26 bus2=TFZ2730 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO47 Phases= 3 bus1=26 bus2=27 length=0.02418 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO48 Phases= 3 bus1=27 bus2=28 length=0.30617 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO49 Phases= 3 bus1=27 bus2=31 length=0.10881 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO50 Phases= 3 bus1=28 bus2=29 length=0.10755 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO51 Phases= 3 bus1=29 bus2=TFZ2722 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO52 Phases= 3 bus1=29 bus2=30 length=0.08283 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO53 Phases= 3 bus1=27 bus2=31 length=0.10881 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO54 Phases= 3 bus1=31 bus2=32 length=0.10241 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO55 Phases= 3 bus1=32 bus2=33 length=0.07041 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO56 Phases= 3 bus1=32 bus2=35 length=0.39023 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO57 Phases= 3 bus1=33 bus2=34 length=0.28594 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO58 Phases= 3 bus1=34 bus2=TFZ5616 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO59 Phases= 3 bus1=34 bus2=TFZ0004 length=0.2446 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO60 Phases= 3 bus1=32 bus2=35 length=0.39023 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO61 Phases= 3 bus1=35 bus2=36 length=0.15884 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO62 Phases= 3 bus1=36 bus2=TFZ1934 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO63 Phases= 3 bus1=36 bus2=37 length=0.44596 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO64 Phases= 3 bus1=37 bus2=TGD3310 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO65 Phases= 3 bus1=37 bus2=38 length=0.0795 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO66 Phases= 3 bus1=38 bus2=39 length=0.24725 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO67 Phases= 3 bus1=39 bus2=TGD3300 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO68 Phases= 3 bus1=39 bus2=40 length=0.15081 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO69 Phases= 3 bus1=40 bus2=TGD3290 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km

New Line.EL_TRECHO70 Phases= 3 bus1=40 bus2=41 length=0.108 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO71 Phases= 3 bus1=41 bus2=TGD3270 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO72 Phases= 3 bus1=41 bus2=42 length=0.20421 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO73 Phases= 3 bus1=42 bus2=48 length=0.30127 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO74 Phases= 3 bus1=42 bus2=43 length=0.14881 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO75 Phases= 3 bus1=43 bus2=TGD3260 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO76 Phases= 3 bus1=43 bus2=44 length=0.07699 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO77 Phases= 3 bus1=44 bus2=45 length=0.15044 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO78 Phases= 3 bus1=45 bus2=TFZ2182 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO79 Phases= 3 bus1=45 bus2=46 length=0.35273 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO80 Phases= 3 bus1=46 bus2=TXT5263 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO81 Phases= 3 bus1=46 bus2=47 length=0.0753 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO82 Phases= 3 bus1=47 bus2=35 length=0.12173 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO83 Phases= 3 bus1=47 bus2=TGD3320 length=0.183 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO84 Phases= 3 bus1=42 bus2=48 length=0.30127 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO85 Phases= 3 bus1=48 bus2=49 length=0.05086 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO86 Phases= 3 bus1=49 bus2=TGD3242 length=0.03853 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO87 Phases= 3 bus1=49 bus2=50 length=0.09097 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO88 Phases= 3 bus1=50 bus2=51 length=0.17495 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO89 Phases= 3 bus1=51 bus2=TGD3200 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO90 Phases= 3 bus1=51 bus2=52 length=0.20829 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO91 Phases= 3 bus1=52 bus2=TGD3218 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO92 Phases= 3 bus1=52 bus2=TGD3226 length=0.2414 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO93 Phases= 3 bus1=50 bus2=53 length=0.09403 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO94 Phases= 3 bus1=53 bus2=TFE0352 length=0.02109 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO95 Phases= 3 bus1=53 bus2=54 length=0.08076 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO96 Phases= 3 bus1=54 bus2=TGD3196 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO97 Phases= 3 bus1=54 bus2=55 length=0.10783 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO98 Phases= 3 bus1=55 bus2=TGD3170 length=0.03073 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO99 Phases= 3 bus1=55 bus2=56 length=0.2205 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO100 Phases= 3 bus1=56 bus2=TGD3108 length=0.03026 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO101 Phases= 3 bus1=55 bus2=57 length=0.25105 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO102 Phases= 3 bus1=57 bus2=58 length=0.0414 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO103 Phases= 3 bus1=58 bus2=TGD3153 length=0.02437 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO104 Phases= 3 bus1=58 bus2=59 length=0.04244 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO105 Phases= 3 bus1=59 bus2=60 length=0.10938 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO106 Phases= 3 bus1=60 bus2=60_1 length=0.03647 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO107 Phases= 3 bus1=60_1 bus2=TFZ2173 length=0.0478 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO108 Phases= 3 bus1=60 bus2=61 length=0.10673 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO109 Phases= 3 bus1=61 bus2=TFZ1096 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO110 Phases= 3 bus1=61 bus2=62 length=0.06856 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO111 Phases= 3 bus1=62 bus2=TFZ0326 length=0.04965 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO112 Phases= 3 bus1=62 bus2=63 length=0.10281 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO113 Phases= 3 bus1=63 bus2=TFE0370 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO114 Phases= 3 bus1=63 bus2=64 length=0.0236 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO115 Phases= 3 bus1=64 bus2=44 length=0.27699 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO116 Phases= 3 bus1=64 bus2=TFZ2117 length=0.03764 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO117 Phases= 3 bus1=59 bus2=65 length=0.16699 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO118 Phases= 3 bus1=65 bus2=66 length=0.23728 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO119 Phases= 3 bus1=66 bus2=67 length=0.07295 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO120 Phases= 3 bus1=67 bus2=TGD2289 length=0.36562 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO121 Phases= 3 bus1=67 bus2=68 length=0.71954 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO122 Phases= 3 bus1=68 bus2=69 length=0.06326 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO123 Phases= 3 bus1=69 bus2=70 length=0.04219 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO124 Phases= 3 bus1=70 bus2=TGF0040 length=0.04513 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO125 Phases= 3 bus1=70 bus2=71 length=0.288 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO126 Phases= 3 bus1=71 bus2=TFZ1603 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO127 Phases= 3 bus1=71 bus2=72 length=0.02938 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO128 Phases= 3 bus1=72 bus2=TFZ8601 length=0.02284 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO129 Phases= 3 bus1=68 bus2=73 length=0.12517 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO130 Phases= 3 bus1=73 bus2=TFZ2217 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO131 Phases= 3 bus1=73 bus2=74 length=0.19544 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO132 Phases= 3 bus1=74 bus2=TFZ2213 length=0.02055 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO133 Phases= 3 bus1=74 bus2=75 length=0.03135 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO134 Phases= 3 bus1=75 bus2=76 length=0.20694 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO135 Phases= 3 bus1=76 bus2=77 length=0.52868 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO136 Phases= 3 bus1=77 bus2=78 length=0.13647 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO137 Phases= 3 bus1=78 bus2=TGA0956 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO138 Phases= 3 bus1=78 bus2=79 length=0.15984 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO139 Phases= 3 bus1=79 bus2=TGA9449 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO140 Phases= 3 bus1=79 bus2=80 length=0.21363 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO141 Phases= 3 bus1=80 bus2=TGA9465 length=0.10565 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO142 Phases= 3 bus1=80 bus2=81 length=0.12892 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO143 Phases= 3 bus1=81 bus2=TGA9473 length=0.10292 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO144 Phases= 3 bus1=77 bus2=82 length=0.18003 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO145 Phases= 3 bus1=82 bus2=TGA0948 length=0.1137 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km

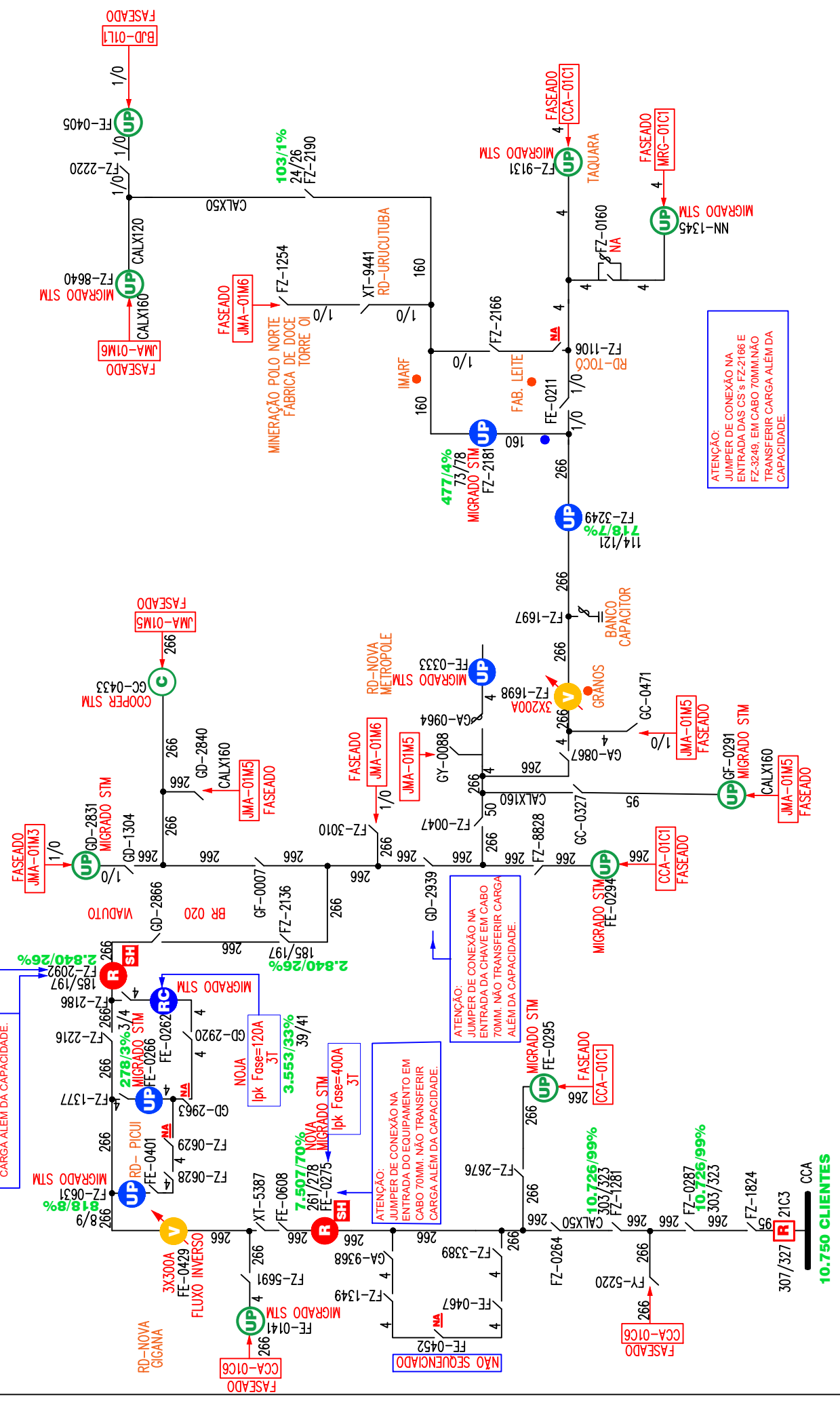
New Line.EL_TRECHO146 Phases= 3 bus1=82 bus2=83 length=0.17113 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO147 Phases= 3 bus1=83 bus2=TFZ8852 length=0.10594 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO148 Phases= 3 bus1=83 bus2=84 length=0.07298 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO149 Phases= 3 bus1=84 bus2=85 length=0.01267 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO150 Phases= 3 bus1=85 bus2=TFZ22055 length=0.01856 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO151 Phases= 3 bus1=85 bus2=TFZ3206 length=0.04654 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO152 Phases= 3 bus1=84 bus2=86 length=0.57177 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO153 Phases= 3 bus1=86 bus2=TFZ1250 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO154 Phases= 3 bus1=86 bus2=87 length=0.0355 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO155 Phases= 3 bus1=87 bus2=TFZ8860 length=0.03233 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO156 Phases= 3 bus1=87 bus2=88 length=0.09636 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO157 Phases= 3 bus1=88 bus2=TFE0609 length=0.00582 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO158 Phases= 3 bus1=88 bus2=89 length=0.06043 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO159 Phases= 3 bus1=89 bus2=TFZ3214 length=0.01738 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO160 Phases= 3 bus1=89 bus2=90 length=0.06438 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO161 Phases= 3 bus1=90 bus2=TFZ2931 length=0.08276 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO162 Phases= 3 bus1=90 bus2=91 length=0.12885 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO163 Phases= 3 bus1=91 bus2=92 length=0.07042 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO164 Phases= 3 bus1=92 bus2=93 length=0.44431 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO165 Phases= 3 bus1=93 bus2=TGA2630 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO166 Phases= 3 bus1=93 bus2=94 length=0.03047 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO167 Phases= 3 bus1=94 bus2=95 length=0.23227 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO168 Phases= 3 bus1=95 bus2=TFE0678 length=0.00667 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO169 Phases= 3 bus1=95 bus2=96 length=0.00503 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO170 Phases= 3 bus1=96 bus2=TFE0572 length=0.08334 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO171 Phases= 3 bus1=96 bus2=97 length=0.21039 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO172 Phases= 3 bus1=97 bus2=97_1 length=0.02551 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO173 Phases= 3 bus1=97 bus2=TFZ0262 length=0.01678 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO174 Phases= 3 bus1=97 bus2=TFZ2088 length=0.05933 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO175 Phases= 3 bus1=94 bus2=98 length=0.05722 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO176 Phases= 3 bus1=98 bus2=99 length=0.23859 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO177 Phases= 3 bus1=99 bus2=TFZ1667 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO178 Phases= 3 bus1=99 bus2=100 length=0.20843 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO179 Phases= 3 bus1=100 bus2=TFZ1686 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO180 Phases= 3 bus1=100 bus2=TFZ1223 length=0.18337 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO181 Phases= 3 bus1=92 bus2=101 length=0.20286 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO182 Phases= 3 bus1=101 bus2=TGC0275 length=0.01095 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO183 Phases= 3 bus1=101 bus2=102 length=0.08048 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO184 Phases= 3 bus1=102 bus2=TGA9538 length=0.01716 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO185 Phases= 3 bus1=102 bus2=103 length=0.05122 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO186 Phases= 3 bus1=103 bus2=TX19986 length=0.02089 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO187 Phases= 3 bus1=103 bus2=104 length=0.04452 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO188 Phases= 3 bus1=104 bus2=TFE0044 length=0.02792 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO189 Phases= 3 bus1=104 bus2=105 length=0.06537 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO190 Phases= 3 bus1=105 bus2=106 length=0.05822 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO191 Phases= 3 bus1=106 bus2=107 length=0.19629 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO192 Phases= 3 bus1=107 bus2=TFE0015 length=0.09617 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO193 Phases= 3 bus1=107 bus2=108 length=0.19927 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO194 Phases= 3 bus1=108 bus2=109 length=0.06973 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO195 Phases= 3 bus1=109 bus2=TFE0213 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO196 Phases= 3 bus1=109 bus2=110 length=0.25249 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO197 Phases= 3 bus1=110 bus2=TFE0018 length=0.04288 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO198 Phases= 3 bus1=110 bus2=111 length=0.21865 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO199 Phases= 3 bus1=111 bus2=TFE0019 length=0.05731 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO200 Phases= 3 bus1=105 bus2=112 length=0.32708 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO201 Phases= 3 bus1=112 bus2=TFZ2219 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO202 Phases= 3 bus1=112 bus2=113 length=0.15057 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO203 Phases= 3 bus1=113 bus2=TFZ1114 length=0.02078 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO204 Phases= 3 bus1=113 bus2=114 length=0.22337 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO205 Phases= 3 bus1=114 bus2=TFZ4040 length=0.09769 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO206 Phases= 3 bus1=114 bus2=115 length=0.44838 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO207 Phases= 3 bus1=115 bus2=TFE0593 length=0.01303 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO208 Phases= 3 bus1=115 bus2=116 length=0.02592 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO209 Phases= 3 bus1=116 bus2=TFZ1149 length=0.00996 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km
New Line.EL_TRECHO210 Phases= 3 bus1=116 bus2=117 length=0.43555 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO211 Phases= 3 bus1=117 bus2=TFZ0973 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO212 Phases= 3 bus1=117 bus2=118 length=0.45078 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N units=km
New Line.EL_TRECHO213 Phases= 3 bus1=118 bus2=TFZ0974 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO214 Phases= 3 bus1=118 bus2=119 length=0.08231 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N units=km
New Line.EL_TRECHO215 Phases= 3 bus1=119 bus2=TFZ2195 length=0.02326 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO216 Phases= 3 bus1=119 bus2=TFE0298 length=0.32405 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO217 Phases= 3 bus1=113 bus2=120 length=0.19371 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG units=km
New Line.EL_TRECHO218 Phases= 3 bus1=120 bus2=TGA9570 length=0.00446 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG units=km
New Line.EL_TRECHO219 Phases= 3 bus1=120 bus2=121 length=0.03984 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2 units=km
New Line.EL_TRECHO220 Phases= 3 bus1=121 bus2=TFZ1544 length=0.00546 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG units=km

New Line.EL_TRECHO221 Phases= 3 bus1=121 bus2=122 length=0.03976 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO222 Phases= 3 bus1=122 bus2=TFZ1980 length=0.02591 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO223 Phases= 3 bus1=122 bus2=123 length=0.63454 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO224 Phases= 3 bus1=123 bus2=124 length=0.65621 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO225 Phases= 3 bus1=124 bus2=125 length=0.05888 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO226 Phases= 3 bus1=125 bus2=91 length=0.64803 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO227 Phases= 3 bus1=123 bus2=126 length=0.07103 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO228 Phases= 3 bus1=126 bus2=TFZ3958 length=0.21525 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO229 Phases= 3 bus1=126 bus2=127 length=0.33729 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO230 Phases= 3 bus1=127 bus2=TFE0622 length=0.04912 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO231 Phases= 3 bus1=127 bus2=128 length=0.53727 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO232 Phases= 3 bus1=128 bus2=129 length=0.05231 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO233 Phases= 3 bus1=129 bus2=130 length=0.07435 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO234 Phases= 3 bus1=130 bus2=TFZ8607 length=0.03818 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO235 Phases= 3 bus1=130 bus2=131 length=0.08918 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO236 Phases= 3 bus1=131 bus2=TFZ1173 length=0.01523 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO237 Phases= 3 bus1=131 bus2=132 length=0.02869 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO238 Phases= 3 bus1=132 bus2=133 length=0.20234 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO239 Phases= 3 bus1=133 bus2=TFZ3605 length=0.10063 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO240 Phases= 3 bus1=133 bus2=134 length=0.08809 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO241 Phases= 3 bus1=134 bus2=TFY9110 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO242 Phases= 3 bus1=134 bus2=TFZ1181 length=0.00463 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO243 Phases= 3 bus1=128 bus2=135 length=0.04837 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO244 Phases= 3 bus1=135 bus2=TFZ4121 length=0.00999 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO245 Phases= 3 bus1=135 bus2=TFZ8615 length=0.01868 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO246 Phases= 3 bus1=135 bus2=136 length=0.02069 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO247 Phases= 3 bus1=136 bus2=TFZ0093 length=0.00491 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO248 Phases= 3 bus1=136 bus2=137 length=0.17377 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO249 Phases= 3 bus1=137 bus2=138 length=0.06345 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO250 Phases= 3 bus1=138 bus2=139 length=0.04391 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO251 Phases= 3 bus1=139 bus2=TFE0212 length=0.022 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO252 Phases= 3 bus1=139 bus2=TFZ1246 length=0.39672 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO253 Phases= 3 bus1=138 bus2=140 length=0.16145 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO254 Phases= 3 bus1=140 bus2=TGA9775 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO255 Phases= 3 bus1=140 bus2=141 length=0.07877 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO256 Phases= 3 bus1=141 bus2=TGA9783 length=0.00922 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO257 Phases= 3 bus1=128 bus2=142 length=0.01361 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO258 Phases= 3 bus1=142 bus2=TFZ2069 length=0.01692 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO259 Phases= 3 bus1=142 bus2=143 length=0.12039 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO260 Phases= 3 bus1=143 bus2=TFZ0349 length=0.01054 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO261 Phases= 3 bus1=143 bus2=TFZ1656 length=0.10217 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO262 Phases= 3 bus1=126 bus2=144 length=0.0592 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO263 Phases= 3 bus1=144 bus2=145 length=0.29854 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO264 Phases= 3 bus1=145 bus2=TFZ0770 length=0.00891 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO265 Phases= 3 bus1=145 bus2=146 length=0.17307 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO266 Phases= 3 bus1=146 bus2=146_1 length=0.23311 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO267 Phases= 3 bus1=146 bus2=TFZ9409 length=0.0637 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO268 Phases= 3 bus1=146 bus2=147 length=0.18211 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO269 Phases= 3 bus1=147 bus2=TFZ8909 length=0.13139 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO270 Phases= 3 bus1=146 bus2=148 length=0.16965 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO271 Phases= 3 bus1=148 bus2=TGA9805 length=0.12838 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO272 Phases= 3 bus1=148 bus2=149 length=0.1095 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO273 Phases= 3 bus1=149 bus2=TGA9821 length=0.17704 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO274 Phases= 3 bus1=149 bus2=150 length=0.17218 EarthModel=Carson Geometry=CCN50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO275 Phases= 3 bus1=150 bus2=TFZ0789 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN2/0AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO276 Phases= 3 bus1=150 bus2=151 length=0.14808 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO277 Phases= 3 bus1=151 bus2=TGA9830 length=0.32133 EarthModel=Carson Geometry=CALX160MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO278 Phases= 3 bus1=151 bus2=152 length=0.57264 EarthModel=Carson Geometry=CCN95MM2_N_units=km
New Line.EL_TRECHO279 Phases= 3 bus1=152 bus2=152_1 length=0.03299 EarthModel=Carson Geometry=CALX50MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO280 Phases= 3 bus1=152_1 bus2=TFZ0757 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_N_units=km
New Line.EL_TRECHO281 Phases= 3 bus1=152_1 bus2=TFZ2108 length=0.19508 EarthModel=Carson Geometry=CCN4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO282 Phases= 3 bus1=152 bus2=153 length=0.48349 EarthModel=Carson Geometry=CCN25MM2_units=km
New Line.EL_TRECHO283 Phases= 3 bus1=153 bus2=TFZ2104 length=0.001 EarthModel=Carson Geometry=CAA4AWG_units=km
New Line.EL_TRECHO284 Phases= 3 bus1=153 bus2=154 length=0.15959 EarthModel=Carson Geometry=AAN6/14AWG_units=km

APÉNDICE K - LOADSHAPES



IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA



ATENÇÃO:
JUMPER DE CONEXÃO NA
ENTRADA DAS CS e FZ-2166 E
FZ-3249, EM CABO 70MMI.NÃO
TRANSFERIR CARGA ALEM DA
CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
JUMPER DE CONEXÃO NA
ENTRADA DO EQUIPAMENTO EM
CABO 70MMI.NÃO TRANSFERIR
CARGA ALEM DA CAPACIDADE.

FORM6
lpk Fase=320A
3T

2.840/26%

278/3%
3/74

NOVA
lpk Fase=120A
3T

3.553/33%
39/41

7.507/70%
261/278

NOVA
lpk Fase=400A
3T

10.726/99%
303/323

10.226/99%
303/323

477/4%
73/78

114/121
718/7%

103/1%
24/26

ATENÇÃO:
JUMPER DE CONEXÃO NA
ENTRADA DA CHAVE EM CABO
70MMI. NÃO TRANSFERIR CARGA
ALEM DA CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
JUMPER DE CONEXÃO NA
ENTRADA DO EQUIPAMENTO EM
CABO 70MMI. NÃO TRANSFERIR
CARGA ALEM DA CAPACIDADE.

ATENÇÃO:
JUMPER DE CONEXÃO NA
ENTRADA DAS CS e FZ-2166 E
FZ-3249, EM CABO 70MMI.NÃO
TRANSFERIR CARGA ALEM DA
CAPACIDADE.

10.750 CLIENTES

REVISÃO	DATA	DESCRIÇÃO	ÁREA	TÍTULO	REVISOR	DIAGRAMA
2	17/01/18	Substituição CS (NA) por (UP-NA) na est. NN-1345 enc. C/ MRCG1C1	CONTROL CENTER	ALIMENTADOR 01C3 - CCA	JOÃO LUCAS	01C3
3	08/04/19	Revisão Geral do Diagrama Unifilar	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
4	17/09/19	Foi incluída as chaves CS na est. FE-0467, FE-0452, FZ-1349, GA-486 e a chave FUS na est. FZ-3389, adequação do diagrama unifilar.	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
5	08/07/22	Incluiu informação importante para não transferência de carga.	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
6	12/07/22	Inst. CS de encontro entre os alimentadores CCA01C3/JMA01M5 na est. GC-0471.	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
7	16/05/23	Corrigido posição do CS FZ-2166, Retirado CS FZ-0371; Inst. CS FE-0211.	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
8	31/05/23	Atual. geral de equipamentos, condutores, carga e clientes.	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3
9	22/08/23	Instalado equipamento GY-0088	CONTROL CENTER	DIAGRAMA UNIFILAR DE OPERAÇÃO REGIONAL CPE	JOÃO LUCAS	01C3