



Universidade Estadual de Campinas

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Rodrigo Santos Bonadia

**Investigação do Uso de Diferentes Modelos e Métodos de
Solução de Fluxo de Potência no Cálculo de Perdas Técnicas em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

CAMPINAS

2021

Rodrigo Santos Bonadia

**Investigação do Uso de Diferentes Modelos e Métodos de
Solução de Fluxo de Potência no Cálculo de Perdas Técnicas em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na Área de Energia Elétrica.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este trabalho corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Rodrigo Santos Bonadia, e orientada pela Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli.

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

B64i Bonadia, Rodrigo Santos, 1997-
Investigação do uso de diferentes modelos e métodos de solução de fluxo de potência no cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica / Rodrigo Santos Bonadia. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Fluxo de carga elétrico. 2. Perdas elétricas. 3. Energia elétrica - distribuição. I. Arioli, Fernanda Caseño Trindade, 1984-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Investigation on the usage of different power flow solution models and methods for the calculation of technical losses in electric power distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Electrical load flow

Electrical losses

Electric power - distribution

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseño Trindade Arioli [Orientador]

Débora Rosana Ribeiro Penido de Araújo

Marcos Julio Rider Flores

Data de defesa: 06-08-2021

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-3451-8110>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/5634118778607843>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Rodrigo Santos Bonadia RA: 157214

Data da Defesa: 06 de agosto de 2021

Título da Dissertação: “Investigação do Uso de Diferentes Modelos e Métodos de Solução de Fluxo de Potência no Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”.

Prof^ª. Dr^ª. Fernanda Caseño Trindade Arioli (Presidente)

Prof^ª. Dr^ª. Débora Rosana Ribeiro Penido de Araújo

Prof. Dr. Marcos Julio Rider Flores

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Agradecimentos

Agradeço à prof^a. Fernanda Trindade por ter me orientado neste trabalho, por todas as sugestões que me ajudaram a resolver muitos problemas e por ter ajudado a me guiar neste projeto. Também agradeço tanto à prof^a. Fernanda quanto ao prof. Walmir pelas oportunidades de trabalhar no LE41, e pelas várias conversas que me foram valiosas e que me ajudaram a pensar a respeito do meu futuro e os caminhos que decidi trilhar profissionalmente.

Agradeço imensamente a toda minha família; em especial, à minha mãe Edylene e meu pai José por todo o apoio durante toda a minha vida, e ao meu irmão Mateus por ter sido sempre um excelente amigo.

Agradeço também aos meus colegas do grupo de pesquisa do LE41 por, durante o período em que estive no grupo, serem não apenas bons colegas de trabalho, como também bons amigos.

Agradeço também à CPFL que pelo projeto de pesquisa e desenvolvimento ANEEL PD-0063-3048/2018, forneceu os dados necessários para a realização deste trabalho, e ao pessoal do setor de engenharia da CPFL, que sempre foi muito prestativo e ajudou a esclarecer diversas dúvidas.

Por fim, agradeço à CAPES pelo apoio financeiro. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

O processo de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica possui grande importância do ponto de vista tarifário, gerencial e informacional. Sendo assim, realizar cálculos corretos, precisos e com baixo custo computacional é importante. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo estudar diferentes modelos elétricos para os principais componentes das redes de distribuição para obter resultados mais fidedignos tendo-se como base os modelos atualmente empregados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no cálculo de perdas regulatório; e também comparar diferentes algoritmos de fluxo de carga no contexto de cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição para verificar seus desempenhos em quesitos como convergência e tempo de execução. Do ponto de vista dos modelos elétricos, este trabalho analisa 1.277 circuitos de uma grande concessionária de distribuição brasileira para verificar o impacto de diferentes alterações nos modelos de diferentes elementos (cargas, linhas, resistências de aterramento, transformadores e capacitores) sobre as perdas técnicas dos circuitos. Resulta-se que determinadas alterações de modelo podem ter um impacto elevado nas perdas técnicas, mas podem exigir dados inviáveis para modelagem na prática; por outro lado, várias alterações podem causar impactos baixos nas perdas técnicas, tornando estas alterações desnecessárias. Notavelmente, há a exceção das reatâncias de magnetização dos transformadores, que ocasionam impacto alto sobre as perdas técnicas e podem ser modeladas facilmente, por exemplo, utilizando-se valores obtidos em norma. Do ponto de vista dos algoritmos de fluxo de carga, estudam-se o método Newton-Raphson por injeção de corrente e o Z-Bus/Gauss implícito em 38 alimentadores de uma grande concessionária de distribuição brasileira. Os resultados mostram que ambos convergem de forma satisfatória para os casos estudados, mas com o Z-Bus/Gauss implícito sendo muito mais rápido que o Newton-Raphson por injeção de corrente. Entretanto, faz-se necessário realizar mais estudos em circuitos com equipamentos controláveis (reguladores de tensão) para verificar se esta conclusão acerca do desempenho do Z-Bus/Gauss implícito permanece válida nestes casos.

Palavras-chave: algoritmos de fluxo de carga, cálculo regulatório de perdas técnicas, perdas técnicas, sistemas de distribuição de energia elétrica.

Abstract

The process of calculating technical losses in electric power distribution systems is crucial from a tariff, management, and informational perspective. Thus, it is important to perform correct, accurate, and fast calculations. In this context, this work compares technical loss values obtained using different electrical models for the distribution network components, identifying the set of models that results in more reliable values compared with the case using the current models adopted by the Brazilian Electricity Regulatory Agency. It also compares different load flow methods in the context of technical losses calculation in distribution networks to verify their performance in aspects such as convergence and execution time. From the electrical models' perspective, this work analyzes 1,277 circuits of a large Brazilian distribution utility to verify the impact of many changes in the models of several elements (loads, lines, grounding resistors, transformers, and capacitors) on the technical losses of the studied circuits. It turns out that many of the proposed changes can strongly impact technical losses; however, they may require hardly obtainable data, making it impractical. On the other hand, several of those changes can weakly impact technical losses, making these changes unnecessary. Notably, transformers' magnetization reactance stands out as an exception because they strongly impact technical losses and can be easily modeled, for instance, using standard values. From the load flow methods' perspective, the current-based Newton-Raphson method and the implicit Z-Bus/Gauss method are compared with simulations of 38 feeders of a large Brazilian distribution utility. The results show that both converge satisfactorily for the studied cases, but with the implicit Z-Bus/Gauss algorithm being much faster than the current-based Newton-Raphson algorithm. However, further studies on circuits with controlled equipment (voltage regulators) are necessary to verify whether this conclusion regarding the performance of the implicit Z-Bus/Gauss is restricted to these cases.

Keywords: electric power distribution systems, load flow algorithms, technical losses, technical losses regulatory calculation.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Consumo e perdas sobre a energia injetada nos sistemas de distribuição brasileiros [1] (dados de 2020).....	22
Figura 1.2 – Perdas por região do Brasil [1] (dados de 2020).....	22
Figura 2.1 – Fluxograma do processo de convergência de perdas não técnicas.....	35
Figura 2.2 – Modelo de uma carga no OpenDSS, contendo impedância e injeção de corrente de compensação.....	37
Figura 2.3 – Conexão de uma carga bifásica no modelo ANEEL.....	40
Figura 2.4 - Esquema de um regulador delta fechado no modelo utilizado no processo regulatório de cálculo de perdas.....	44
Figura 2.5 - Esquema de um regulador delta aberto no modelo utilizado no processo regulatório de cálculo de perdas.....	45
Figura 3.1 – Esquemática de um exemplo de erro de faseamento, onde a carga tem sua alimentação comprometida devido à ausência da fase B no segmento que a alimenta.....	48
Figura 3.2 – Circuito simples fonte-linha-carga monofásico utilizado para fundamentar os estudos...49	49
Figura 3.3 – Comportamento das perdas técnicas no cobre com o modelo de carga ANEEL, normalizado pelas perdas em tensão nominal.....	52
Figura 3.4 – Comportamento das perdas técnicas no cobre para os diferentes modelos de carga avaliados, considerando fator de potência igual a 0,92 indutivo.....	53
Figura 3.5 – Perdas técnicas em um alimentador completo com diferentes modelos de carga.....	54
Figura 3.6 – Comparação das perdas técnicas para os diferentes modelos de carga. Caso Base: modelo ANEEL (de 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa).....	55
Figura 3.7 – Comportamento das perdas técnicas com a carga no modelo ANEEL e fator de potência variável (fator de potência negativo indica característica capacitiva).....	57
Figura 3.8 – Perdas técnicas em um alimentador completo com variação do fator de potência das cargas.....	58
Figura 3.9 – Comparação das perdas técnicas para outros fatores de potência. Caso Base: todas as cargas com fator de potência 0,92 (ind.).....	59
Figura 3.10 – Tipos de conexão da carga (caso bifásico).....	60
Figura 3.11 – Comparação das perdas técnicas para as diferentes conexões de carga. Variação: cargas em estrela (exceto iluminação pública); Caso Base: cargas em delta (modelo ANEEL).....	62
Figura 3.12 – Comparação das perdas técnicas para diferentes representações das linhas. Caso Base: apenas sequência positiva fornecida ao OpenDSS.....	65

Figura 3.13 – Esquema de um circuito secundário (apenas fase A e neutro) considerando aterramento.	67
Figura 3.14 – Comparação das perdas técnicas para diferentes valores de resistência de aterramento. Caso Base: ambos carga e transformador com resistências de aterramento de 15 Ω	69
Figura 3.15 – Comparação das perdas técnicas para diferentes valores de resistência de aterramento. Caso Base: ambos carga e transformador com resistências de aterramento de 15 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública).	72
Figura 3.16 – Comparação das perdas técnicas para diferentes métodos de cálculo de perdas no ferro. Variação: perdas nominais, invariantes com a tensão; Caso Base: perdas dependentes da tensão.	74
Figura 3.17 – Comparação das perdas técnicas para diferentes reatâncias de magnetização. Caso Base: correntes de magnetização nulas.	76
Figura 3.18 – Comparação das perdas técnicas em relação à presença de capacitores e fatores de potência. Caso Base: fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores.	80
Figura 4.1 – Esquemática do elemento de impedância <i>shunt</i> em estrela.....	86
Figura 4.2 – Esquemática de uma linha com n condutores, conectada entre as barras k e m.	87
Figura 4.3 – Esquemática de um transformador monofásico genérico com n enrolamentos.	89
Figura 4.4 – Esquemática de uma carga nó-terra.	96
Figura 4.5 – Esquemática de uma carga nó-nó.....	100
Figura 4.6 – Fluxograma do método Newton-Raphson por injeção de corrente implementado (apenas um passo da série temporal).....	109
Figura 4.7 – Fluxograma do método Z-Bus/Gauss implícito (apenas um passo da série temporal). ..	113
Figura 4.8 – Número de nós e produto de comprimento total pela carga média dos alimentadores de cada grupo dos estudos de algoritmos de fluxo de carga.....	117
Figura 4.9 – Comprimento total e carga média dos alimentadores de cada grupo dos estudos de algoritmos de fluxo de carga.....	118
Figura 4.10 – Comparação das energias injetadas em todos os casos estudados entre o método Newton- Raphson por injeção de corrente e o OpenDSS.	121
Figura 4.11 – Comparação das energias injetadas em todos os casos estudados entre o método Z- Bus/Gauss implícito e o OpenDSS.....	121
Figura 4.12 – Comparação das perdas técnicas totais em todos os casos estudados entre o método Newton-Raphson por injeção de corrente e o OpenDSS.....	122
Figura 4.13 – Comparação das perdas técnicas totais em todos os casos estudados entre o método de Z- Bus/Gauss implícito e o OpenDSS.....	122

Figura 4.14 – Comparação do número de iterações médio dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.....	124
Figura 4.15 – Comparação do número de iterações máximo dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos. Observação: muitos dos pontos dos dados estão sobrepostos.....	124
Figura 4.16 – Comparação do tempo total dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.	126
Figura 4.17 – Comparação do tempo médio por iteração dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.	126
Figura 4.18 – Tempo total em função do número médio de iterações de cada caso para o método de Newton-Raphson por injeções de corrente.....	127
Figura 4.19 – Tempo total em função do número médio de iterações de cada caso para o método de Z-Bus/Gauss implícito.	128

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Etapas de validação da BDGD [6].	27
Tabela 2.2 – Valores do coeficiente multiplicador de perdas nos medidores [4].	32
Tabela 2.3 – Valores das perdas por circuito de tensão para medidores [4].	32
Tabela 3.1 – Estudos realizados referentes à dependência com a tensão das cargas.	50
Tabela 3.2 – Dependência das perdas com a tensão para diferentes modelos de carga, para o circuito simplificado da Figura 3.2.	52
Tabela 3.3 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das dependências com a tensão das cargas.	56
Tabela 3.4 – Estudos realizados referentes à dependência com o fator de potência das cargas.	56
Tabela 3.5 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos dos fatores de potência das cargas.	59
Tabela 3.6 – Estudos realizados referentes à conexão das cargas.	60
Tabela 3.7 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das conexões das cargas.	63
Tabela 3.8 – Estudos realizados referentes ao modelo das linhas.	63
Tabela 3.9 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos dos modelos das linhas.	66
Tabela 3.10 – Estudos realizados referentes às resistências de aterramento.	66
Tabela 3.11 – Estudos realizados referentes às resistências de aterramento, com cargas em estrela ...	70
Tabela 3.12 – Estudos realizados referentes às perdas no ferro dos transformadores.	73
Tabela 3.13 – Estudos realizados referentes às reatâncias de magnetização dos transformadores.	75
Tabela 3.14 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das reatâncias de magnetização dos transformadores.	76
Tabela 3.15 – Estudos realizados referentes ao caso base com os capacitores e o fator de potência das cargas.	77
Tabela 4.1 – Derivadas parciais das variáveis intermediárias e auxiliares em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-terra.	99
Tabela 4.2 – Derivadas parciais das componentes complexas das injeções de corrente em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-terra.	99
Tabela 4.3 – Derivadas parciais das variáveis intermediárias e auxiliares em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-nó.	104
Tabela 4.4 – Derivadas parciais das componentes complexas das injeções de corrente em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-nó.	105
Tabela 4.5 – Circuitos para teste do programa de fluxo de carga desenvolvido.	116
Tabela 4.6 – Grupos de alimentadores para os estudos de algoritmos de fluxo de carga.	117

Tabela 4.7 – Porcentagem dos casos convergidos para cada categoria de alimentador.	120
Tabela 5.1 – Resumo dos resultados obtidos nos estudos de modelos.....	130
Tabela 5.2 – Resumo dos resultados obtidos nos estudos de algoritmos de fluxo de carga.	131

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT – *Associação Brasileira de Normas Técnicas*

ANEEL – *Agência Nacional de Energia Elétrica*

BDGD – *Base de Dados Geográfica da Distribuidora*

COM – *Command Object Interface*

CTAT – *Circuito de Alta Tensão*

CTMT – *Circuito de Média Tensão*

EPRI – *Electric Power Research Institute*

EQRE – *Equipamentos Reguladores*

SIGR – *Sistema de Informação Geográfica Regulatório*

UNREMT – *Unidades Reguladoras de Média Tensão*

Nomenclatura

Conjuntos

C_k Conjunto de nós conectados ao nó k , incluindo o próprio nó k .

Índices

i Utilizado para indicar a iteração atual de um determinado processo iterativo.

k, m Utilizados para indicar nós ou barras específicas da rede.

Parâmetros (escalares)

f_p Fator de potência.

P_{nom} Potência nominal.

V_{nom} Magnitude de tensão nominal.

Per_{nomcu} Perdas de potência nominais no cobre do transformador.

Per_{nomfe} Perdas de potência nominais no ferro do transformador.

$C_{p\Delta t}, C_{v\Delta t}, \sigma_{p\Delta t}$ Coeficiente de perdas, de variação e desvio padrão na curva de potência, respectivamente, no período Δt .

K_{med}, Per_c Coeficiente multiplicador de perdas; e perdas por medidor por circuito de tensão, respectivamente, em cada medidor.

a'_p, b'_p, c'_p Coeficientes de potência, corrente e impedância constantes (respectivamente) do modelo ZIP de uma carga, parte ativa.

a'_q, b'_q, c'_q Coeficientes de potência, corrente e impedância constantes (respectivamente) do modelo ZIP de uma carga, parte reativa.

a_p, b_p, c_p Coeficientes de potência, corrente e impedância constantes (respectivamente) do modelo ZIP de uma carga, parte ativa (corrigidos de acordo com r).

a_q, b_q, c_q Coeficientes de potência, corrente e impedância constantes (respectivamente) do modelo ZIP de uma carga, parte reativa (corrigidos de acordo com r).

r Relação entre tensão nominal de linha e tensão nominal da carga.

Z_+, Z_0 Impedâncias de sequência positiva e zero de uma linha.

Z_p, Z_m Impedâncias própria e mútua de uma linha.

X_{HL}, X_{HT}, X_{LT} Reatâncias de dispersão (série) de um transformador. Respectivamente: reatância entre primário e secundário, entre primário e terciário e entre secundário e terciário (as últimas duas apenas para transformadores com três enrolamentos).

I_{mag} Corrente nominal de magnetização (*shunt*) de um transformador.

K Coeficiente de aterramento.

y_{sh}	Admitância <i>shunt</i> .
t_i	Multiplicador do tape do i -ésimo enrolamento de um transformador.
r_i	Multiplicador do ajuste de tensão referente às conexões do i -ésimo enrolamento de um transformador.
α_i	Multiplicador de transformação do i -ésimo enrolamento de um transformador.
z_i	Impedância série do i -ésimo enrolamento de um transformador.
y_m	Admitância do ramo de magnetização do transformador.

**Parâmetros
(vetoriais/matriciais)**

Y	Matriz de admitâncias de todo o sistema.
Y'	Matriz de admitâncias alterada de todo o sistema (contendo contribuições das impedâncias equivalentes das cargas em tensão nominal).
Z_L	Matriz de impedâncias longitudinais de uma linha.
Y_L, Y_T	Matriz de admitâncias longitudinais e transversais, respectivamente, de uma linha.
Y_{prim}	Matriz primitiva de admitâncias de um elemento.
A_{part}	Matriz auxiliar para dedução da matriz de admitâncias de um transformador monofásico com dois ou mais enrolamentos.
Y_a, Y_b, Y_c, Y_d	Blocos da matriz de admitâncias de todo o sistema, dividida de acordo com os nós <i>slack</i> e nós PQ.
Y_a', Y_b', Y_c', Y_d'	Blocos da matriz de admitâncias alterada de todo o sistema, dividida de acordo com os nós <i>slack</i> e nós PQ (contendo contribuições das impedâncias equivalentes das cargas em tensão nominal).

Variáveis (escalares)

Per	Perdas de potência.
$EPer$	Perdas de energia.
$EPer_{téc}$	Perdas técnicas de energia no CTMT.
$EPer_{não\ téc}$	Perdas não técnicas de energia no CTMT.
$E_{forn\ calc}$	Energia fornecida calculada (soma das energias consumidas por todas as cargas) na simulação.
$E_{inj\ decl}$	Energia injetada no CTMT declarada pela distribuidora (proveniente de medições na subestação).
$\Delta EPer_{não\ téc}$	Diferença das perdas não técnicas de energia em um CTMT de uma iteração do processo de convergência de perdas não técnicas para a iteração anterior.
$\epsilon_{não\ téc}$	Tolerância do valor $\Delta EPer_{não\ téc}$ para término do processo de convergência de perdas não técnicas.

E_k, E_{km}	Tensão complexa no nó k ou entre os nós k e m .
e_{xk}, e_{yk}	Componentes real e imaginária da tensão no nó k .
V_k, V_{km}	Magnitude de tensão no nó k ou entre os nós k e m .
S_k, P_k, Q_k	Potência aparente complexa, ativa ou reativa (respectivamente), injetada no nó k .
S	Potência consumida por uma carga.
I_k, I_{km}	Corrente complexa injetada no nó k ou entre os nós k e m .
I_{xk}, I_{yk}	Componentes real e imaginária da corrente injetada no nó k .
\bar{E}_i, \bar{I}_i	Tensão e corrente, respectivamente, internas no enrolamento ideal (i -ésimo enrolamento de um transformador).
$\mu_p, \mu_q, N_p, N_q, k_p, k_q$	Variáveis auxiliares para facilitar os equacionamentos das cargas para os algoritmos de fluxo de carga.
$J_{xx\text{ carga}_{km}}, J_{xy\text{ carga}_{km}}$	Quatro componentes da submatriz Jacobiana 2x2 presentes nas linhas $2k$ e $2k + 1$ e colunas $2m$ e $2m + 1$, referentes à contribuição das cargas à Jacobiana.
$J_{yx\text{ carga}_{km}}, J_{yy\text{ carga}_{km}}$	
$J_{xx\text{ circ}_{km}}, J_{xy\text{ circ}_{km}}$	Quatro componentes da submatriz Jacobiana 2x2 presentes nas linhas $2k$ e $2k + 1$ e colunas $2m$ e $2m + 1$, referentes à contribuição do circuito à Jacobiana.
$J_{yx\text{ circ}_{km}}, J_{yy\text{ circ}_{km}}$	
$J_{xx_{km}}, J_{xy_{km}}$	Quatro componentes da submatriz Jacobiana 2x2 presentes nas linhas $2k$ e $2k + 1$ e colunas $2m$ e $2m + 1$ (total).
$J_{yx_{km}}, J_{yy_{km}}$	

Variáveis (vetoriais/matriciais)

E	Tensões complexas em todos os nós do sistema.
I_{inj}	Correntes injetadas em todos os nós do sistema.
E_k	Tensões complexas em todos os nós da barra k .
I_k	Injeções de corrente em todos os nós da barra k .
e_{xy}^i	Tensões em todos os nós do sistema na i -ésima iteração do método de Newton-Raphson por injeção de corrente (com componentes reais e imaginárias intercaladas nas posições do vetor).
$I_{xy\text{ esp}}^i$	Correntes injetadas especificadas em todos os nós do sistema na i -ésima iteração do método de Newton-Raphson por injeção de corrente (com componentes reais e imaginárias intercaladas nas posições do vetor).
$I_{xy\text{ calc}}^i$	Correntes injetadas calculadas em todos os nós do sistema na i -ésima iteração do método de Newton-Raphson por injeção de corrente (com componentes reais e imaginárias intercaladas nas posições do vetor).
Δe_{xy}^i	Variações calculadas nas tensões em todos os nós do sistema da ($i + 1$)-ésima iteração para a i -ésima iteração do método de Newton-

Raphson por injeção de corrente (com componentes reais e imaginárias intercaladas nas posições do vetor).

ΔI_{xy}^i

Diferença entre $I_{xy_{esp}}^i$ e $I_{xy_{calc}}^i$.

J^i

Matriz Jacobiana do sistema na i -ésima iteração do método de Newton-Raphson por injeção de corrente.

E_{slack}, E_{pq}

Tensões complexas em todos os nós *slack* e nós PQ do sistema.

I_{slack}, I_{pq}

Correntes complexas injetadas em todos os nós *slack* e nós PQ do sistema.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Motivação e Desafios	23
1.2	Objetivo	24
1.3	Organização da Dissertação	25
2	PROCESSO DE CÁLCULO DE PERDAS REGULATÓRIO	26
2.1	Descrição Geral do Processo Atual	26
2.1.1	<i>Circuitos de Alta Tensão</i>	28
2.1.2	<i>Circuitos de Média Tensão</i>	28
2.1.3	<i>Transformadores de Potência</i>	30
2.1.4	<i>Medidores de Consumidores do Grupo B</i>	32
2.1.5	<i>Pós-Processamento</i>	32
2.2	Descrição do Algoritmo de Convergência de Perdas Não Técnicas	33
2.3	OpenDSS	35
2.4	Modelos	39
2.4.1	<i>Cargas</i>	39
2.4.2	<i>Linhas</i>	41
2.4.3	<i>Transformadores de Distribuição</i>	42
2.4.4	<i>Reguladores</i>	44
2.4.5	<i>Outros (Neutros, Aterramentos e Capacitores)</i>	45
3	ESTUDOS DE MODELOS	47
3.1	Descrição Geral	47
3.2	Cargas	49
3.2.1	<i>Metodologia – Dependência com a Tensão</i>	49
3.2.2	<i>Resultados – Dependência com a Tensão</i>	54
3.2.3	<i>Metodologia – Fator de Potência</i>	56
3.2.4	<i>Resultados – Fator de Potência</i>	58
3.2.5	<i>Metodologia – Conexão</i>	59
3.2.6	<i>Resultados – Conexão</i>	62
3.3	Linhas	63
3.3.1	<i>Metodologia</i>	63

3.3.2	<i>Resultados</i>	64
3.4	Resistências de Aterramento	66
3.4.1	<i>Metodologia – Cargas ANEEL</i>	66
3.4.2	<i>Resultados – Cargas ANEEL</i>	69
3.4.3	<i>Metodologia – Cargas em Estrela</i>	70
3.4.4	<i>Resultados – Cargas em Estrela</i>	71
3.5	Transformadores	72
3.5.1	<i>Metodologia – Perdas no Ferro</i>	72
3.5.2	<i>Resultados – Perdas no Ferro</i>	73
3.5.3	<i>Metodologia – Reatâncias de Magnetização</i>	74
3.5.4	<i>Resultados – Reatâncias de Magnetização</i>	75
3.6	Capacitores	76
3.6.1	<i>Metodologia</i>	77
3.6.2	<i>Resultados</i>	79
3.7	Comentários Finais	80
4	ESTUDOS DE ALGORITMOS DE FLUXO DE CARGA	82
4.1	Descrição Geral	82
4.2	Metodologia	83
4.2.1	<i>Elementos Lineares e Matriz de Admitâncias</i>	83
4.2.2	<i>Carga Nó-Terra</i>	95
4.2.3	<i>Carga Nó-Nó</i>	99
4.2.4	<i>Método Newton-Raphson por Injeção de Corrente</i>	105
4.2.5	<i>Método Z-Bus/Gauss Implícito</i>	111
4.2.6	<i>Inicialização</i>	113
4.2.7	<i>Circuitos de Teste</i>	115
4.2.8	<i>Circuitos de Estudo</i>	116
4.3	Resultados	119
4.3.1	<i>Convergência</i>	119
4.3.2	<i>Energias e Perdas Técnicas</i>	120
4.3.3	<i>Iterações</i>	123
4.3.4	<i>Tempo de Execução</i>	125

4.4	Comentários Finais.....	128
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	130
5.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	132
5.2	Publicação até o Momento	133
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	134

1 INTRODUÇÃO

O cálculo de perdas técnicas, que consistem nas perdas de energia elétrica correspondentes à dissipação de energia nos processos de transporte, transformação de tensão e medição, é um processo relevante nos âmbitos tarifário e regulatório de uma concessionária de distribuição de energia elétrica. No contexto brasileiro, o procedimento adotado para o cálculo de perdas técnicas é baseado em soluções de cálculo de fluxo de carga e os detalhes são apresentados em regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [1].

Apesar de soluções de cálculo de fluxo de carga propiciarem apenas o conhecimento das perdas técnicas do sistema, também é possível obter estimativas para perdas não técnicas, que correspondem a todas as outras perdas não classificadas como “perdas técnicas” (por exemplo, furtos de energia e erros de medição) [1]. O conhecimento conjunto da energia injetada em um alimentador, do consumo tarifado e das perdas técnicas por meio do processo de cálculo de fluxo de carga leva a um conhecimento aproximado das perdas não técnicas. A repetição deste processo de forma iterativa, levando em consideração a influência das perdas não técnicas sobre as perdas técnicas, refina esta aproximação e permite a obtenção de uma estimativa das perdas não técnicas.

Em 2021, um relatório da ANEEL [1] apurou dados a respeito das perdas de forma generalizada nos sistemas de distribuição brasileiros para o ano de 2020. A Figura 1.1 mostra que uma quantidade significativa (15,1%) da energia injetada corresponde a perdas técnicas e não técnicas, as quais são proporcionalmente altas, principalmente na região Norte, conforme mostra a Figura 1.2.

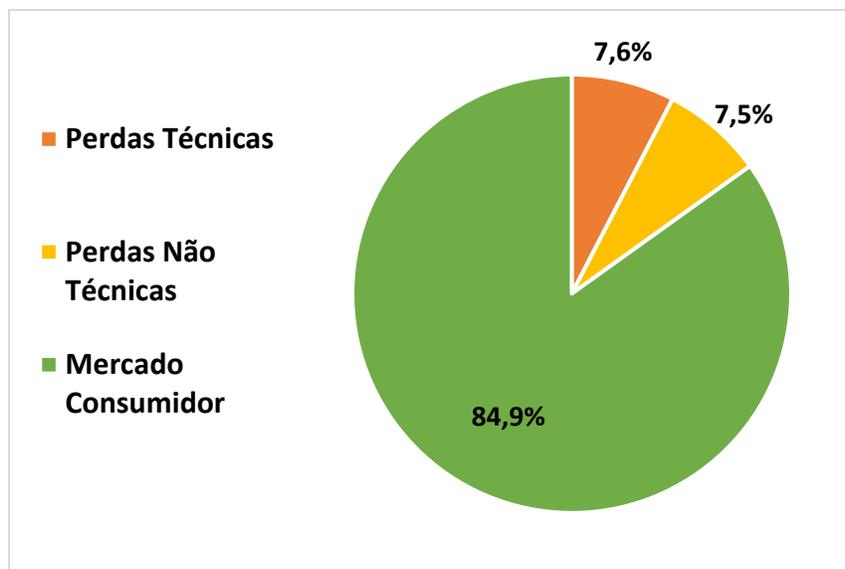


Figura 1.1 – Consumo e perdas sobre a energia injetada nos sistemas de distribuição brasileiros [1] (dados de 2020).

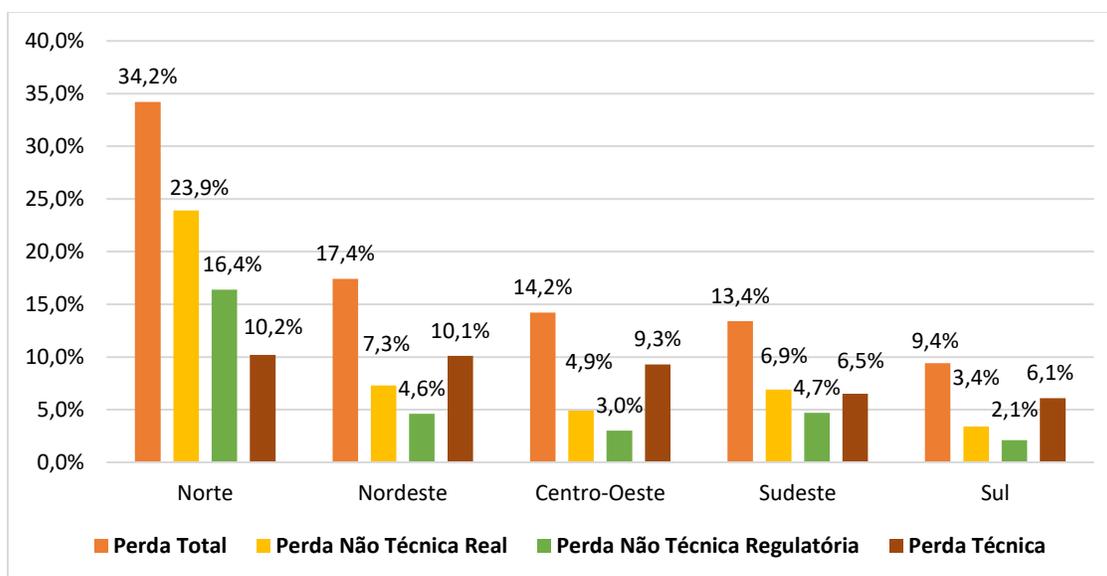


Figura 1.2 – Perdas por região do Brasil¹ [1] (dados de 2020).

Os valores calculados de perdas técnicas em revisões tarifárias das concessionárias influenciam diretamente a receita tarifária de uma distribuidora, conforme a regulamentação brasileira vigente [2], [3]. Conseqüentemente, há relevância econômica neste tópico.

¹ As “perdas não técnicas regulatórias” são as perdas não técnicas reconhecidas pela ANEEL para propósitos tarifários via processo de *benchmarking* de complexidade socioeconômica; já as “perdas não técnicas reais” são as perdas não técnicas obtidas a partir do processo regulatório de cálculo de perdas [1].

Para o processo de tarifação, apenas uma parte das perdas técnicas é reconhecida pela agência reguladora (para isso, a ANEEL define um nível de perdas técnicas considerado “eficiente”) [1]; o restante deve ser arcado pela concessionária. Para perdas não técnicas, o processo é mais complexo: emprega-se um *ranking* de complexidade socioeconômica e compara-se cada distribuidora a uma outra distribuidora com complexidade socioeconômica similar, porém com perdas não técnicas menores do que todas as outras do mesmo grupo de similar complexidade socioeconômica. A partir disso, estipulam-se metas de redução de perdas não técnicas, de modo a incentivar o combate às mesmas [3].

1.1 Motivação e Desafios

Pequenos erros percentuais no processo de cálculo de perdas podem fazer com que concessionárias tenham uma receita menor do que a receita que deveriam ter, caso as perdas técnicas calculadas sejam mais baixas do que o valor real; ou que consumidores paguem tarifas mais altas do que deveriam pagar, caso as perdas técnicas calculadas sejam mais altas que o valor real. Frisa-se que até mesmo diferenças percentuais pequenas nos valores calculados podem resultar em milhões de reais de prejuízo aos consumidores ou à concessionária; conseqüentemente, faz-se necessário um cálculo fidedigno e preciso.

Além do uso supramencionado do cálculo de perdas para propósitos tarifários, o conhecimento das perdas técnicas em diferentes alimentadores pode também fornecer outros dados convenientes para as distribuidoras. Por exemplo, é possível verificar quais alimentadores possuem maiores perdas e utilizar esta informação para realizar melhorias de infraestrutura, tornando-as mais eficientes. Também é possível empregar tais informações para localização e combate a perdas não técnicas, visto que o processo também retorna valores estimados para perdas não técnicas por alimentador. Estes dados podem propiciar uma melhor identificação de regiões com maior incidência de roubo de energia ou falhas em equipamentos de medição. Apesar de o foco deste trabalho não ser especificamente sobre perdas não técnicas, destaca-se que o cálculo das perdas técnicas impacta diretamente na estimativa de perdas não técnicas no processo regulatório; por conseguinte, um cálculo impreciso das perdas técnicas pode levar a uma avaliação errônea sobre o comportamento das perdas não técnicas em uma concessionária.

Ademais, o esforço computacional para realizar os cálculos de perdas técnicas em todas as redes pertencentes a uma distribuidora é elevado, podendo levar dias (considerando o acréscimo das etapas anteriores ao cálculo propriamente dito, tais como a conversão da base de dados da distribuidora, este tempo pode atingir algumas semanas para grandes distribuidoras), dificultando a dinamicidade dos estudos. É importante também que o cálculo seja mais rápido, de modo a ajudar possíveis estudos e análises acerca dos comportamentos das perdas técnicas e não técnicas.

Um último ponto relevante é quanto à convergência do fluxo de carga: a não convergência de certos alimentadores leva à impossibilidade do cálculo de perdas técnicas e não técnicas, prejudicando o processo regulatório. A não convergência de um alimentador pode prejudicar a distribuidora em questões tarifárias; pois, neste caso, como é explicitado mais adiante nesta dissertação, o alimentador é glosado e as perdas técnicas (que, nestes casos, usualmente são elevadas) são consideradas como a média da distribuidora, podendo levar à subestimação das perdas. Isso posto, devem-se empregar modelos elétricos e métodos de fluxo de carga que não causem problemas de convergência em alimentadores mais complexos.

1.2 Objetivo

Posto que o cálculo de perdas técnicas possui relevância econômica e gerencial no contexto de distribuição de energia elétrica, realizar cálculos corretos, precisos e com baixo custo computacional é importante. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo: (a) estudar diferentes modelos elétricos para diversos componentes das redes de distribuição e (b) comparar diferentes algoritmos de fluxo de carga no contexto de cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição de energia elétrica.

Cabe salientar que o escopo deste trabalho é limitado apenas às partes de média e baixa tensão das redes de distribuição, já que nos estudos das distribuidoras, as perdas na alta tensão são obtidas de forma relativamente simples, sem emprego de fluxo de carga (para tal, utilizam-se medições nos consumidores e nas subestações [4]).

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação possui a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, é apresentado o processo empregado atualmente pela agência reguladora brasileira (ANEEL) para o cálculo de perdas técnicas regulatórias no contexto de sistemas de distribuição de energia elétrica. São retratados também os modelos elétricos e presunções praticadas pela ANEEL, bem como uma breve descrição a respeito do programa utilizado no processo regulatório (OpenDSS);
- No Capítulo 3, são apresentados os estudos comparando os resultados do cálculo de perdas para diferentes modelos de diversos elementos do sistema de distribuição. Primeiramente, os estudos são descritos e, depois, apresentam-se as metodologias e os resultados para cada um dos estudos realizados;
- No Capítulo 4, são apresentados os estudos comparando o desempenho de diferentes algoritmos de fluxo de carga no contexto do cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição. Inicialmente, apresentam-se todos os modelos e formulações matemáticas empregadas em cada um dos algoritmos; logo após, uma descrição geral dos estudos é apresentada; por fim, expõem-se os resultados obtidos;
- No Capítulo 5, finaliza-se a dissertação, apresentando conclusões acerca dos estudos empreendidos e sugestões para possíveis trabalhos futuros.

2 PROCESSO DE CÁLCULO DE PERDAS REGULATÓRIO

Este capítulo apresenta uma visão geral a respeito do cálculo de perdas regulatório em sistemas de distribuição atualmente empregado pela ANEEL, englobando uma descrição macroscópica do processo, uma descrição acerca do processo iterativo de convergência de perdas não técnicas, uma breve apresentação do programa de fluxo de carga empregado no processo regulatório (OpenDSS) e, por fim, pormenores acerca dos modelos elétricos utilizados.

2.1 Descrição Geral do Processo Atual

No Brasil, o cálculo regulatório de perdas técnicas e não técnicas é executado na revisão tarifária a partir da entrega dos dados regulatórios da distribuidora, via método definido em [4]. Os dados topológicos, físicos e contábeis dos equipamentos presentes em cada distribuidora são fornecidos à ANEEL por meio do Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIGR), contidos na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), formato padronizado ao qual as bases de dados de todas as concessionárias de distribuição no Brasil devem se compatibilizar para o envio dos dados [5]. A BDGD deve ser enviada anualmente de forma ordinária à ANEEL (no entanto, o cálculo de perdas para fins tarifários só é executado em período de revisão tarifária), ou extraordinariamente, quando a agência reguladora a requisitar. Estes dados são utilizados para diversos processos regulatórios; dentre eles, o processo de cálculo de perdas.

Após o envio da BDGD à ANEEL, a base de dados passa por um processo de validação de 18 etapas pelo programa validador denominado “NVAL” [6], como exposto na Tabela 2.1. O processo completo de cálculo de perdas é apenas a última das 18 etapas; todas as etapas anteriores se referem a outras validações referentes à estrutura da BDGD, dados geográficos, dados de consumo, dados contábeis, entre outros.

Tabela 2.1 – Etapas de validação da BDGD [6].

Número	Etapa	Número	Etapa
1	Validação Inicial	10	Validação de Código IBGE
2	Validação de Estrutura	11	Validação de Energia
3	Cópia para GDB Padrão	12	Validação de Tamanho de Segmento
4	Preparação de Dados	13	Validação do Código MCPSE
5	Validação de Código DIST	14	Validação de Domínios Especiais
6	Validação de Código Único	15	Validação de Domínios DDA
7	Validação de Sumário	16	Validação de Relações Espaciais
8	Validação de Relacionamento	17	Validação de Posição Espacial
9	Validação de Código de Conjunto	18	Validação de Perdas Técnicas

Se porventura ocorrer algum erro crítico em uma ou mais etapas de validação, a ANEEL envia à distribuidora cuja BDGD está sendo validada uma planilha relatando os erros ocorridos. Neste caso, a distribuidora deve corrigir os problemas e enviar a BDGD novamente. Quanto a erros não críticos, não há necessidade de reenvio da BDGD; mas a distribuidora deve justificar a ocorrência dos erros [6].

A etapa de validação de perdas técnicas é desempenhada pelos programas GeoPerdas (no dialeto T-SQL da linguagem SQL) e ProgGeoPerdas (em linguagem C#). O primeiro executa uma série de validações prévias e manipulações no banco de dados; o segundo realiza o processo de cálculo de perdas propriamente dito.

O processo de cálculo de perdas técnicas é executado para cada circuito, de forma individual, e permite a obtenção das perdas (tanto técnicas quanto não técnicas) para cada circuito. A ANEEL caracteriza as entidades Circuito de Média Tensão (CTMT) e Circuito de Alta Tensão (CTAT), entidades sobre as quais as perdas são calculadas de forma individual. Usualmente, um CTMT corresponde a um único alimentador de distribuição, mas isto não é sempre válido; caso haja subestações com transformadores elevadores e abaixadores de média tensão para média tensão, pode haver múltiplos alimentadores constituindo um mesmo CTMT. Ressalta-se que o CTMT não contém apenas os trechos de média tensão, mas também os circuitos de baixa tensão dos transformadores de distribuição presentes na rede de média tensão do CTMT.

Embora o cálculo seja realizado para cada circuito de forma individual, a tarifação leva em conta os resultados de perdas globais de toda a concessionária. Consequentemente,

ao examinar o processo como um todo, não se deve considerar cada circuito de forma individual como objeto de estudo do processo de cálculo. Deve-se considerar toda a empresa distribuidora como o objeto de estudo do cálculo de perdas.

2.1.1 Circuitos de Alta Tensão

Para os CTATs, o cálculo das perdas é relativamente simples. Dado que os sistemas de alta tensão são suficientemente monitorados, pois as medições temporais nas subestações de distribuição são obrigatórias [7], calculam-se as perdas nos CTATs apenas pela diferença da energia injetada com a energia consumida pelos consumidores de alta tensão e energia passante pelas subestações de alta para média tensão [4].

2.1.2 Circuitos de Média Tensão

Para os CTMTs, não é possível realizar o cálculo da mesma forma dos CTATs porque não há medições temporais de consumo em todos os medidores, dado que isto não é exigido pela ANEEL; apenas exige-se medição para consumidores conectados a tensões iguais ou superiores a 69 kV [7]. Ademais, a presença de perdas não técnicas impede que o conhecimento apenas da energia injetada e do consumo possibilitem o cálculo das perdas técnicas, pois as frações das perdas totais que correspondem às perdas técnicas e às não técnicas são desconhecidas. Assim sendo, faz-se necessário um processo mais elaborado para cálculo de perdas nos CTMTs.

O processo de cálculo das perdas nos CTMTs é executado iterativamente, de modo a obter tanto as perdas técnicas quanto as não técnicas simultaneamente no final do processo, de forma separada para cada circuito (embora o processo geral, incluindo o balanço de energia fornecido pela concessionária à ANEEL, envolva todos os circuitos de forma mais integrada). A execução de cada passo iterativo deste procedimento envolve fluxos de carga série-temporais de modo a executar 24 horas de simulação em cada circuito. O passo empregado é de uma hora; ou seja, são realizados 24 fluxos de carga em série temporal.

Cada circuito é simulado 36 vezes para uma iteração do processo de convergência de perdas não técnicas (o processo de convergência de perdas não técnicas é mais bem explicado adiante), sendo essas 36 simulações todas as combinações entre 12 meses e 3 tipos de dia:

- Dias úteis;
- Sábados;

- Domingos e feriados.

Em cada um dos três tipos de dia, empregam-se as curvas de carga típicas de cada consumidor, medidas a partir da campanha de medição. Na campanha de medição, são medidas curvas de demanda de potência com intervalos de 5 ou 15 minutos [8] em alguns consumidores específicos de cada distribuidora, visando obter uma estimativa generalizada das curvas de carga de variados tipos de consumidores. Essas curvas são denominadas “curvas típicas”. Então, atribuem-se três destas curvas típicas para cada consumidor para a execução do fluxo de carga, uma para cada tipo de dia. Posto que o passo da simulação no cálculo regulatório é de uma hora, é necessário apenas um único ponto ao invés de 4 pontos (no caso de medições de 15 em 15 minutos) ou 12 (no caso de medições de 5 em 5 minutos). Por conseguinte, para utilizar as curvas de carga, são realizadas médias aritméticas nos 4 ou 12 pontos em questão para a obtenção da curva de passo de uma hora.

Além disso, em cada um dos 12 meses, variam-se as energias dos consumidores (distribuindo as energias proporcionalmente à quantidade de dias de cada tipo em cada mês), o que modifica a potência média diária de cada carga nas simulações. Ou seja, em suma: os formatos das curvas de cada carga dependem do tipo de dia, mas as potências médias das curvas de cada carga dependem do mês simulado.

Para cada um dos 36 casos em cada um dos CTMTs, executa-se um algoritmo iterativo denominado “processo de convergência de perdas não técnicas”, que permite o cálculo das perdas técnicas e não técnicas do circuito, sendo este o cerne do processo de cálculo de perdas regulatório para os circuitos de média tensão. Sumariamente, a obtenção das perdas não técnicas requer o conhecimento prévio das perdas técnicas; contudo, a obtenção das perdas técnicas requer o conhecimento prévio das perdas não técnicas, uma vez que as perdas não técnicas influenciam no consumo de energia do circuito, que por sua vez influencia nas perdas técnicas. A forma de solução deste “impasse” é a realização de um processo iterativo, considerando uma estimativa inicial das perdas não técnicas e refinando este valor até a convergência do processo, modelando sempre as perdas não técnicas como cargas. Este algoritmo é descrito na seção 2.2; o programa empregado para o fluxo de carga é detalhado na seção 2.3 e os modelos elétricos dos componentes para o fluxo de carga são descritos na seção 2.4.

Após o término da convergência de perdas não técnicas, são obtidos valores de perdas técnicas e não técnicas de forma separada para cada circuito em cada um dos 36 casos. Feito isso, é necessário utilizar a quantidade de dias úteis, sábados, domingos e feriados em cada um dos meses para obter as perdas em cada mês, e, por fim, somá-las de modo a obter as perdas técnicas e as perdas não técnicas em todo o ano para cada CTMT.

Para certos CTMTs com algumas características (denominados “circuitos atípicos”), no entanto, o processo não é realizado; para estes CTMTs, são utilizadas as perdas informadas pela distribuidora. Algumas das características para que um circuito seja considerado como atípico são [4]:

- Presença de geração distribuída com grande potência injetada frente ao consumo do circuito;
- Características de subtransmissão (ou seja, interliga subestações de distribuição);
- Presença de redes secundárias do tipo *spot network*, isto é, redes onde um ou mais circuitos secundários são alimentados por múltiplos transformadores, potencialmente de subestações ou até mesmo alimentadores diferentes [9];
- Presença de redes subterrâneas reticuladas.

Estas características atípicas são avaliadas pela ANEEL caso-a-caso, de forma a avaliar a classificação de determinados circuitos como atípicos.

Além do cálculo das perdas nos CTATs e nos CTMTs, é também necessário realizar o cálculo das perdas em mais dois tipos de equipamentos: transformadores de potência (transformadores que não são transformadores de distribuição, ou seja, transformadores que não fazem parte do CTMT, como, por exemplo, transformadores de subestações de alta para média tensão ou de alta para alta tensão) e medidores de unidades consumidoras do grupo B.

2.1.3 Transformadores de Potência

Para os transformadores de potência, utilizam-se as relações (2.1) e (2.2) para calcular as perdas de energia nos transformadores [4]. Com a potência média no transformador $P_{med\Delta t}$, aferida via medição durante um período Δt , o fator de potência f_p (que, para esta etapa, é definido em 0,92), a potência nominal do transformador P_{nom} e as perdas nominais no cobre $Per_{nom_{cu}}$, obtém-se as perdas de potência no cobre Per_{cu} correspondentes à demanda de potência média (2.1).

$$Per_{cu} = \left(\frac{P_{med\Delta t}}{f_p \cdot P_{nom}} \right)^2 Per_{nom_{cu}} \quad (2.1)$$

Com as perdas de potência média no cobre Per_{cu} , as perdas de potência nominais no ferro $Per_{nom_{fe}}$, o período Δt e o coeficiente de perdas $C_{p\Delta t}$ neste período, obtêm-se as perdas de energia no transformador de potência $EPer_{tr}$ (2.2).

$$EPer_{tr} = \Delta t \left(Per_{nom_{fe}} + Per_{cu} C_{p\Delta t} \right) \quad (2.2)$$

É simples verificar que não é possível apenas calcular as perdas de energia apenas com uma simples multiplicação das perdas correspondentes à demanda de potência média pelo tempo. Isto se deve ao fato de que, ao considerar que a potência passante é linearmente proporcional à corrente passante (desprezando a queda da tensão ao aumentar a carga), e que a relação entre a corrente e as perdas é quadrática, conclui-se que a relação entre potência passante e perdas técnicas é aproximadamente quadrática. Sendo esta relação entre potência passante e perdas técnicas não-linear, conclui-se que a integração das perdas de potência no tempo, dada a variação da potência passante ao longo do período em questão, não é igual ao produto das perdas correspondentes à demanda média pelo tempo.

O coeficiente de perdas possui a função de corrigir este efeito de não-linearidade [10]. Com a presença do coeficiente, realizar a multiplicação simples das perdas de potência pelo tempo se torna possível (2.2).

O coeficiente de perdas pode ser obtido a partir do coeficiente de variação $C_{v\Delta t}$, em (2.3) [10]:

$$C_{p\Delta t} = C_{v\Delta t}^2 + 1 \quad (2.3)$$

O coeficiente de variação representa o desvio padrão da curva de carga (neste caso em específico, da curva de potência passante no transformador de potência) $\sigma_{p\Delta t}$ no período Δt em relação à média da curva $P_{med\Delta t}$ durante o período em questão (2.4) [10]:

$$C_{p\Delta t} = \frac{\sigma_{p\Delta t}}{P_{med\Delta t}} \quad (2.4)$$

O cálculo do coeficiente de variação pode ser realizado pela ANEEL a partir das curvas da campanha de medição em cada consumidor. Alternativamente, a distribuidora pode enviar o coeficiente de variação previamente calculado [4].

2.1.4 Medidores de Consumidores do Grupo B

Para os medidores dos consumidores do grupo B, considera-se uma fórmula simples para obter as perdas de potência em cada medidor, considerando o coeficiente multiplicador de perdas nos medidores K_{med} e as perdas por circuito de tensão para medidores Per_c (2.5) [4]:

$$Per_{med} = K_{med} \cdot Per_c \quad (2.5)$$

Os valores de K_{med} são referentes ao faseamento da carga medida (Tabela 2.2):

Tabela 2.2 – Valores do coeficiente multiplicador de perdas nos medidores [4].

Valor de K_{med}	Regra
3	Unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios
2	Unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios e em 1 fase e 3 fios
1	Unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios

Já os valores de Per_c são referentes ao tipo de medidor (Tabela 2.3):

Tabela 2.3 – Valores das perdas por circuito de tensão para medidores [4].

Valor de Per_c	Regra
1 W	Medidores eletromecânicos
0,5 W	Medidores eletrônicos

Obtém-se a energia perdida em cada medidor pelo simples produto destas perdas de potência pelo tempo em questão.

2.1.5 Pós-Processamento

Tendo todos os valores de perdas não técnicas (representadas como cargas) e das perdas técnicas nos seguintes elementos:

- Sistema de distribuição de alta tensão (subseção 2.1.1);
- Sistema de distribuição de média tensão (subseção 2.1.2, seções 2.2 e 2.4);
- Sistema de distribuição de baixa tensão (subseção 2.1.2, seções 2.2 e 2.4);
- Transformadores de potência (subseção 2.1.3);
- Transformadores de distribuição (subseção 2.1.2, seções 2.2 e 2.4);
- Ramais de ligação (subseção 2.1.2, seções 2.2 e 2.4);
- Medidores dos consumidores do grupo B (subseção 2.1.4).

Ainda é necessário realizar um pós-processamento das perdas.

Primeiramente, a ANEEL pode glosar determinados CTMTs. Circuitos com determinados problemas, tais como: não-convergência do fluxo de carga; perdas percentuais excessivamente altas; grande diferença entre energia injetada calculada e energia injetada medida; entre outros, têm seus resultados provenientes da convergência de perdas não técnicas desconsiderados (glosa). Sendo assim, as perdas destes circuitos são consideradas como sendo iguais à média dos outros circuitos não glosados. Devido ao fato de que circuitos com dificuldades de convergência são usualmente circuitos grandes, com cargas elevadas e perdas também elevadas, isto geralmente acarreta a subestimação das perdas técnicas. Os pormenores desta parte do processo não estão disponíveis publicamente.

O último passo do pós-processamento consiste em multiplicar por 1,05 todas as perdas técnicas nos CTMTs, englobando perdas nos sistemas de distribuição de média e baixa tensão (não são consideradas nesta etapa as perdas nos medidores). Este aumento de 5% nas perdas possui como função considerar efeitos físicos variados, tais quais: efeito corona em conexões e diversos tipos de equipamentos (como relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente ou potencial, dentre outros) e fugas de corrente por isoladores e para-raios [4]. Não são multiplicadas, por exemplo, as perdas em CTATs, pois elas são obtidas a partir de medições, e, conseqüentemente, não precisam deste tipo de correção.

Após isso, termina-se o processo regulatório de cálculo de perdas em sistemas de distribuição.

2.2 Descrição do Algoritmo de Convergência de Perdas Não Técnicas

Para os CTMTs, são executadas simulações de fluxo de carga para obtenção das perdas técnicas e não técnicas. Dado que a obtenção das perdas técnicas requer o conhecimento prévio das perdas não técnicas e vice-versa, é necessário realizar um algoritmo mais robusto para este cálculo. Ressalta-se também que este processo é descrito de uma forma mais macroscópica, devido ao fato de que alguns dos detalhes deste processo não estão documentados e podem ser obtidos apenas via engenharia reversa nos códigos da ANEEL empregados para este processo (GeoPerdas e ProgGeoPerdas).

O algoritmo descrito nesta seção representa o cálculo para apenas um CTMT, em apenas um tipo de dia, em um determinado mês.

O processo, esquematizado no fluxograma da Figura 2.1, consiste em inicialmente assumir a inexistência de perdas não técnicas, e executar os fluxos de carga (série temporal de 24 horas) normalmente [4].

Após a execução dos fluxos de carga, obtêm-se as perdas técnicas de energia $EPer_{téc}$ e a energia fornecida (soma das energias consumidas por todas as cargas) calculada $E_{forn_{calc}}$. Aliando isso à energia injetada no CTMT declarada pela distribuidora $E_{inj_{decl}}$ (proveniente de medições na subestação), pode-se estimar a energia das perdas não técnicas $EPer_{não\ téc}$ por meio da equação (2.6).

$$EPer_{não\ téc} = E_{inj_{decl}} - E_{forn_{calc}} - EPer_{téc} \quad (2.6)$$

Com o conhecimento estimado das perdas não técnicas, criam-se cargas fictícias com o intuito de modelar o consumo de energia de cargas irregulares no sistema. Estas cargas são alocadas nos mesmos pontos de conexão das cargas regulares e distribuídas proporcionalmente às energias das cargas regulares, de modo que a soma de todo o consumo energético das cargas não técnicas seja igual a $EPer_{não\ téc}$. A divisão da fração das perdas não técnicas alocadas à média tensão e à baixa tensão é informada à ANEEL pela distribuidora de forma indireta, por meio dos dados de balanço energético informados pela distribuidora na BDGD e regras internas do GeoPerdas e do ProgGeoPerdas. As curvas de carga das cargas irregulares são modeladas como sendo iguais às curvas das cargas regulares.

Com as perdas não técnicas modeladas como cargas, realiza-se novamente a série temporal de fluxos de carga. Utiliza-se novamente a equação (2.6) para obtenção das perdas não técnicas, e repete-se o processo.

Estas iterações são repetidas até que a variação de perdas não técnicas de uma iteração para outra $\Delta EPer_{não\ téc}$ seja suficientemente baixa (menor que uma tolerância $\varepsilon_{não\ téc}$); ou até que um limite máximo de iterações seja atingido.

Com isso, são obtidas as perdas técnicas e não técnicas em um CTMT em um tipo de dia e mês específicos.

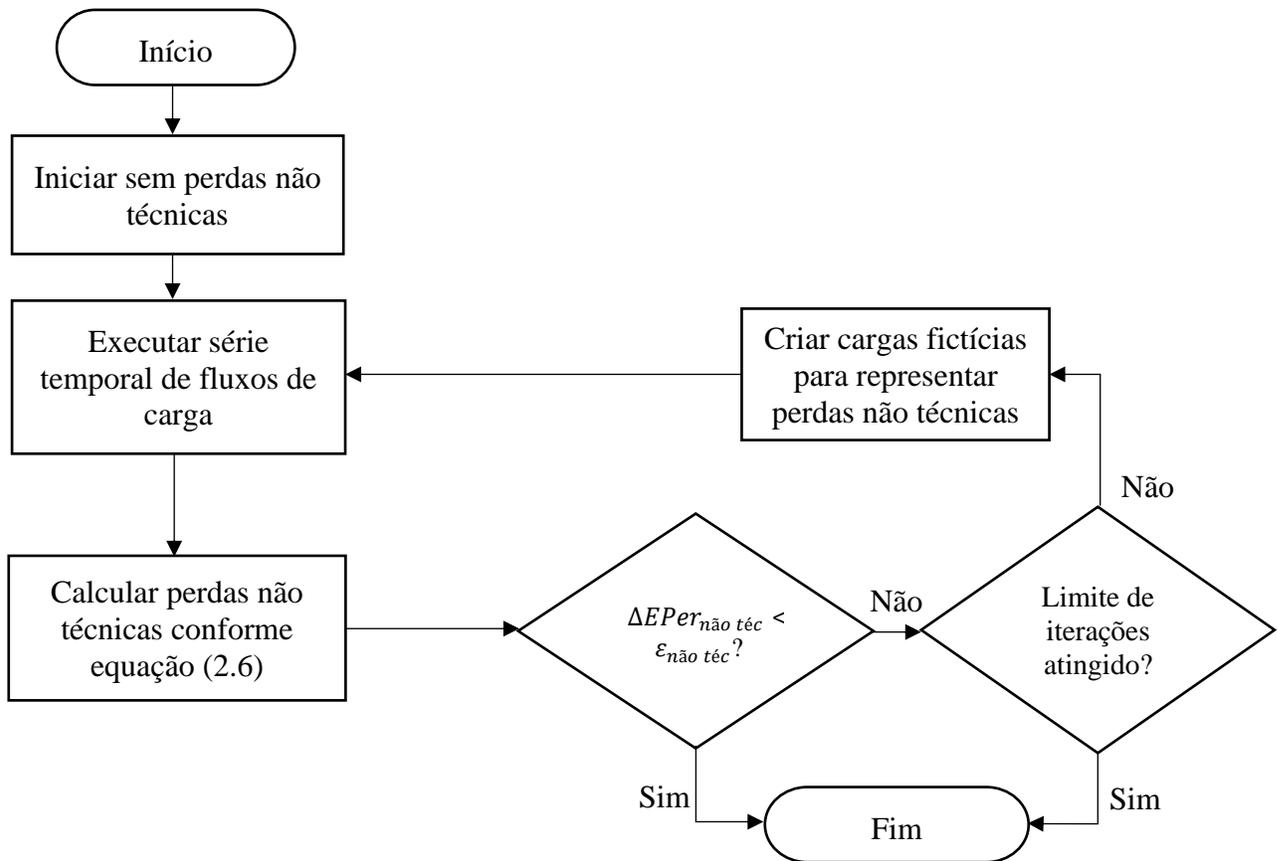


Figura 2.1 – Fluxograma do processo de convergência de perdas não técnicas.

Há também outros detalhes que posteriormente são verificados pela ANEEL, e se necessário, algumas modificações são realizadas no circuito e a execução é feita novamente. A título de exemplo, caso houver tensões em nível precário ou crítico em determinados nós do sistema, podem ocorrer ajustes de forma manual nos tapes dos reguladores de tensão ou ajustes nas cargas do sistema de modo a mitigar estes problemas [4].

2.3 OpenDSS

Para o processo de cálculo de perdas nas CTMTs, emprega-se o software OpenDSS, um simulador de fluxo de carga de código aberto escrito em Pascal e focado em redes de distribuição desenvolvido pelo instituto norte-americano *Electric Power Research Institute* (EPRI) [11].

Originalmente, o OpenDSS foi desenvolvido com o propósito de executar fluxo de carga harmônico; entretanto, suas capacidades são mais amplas. Ele pode realizar também fluxo de carga em série temporal, estudos de faltas e estudos de transitório eletromecânico

(mas não eletromagnético). Enfatiza-se aqui o modo de solução de fluxo de carga em série temporal, sendo este utilizado pelo cálculo de perdas regulatório e pelos estudos do capítulo 3. O OpenDSS possui algumas características relevantes: ele é capaz de simular redes com uma quantidade arbitrária de fases, incluindo o neutro com suas variações de aterramento. O *software* também emprega apenas unidades naturais em seus cálculos internos (kV, kVA e Ω ao invés de pu), porém os resultados das simulações podem ser obtidos em pu.

O OpenDSS admite entrada de dados do sistema e comandos de simulação em uma linguagem própria, denominada “DSS”. Apesar disso, o *software* pode ser executado empregando *bindings* para outras linguagens de programação, tais como Python, C#, MATLAB, VBA, Julia, entre outras. Pode ser utilizada a interface *Command Object Interface* (COM) [11], ou interfaces mais performantes de acesso direto ao OpenDSS (como por exemplo a interface multiplataforma DSS C-API [12]). A interface C# via COM é utilizada pelo ProgGeoPerdas, enquanto a interface Python, empregando internamente a DSS C-API, é utilizada nos estudos deste trabalho devido ao seu melhor desempenho computacional e facilidade de uso.

O OpenDSS possui dois métodos de fluxo de carga diferentes: o método “Normal” e “Newton”, sendo o “Normal” o método padrão e mais recomendado pelo EPRI. O método “Normal” consiste em um método de ponto fixo simples; já o método “Newton” existente é simplesmente o método Newton-Raphson por injeção de corrente, amplamente conhecido na literatura [13] (porém, com algumas especificidades, tais como o modelo de equivalente Norton das cargas). Utiliza-se o método “Normal” para o processo de cálculo regulatório.

O método “Normal” consiste em resolver repetidamente o sistema de equações em (2.7) até a convergência, utilizando as correntes injetadas pelas cargas I_{inj}^i na iteração i (as quais podem depender da tensão) e a matriz de admitâncias do sistema Y , resolvendo o sistema linear via fatoração LU (método usual para solução de sistemas lineares para fluxo de carga [14]) para obtenção das tensões complexas E^{i+1} na iteração $i + 1$:

$$Y \cdot E^{i+1} = I_{inj}^i \quad (2.7)$$

Esta equação é repetidamente resolvida até que o critério de convergência seja atingido (convergência), ou até que um número de iterações determinado pelo usuário seja atingido (não-convergência). O critério de convergência é a variação de magnitude de tensão

de um passo para outro (todas as tensões do circuito devem variar menos que uma tolerância definida pelo usuário).

Sendo assim, o método “Normal” do OpenDSS é relativamente similar ao algoritmo Z-Bus/Gauss implícito, embora possua algumas peculiaridades que o diferenciam do Z-Bus/Gauss implícito tradicional [15].

Uma das diferenças é o modelo das cargas. Ao invés de simplesmente modelar as cargas como injeções de corrente, elas são modeladas como impedâncias Z_N em paralelo com injeções de corrente I_N (denominadas “correntes de compensação”), conforme Figura 2.2:

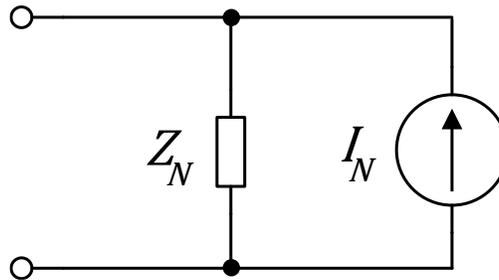


Figura 2.2 – Modelo de uma carga no OpenDSS, contendo impedância e injeção de corrente de compensação.

Esta abordagem nos modelos das cargas (equivalente de Norton) se deve à origem do OpenDSS como programa de cálculo de fluxo de carga harmônico. A parcela de impedância é constante (não varia a cada iteração) e é introduzida na matriz de admitâncias \mathbf{Y} , enquanto a corrente de compensação é introduzida no vetor de injeções de corrente \mathbf{I}_{inj} e varia a cada iteração, dependendo das tensões nos terminais. A impedância Z_N , para uma carga de potência nominal S em tensão nominal V_{nom} , pode ser calculada como na equação (2.8):

$$Z_N = \frac{V_{nom}^2}{S^*} \quad (2.8)$$

Ou seja, a impedância corresponde à potência injetada em condição de tensão nominal. A fonte de corrente tem como função apenas representar os efeitos da não-linearidade da carga.

Outra diferença relevante: o OpenDSS transforma a sua fonte de tensão, que normalmente é representada por nós de referência (*slack*) em série com uma impedância de curto-circuito, em um equivalente de Norton; reduzindo, assim, alguns nós da matriz (três nós, no caso mais comum de uma fonte trifásica).

O tratamento de nós do tipo PV (onde injeções de potência ativa e magnitudes das tensões são especificadas, mas injeções de potência reativa e ângulos das tensões não são), mais frequentemente utilizados com geradores exercendo controle de tensão e potência reativa, é um pouco mais complexo; entretanto, não possui muita relevância para este trabalho, visto que a presença de um gerador potente o suficiente para ser capaz de exercer controle de tensão levaria à consideração do circuito em questão como um circuito atípico pela ANEEL e, conseqüentemente, o circuito não seria simulado [4]. Por conseguinte, estes tipos de nó não são utilizados no processo regulatório de cálculo de perdas.

Para facilitar a convergência do fluxo de carga em circuitos maiores e mais carregados, o OpenDSS emprega a modificação das cargas para modelo de impedância constante, dependendo da tensão. Caso a carga esteja operando em valores normais de tensão (ou seja, entre uma tensão mínima e uma tensão máxima predefinidas), o modelo da carga é mantido normalmente, seja ele potência, corrente, impedância constante ou outro modelo mais complexo. Contudo, caso a tensão da carga ultrapasse esses limites, a carga é automaticamente modificada para impedância constante. As tensões para que isso ocorra são, por padrão, 0,95 e 1,05 pu, mas podem ser modificadas pelo usuário. Este comportamento foi desenvolvido pelo EPRI porque assume-se que, nestas condições anormais de tensão, frequentemente é desejável apenas saber que há problemas de tensão e em quais lugares estes problemas ocorrem, mas não necessariamente obter resultados exatos; e que este comportamento (obtenção de resultados aproximados) é mais desejável do que a não-convergência do sistema nestes casos críticos. Esta característica permite até mesmo a convergência do fluxo de carga em algumas condições de falta com tensões extremamente baixas [11].

Uma outra técnica para melhor convergência empregada pelo OpenDSS é a inicialização por impedâncias constantes. Para tal, considera-se que todas as cargas possuem corrente de compensação nula ($I_N = 0$). Neste caso, todas as cargas são representadas apenas com uma impedância Z_N ; conseqüentemente, isto torna o circuito como um todo linear. Sendo linear, o circuito pode ser resolvido de forma simples, resolvendo o sistema matricial da equação (2.9), para obter a tensão \mathbf{E} a partir do vetor das correntes injetadas \mathbf{I}_{inj} (que não recebe contribuições das cargas, mas não é completamente nulo, pois o equivalente de Norton da fonte do circuito permanece como uma injeção) e da matriz de admitâncias alterada \mathbf{Y}' :

$$\mathbf{Y}' \cdot \mathbf{E} = \mathbf{I}_{inj} \quad (2.9)$$

Com esta solução, obtêm-se resultados equivalentes a uma solução do sistema inteiro apenas com cargas com modelos de impedância constante. Esta não é a solução correta (exceto caso todas as cargas de fato possuam modelos de impedância constante), mas é utilizada como inicialização do método de fluxo de carga pelo OpenDSS, pois as tensões podem ser mais próximas do que se outro método de inicialização (*flat start*, por exemplo) fosse empregado.

Este método, entretanto, é utilizado apenas para o primeiro passo de simulação em uma série temporal de fluxos de carga. Todos os passos seguintes utilizam os resultados dos passos anteriores como inicialização [11].

2.4 Modelos

Nesta seção, explicitam-se os modelos atualmente utilizados nas simulações de fluxo de carga executadas durante o processo de convergência de perdas não técnicas para cada um dos tipos de componentes.

2.4.1 Cargas

Tratando-se de cargas, há três características importantes para a sua modelagem:

- Dependência com a tensão;
- Fator de potência;
- Conexão (delta ou estrela).

A respeito da **dependência com a tensão**, o modelo ZIP [16] é utilizado para representar a carga como uma combinação de carga tipo impedância constante, corrente constante e potência constante. Para uma carga com magnitude de tensão entre seus nós (nós k e m) V_{km} ; tensão nominal da carga entre os nós V_{nom} ; coeficientes de potência, corrente e impedância constantes a'_p , b'_p e c'_p (respectivamente) para a componente ativa, e a'_q , b'_q e c'_q (respectivamente) para a componente reativa; e potências nominais ativa P e reativa Q , a potência total é calculada considerando (2.10) e (2.11):

$$S = P \left[a'_p + b'_p \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right) + c'_p \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right)^2 \right] + jQ \left[a'_q + b'_q \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right) + c'_q \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right)^2 \right] \quad (2.10)$$

Em que:

$$\begin{cases} a'_p + b'_p + c'_p = 1 \\ a'_q + b'_q + c'_q = 1 \end{cases} \quad (2.11)$$

O modelo estipulado no cálculo regulatório pela ANEEL (caso base) é, atualmente, de 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa (sendo, portanto, $a'_p = 0,5$, $b'_p = 0$, $c'_p = 0,5$, $a'_q = 0$, $b'_q = 0$ e $c'_q = 1$).

Quanto ao **fator de potência**, o atual modelo regulatório leva em conta um fator de potência de 0,92 (indutivo) para todas as cargas.

Finalmente, quanto à **conexão das cargas**, o modelo ANEEL consiste em conectar todas as cargas trifásicas e bifásicas em delta. No caso específico das cargas bifásicas, “conexão em delta” significa que a carga está conectada entre duas fases, sem acesso ao neutro, como esquematizado na Figura 2.3.

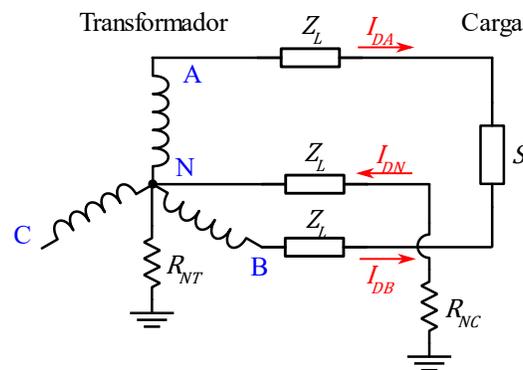


Figura 2.3 – Conexão de uma carga bifásica no modelo ANEEL.

Por fim, é importante explicitar que o modelo das cargas obedece às regras do OpenDSS quanto à modificação do modelo para impedância constante em condições de tensão anormais (como previamente apontado na seção 2.3) [4]. A ANEEL considera, entretanto, faixas de tensão normais diferentes do padrão do OpenDSS: utiliza-se a faixa de 0,92 a 1,05 pu para cargas de baixa tensão e a faixa de 0,93 a 1,05 pu para cargas de média tensão. Estas faixas correspondem às faixas de tensão definidas pela ANEEL como tensões de regime permanente adequadas; sendo as tensões fora destas faixas consideradas precárias ou críticas [17].

2.4.2 Linhas

Quanto às linhas de uma rede de distribuição, as formas mais comuns de representação da impedância das linhas de distribuição são modelos por componentes simétricas (ou de sequência) ou por componentes de fase. A representação por componentes simétricas assume que os ramos são trifásicos, podendo considerar a presença do condutor neutro a partir de uma redução de Kron na matriz de impedâncias do trecho [16].

Esta redução transforma a matriz impedância 4×4 , representando as três fases e o neutro, em uma matriz 3×3 , que embute o efeito do condutor neutro nas fases. Assim, é possível aplicar a matriz de transformação de componentes simétricas (dedicada a sistemas trifásicos). Para linhas equilibradas, ou seja, com mesma impedância própria e mútua entre as fases, a transformação permite separar o sistema trifásico em três sistemas monofásicos desacoplados (sistemas de sequências positiva, negativa e zero). Entretanto, usualmente, o sistema de distribuição é topologicamente desequilibrado, por não haver transposição das linhas (o que ocasiona o surgimento de componentes de intersequência na impedância das linhas) e por apresentar trechos bifásicos e monofásicos.

O OpenDSS permite que segmentos de linha tenham seus parâmetros informados por meio das seguintes opções [11]:

- Matriz de impedâncias;
- Impedâncias de sequência positiva e zero (internamente, é gerada uma matriz de impedâncias correspondente);
- Geometria das linhas (internamente, é gerada uma matriz de impedâncias correspondente).

No cálculo regulatório de perdas, a ANEEL determina que a concessionária informe apenas a componente de sequência positiva na representação das linhas para o processo de cálculo regulatório, sem componente de sequência zero [4]. Isto deve ser informado para todos os tipos de segmento de linha, incluindo os com menos de três fases ou os segmentos contendo neutro.

Internamente, o OpenDSS utiliza as impedâncias de sequências positiva (Z_+) e zero (Z_0) para reconstruir a matriz primitiva do segmento de linha, sendo esta a matriz que é de fato utilizada para a construção da matriz Y do circuito. As impedâncias própria (Z_p) e mútua (Z_m) da matriz em componentes de fase são calculadas como na equação (2.12):

$$\begin{cases} Z_p = \frac{2Z_+ + Z_0}{3} \\ Z_m = \frac{Z_0 - Z_+}{3} \end{cases} \quad (2.12)$$

A partir disso, constrói-se a matriz de impedâncias da linha \mathbf{Z}_L para uma linha com n condutores como descrito em (2.13):

$$\begin{cases} \mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & \cdots & Z_m \\ Z_m & Z_p & \cdots & Z_m \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix}, & \text{se } n > 1 \\ \mathbf{Z}_L = [Z_+], & \text{se } n = 1 \end{cases} \quad (2.13)$$

Salienta-se que a formulação de impedâncias de sequência é, em teoria, apenas válida para linhas trifásicas. No entanto, o OpenDSS internamente estende as relações (2.12) e (2.13) também a linhas de qualquer quantidade de condutores; excetuando apenas linhas de um único condutor, que utilizam apenas a impedância de sequência positiva.

Também ressalta-se que, no modelo empregado pela ANEEL, a impedância de sequência zero não é fornecida. No caso em que apenas a impedância de sequência positiva é fornecida, o OpenDSS utiliza um valor padrão para a impedância de sequência zero ($0,5853 + j1,3278 \Omega/\text{km}$).

2.4.3 Transformadores de Distribuição

Para os transformadores de distribuição, as potências, tensões e perdas nominais (perdas no cobre e perdas totais, das quais obtêm-se também as perdas no ferro, todas em Watts) são informadas pela distribuidora na BDGD [5]. As potências e tensões nominais informadas são utilizadas, mas as perdas informadas não são utilizadas na maioria dos casos. Para as perdas, a ANEEL considera valores tabelados no PRODIST (para diferentes tensões primárias e potências nominais) para os valores nominais de perdas no ferro e no cobre de cada equipamento [4]. Apesar de os valores nominais serem tabelados, as perdas de energia obtidas dependem do fluxo de carga, devido à dependência das perdas no ferro da tensão no transformador; e da dependência das perdas no cobre das correntes passantes.

Caso a potência de um transformador não esteja presente na tabela em [4], são utilizadas fórmulas quadráticas para obter as perdas de forma aproximada em função de sua potência nominal. Estas fórmulas aproximam o comportamento da tabela para valores não

existentes. Para transformadores cujas potências nominais são superiores ao maior valor da tabela, os valores de perdas informados na BDGD são utilizados ao invés dos valores tabelados.

Quanto às reatâncias envolvidas, apesar das reatâncias de dispersão (série) entre os terminais de alta e baixa tensão X_{HL} , entre o lado de alta tensão e terciário X_{HT} (apenas para transformadores com terciário) e entre o lado de baixa tensão e terciário X_{LT} (apenas para transformadores com terciário) serem informadas pela distribuidora na BDGD [5], estes valores não são utilizados no cálculo de perdas. Também não é necessário o envio da reatância de magnetização (*shunt*), representada no OpenDSS pelo parâmetro de corrente nominal de magnetização I_{mag} . Devido a isso, o OpenDSS emprega, na simulação, valores padrão (2.14).

$$\begin{cases} X_{HL} = 7\% \\ X_{HT} = 35\% \\ X_{LT} = 30\% \\ I_{mag} = 0 \text{ pu} \end{cases} \quad (2.14)$$

Os transformadores são representados no OpenDSS como componentes lineares simples, sem consideração de não-linearidades no núcleo do transformador. Vários tipos diferentes de transformadores (monofásicos, monofásicos com tape central, monofásicos com retorno pelo terra e trifásicos) podem ser representados; as conexões de cada transformador são informadas à ANEEL pela distribuidora e os transformadores são adequadamente modelados no OpenDSS.

Um outro ponto relevante refere-se às redes de terceiros, ou seja, partes de um CTMT não pertencentes à distribuidora em questão (usualmente, consistem em redes secundárias específicas). As perdas em redes de terceiros são desconsideradas por completo, tanto nos transformadores quanto nas linhas em questão [4]. Os circuitos de terceiros não podem ser removidos, pois o consumo de suas cargas impacta nas perdas do resto do sistema; sendo assim, os circuitos de terceiros são mantidos no cálculo de fluxo de carga, mas com transformadores com perdas nominais nulas (tanto ferro quanto cobre) e linhas com impedâncias muito pequenas. Assim, considera-se o efeito das cargas presentes nas redes de terceiros sem considerar suas perdas.

2.4.4 Reguladores

Na maioria dos aspectos, a modelagem dos reguladores possui regras similares às dos transformadores de distribuição: potências nominais, perdas e reatâncias são informadas à ANEEL. Contudo, diferentemente dos transformadores, as reatâncias de dispersão (X_{HL}) fornecidas são de fato empregadas no cálculo.

Quanto aos parâmetros de controle, a banda de tensão é padronizada pela ANEEL em 2 V, e a tensão de regulação (em pu) é informada pela distribuidora.

As conexões dos reguladores são informadas pela concessionária (delta fechado, delta aberto, trifásico ou monofásico). Ao modelar os reguladores no OpenDSS, não se empregam autotransformadores; ao invés disso, o ProgGeoPerdas modela os reguladores com primário e secundário separados (onde o controle atua sobre os taps no secundário), exemplificado na Figura 2.4 com um regulador delta fechado:

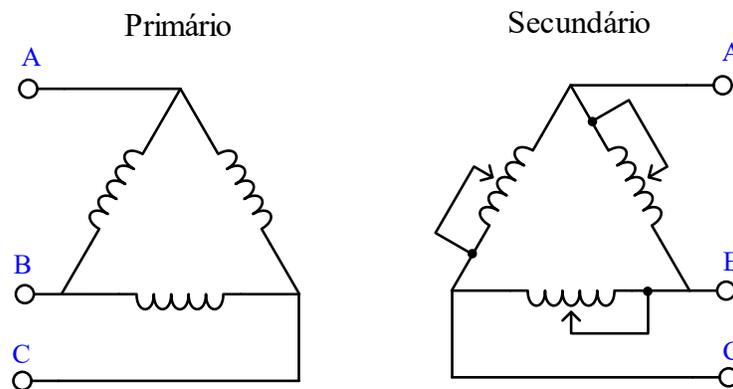


Figura 2.4 - Esquema de um regulador delta fechado no modelo utilizado no processo regulatório de cálculo de perdas.

Nos reguladores delta aberto (Figura 2.5), entretanto, há um elemento adicional: uma conexão entre primário e secundário na fase comum aos enrolamentos (modelada como uma linha monofásica de impedância desprezível):

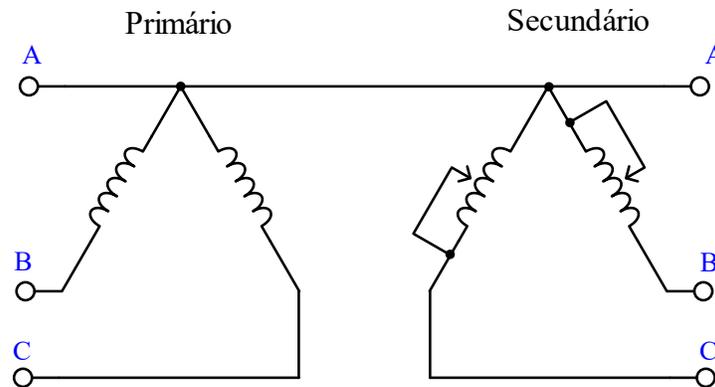


Figura 2.5 - Esquema de um regulador delta aberto no modelo utilizado no processo regulatório de cálculo de perdas.

Por fim, um último detalhe sobre o controle dos reguladores: ao enviar a BDGD para a ANEEL, a distribuidora deve enviar a tabela de Unidades Reguladoras de Média Tensão (UNREMTs) e a tabela de Equipamentos Reguladores (EQREs) [5]. Dependendo da estrutura do regulador no cadastro da distribuidora, pode haver uma relação um-para-vários dos UNREMTs para os EQREs ou uma relação um-para-um dos UNREMTs para os EQREs. O primeiro representa casos em que uma unidade reguladora é composta por um banco de equipamentos, onde, por exemplo, um UNREMT delta fechado possuiria três EQREs; já o segundo representa casos em que uma unidade reguladora é composta por um único equipamento monolítico, onde, por exemplo, um UNREMT delta fechado possuiria um EQRE. No caso do banco de equipamentos, o controle ocorre de forma independente em cada enrolamento. Já no caso do regulador de apenas um equipamento, o controle ocorre de forma igual em todos os enrolamentos: todos os tapes de todos os enrolamentos são alterados de forma conjunta.

2.4.5 Outros (Neutros, Aterramentos e Capacitores)

Caso haja neutro nos sistemas de distribuição (tipicamente, ocorre em circuitos secundários), ele é modelado explicitamente, sem redução de Kron. O neutro não é conectado diretamente ao terra; utilizam-se resistências de 15Ω para aterrá-lo.

Na modelagem ANEEL, apesar da existência do neutro, muitas das cargas não estão conectadas a ele; visto que cargas trifásicas e bifásicas são conectadas apenas entre fases, sem o uso do neutro, como mencionado anteriormente na subseção 2.4.1. Apenas cargas monofásicas são conectadas entre neutro e fase.

Os capacitores (empregados para propósitos como correção de fator de potência ou elevação de tensão), apesar de serem informados na BDGD [5], não são conectados no sistema para o cálculo de perdas. De forma geral, os dados de bancos de capacitores mantidos pelas concessionárias são de baixa qualidade no que se refere aos dados necessários para a solução de fluxo de carga. Seria necessário ter informações precisas da localização, modo de controle, ajustes etc.

3 ESTUDOS DE MODELOS

Este capítulo apresenta a primeira parte dos estudos realizados nesta dissertação (tanto a metodologia quanto os resultados obtidos), referentes às comparações de diferentes modelos para distintos componentes do sistema de distribuição. Os estudos objetivam comparar o quanto as perdas são afetadas por diversas modificações nos modelos.

3.1 Descrição Geral

Nestes estudos, são realizadas comparações entre o atual modelo regulatório (de diversos componentes elétricos: cargas, linhas, resistências de aterramento e transformadores) e outros modelos em 1.277 circuitos de uma grande concessionária de distribuição brasileira. O objetivo é verificar o quanto cada modelo empregado afeta os resultados de perdas calculados pelo OpenDSS, sempre tendo o atual modelo regulatório adotado pela ANEEL como base para as comparações. Para isso, realizam-se alterações nos modelos dos componentes (um a um) de modo a compará-los com o caso base (cálculo ANEEL). Esses casos são denominados “casos variação”.

São executadas simulações considerando as curvas de carga dos dias úteis de um mês, executando 24 horas de séries temporais de fluxo de carga. Os fluxos de carga são praticados utilizando o OpenDSS, empregando a linguagem de programação Python com uso interno da DSS C-API [12] para automatizar os estudos.

Para converter as bases de dados da distribuidora (tanto formatos internos da distribuidora quanto a BDGD), é necessário realizar um trabalho prévio de conversão dos dados do formato desejado para o formato DSS a fim de simular os circuitos no OpenDSS. Este não é um trabalho trivial, devido à presença de erros e incompletudes nas bases de dados, sendo que alguns desses erros podem acarretar problemas de simulação e convergência (por exemplo, erros de faseamento, como esquematizado na Figura 3.1). O conversor utilizado para este trabalho de modo a obter os arquivos DSS aptos às simulações e com as devidas correções de dados não é detalhado nesta dissertação, por não estar englobado em seu escopo; entretanto, é importante ressaltar que é necessário um trabalho prévio cuidadoso sobre os dados para representar adequadamente os sistemas elétricos.

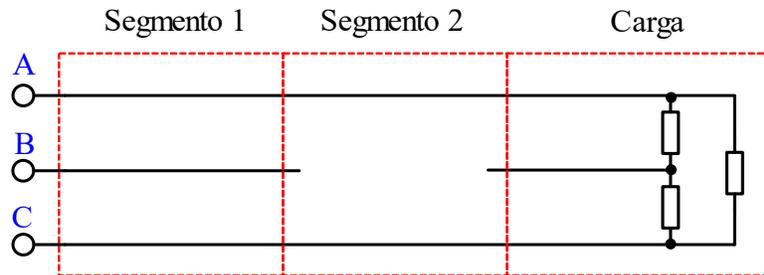


Figura 3.1 – Esquemática de um exemplo de erro de faseamento, onde a carga tem sua alimentação comprometida devido à ausência da fase B no segmento que a alimenta.

Frisa-se também que, a despeito da importância da precisão do cálculo de perdas mencionada na subseção 1.1, existe um compromisso entre precisão e factibilidade. Apesar de alguns componentes possuírem modelos mais fidedignos ou menos fidedignos, é importante considerar que alguns modelos podem exigir a introdução de uma grande quantidade de dados, ou de dados cuja disponibilidade é limitada ou até mesmo desconhecida. Sendo assim, modelos que requerem muitos dados para suas implementações podem não ser factíveis para o processo regulatório de cálculo de perdas devido à inviabilidade da obtenção dos dados necessários, mesmo que sejam modelos bastante fidedignos.

Para os estudos desta seção, as comparações entre os casos base (com o modelo ANEEL) e os casos variação são realizadas em cada alimentador de forma separada, de modo a verificar estatisticamente o comportamento das perdas técnicas nos alimentadores frente às modificações realizadas. As comparações são apresentadas mediante (3.1), onde é aferida a variação relativa das perdas do caso variação frente ao caso base.

$$\text{Variação relativa} = \frac{EPer_{\text{caso variação}}}{EPer_{\text{caso base}}} \quad (3.1)$$

A título de exemplo, um alimentador cuja variação relativa é de 1,25 em um determinado estudo possui um aumento de 25% nas perdas técnicas ao modificar o modelo em questão do caso base para o caso variação.

Os histogramas dessas comparações são apresentados para tal propósito, sempre acompanhados de indicações dos percentis 90 centrais (excluindo os 5 percentis mais baixos e os 5 percentis mais altos). Evidencia-se, portanto, o comportamento mais usual de cada estudo dentre os 1.277 alimentadores avaliados.

Além dos resultados obtidos e das discussões apresentadas acerca destes, também são apresentadas justificativas teóricas para os resultados; em geral, empregando um circuito simplificado e derivando relações que expliquem de forma simplificada o comportamento observado nas simulações. O circuito simplificado é apresentado na Figura 3.2, em que E_S representa a tensão na fonte, E_C representa a tensão na carga, Z_L representa a impedância da linha e $S = P + jQ$ representa o consumo da carga em condições de tensão nominal.

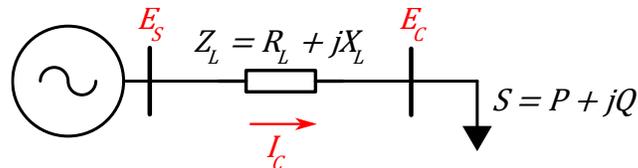


Figura 3.2 – Circuito simples fonte-linha-carga monofásico utilizado para fundamentar os estudos.

Usualmente, as formulações consistem em obter a corrente I_C para os casos analisados, e, então, obter as perdas de potência Per utilizando a relação (3.2):

$$Per = R_L \cdot |I_C|^2 \quad (3.2)$$

3.2 Cargas

Para as cargas, são executados três estudos sobre três características das cargas: dependência com a tensão, fator de potência e conexão.

3.2.1 Metodologia – Dependência com a Tensão

Como especificado na subseção 2.4.1, a ANEEL emprega modelo ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa. Este, portanto, é o caso base de estudo. Compara-se o modelo atual aos três modelos mais básicos possíveis: potência constante, corrente constante e impedância constante (Tabela 3.1).

Tabela 3.1 – Estudos realizados referentes à dependência com a tensão das cargas.

Tipo	Caso
Caso Base	Modelo ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa
Variação	Potência constante
Variação	Corrente constante
Variação	Impedância constante

Para uma carga tipo **potência constante**, para o circuito da Figura 3.2, obtém-se as perdas por meio de (3.3) e (3.4) (considerando que a carga possui fator de potência f_p , que $S = P + jQ$ é o consumo de potência em condições de tensão nominal e $S_C(V_C) = P_C(V_C) + jQ_C(V_C)$ é o consumo de potência da carga com tensão de magnitude V_C):

$$|I_C| = \frac{|S_C(V_C)|}{|E_C|} = \frac{|S|}{V_C} = \frac{1}{V_C} \frac{P}{f_p} \quad (3.3)$$

$$Per = R_L |I_C|^2 = \frac{R_L}{V_C^2} \left(\frac{P}{f_p} \right)^2 \quad (3.4)$$

Nota-se que as perdas dependem do inverso do quadrado da magnitude de tensão, ou seja, quanto menor for V_C , maiores serão as perdas técnicas (em proporção quadrática).

Para uma carga tipo **corrente constante**, para o circuito da Figura 3.2, obtém-se as perdas em (3.5), (3.6) e (3.7):

$$S_C(V_C) = PV_C + jQV_C \quad (3.5)$$

$$|I_C| = \frac{|S_C(V_C)|}{|E_C|} = \frac{\sqrt{(PV_C)^2 + (QV_C)^2}}{V_C} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.6)$$

$$Per = R_L |I_C|^2 = R_L (P^2 + Q^2) = R_L \left(\frac{P}{f_p} \right)^2 \quad (3.7)$$

Neste caso, as perdas não dependem da magnitude da tensão V_C .

Para uma carga tipo **impedância constante**, para o circuito da Figura 3.2, obtém-se as perdas em (3.8), (3.9) e (3.10):

$$S_C(V_C) = PV_C^2 + jQV_C^2 \quad (3.8)$$

$$|I_C| = \frac{|S_C(V_C)|}{|E_C|} = \frac{\sqrt{(PV_C^2)^2 + (QV_C^2)^2}}{V_C} = V_C \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.9)$$

$$Per = R_L |I_C|^2 = R_L V_C^2 (P^2 + Q^2) = V_C^2 R_L \left(\frac{P}{f_p} \right)^2 \quad (3.10)$$

Nota-se que as perdas dependem do quadrado da magnitude de tensão, ou seja, quanto menor for V_C , menores serão as perdas técnicas (em proporção quadrática).

Para uma carga no **modelo ANEEL** (50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa), obtém-se as perdas em (3.11), (3.12) e (3.13):

$$S_C(V_C) = \left(\frac{P}{2} + \frac{PV_C^2}{2} \right) + jQV_C^2 = \frac{1}{2}P(1 + V_C^2) + jQV_C^2 \quad (3.11)$$

$$|I_C| = \frac{|S_C(V_C)|}{|E_C|} = \frac{\sqrt{\left[\frac{1}{2}P(1 + V_C^2) \right]^2 + [QV_C^2]^2}}{V_C} \quad (3.12)$$

$$\begin{aligned} Per &= R_L |I_C|^2 = R_L \left[\frac{1}{4}P^2 \left(\frac{1}{V_C^2} + V_C^2 + 2 \right) + Q^2 V_C^2 \right] \\ &= R_L P^2 \left[\frac{1}{4} \frac{1}{V_C^2} + \left(\frac{1}{f_p^2} - \frac{3}{4} \right) V_C^2 + \frac{1}{2} \right] \end{aligned} \quad (3.13)$$

Para este modelo ANEEL, as perdas possuem uma componente que diminui quadraticamente, uma componente que aumenta quadraticamente e uma componente constante em relação ao módulo da tensão. O comportamento das perdas técnicas em relação à tensão é apresentado na Figura 3.3, onde considera-se o fator de potência da carga igual a 0,92 indutivo e apenas as perdas no cobre (apenas o comportamento de crescimento do gráfico é relevante para esta análise teórica, posto que os valores no eixo y podem ser diferentes, dependendo do produto $R_L \cdot P^2$). Nota-se que as perdas técnicas crescem com a tensão, mas a dependência com a tensão é pequena, se comparada com a dependência quadrática das cargas tipo P constante e Z constante.

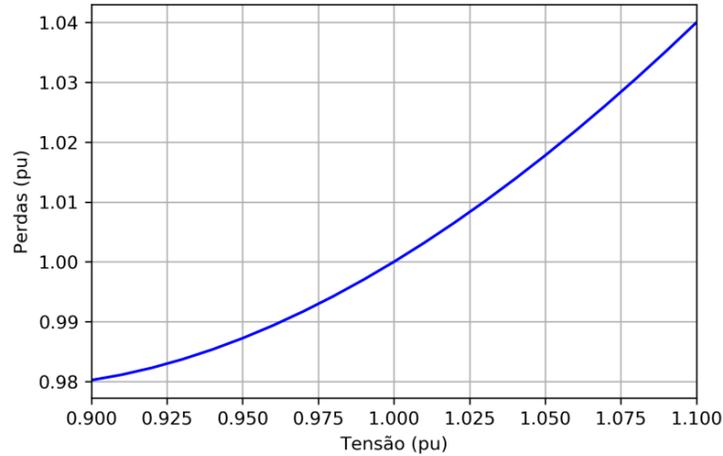


Figura 3.3 – Comportamento das perdas técnicas no cobre com o modelo de carga ANEEL, normalizado pelas perdas em tensão nominal.

A Tabela 3.2 apresenta as expressões simplificadas da correlação entre perdas técnicas e tensão da rede para os diferentes modelos de carga, e a Figura 3.4 mostra graficamente essa correlação. É possível perceber que o modelo estabelecido pela ANEEL se aproxima do modelo corrente constante, ou seja, possui dependência fraca com a tensão.

Tabela 3.2 – Dependência das perdas com a tensão para diferentes modelos de carga, para o circuito simplificado da Figura 3.2.

Modelo	Perda
Potência constante	$\frac{R_L}{V_C^2} \left(\frac{P}{f_p} \right)^2$
Corrente constante	$R_L \left(\frac{P}{f_p} \right)^2$
Impedância constante	$V_C^2 R_L \left(\frac{P}{f_p} \right)^2$
ANEEL	$R_L P^2 \left[\frac{1}{4} \frac{1}{V_C^2} + \left(\frac{1}{f_p^2} - \frac{3}{4} \right) V_C^2 + \frac{1}{2} \right]$

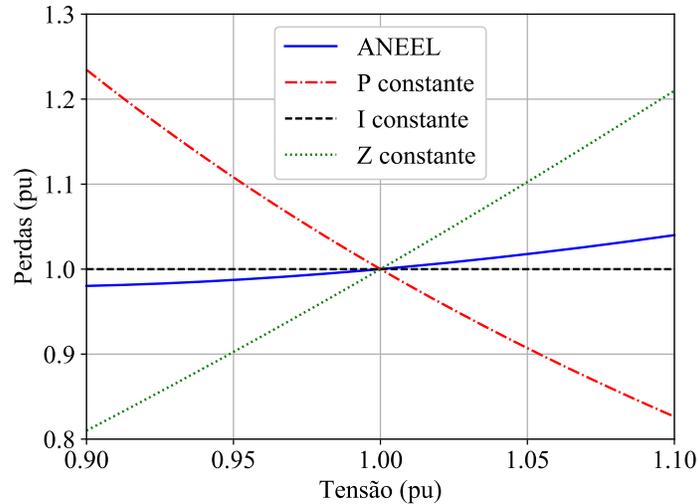
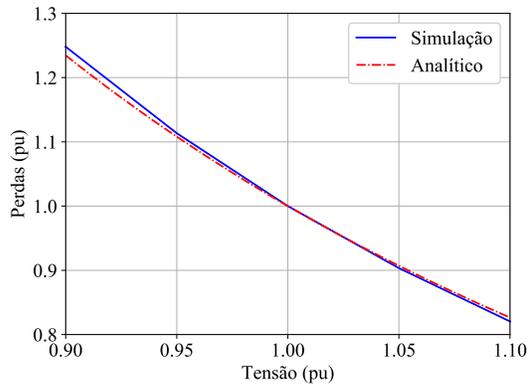
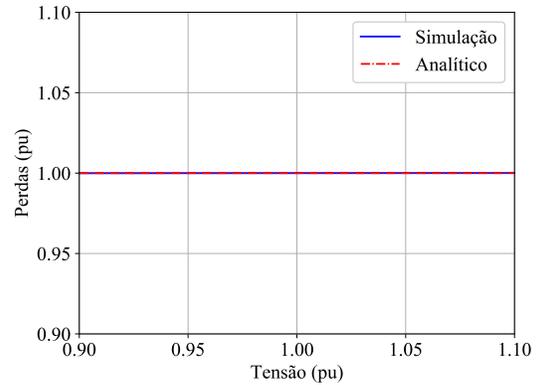


Figura 3.4 – Comportamento das perdas técnicas no cobre para os diferentes modelos de carga avaliados, considerando fator de potência igual a 0,92 indutivo.

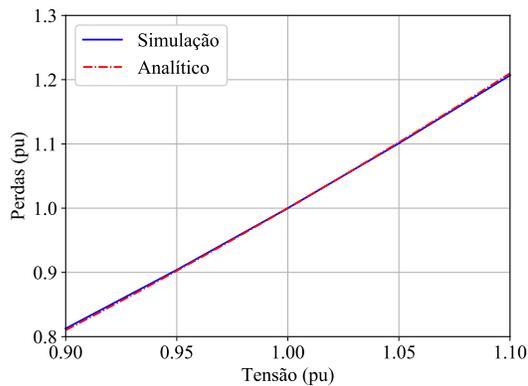
Esta dependência das perdas com a tensão também foi constatada em um alimentador real, considerando apenas o cenário de carga média do alimentador (sem fluxo de carga série temporal). Nas simulações, a tensão na entrada do alimentador foi aumentada gradualmente de modo a obter os gráficos da Figura 3.5, que mostra o comportamento obtido para os diferentes modelos de carga. Como existem centenas de cargas no alimentador, a tensão utilizada no eixo x dos gráficos corresponde à média das tensões de todas as cargas. O comportamento analítico descrito pelas expressões da Tabela 3.2 (resultado analítico), portanto, se aproxima muito bem dos resultados de simulação neste alimentador.



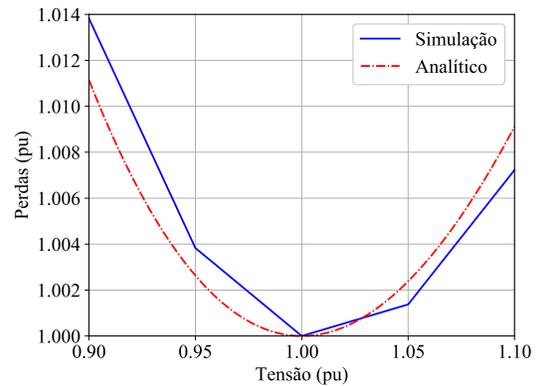
(a) Modelo P constante



(b) Modelo I constante



(c) Modelo Z constante



(d) Modelo ANEEL

Figura 3.5 – Perdas técnicas em um alimentador completo com diferentes modelos de carga.

3.2.2 Resultados – Dependência com a Tensão

Constatadas as relações teóricas, são avaliadas as influências da dependência das cargas com a tensão nas perdas técnicas nos 1.277 alimentadores reais de uma concessionária, tomando o modelo ANEEL como caso base, e os modelos de potência, corrente e impedâncias constantes como variações (Tabela 3.1). Os resultados estão representados estatisticamente na Figura 3.6 por meio da relação entre cada caso variação e cada caso base.

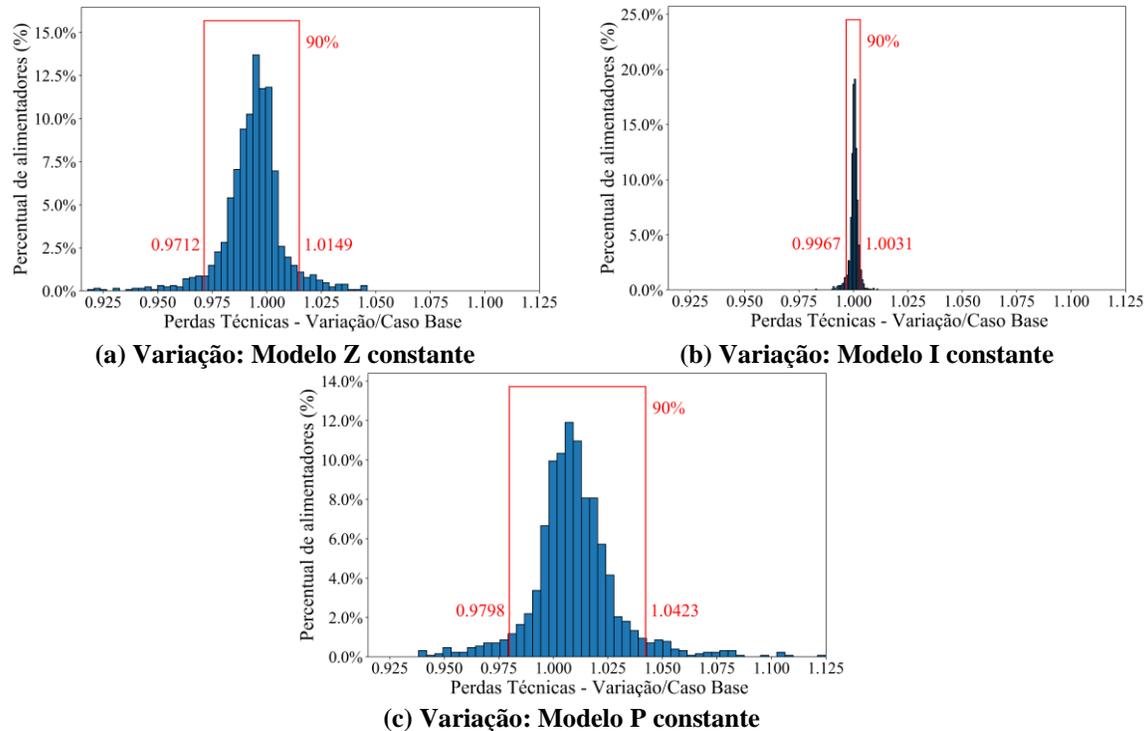


Figura 3.6 – Comparação das perdas técnicas para os diferentes modelos de carga. Caso Base: modelo ANEEL (de 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa).

Para o modelo de impedância constante, cujos resultados são mostrados na Figura 3.6(a), observa-se que 90% dos casos encontram-se entre 0,971 e 1,015, com aproximadamente 25% dos casos próximos a 1,0 (o que representa que as perdas geralmente são próximas em relação ao modelo ANEEL). Resultados semelhantes são observados na Figura 3.6(c), para cargas modeladas como potência constante.

Por sua vez, o modelo de cargas por corrente constante (Figura 3.6(b)) resulta em valores ainda mais próximos dos valores obtidos pelo modelo ANEEL, com razão muito próxima de 1,0 para a grande maioria dos casos. Conforme explicitado anteriormente na Figura 3.4, esse resultado é esperado, posto que o modelo ANEEL se aproxima bastante do modelo de corrente constante.

A média global dos resultados consta na Tabela 3.3, confirmando a proximidade do modelo de corrente constante em relação ao caso base:

Tabela 3.3 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das dependências com a tensão das cargas.

Tipo	Caso	Média de perdas percentuais
Caso Base	Modelo ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante na parte ativa, e 100% de impedância constante na parte reativa	3,60%
Variação	Potência constante	3,66%
Variação	Corrente constante	3,60%
Variação	Impedância constante	3,55%

3.2.3 Metodologia – Fator de Potência

Como mencionado anteriormente na subseção 2.4.1, a ANEEL emprega fator de potência 0,92 indutivo para todas as cargas presentes no alimentador. Além disso, como descrito na subseção 2.4.5, a ANEEL não adiciona os capacitores ao circuito simulado. Este é o caso base de estudo para as análises feitas aqui.

Em processos internos (processos não regulatórios de cálculo) da distribuidora que está sendo estudada neste trabalho, é adotado um método diferente: utiliza-se fator de potência de 0,85 indutivo, mas com a presença dos capacitores para correção de reativos devido ao fator de potência mais baixo do modelo das cargas.

Para verificar o efeito do fator de potência das cargas e dos reativos no circuito, são simulados três casos, com diferentes considerações acerca do fator de potência (Tabela 3.4). Mais adiante, na seção 3.6, são apresentados também estudos combinando a influência do fator de potência à presença de capacitores.

Tabela 3.4 – Estudos realizados referentes à dependência com o fator de potência das cargas.

Tipo	Caso
Caso Base	Fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) nas cargas do grupo B e 0,92 (ind.) nas demais cargas, sem capacitores

Como anteriormente verificado na equação (3.13), as perdas de potência no circuito simples da Figura 3.2 são representadas em (3.14) para o modelo de carga ANEEL:

$$Per = R_L |I_C|^2 = R_L P^2 \left[\frac{1}{4} \frac{1}{V_C^2} + \left(\frac{1}{f_p^2} - \frac{3}{4} \right) V_C^2 + \frac{1}{2} \right] \quad (3.14)$$

Em (3.14), as perdas dependem tanto da tensão na carga V_C quanto de seu fator de potência f_p . Anteriormente, nas subseções 3.2.1 e 3.2.2, foi analisado o comportamento das perdas com a variação de V_C ; aqui, é analisado o comportamento perante a variação de f_p .

Para a equação (3.14), analisa-se o comportamento das perdas perante a variação do fator de potência, variando entre 0,7 (indutivo) e 0,7 (capacitivo), conforme apontado na Figura 3.7. No eixo y do gráfico, as perdas são apresentadas em relação às perdas para o caso com fator de potência unitário. Nota-se que o fator de potência apresenta efeito mais significativo sobre as perdas do que o modelo da variação com a tensão, podendo variar mais de 20% ao reduzir o fator de potência de 1,0 para 0,9 indutivo ou capacitivo.

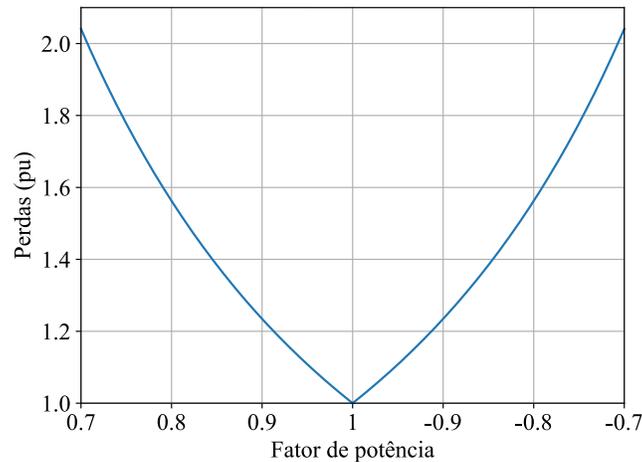


Figura 3.7 – Comportamento das perdas técnicas com a carga no modelo ANEEL e fator de potência variável (fator de potência negativo indica característica capacitiva).

Em um alimentador real, simulando um único fluxo de carga com a carga média diária, constata-se o comportamento supramencionado (Figura 3.8):

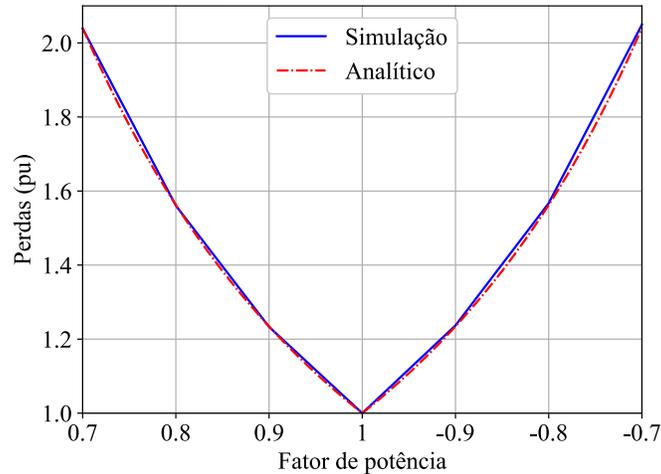


Figura 3.8 – Perdas técnicas em um alimentador completo com variação do fator de potência das cargas.

Teoricamente, este comportamento pode ser explicado de forma simples: um fator de potência menor implica em um maior consumo de reativos, que acarreta um maior fluxo de potência pelo sistema, que por sua vez acarreta maiores perdas técnicas.

3.2.4 Resultados – Fator de Potência

Constatadas as relações teóricas, são verificadas as influências da dependência das cargas com a tensão nas perdas técnicas nos 1.277 alimentadores reais de uma concessionária, tomando o modelo ANEEL (0,92 ind.) como caso base, e os modelos de 0,85 (ind.) em todas as cargas e 0,85 (ind.) apenas nos consumidores do grupo B como variações (Tabela 3.4). Os resultados estão representados estatisticamente na Figura 3.9 por meio da relação entre cada caso variação e cada caso base.

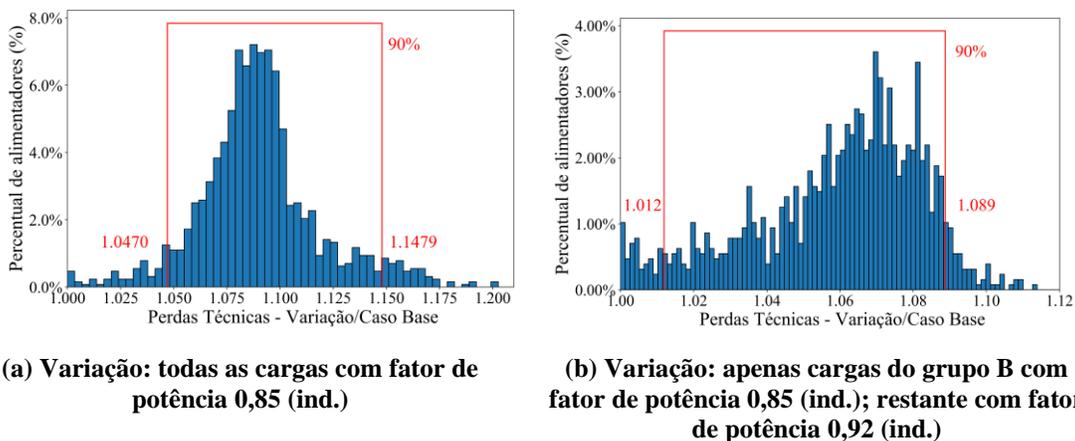


Figura 3.9 – Comparação das perdas técnicas para outros fatores de potência. Caso Base: todas as cargas com fator de potência 0,92 (ind.).

Nota-se que abaixar o fator de potência aumenta de forma expressiva as perdas na maioria dos alimentadores, como previsto em teoria. A redução do fator de potência para 0,85 (ind.) em todas as cargas pode até mesmo aumentar as perdas em 20%; já a redução do fator de potência para 0,85 (ind.) apenas em cargas do grupo B leva a um efeito um pouco menor, apesar de mesmo assim ser significativo.

A Tabela 3.5 apresenta as perdas percentuais médias para os estudos realizados.

Tabela 3.5 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos dos fatores de potência das cargas.

Tipo	Caso	Média de perdas percentuais
Caso Base	Fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores	3,60%
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores	3,92%
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) nas cargas do grupo B e 0,92 (ind.) nas demais cargas, sem capacitores	3,82%

3.2.5 Metodologia – Conexão

No modelo ANEEL, como mencionado na subseção 2.4.1, cargas monofásicas são conectadas entre fase e neutro; contudo, cargas trifásicas e bifásicas são conectadas em delta. No caso específico das cargas bifásicas, “conexão em delta” significa que a carga está conectada entre duas fases, sem acesso ao neutro; e “conexão em estrela” significa que a carga está conectada entre as duas fases e o neutro, como esquematizado na Figura 3.10.

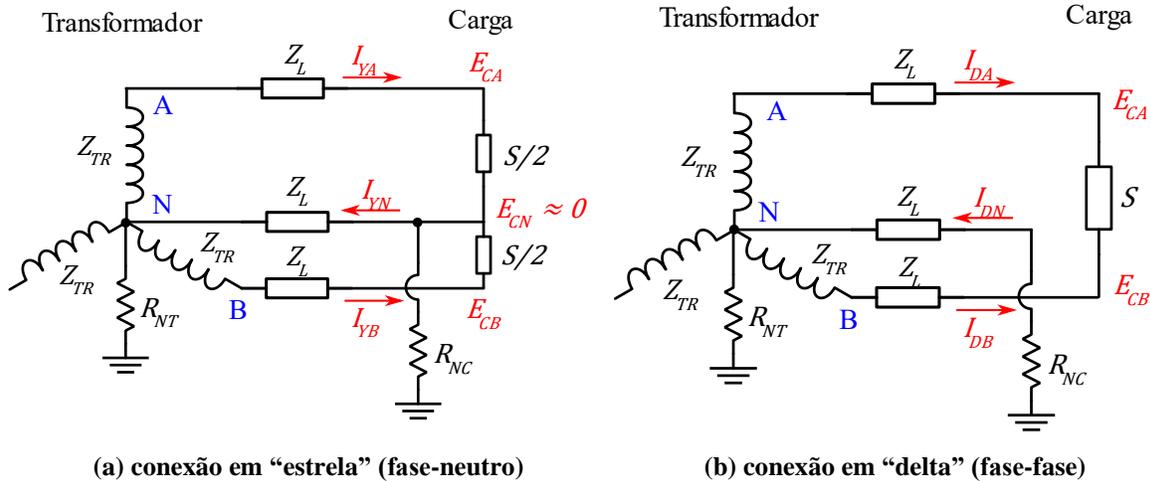


Figura 3.10 – Tipos de conexão da carga (caso bifásico).

Para verificar o comportamento das perdas frente à conexão das cargas, são realizados dois estudos: o caso base (modelo ANEEL) e um caso variação considerando cargas trifásicas e bifásicas em estrela (Tabela 3.6).

Tabela 3.6 – Estudos realizados referentes à conexão das cargas.

Tipo	Caso
Caso Base	Cargas trifásicas e bifásicas em delta
Variação	Cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)

Quanto às cargas monofásicas, não há diferença entre os dois estudos. Por outro lado, para cargas trifásicas, o consumo é igual em todas as três fases, independentemente de suas conexões (considerando um circuito aproximadamente equilibrado). Portanto, com esta suposição aproximada de equilíbrio, as conexões das cargas trifásicas, por si só, não afetam a corrente no neutro do circuito. Conseqüentemente, do ponto de vista das perdas técnicas, as conexões das cargas trifásicas não afetam significativamente os resultados.

Por isso, as cargas que merecem uma análise mais cuidadosa, e que de fato podem exercer um impacto mais relevante neste estudo, são as cargas bifásicas.

Para a **conexão em estrela** de uma carga bifásica (Figura 3.10(a)), as magnitudes das correntes de fase podem ser obtidas como nas equações (3.15) e (3.16), considerando que as tensões nas fases e no neutro na carga são E_{CA} , E_{CB} e $E_{CN} \approx 0$ (aproximação levando em conta tensões aproximadamente equilibradas):

$$\begin{cases} I_{YA} = \left(\frac{S/2}{E_{CA} - E_{CN}} \right)^* \approx \frac{S^*/2}{E_{CA}^*} \\ I_{YB} = \left(\frac{S/2}{E_{CB} - E_{CN}} \right)^* \approx \frac{S^*/2}{E_{CB}^*} \end{cases} \quad (3.15)$$

Considerando tensões aproximadamente balanceadas, com magnitude de tensão de fase na carga V_C :

$$\begin{cases} |I_{YA}| \approx \frac{|S|}{2V_C} \\ |I_{YB}| \approx \frac{|S|}{2V_C} \end{cases} \quad (3.16)$$

Para o neutro, pode-se obter também a corrente I_{YN} e sua magnitude $|I_{YN}|$ como nas equações de (3.17) a (3.20):

$$I_{YN} = I_{YA} + I_{YB} = \left(\frac{S/2}{E_{CA} - E_{CN}} \right)^* + \left(\frac{S/2}{E_{CB} - E_{CN}} \right)^* \approx \frac{S^*/2}{E_{CA}^*} + \frac{S^*/2}{E_{CB}^*} \quad (3.17)$$

Com as tensões aproximadamente balanceadas na carga:

$$\begin{cases} E_{CA} \approx V_C \angle 0^\circ \\ E_{CB} \approx V_C \angle -120^\circ \end{cases} \quad (3.18)$$

$$I_{YN} = \frac{S^*}{2V_C} (1 \angle 0^\circ + 1 \angle -120^\circ) = \frac{S^*}{2V_C} \cdot 1 \angle 120^\circ \quad (3.19)$$

$$\therefore |I_{YN}| \approx |I_{YA}| \approx |I_{YB}| \approx \frac{|S|}{2V_C} = |I_Y| \quad (3.20)$$

Tendo as magnitudes das correntes envolvidas, calculam-se as perdas em cada resistência envolvida no circuito da Figura 3.10(a) para as duas fases envolvidas e o neutro (3.21):

$$Per_Y = (R_L + R_{TR})|I_Y|^2 + (R_L + R_{TR})|I_Y|^2 + R_L|I_Y|^2 = (3R_L + 2R_{TR})|I_Y|^2 \quad (3.21)$$

Para a **conexão em delta** de uma carga bifásica (Figura 3.10(b)), considera-se, como aproximação, corrente de neutro aproximadamente nula ($|I_{DN}| \approx 0$), supondo que as tensões são aproximadamente equilibradas (com tensão de neutro nula). Pode-se obter as correntes de fase (3.22) e, conseqüentemente, as perdas (3.23):

$$|I_{DA}| = |I_{DB}| = \left| \frac{S}{\sqrt{3}E_{CA}} \right| = \frac{|S|}{\sqrt{3}V_C} = |I_D| \quad (3.22)$$

$$Per_D = (R_L + R_{TR})|I_D|^2 + (R_L + R_{TR})|I_D|^2 = (2R_L + 2R_{TR})|I_D|^2 \quad (3.23)$$

Dividindo (3.23) e (3.21), pode-se obter a relação entre as perdas nos dois casos (3.24):

$$\frac{Per_D}{Per_Y} = \frac{(2R_L + 2R_{TR})|I_D|^2}{(3R_L + 2R_{TR})|I_Y|^2} = \frac{(2R_L + 2R_{TR})}{(3R_L + 2R_{TR})} \cdot \frac{4}{3} = \frac{(8R_L + 8R_{TR})}{(9R_L + 6R_{TR})} \quad (3.24)$$

Em (3.24), nota-se que as perdas técnicas com carga bifásica conectada em delta podem ser superiores ou inferiores às perdas com carga bifásica conectada em estrela, dependendo das resistências das linhas e dos transformadores. Sendo assim, não é possível obter respostas aproximadas a priori sobre o comportamento das perdas quanto à conexão; é necessário verificar os efeitos da conexão das cargas com as simulações.

3.2.6 Resultados – Conexão

Para constatar as influências das conexões das cargas nas perdas técnicas, executam-se fluxos de carga nos 1.277 alimentadores reais de uma concessionária, considerando todas as cargas bifásicas e trifásicas em delta no caso base, e todas as cargas bifásicas e trifásicas em estrela (exceto iluminação pública) no caso variação (Tabela 3.6). Os resultados estão representados estatisticamente na Figura 3.11 por meio da relação entre o caso variação e o caso base.

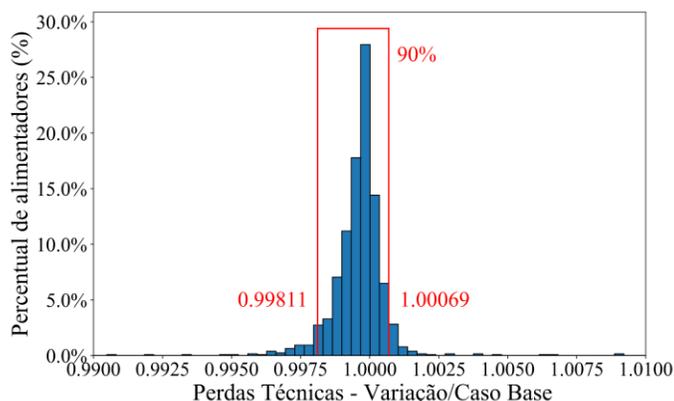


Figura 3.11 – Comparação das perdas técnicas para as diferentes conexões de carga. Variação: cargas em estrela (exceto iluminação pública); Caso Base: cargas em delta (modelo ANEEL).

A diferença encontrada entre os modelos delta e estrela é desprezível, uma vez que 90% dos casos estão entre 0,998 e 1,001. O mesmo pode ser constatado na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das conexões das cargas.

Tipo	Caso	Média de perdas percentuais
Caso Base	Cargas trifásicas e bifásicas em delta	3,60%
Variação	Cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)	3,60%

3.3 Linhas

Quanto às linhas, um estudo é realizado, onde analisam-se as perdas a partir dos dados fornecidos ao OpenDSS para a modelagem das linhas.

3.3.1 Metodologia

No modelo ANEEL, como mencionado na subseção 2.4.2, as linhas são modeladas empregando as componentes de sequência positiva (R_+ e X_+) fornecidas pela distribuidora em todas as linhas (incluindo linhas não trifásicas), e componente de sequência zero com o valor padrão internamente definido pelo OpenDSS ($0,5853 + j1,3278 \Omega/\text{km}$). Para verificar este modelo (caso base), ele é comparado a dois outros casos: primeiramente, um caso fornecendo tanto a impedância de sequência positiva quanto a impedância de sequência zero ao OpenDSS, ao invés de fornecer apenas a sequência positiva; e, por fim, um modelo mais completo, considerando toda a geometria das linhas para a montagem da matriz primitiva de admitâncias, potencialmente com topologia desbalanceada e contendo componentes intersequência (Tabela 3.8).

Tabela 3.8 – Estudos realizados referentes ao modelo das linhas.

Tipo	Caso
Caso Base	Apenas sequência positiva fornecida ao OpenDSS
Variação	Ambas sequência positiva e zero fornecidas ao OpenDSS
Variação	Geometria completa fornecida ao OpenDSS

Tomando como exemplo uma linha com quatro condutores (três fases e neutro) com impedância de sequência positiva e zero modeladas, o OpenDSS calcula a matriz de admitâncias como em (3.25) e (3.26). Frisa-se que este cálculo não é embasado em teoria, visto que impedâncias de sequência só são formalmente definidas para linhas cujas matrizes

são 3x3, e não 4x4. Apesar disso, este é de fato o cálculo internamente realizado pelo OpenDSS, e por isso, estas são as relações matemáticas que devem ser consideradas.

$$\begin{cases} Z_p = \frac{2Z_+ + Z_0}{3} \\ Z_m = \frac{Z_0 - Z_+}{3} \end{cases}, \quad \begin{cases} Z_+ = Z_p - Z_m \\ Z_0 = Z_p + 2Z_m \end{cases} \quad (3.25)$$

$$\mathbf{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Portanto, as quedas de tensão na linha podem ser obtidas (3.27):

$$\begin{bmatrix} \Delta V_a \\ \Delta V_b \\ \Delta V_c \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Considerando que a soma das quatro correntes é nula (3.28):

$$I_n = -(I_a + I_b + I_c) \quad (3.28)$$

Utilizando (3.25), a primeira linha de (3.27) e (3.28), obtém-se (3.29):

$$\Delta V_a = Z_p I_a + Z_m (I_b + I_c + I_n) = (Z_p - Z_m) I_a = (Z_p - Z_m) I_a = Z_+ I_a \quad (3.29)$$

Ou seja, a queda de tensão na fase A, ΔV_a , está associada principalmente à impedância de sequência positiva Z_+ . Posto que a queda de tensão está associada às perdas, naturalmente, as perdas também serão associadas também à componente de sequência positiva, majoritariamente.

3.3.2 Resultados

Três testes são apresentados por meio de duas comparações com o caso base para avaliar o efeito de representar as linhas de formas diferentes (Tabela 3.8). Os resultados são apresentados na Figura 3.12.

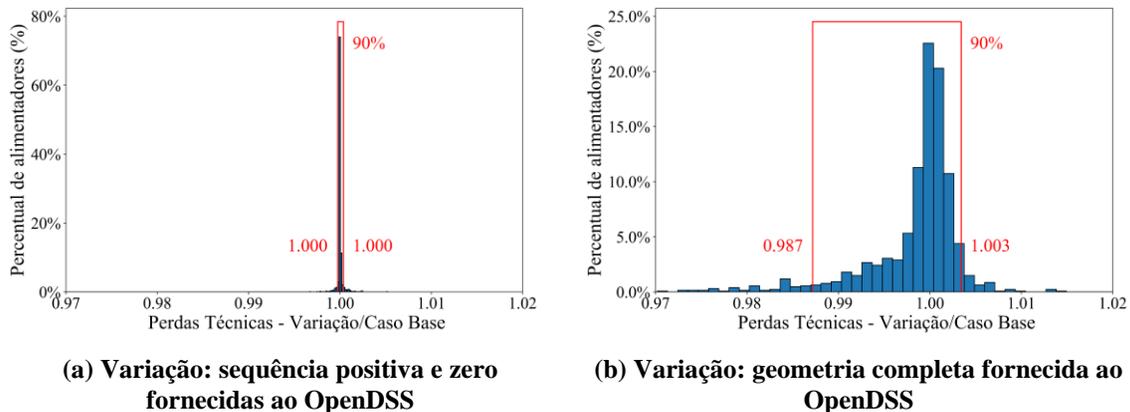


Figura 3.12 – Comparação das perdas técnicas para diferentes representações das linhas. Caso Base: apenas sequência positiva fornecida ao OpenDSS.

Constata-se que todos os casos fornecem resultados similares, uma vez que o valor de sequência zero pouco afeta as perdas. Para o caso das geometrias completas, a diferença para alguns alimentadores é um pouco maior do que para o caso da sequência positiva e zero; entretanto, nenhum dos casos difere significativamente do caso base. Assim, entende-se que as perdas podem ser estimadas com qualquer um dos modelos avaliados nesta seção.

Evidencia-se também que, apesar de o fornecimento da geometria das linhas resultar em um modelo mais preciso, com a consideração de componentes de intersequência e de valores mais precisos para linhas não trifásicas (pois, como mencionado anteriormente, o uso de impedâncias de sequência não é fundamentado teoricamente para linhas não trifásicas), há também uma dificuldade maior para fornecimento dos dados. O fornecimento dos parâmetros dos cabos e das geometrias em cada segmento de linha do sistema é um desafio maior para as concessionárias do que simplesmente fornecer as impedâncias de sequência positiva, e por isso pode não ser viável no contexto do cálculo regulatório de perdas; principalmente considerando que todas as distribuidoras brasileiras devem participar deste processo. Levando em conta que os resultados de perdas não são muito diferentes nos três casos, a abordagem mais simples utilizada atualmente é satisfatória do ponto de vista de simplicidade e de dados. Na Tabela 3.9, com o resultado médio global, também se verifica que o impacto sobre as perdas é baixo.

Tabela 3.9 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos dos modelos das linhas.

Tipo	Caso	Média de perdas percentuais
Caso Base	Apenas sequência positiva fornecida ao OpenDSS	3,60%
Variação	Ambas sequência positiva e zero fornecidas ao OpenDSS	3,59%
Variação	Geometria completa fornecida ao OpenDSS	3,59%

3.4 Resistências de Aterramento

Para resistências de aterramento, um estudo é realizado, comparando diferentes valores possíveis das resistências no transformador e na carga.

3.4.1 Metodologia – Cargas ANEEL

No modelo ANEEL, são utilizadas impedâncias de aterramento de 15 Ω no neutro dos circuitos. São realizados cinco estudos (incluindo o caso base) variando as resistências de aterramento tanto nas cargas quanto nos transformadores para verificar os efeitos do aterramento sobre as perdas (Tabela 3.10).

Tabela 3.10 – Estudos realizados referentes às resistências de aterramento.

Tipo	Caso
Caso Base	Aterramento de 15 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores
Variação	Aterramento de 5 Ω nas cargas e 5 Ω nos transformadores
Variação	Aterramento de 5 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores
Variação	Aterramento de 20 Ω nas cargas e 20 Ω nos transformadores
Variação	Aterramento de 20 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores

Tomando como exemplo um circuito secundário simples, considerando o secundário do transformador, linha e carga em apenas uma fase (Figura 3.13):

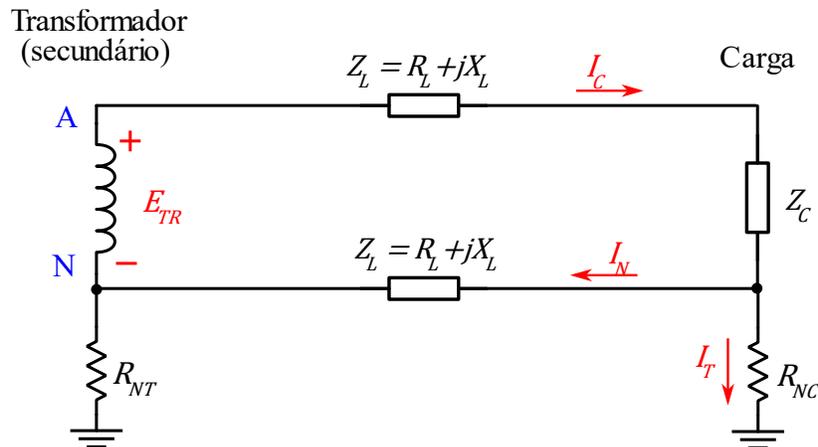


Figura 3.13 – Esquema de um circuito secundário (apenas fase A e neutro) considerando aterramento.

As perdas nas linhas, neste caso, podem ser calculadas por (3.30) (as perdas nas resistências de aterramento em si são explicitadas mais adiante).

$$Per_L = R_L(|I_C|^2 + |I_N|^2) \quad (3.30)$$

Dado que a corrente da carga I_C se divide entre a corrente de terra I_T e a corrente de neutro I_N , pode-se utilizar a relação (3.31) com o coeficiente de aterramento K :

$$|I_N| = K|I_C|, \quad 0 \leq K \leq 1 \quad (3.31)$$

Juntando (3.30) e (3.31), obtém-se (3.32):

$$Per_L = R_L|I_C|^2(1 + K^2) \quad (3.32)$$

Portanto, pode-se obter os limites máximos e mínimos das perdas (3.33):

$$R_L|I_C|^2 \leq Per_L \leq 2R_L|I_C|^2 \quad (3.33)$$

Os casos extremos em que $Per_L = R_L|I_C|^2$ e $Per_L = 2R_L|I_C|^2$ se referem aos casos em que toda a corrente retorna pelo terra (ocorre com resistência de aterramento nula) e aos casos em que toda a corrente retorna pelo neutro (ocorre com resistência de aterramento infinita, ou seja, neutro não aterrado), respectivamente.

Em outras palavras, quanto maior for a resistência de aterramento, maiores serão as perdas (limitado a $2R_L|I_C|^2$), e quanto menor for a resistência de aterramento, menores serão as perdas (limitado a $R_L|I_C|^2$).

Na prática, a resistência de aterramento usualmente é pelo menos uma ordem de grandeza maior que a impedância do neutro, fazendo com que $K > 0,8$ [18]. Portanto, a corrente que retorna pelo terra é baixa. Por ser baixa, a resistência de aterramento, em teoria, não tem impacto significativo sobre as perdas nas linhas Per_L . A resistência do aterramento

pode, em muitas situações, ser bastante incerta e de difícil medição precisa; entretanto, para as deduções aqui apresentadas, são levadas em conta as presunções supracitadas.

Já para as perdas especificamente na resistência de aterramento (Per_T), pode-se deduzir, a partir da Figura 3.13 (utilizando a lei de Kirchhoff das tensões na malha inferior), a relação (3.34), da qual obtém-se (3.35):

$$Z_L I_N = (R_{NC} + R_{NT}) I_T \quad (3.34)$$

$$\therefore |I_T| = \frac{|Z_L|}{R_{NC} + R_{NT}} |I_N| \quad (3.35)$$

As perdas nos aterramentos são calculadas como em (3.36):

$$Per_T = (R_{NC} + R_{NT}) |I_T|^2 \quad (3.36)$$

Utilizando (3.31), (3.35) e (3.36), obtém-se (3.37):

$$Per_T = (R_{NC} + R_{NT}) \left(\frac{|Z_L|}{R_{NC} + R_{NT}} \right)^2 |I_N|^2 = \frac{|Z_L|^2}{R_{NC} + R_{NT}} K^2 |I_C|^2 \quad (3.37)$$

Com (3.32) e (3.37), calcula-se a relação entre as perdas na linha e no aterramento em (3.38):

$$\frac{Per_T}{Per_L} = \frac{K^2}{1 + K^2} \sqrt{1 + \left(\frac{X_L}{R_L} \right)^2} \frac{|Z_L|}{R_{NC} + R_{NT}} \quad (3.38)$$

Na equação (3.38), o termo $\frac{K^2}{1+K^2}$ é próximo de $\frac{1}{2}$ (e necessariamente menor que $\frac{1}{2}$), visto que K é quase unitário. O termo $\sqrt{1 + \left(\frac{X_L}{R_L} \right)^2}$, por sua vez, é maior que a unidade; mas não é alto, devido ao fato de que a relação $\frac{X_L}{R_L}$ é relativamente baixa na distribuição (principalmente em redes secundárias, que é o caso). Portanto, o termo mais importante nesta relação é o termo $\frac{|Z_L|}{R_{NC} + R_{NT}}$. Como mencionado anteriormente, as resistências de aterramento R_{NC} e R_{NT} usualmente são pelo menos uma ordem de grandeza maiores que a impedância da linha $|Z_L|$. Assim sendo, de forma bastante aproximada, as perdas no aterramento Per_T podem ser pelo menos uma ordem de grandeza menores que as perdas nas linhas Per_L . Ressalta-se, novamente, que os parâmetros físicos de aterramento podem variar bastante; mas, dadas as suposições apresentadas anteriormente, segue-se a conclusão de que, em teoria, estas perdas nas resistências de aterramento são baixas quando comparadas às perdas nas linhas.

3.4.2 Resultados – Cargas ANEEL

Os seguintes resultados (Figura 3.14) foram obtidos para os estudos das resistências de aterramento, alterando as resistências nas cargas e nos transformadores conforme os casos de estudo indicados na Tabela 3.10.

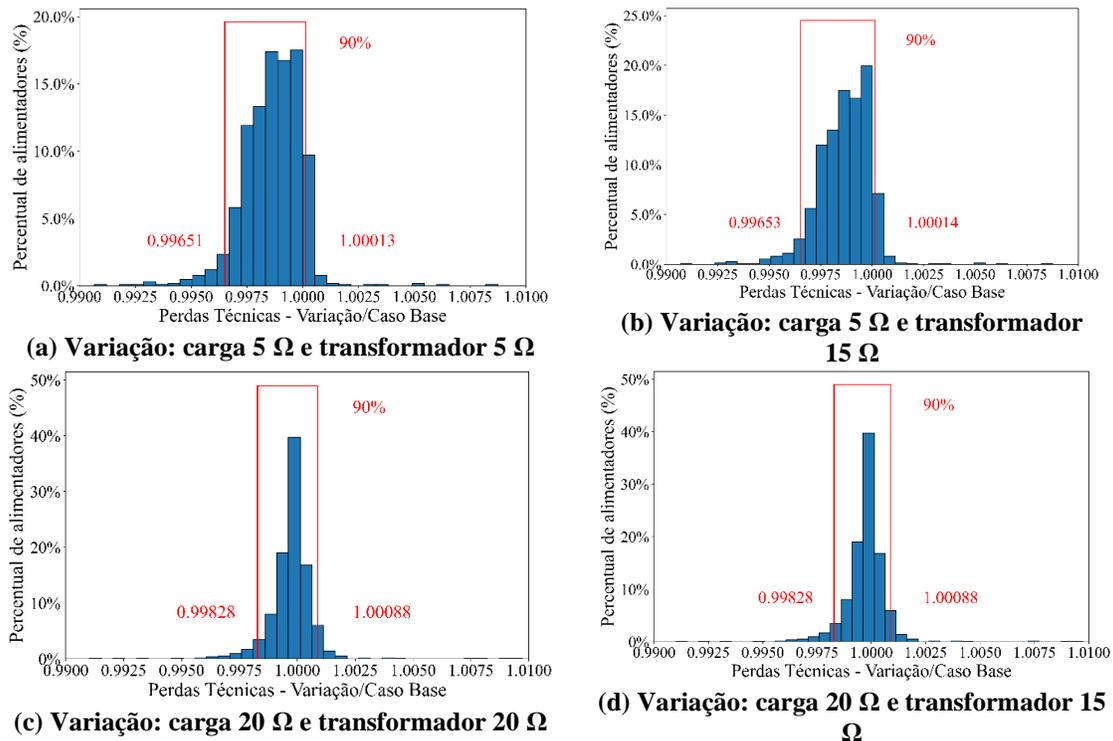


Figura 3.14 – Comparação das perdas técnicas para diferentes valores de resistência de aterramento. Caso Base: ambos carga e transformador com resistências de aterramento de 15 Ω .

Salienta-se que os resultados obtidos dos estudos não incluem as perdas nos aterramentos, o que também não é feito no cálculo regulatório realizado pela ANEEL, principalmente devido ao fato de que o simulador OpenDSS não computa perdas em aterramentos ao retornar os resultados. Não obstante, como demonstrado teoricamente de forma aproximada, as perdas no aterramento propriamente dito são baixas em comparação às perdas nos condutores secundários. Neste estudo, verifica-se primariamente o impacto da variação dos aterramentos sobre as perdas no resto dos elementos do circuito (linhas e transformadores).

O resultado esperado é como previsto em teoria, já que realizar alterações nas resistências dos aterramentos impactam as perdas técnicas de modo quase insignificante, alterando-as em menos de 0,1% em quase todos os alimentadores em todos os casos.

Dado que o impacto da impedância de aterramento é baixo, e que obter medições reais das impedâncias de aterramento de forma precisa em todos os pontos relevantes do sistema pode ser difícil, modificar o modelo atualmente empregado pela ANEEL pode ser não apenas inviável como também desnecessário para os propósitos do cálculo regulatório de perdas.

3.4.3 Metodologia – Cargas em Estrela

Além dos estudos apresentados nas subseções anteriores, são executados também estudos das resistências de aterramento, mas considerando as cargas com conexão em estrela. São realizados cinco estudos (incluindo o caso base) variando as resistências de aterramento tanto nas cargas quanto nos transformadores para verificar os efeitos do aterramento sobre as perdas, mas com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (Tabela 3.11).

Tabela 3.11 – Estudos realizados referentes às resistências de aterramento, com cargas em estrela.

Tipo	Caso
Caso Base	Aterramento de 15 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores, com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)
Varição	Aterramento de 5 Ω nas cargas e 5 Ω nos transformadores, com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)
Varição	Aterramento de 5 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores, com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)
Varição	Aterramento de 20 Ω nas cargas e 20 Ω nos transformadores, com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)
Varição	Aterramento de 20 Ω nas cargas e 15 Ω nos transformadores, com cargas trifásicas e bifásicas em estrela (exceto iluminação pública)

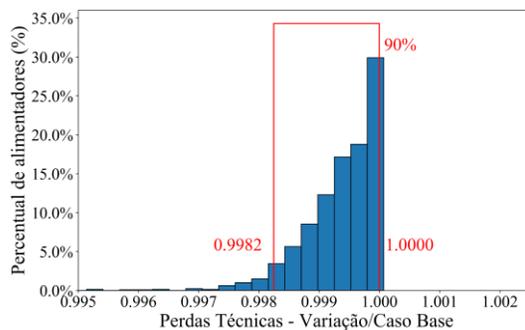
A motivação destes estudos se dá pelo fato de que, com os estudos de resistências de aterramento com as cargas no modelo ANEEL (que são apresentados nas subseções anteriores), apenas as cargas monofásicas estão conectadas ao neutro, já que todas as outras cargas estão conectadas em delta (apenas entre fases). Dado que muitas cargas não possuem conexão com o neutro, isto possivelmente poderia subestimar o efeito das resistências de aterramento sobre as perdas técnicas.

Consequentemente, é relevante estudar o efeito das resistências de aterramento, mas para o caso em que há conexão de todas as cargas (exceto iluminação pública) com o neutro. Todos os estudos são idênticos aos apresentados na subseção 3.4.2, mas com cargas trifásicas e bifásicas com conexão com o neutro.

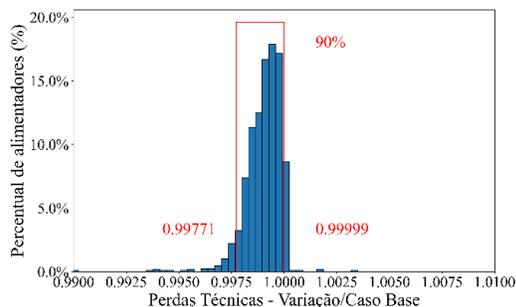
Estes estudos são os únicos neste trabalho em que o caso base não é correspondente à prática atual da ANEEL. Se o caso base fosse o caso ANEEL, os resultados apresentados teriam informações referentes ao impacto nas perdas técnicas causado por ambas as modificações (tanto as alterações nas cargas quanto nas resistências de aterramento) de forma conjunta; mas este estudo visa verificar apenas o impacto das resistências de aterramento. Por isso, o caso base considera cargas em estrela, o que não é a prática atual da ANEEL.

3.4.4 Resultados – Cargas em Estrela

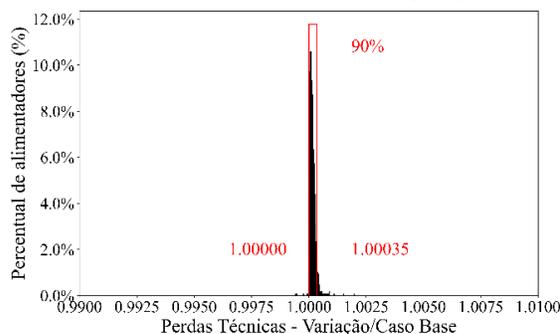
Os seguintes resultados (Figura 3.15) foram obtidos para os estudos das resistências de aterramento, alterando as resistências nas cargas e nos transformadores conforme os casos de estudo indicados na Tabela 3.11.



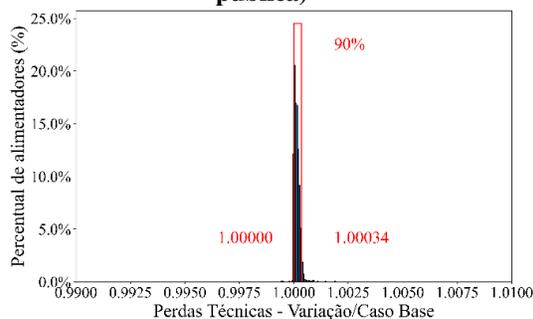
(a) Variação: carga 5 Ω e transformador 5 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública)



(b) Variação: carga 5 Ω e transformador 15 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública)



(c) Variação: carga 20 Ω e transformador 20 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública)



(d) Variação: carga 20 Ω e transformador 15 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública)

Figura 3.15 – Comparação das perdas técnicas para diferentes valores de resistência de aterramento. Caso Base: ambos carga e transformador com resistências de aterramento de 15 Ω (cargas em estrela, exceto iluminação pública).

Assim como o caso das resistências de aterramento com as cargas em delta, o impacto sobre as perdas técnicas é baixo.

3.5 Transformadores

Para os transformadores, dois estudos são realizados. Primeiramente, comparando duas metodologias para cálculo de perdas no ferro; após isso, verificando o efeito das reatâncias de magnetização (*shunt*) nas perdas técnicas.

3.5.1 Metodologia – Perdas no Ferro

Dado que as perdas nominais em um transformador são informadas à ANEEL em Watts (tanto perdas no ferro quanto perdas totais, que englobam ambas as perdas no cobre e no ferro), pode-se obter uma estimativa das perdas em vazio totais ao longo de um ano de um transformador: basta multiplicar as perdas no ferro informadas em Watts pelo tempo em

questão. Contudo, essas perdas em vazio calculadas com esse método simples incorrem em um erro: para tal, supõe-se que a tensão no transformador é aproximadamente 1 pu. Posto que as perdas em vazio são representadas por uma resistência *shunt* em um modelo usual de um transformador, é evidente que essas perdas podem variar conforme a tensão no transformador diferir de 1 pu. Objetiva-se, neste estudo, verificar a qualidade desta aproximação, sendo o caso base o cálculo completo, e o caso variação sendo o cálculo das perdas em vazio mediante simples produto do valor nominal informado pelo tempo total de simulação (Tabela 3.12).

Tabela 3.12 – Estudos realizados referentes às perdas no ferro dos transformadores.

Tipo	Caso
Caso Base	Perdas no ferro obtidas via fluxo de carga
Variação	Perdas no ferro obtidas via simples produto do tempo pelas perdas nominais de potência no ferro

Posto que a tensão nos transformadores de um circuito é normalmente menor que 1 pu (com potenciais exceções em circuitos com regulação de tensão ou ajuste de tensão na subestação acima de 1 pu, ou circuitos com fluxo reverso, seja de potência ativa ou reativa) e que há uma relação quadrática entre a magnitude de tensão no transformador e as perdas no ferro (3.39), espera-se que as perdas no ferro dos transformadores no caso variação sejam menores do que as perdas obtidas via fluxo de carga. Contudo, circuitos com tensões superiores a 1 pu em seus transformadores podem porventura ter perdas maiores.

$$Per = \frac{V_{tr}^2}{R_{ferro}} \quad (3.39)$$

3.5.2 Resultados – Perdas no Ferro

Os resultados abaixo (Figura 3.14) foram obtidos para o estudo das perdas no ferro, de acordo com os casos indicados na Tabela 3.12:

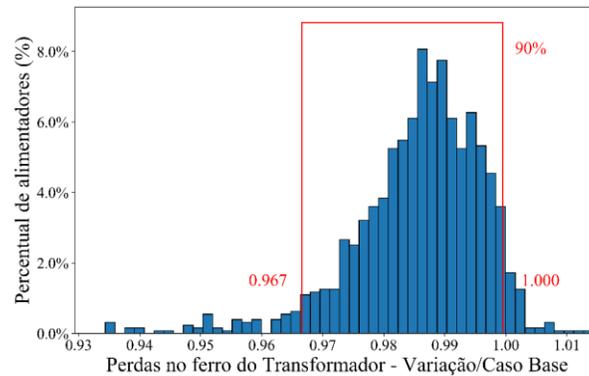


Figura 3.16 – Comparação das perdas técnicas para diferentes métodos de cálculo de perdas no ferro. Variação: perdas nominais, invariantes com a tensão; Caso Base: perdas dependentes da tensão.

A enorme maioria dos circuitos simulados possuem redução nas perdas técnicas, embora alguns poucos terem observado aumento. O impacto sobre as perdas técnicas é moderado, podendo atingir uma redução de mais de 3,3% nas perdas para o percentil 5 mais baixo dos alimentadores em relação ao caso base.

A redução nas perdas técnicas pode ser explicada pelo fato de que, de modo geral, as subestações que alimentam os circuitos possuem tensões superiores a 1 pu (usualmente, 1,035 pu); e que transformadores maiores (e, portanto, com maiores perdas no ferro) tendem a estar mais próximos da subestação, onde as tensões são mais elevadas. Por esses motivos, considerar perdas nominais e invariantes com a tensão levam à subestimação das perdas técnicas no ferro dos transformadores.

3.5.3 Metodologia – Reatâncias de Magnetização

Como mencionado anteriormente na subseção 2.4.3, a ANEEL não exige que as distribuidoras informem dados a respeito da indutância *shunt* presente no ramo de magnetização dos transformadores. Devido ao fato de que esta informação não é suprida ao OpenDSS, o programa assume corrente de magnetização nula (ou indutância de magnetização infinita). Nestes estudos, visa-se verificar o impacto da inclusão das reatâncias de magnetização frente às perdas não técnicas.

São estudados três casos (Tabela 3.13): caso base, sem correntes de magnetização; consideração de correntes de magnetização nominais iguais a 2% das correntes nominais dos transformadores; e correntes de magnetização extraídas a partir das correntes de excitação presentes na tabela ABNT [19].

Tabela 3.13 – Estudos realizados referentes às reatâncias de magnetização dos transformadores.

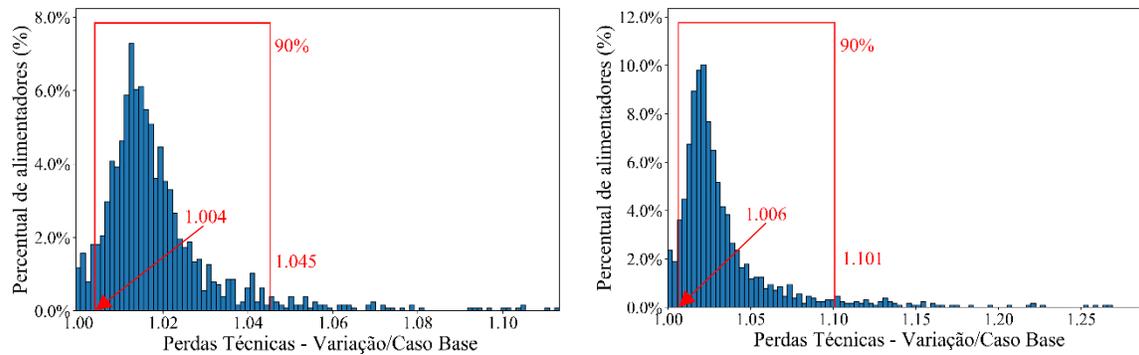
Tipo	Caso
Caso Base	Correntes de magnetização nulas
Variação	Correntes de magnetização nominais iguais a 2% das correntes nominais dos transformadores
Variação	Correntes de magnetização extraídas da tabela ABNT [19]

Posto que os circuitos possuem tipicamente comportamento indutivo, a introdução das correntes de magnetização piora de forma significativa o fator de potência do circuito como um todo. Com uma piora do fator de potência, e conseqüentemente um aumento nos reativos, naturalmente acarreta-se aumento nas perdas técnicas.

As perdas potencialmente poderiam ser reduzidas em circuitos com característica capacitiva com a introdução das correntes de magnetização, pois as indutâncias *shunt* poderiam, de certo modo, corrigir o fator de potência capacitivo para torná-lo mais próximo da unidade. Entretanto, considerando que, no processo regulatório executado pela ANEEL, todas as cargas são modeladas com fator de potência 0,92 indutivo; que há presença de linhas com característica indutiva; e que capacitores não são introduzidos no cálculo de perdas, a modelagem da reatância de magnetização deve levar à piora do fator de potência do circuito, e, portanto, ao aumento nas perdas técnicas.

3.5.4 Resultados – Reatâncias de Magnetização

Realizando os estudos indicados na Tabela 3.13, são obtidos os resultados representados na Figura 3.17:



(a) Variação: correntes de magnetização nominais iguais a 2% das correntes nominais dos transformadores

(b) Variação: correntes de magnetização extraídas da tabela ABNT

Figura 3.17 – Comparação das perdas técnicas para diferentes reatâncias de magnetização. Caso Base: correntes de magnetização nulas.

Verifica-se que, assim como previsto em teoria, para os dois casos variação, há um aumento expressivo nas perdas técnicas na maioria das simulações, podendo atingir aumentos de mais de 10% nas perdas no primeiro caso variação (Figura 3.17(a)) ou de mais de 25% nas perdas no segundo caso variação (Figura 3.17(b)).

Devido à relativa simplicidade de obtenção dos dados para modelar as reatâncias de magnetização (pode-se utilizar a tabela ABNT, por exemplo) e ao impacto alto sobre as perdas técnicas em muitos casos, pode ser importante ponderar a possibilidade de consideração das reatâncias de magnetização no processo de cálculo de perdas regulatório.

Os resultados globais médios na Tabela 3.14 demonstram um aumento nas perdas percentuais:

Tabela 3.14 – Perdas percentuais médias para cada caso nos estudos das reatâncias de magnetização dos transformadores.

Tipo	Caso	Média de perdas percentuais
Caso Base	Correntes de magnetização nulas	3,60%
Variação	Correntes de magnetização nominais iguais a 2% das correntes nominais dos transformadores	3,67%
Variação	Correntes de magnetização extraídas da tabela ABNT [19]	3,76%

3.6 Capacitores

Um estudo é realizado com capacitores para verificar o impacto de sua existência nas simulações de perdas técnicas, verificando também sua influência conjunta a diferentes fatores de potência das cargas.

3.6.1 Metodologia

Como mencionado anteriormente na subseção 2.4.5, capacitores não são considerados no processo de cálculo de perdas, apesar de serem informados pelas concessionárias à ANEEL na BDGD. Este é o caso base de estudo para as análises feitas aqui.

Adicionalmente, são executados três outros casos de variação, considerando a presença de capacitores, mas com diferentes fatores de potência nas cargas. Estes outros quatro casos são idênticos aos estudos feitos anteriormente na subseção 3.2.3, mas com a presença de capacitores. Os casos analisados são apresentados na Tabela 3.15.

O valor de 0,85 indutivo é escolhido devido ao fato de que os processos internos de cálculo da distribuidora cujos alimentadores são analisados neste trabalho adotam um modelo de cálculo de fator de potência 0,85 (ind.) para as cargas, mas com presença de capacitores para corrigir estes fatores de potência baixos; diferentemente da ANEEL, que emprega um fator de potência mais alto para as cargas, mas desconsidera os capacitores.

Tabela 3.15 – Estudos realizados referentes ao caso base com os capacitores e o fator de potência das cargas.

Tipo	Caso
Caso Base	Fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores
Variação	Fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, com capacitores
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) em todas as cargas, com capacitores
Variação	Fator de potência 0,85 (ind.) nas cargas do grupo B e 0,92 (ind.) nas demais cargas, com capacitores

Uma análise teórica similar (mas oposta) à apresentada na subseção 3.5.3 pode ser empregada aqui. Sabendo que os alimentadores usualmente possuem características indutivas (principalmente no modelo empregado pela ANEEL), a adição de capacitores shunt, os quais suprem os reativos consumidos pelas cargas e pelas linhas, tendem a reduzir a passagem de potência reativa pelo sistema, e conseqüentemente reduzir as perdas. Logicamente, caso os reativos do alimentador sejam sobrecompensados (com um capacitor maior que o necessário), o fator de potência do alimentador como um todo pode se tornar capacitivo, o que aumenta as perdas em relação à correção “perfeita” (fator de potência unitário).

De uma forma simplificada, as perdas para um determinado fator de potência f_p de uma carga corrigida por um capacitor (que pode ser tanto uma carga individual quanto uma carga equivalente contendo a soma de muitas cargas a jusante do capacitor), considerando uma resistência de linha a montante do capacitor R_L , uma tensão na carga V_C (dependente do fator de potência) e uma potência P consumida, pode ser obtida por (3.40) (considerando que a tensão e a potência aproximadamente não variam com a mudança no fator de potência das cargas):

$$Per(f_p) = R_L |I_C(f_p)|^2 \approx \frac{R_L}{V_C^2} \left(\frac{P}{f_p}\right)^2 \quad (3.40)$$

Tendo essa expressão, é possível verificar a relação teórica entre as perdas em dois fatores de potência f_{p1} e f_{p2} (3.41):

$$\frac{Per(f_{p1})}{Per(f_{p2})} \approx \frac{\frac{R_L}{V_C^2} \left(\frac{P}{f_{p1}}\right)^2}{\frac{R_L}{V_C^2} \left(\frac{P}{f_{p2}}\right)^2} = \left(\frac{f_{p2}}{f_{p1}}\right)^2 \quad (3.41)$$

A partir disso, pode-se obter o limite máximo de melhoria nas perdas causada pela introdução de um capacitor no sistema. Dado que as perdas não podem ser menores do que no caso em que $f_p = 1$ (onde todos os reativos estão apropriadamente corrigidos), é possível verificar, de forma aproximada, o limite teórico para o quanto as perdas podem diminuir para os casos de 0,92 (ind.) e 0,85 (ind.) (3.42):

$$\begin{cases} \frac{Per(1)}{Per(0,92)} \approx \left(\frac{0,92}{1}\right)^2 = 0,846 \\ \frac{Per(1)}{Per(0,85)} \approx \left(\frac{0,85}{1}\right)^2 = 0,723 \end{cases} \quad (3.42)$$

Constata-se, portanto, que não é possível reduzir as perdas técnicas mais do que aproximadamente 15% com a introdução de capacitores na rede para o caso de 0,92 (ind.); e não é possível reduzir as perdas técnicas mais do que aproximadamente 28% com a introdução de capacitores na rede para o caso de 0,85 (ind.).

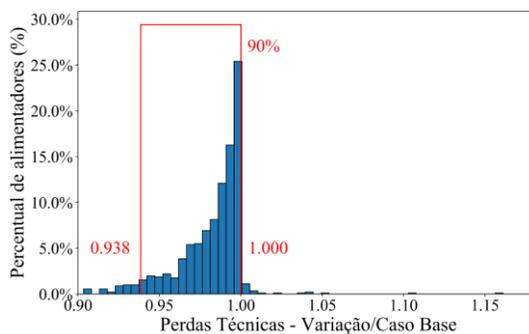
Obviamente, nesta análise, só estão sendo consideradas as perdas dependentes da corrente (perdas nas linhas e no cobre dos transformadores). Caso sejam consideradas também as perdas no ferro, que dependem das tensões sobre os ramos *shunt* dos elementos ao invés das correntes passantes nos enrolamentos, o limite é menor ainda.

3.6.2 Resultados

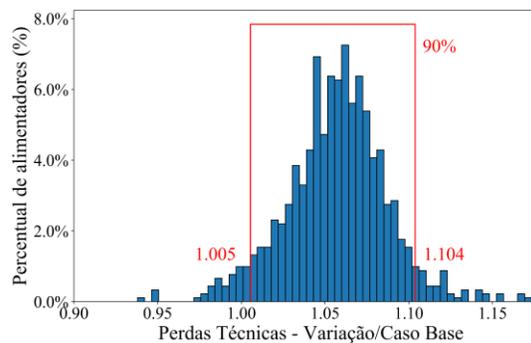
São executados estudos nos casos apontados na Tabela 3.15, com os resultados presentes na Figura 3.18. Salienta-se que, nas análises realizadas, a conexão dos bancos de capacitores levou à reversão do sentido de fluxo de potência reativa na subestação em diversos alimentadores. Em alguns casos, isto pode indicar que, na realidade, os bancos de capacitores estão desconectados do alimentador em campo, mas estão incorretamente conectados na base de dados da qual as simulações foram realizadas. Posto isso, para evitar incertezas deste tipo, todos os alimentadores que apresentaram reversão do fluxo de potência reativa foram desconsiderados nesta análise. Foram simulados 910 alimentadores ao invés dos 1.277 realizados nos outros estudos.

Na Figura 3.18(a), observa-se claramente que há uma redução nas perdas em quase todos os alimentadores simulados em relação ao caso base; e que essa redução nunca é menor que 10% (o limite teórico previsto anteriormente é de 15%).

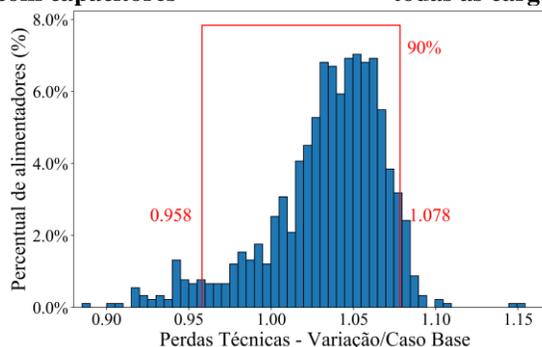
Na Figura 3.18(b), onde as cargas têm um fator de potência menor que no caso base (mas este é corrigido pelos capacitores), evidencia-se que a maioria dos alimentadores apresentou aumento expressivo nas perdas. Isso se deve ao fato de que, apesar de as cargas terem seus fatores de potência corrigidos pelos capacitores, as posições em que eles estão alocados não são exatamente nas mesmas barras das cargas, mas em posições intermediárias nos alimentadores. Conseqüentemente, a potência reativa fornecida pelos capacitores deve atravessar uma porção do alimentador para chegar às cargas; e esta porção do alimentador é responsável pelo aumento nas perdas. Um capacitor pode apenas reduzir o fluxo de reativos (e, portanto, as perdas) nas linhas a montante da barra em que está localizado; ele não é capaz de reduzir o fluxo de reativos nas linhas a jusante de sua barra.



(a) Variação: Fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, com capacitores



(b) Variação: Fator de potência 0,85 (ind.) em todas as cargas, com capacitores



(c) Variação: Fator de potência 0,85 (ind.) nas cargas do grupo B e 0,92 (ind.) nas demais cargas, com capacitores

Figura 3.18 – Comparação das perdas técnicas em relação à presença de capacitores e fatores de potência. Caso Base: fator de potência 0,92 (ind.) em todas as cargas, sem capacitores.

Na Figura 3.18(c), observa-se um comportamento intermediário entre o comportamento dos outros dois casos variação (porque apenas parte de suas cargas possui fator de potência 0,85 indutivo).

3.7 Comentários Finais

Diversos modelos apresentam impactos relevantes nas perdas técnicas resultantes. O fator de potência das cargas e a presença ou ausência de capacitores ocasionam impactos elevados nas perdas técnicas, que aumentam consideravelmente para fatores de potência mais baixos. A adição das reatâncias de magnetização também ocasiona um grande aumento das perdas não técnicas. De modo geral, é notável que modelos que afetam os reativos consumidos pelo circuito produzem grandes impactos nas perdas.

Outro comportamento observado é o impacto moderado da dependência com a tensão das cargas e das perdas no ferro (com consideração ou não-consideração da variação com a

tensão nas perdas). Ambos os estudos têm uma coisa em comum: a análise do impacto de fatores relacionados às tensões do circuito.

Os estudos referentes à conexão das cargas, aos modelos das linhas e às resistências de aterramento apresentam impacto baixo ou muito baixo nas perdas técnicas.

Por outro lado, algumas características, tais como modelos das cargas, fatores de potência das cargas e resistências de aterramento podem ser difíceis de obter ou estimar; e o conhecimento do estado dos capacitores (conectado ou desconectado) e parâmetros detalhados das geometrias das linhas podem requisitar muitos dados das distribuidoras, que podem não estar disponíveis. Conseqüentemente, mesmo sabendo que a representação dos capacitores e das geometrias completas das linhas são práticas mais fidedignas do que as atuais, e que modelos de fatores de potência, dependência com a tensão das cargas e resistências de aterramento diferentes dos praticados atualmente poderiam resultar em perdas técnicas mais precisas, pode ser inviável praticá-los para todas as distribuidoras brasileiras justamente devido ao ônus da obtenção de dados incertos ou indisponíveis.

Outros dados, entretanto, são de fácil obtenção. Os parâmetros dos transformadores (perdas no ferro e reatâncias de magnetização) estão presentes em tabela ABNT [19] e não requerem complexidades adicionais para modelagem.

Assim sendo, é necessário observar com atenção o compromisso entre fidedignidade dos modelos e viabilidade de implementação para uso em escala nacional. A única mudança realizada que satisfaz ambas as frentes de forma satisfatória (ocasionando grandes impactos nas perdas para que seja justificada uma mudança no modelo; e sem problemas de disponibilidade de dados) é a adição das reatâncias de magnetização aos transformadores.

4 ESTUDOS DE ALGORITMOS DE FLUXO DE CARGA

Este capítulo apresenta a segunda parte dos estudos realizados (tanto a metodologia quanto os resultados obtidos), referentes às comparações de diferentes algoritmos de fluxo de carga. Os estudos objetivam comparar a convergência ou não dos métodos e o desempenho computacional (número de iterações e tempo de execução). Os métodos comparados são Newton-Raphson por injeção de corrente e Z-Bus/Gauss implícito.

4.1 Descrição Geral

Nos estudos do capítulo 3, são analisadas as influências de diferentes modelos de componentes elétricos nas perdas técnicas. Entretanto, também é interessante verificar as questões do desempenho do fluxo de carga (em questões de convergência, tempo de execução e número de iterações), não apenas dos resultados de perdas. Para isso, são realizados estudos sobre diferentes métodos de fluxo de carga para a verificação dos resultados de perdas técnicas. Os estudos são realizados em circuitos reais, mas testes prévios são realizados em circuitos simples para comparar os resultados ao OpenDSS e verificar se o fluxo de carga implementado está funcionando corretamente.

Dado que o OpenDSS possui seu método de fluxo de carga próprio, fez-se necessário implementar um programa de fluxo de carga próprio para estes estudos. O programa é implementado em C++ (linguagem escolhida devido ao seu alto desempenho computacional), sendo este programa capaz de simular redes trifásicas (incluindo o neutro, onde ele existir) e todos os componentes necessários para a execução do cálculo de fluxo de carga nos circuitos reais analisados. Diferentemente do OpenDSS, este simulador emprega internamente valores em pu. Executa fluxo de carga por série temporal, com a possibilidade de utilizar tensões de início via *flat start* ou via solução direta com modelagem de todas as cargas em impedância constante. Detalhes a respeito da modelagem dos componentes, dos algoritmos de fluxo de carga e outros pormenores do simulador estão são apresentados adiante, na seção 4.2.

Os métodos de fluxo de carga desenvolvidos neste trabalho, cujas análises são realizadas neste capítulo, são o Newton-Raphson por injeção de corrente [20], [21] e o Z-Bus/Gauss implícito [22], [23], [24].

Durante o andamento deste trabalho, também foi desenvolvido o Newton-Raphson por injeções de potência [25]. Contudo, este método foi desconsiderado devido a problemas de convergência nas redes estudadas. Isso foi realizado também para reguladores de tensão: os modelos de reguladores (delta aberto e delta fechado) foram implementados, mas devido a problemas de convergência, alimentadores com reguladores não foram utilizados nos estudos deste capítulo.

O simulador também possui *bindings* para Python para que seja possível modelar os circuitos em Python; e, com esses *bindings*, também está implementado um leitor de arquivos DSS para que os circuitos reais sejam simulados.

4.2 Metodologia

Nesta seção, são apresentados os modelos e algoritmos empregados. Inicialmente, apresentam-se as formulações e modelos dos elementos e da montagem da matriz de admitâncias do circuito, algo que é comum a ambos os métodos de fluxo de carga; logo após, apresentam-se as formulações das especificidades de cada um dos algoritmos. Depois, são apresentados alguns detalhes a respeito da inicialização do fluxo de carga, dos circuitos de teste e, por último, são introduzidos os circuitos dos estudos realizados, apontando algumas de suas características e estatísticas gerais.

4.2.1 Elementos Lineares e Matriz de Admitâncias

Nesta subseção, são apresentadas as formulações para os diferentes tipos de elementos lineares, utilizados na construção da matriz de admitâncias geral do circuito \mathbf{Y} , que é empregada em todos os métodos de fluxo de carga apresentados. Com exceção das cargas, todos os elementos implementados são lineares.

Para cada elemento linear em específico, formulam-se matrizes de admitância primitivas \mathbf{Y}_{prim} , específicas para cada elemento em questão. Estas matrizes relacionam, de forma linear, todas as tensões em todos os nós do elemento em relação a todas as injeções de corrente no elemento em específico. Cada matriz primitiva é necessariamente quadrada e possui quantidade de linhas e colunas iguais à quantidade total de nós do elemento em questão.

Para simplificar a implementação dos elementos envolvidos e facilitar o reuso de código, uma abordagem de modo a utilizar modelos bastante genéricos é tomada sempre que possível. Internamente, existem dois tipos de elementos: simples e compostos. Ao utilizar um elemento composto (que não possui formulação implementada no código), ele é internamente transformado em vários elementos simples que, por sua vez, possuem formulações implementadas no código. Por exemplo, no caso dos transformadores, o programa possui o elemento simples que representa um transformador monofásico de dois ou mais enrolamentos, cuja formulação é apresentada mais adiante; mas não há nenhuma formulação para transformadores trifásicos. Ao adicionar um transformador trifásico ao circuito, o programa automaticamente o divide em um banco de três transformadores monofásicos; que, por sua vez, de fato possuem formulações implementadas no programa. O programa os conecta aos devidos nós do sistema (de acordo com a conexão especificada do transformador trifásico) e calcula seus parâmetros adequadamente.

Os seguintes tipos de elementos simples (tanto elementos elétricos quanto elementos abstratos) estão implementados:

- Linha (qualquer número de condutores);
- Carga monofásica conectada entre um nó e o terra;
- Carga monofásica conectada entre dois nós;
- Curva de carga (é associada a cada carga);
- Elemento *slack* (fixa a tensão de um único nó em um valor específico);
- Transformador monofásico com dois ou mais enrolamentos;
- Impedância *shunt* em estrela (pode ter qualquer quantidade de fases, não necessariamente 3; é utilizada para representar resistências de aterramento e capacitores);
- ZIP (é associado a cada carga, representando os seus respectivos modelos ZIP).

Os seguintes tipos de elementos compostos estão implementados:

- Fonte trifásica (é internamente convertida em três elementos *slack* com tensões de magnitudes iguais e defasadas em 120° ; e em uma linha trifásica para representar a impedância de curto-circuito da fonte a partir das impedâncias de sequência positiva e zero fornecidas);

- Transformador monofásico de tape central (é internamente transformado em um transformador monofásico com três enrolamentos, onde o primeiro enrolamento representa o primário e os dois outros representam as duas metades do secundário);
- Transformador trifásico com conexão delta ou estrela no primário, delta ou estrela no secundário e hora especificada (é internamente transformado em três transformadores monofásicos com dois enrolamentos cada);
- Carga nó-terra em estrela de várias fases (é internamente transformada em várias cargas conectadas entre nó e terra);
- Carga nó-nó em estrela de várias fases (é internamente transformada em várias cargas conectadas entre vários nós e um nó comum; usualmente utilizada para representar cargas em estrela em circuitos secundários contendo neutro);
- Carga nó-nó em delta de várias fases (é internamente transformada em várias cargas interconectadas em vários nós, sem nó comum).

Nesta dissertação, são descritas apenas as formulações dos elementos simples. O elemento referente à barra *slack* não é descrito nesta subseção, pois o seu tratamento depende do método de fluxo de carga em questão.

As formulações apresentadas nesta seção utilizam todos os valores em pu. No programa desenvolvido, os valores são introduzidos em unidades naturais, as quais são convertidas em pu antes da realização dos cálculos internos.

4.2.1.1 Impedância *Shunt* em Estrela

O primeiro (e mais simples) elemento é a impedância *shunt* em estrela, que consiste em diversas impedâncias/admitâncias iguais conectadas a um nó comum, como esquematizado na Figura 4.1.

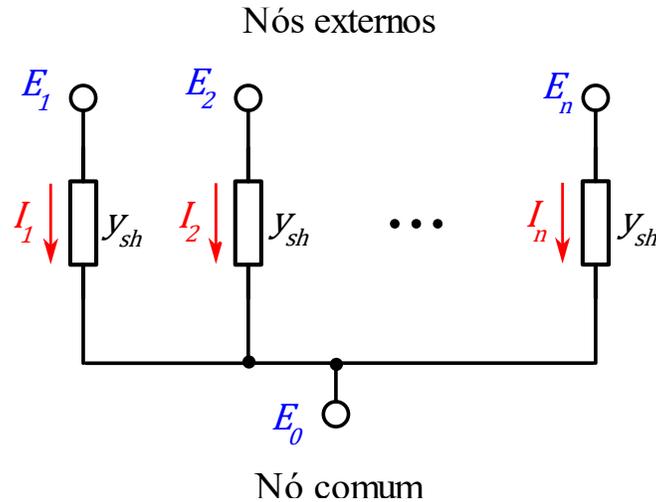


Figura 4.1 – Esquemática do elemento de impedância *shunt* em estrela.

As tensões E_1, \dots, E_n e as correntes I_1, \dots, I_n representam, respectivamente, as tensões complexas e correntes complexas injetadas nos nós externos do elemento; e a tensão E_0 representa a tensão complexa no nó comum. Para modelar um capacitor trifásico em estrela, basta determinar as admitâncias *shunt* y_{sh} para modelá-lo de acordo com a potência reativa nominal e tensão nominal, e utilizar três nós ($n = 3$). Para modelar uma resistência de aterramento, basta determinar y_{sh} para a resistência desejada e considerar um único nó ($n = 1$).

Para obter a matriz de admitâncias, basta obter as correntes injetadas em cada um dos nós em função das tensões, conforme (4.1).

$$\begin{cases} I_1 = (E_1 - E_0)y_{sh} \\ \vdots \\ I_n = (E_n - E_0)y_{sh} \\ I_0 = -(I_1 + \dots + I_n) \end{cases} \quad (4.1)$$

Para a corrente injetada no nó comum I_0 , pode-se obter, substituindo na última equação todas as equações anteriores a ela, conforme (4.2).

$$I_0 = ny_{sh}E_0 - (y_{sh}E_1 + \dots + y_{sh}E_n) \quad (4.2)$$

Portanto, a relação matricial entre tensões e correntes é obtida em (4.3).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{sh} & \cdots & 0 & -y_{sh} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & y_{sh} & -y_{sh} \\ -y_{sh} & \cdots & -y_{sh} & ny_{sh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_n \\ E_0 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Consequentemente, a matriz primitiva deste elemento é obtida (4.4).

$$Y_{prim} = \begin{bmatrix} y_{sh} & \cdots & 0 & -y_{sh} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & \cdots & y_{sh} & -y_{sh} \\ -y_{sh} & \cdots & -y_{sh} & ny_{sh} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Para os casos em que o nó comum está solidamente aterrado, basta remover a linha e a coluna correspondentes a I_0 e E_0 , já que, neste caso, a tensão E_0 é nula e a corrente I_0 constitui uma equação desnecessária. Este é o caso de, por exemplo, resistências de aterramento, que possuem um terminal no nó neutro e o outro nó solidamente aterrado.

4.2.1.2 Linha

No programa desenvolvido, linhas são representadas pelo modelo π , que consiste em uma admitância longitudinal Y_L com duas admitâncias transversais $\frac{Y_T}{2}$, (sendo ambos os parâmetros matriciais, posto que há vários condutores envolvidos com suas respectivas impedâncias próprias e mútuas) como demonstra a Figura 4.2.

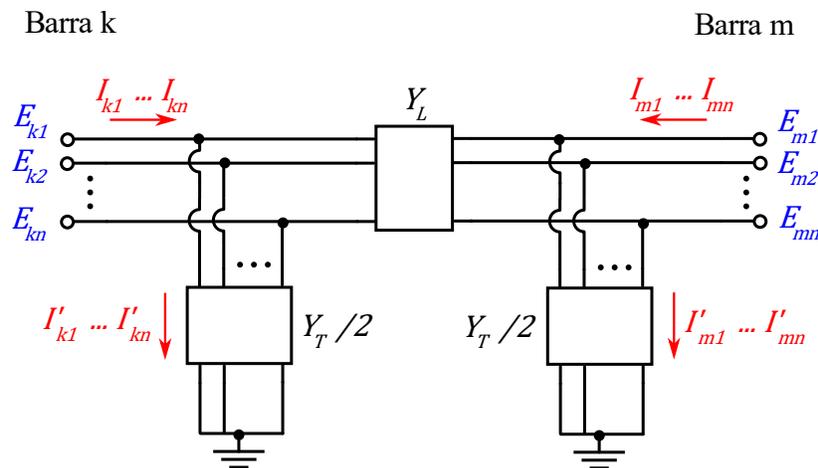


Figura 4.2 – Esquematização de uma linha com n condutores, conectada entre as barras k e m .

Para obter a matriz primitiva de admitâncias, é necessário obter a matriz que relaciona as correntes complexas injetadas em todos os nós $I_{k1}, \dots, I_{kn}, I_{m1}, \dots, I_{mn}$ e as tensões em todos os nós $E_{k1}, \dots, E_{kn}, E_{m1}, \dots, E_{mn}$.

Primeiramente, apresentam-se algumas definições básicas (4.5):

$$\begin{cases} \mathbf{I}_k = \begin{bmatrix} I_{k1} \\ \vdots \\ I_{kn} \end{bmatrix}, & \mathbf{I}_m = \begin{bmatrix} I_{m1} \\ \vdots \\ I_{mn} \end{bmatrix} \\ \mathbf{E}_k = \begin{bmatrix} E_{k1} \\ \vdots \\ E_{kn} \end{bmatrix}, & \mathbf{E}_m = \begin{bmatrix} E_{m1} \\ \vdots \\ E_{mn} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (4.5)$$

Com base nessas definições e nas leis de Kirchoff, pode-se obter (4.6) e (4.7).

$$\mathbf{I}_k - \frac{\mathbf{Y}_T}{2} \mathbf{E}_k = - \left(\mathbf{I}_m - \frac{\mathbf{Y}_T}{2} \mathbf{E}_m \right) \quad (4.6)$$

$$\mathbf{I}_k = \mathbf{Y}_L (\mathbf{E}_k - \mathbf{E}_m) + \frac{\mathbf{Y}_T}{2} \mathbf{E}_k \quad (4.7)$$

De (4.6) e (4.7), manipulam-se as equações para obter as relações das correntes com as tensões, resultando em (4.8).

$$\begin{cases} \mathbf{I}_k = \left(\frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \right) \mathbf{E}_k - \mathbf{Y}_L \mathbf{E}_m \\ \mathbf{I}_m = -\mathbf{Y}_L \mathbf{E}_k + \left(\frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \right) \mathbf{E}_m \end{cases} \quad (4.8)$$

Disso, obtém-se a matriz primitiva de admitâncias (construída a partir de quatro blocos) (4.9):

$$\mathbf{Y}_{prim} = \begin{bmatrix} \frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L & -\mathbf{Y}_L \\ -\mathbf{Y}_L & \frac{\mathbf{Y}_T}{2} + \mathbf{Y}_L \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

No programa desenvolvido, as matrizes longitudinal e transversal são construídas a partir dos valores armazenados no OpenDSS das matrizes de resistência, reatância indutiva e capacitância ao importar um circuito do OpenDSS.

4.2.1.3 Transformador Monofásico

De todos os componentes lineares implementados, o transformador é o de formulação mais complexa. Para que o transformador seja o mais genérico possível, a implementação é feita considerando um transformador com um número arbitrário de enrolamentos. Isto permite, por exemplo, a simulação de transformadores com tape central, ao usar um enrolamento como o primário e dois outros enrolamentos para constituir o secundário. Esquematiza-se o transformador na Figura 4.3:

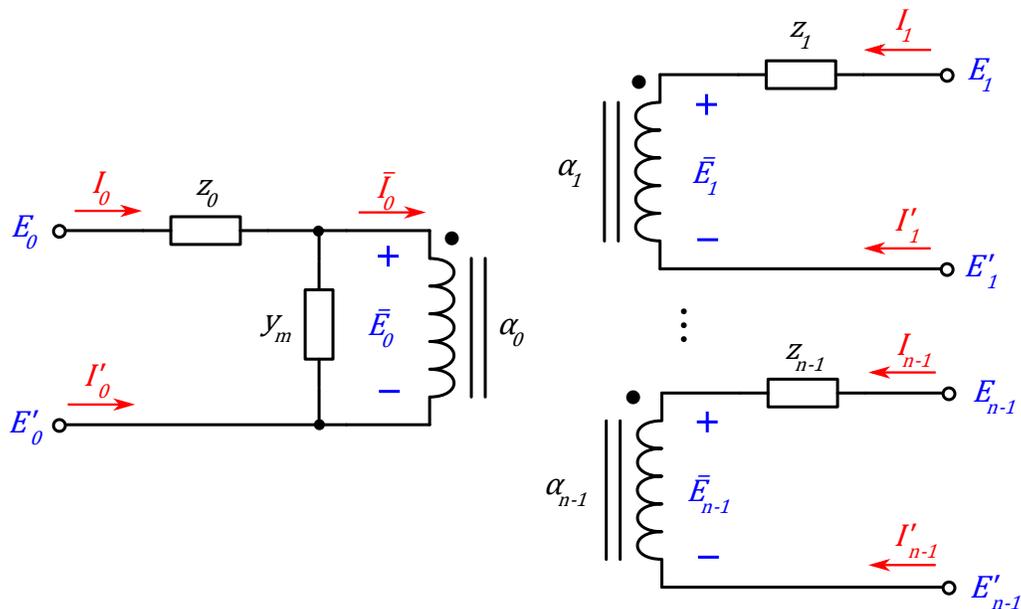


Figura 4.3 – Esquemática de um transformador monofásico genérico com n enrolamentos.

O transformador possui impedâncias série z_0, \dots, z_{n-1} (representam perdas no cobre e reatância de dispersão), admitância de magnetização y_m (apenas no primeiro enrolamento; representa perdas no ferro e reatância de magnetização), e “relações” de transformação para tensões em pu $\alpha_0, \dots, \alpha_{n-1}$.

Há dois motivos para o uso das “relações” de transformação $\alpha_0, \dots, \alpha_{n-1}$, mesmo considerando tensões em pu:

- Atuar como multiplicador de tapes, aumentando e diminuindo os tapes (o que é útil principalmente para reguladores);
- Ajustar as tensões nominais dos enrolamentos para transformadores onde o enrolamento primário ou secundário está entre fase e fase, mas o outro não está.

Pode-se separar α_i ($i \in 0, 1, \dots, n-1$) em duas partes (t_i e r_i), conforme (4.10).

$$\alpha_i = t_i r_i \quad (4.10)$$

A componente t_i corresponde ao multiplicador do tape do enrolamento. Não obstante, devido ao fato de que alimentadores com reguladores não são simulados neste trabalho, t_i é sempre unitário.

Já a componente r_i realiza o ajuste de tensão referente às conexões. Seu valor é igual à razão da tensão nominal do enrolamento pela tensão nominal de fase:

- Em enrolamentos entre fase e neutro ou fase e terra, $r_i = 1$;
- Em enrolamentos entre fase e fase em circuitos trifásicos comuns, $r_i = \sqrt{3}$;
- Em enrolamentos entre fase e fase em circuitos com tape central, $r_i = 2$;

Para a formulação, várias grandezas elétricas são definidas, conforme o esquema da Figura 4.3:

- E_0, \dots, E_{n-1} são as tensões de entrada nos enrolamentos, nos nós que correspondem ao ponto indicador da polaridade do transformador;
- E_0', \dots, E_{n-1}' são as tensões de entrada nos enrolamentos, nos nós que correspondem aos nós opostos aos pontos indicadores de polaridade;
- I_0, \dots, I_{n-1} são as correntes de entrada nos enrolamentos, nos nós que correspondem ao ponto indicador da polaridade do transformador;
- I_0', \dots, I_{n-1}' são as correntes de entrada nos enrolamentos, nos nós que correspondem aos nós opostos aos pontos indicadores de polaridade;
- $\bar{E}_0, \dots, \bar{E}_{n-1}$ são as tensões internas sobre os enrolamentos ideais;
- \bar{I}_0 é a corrente que passa pelo enrolamento ideal primário. Todas as outras correntes $\bar{I}_1, \dots, \bar{I}_{n-1}$ são iguais às correntes I_1, \dots, I_{n-1} devido à ausência do ramo de magnetização nos outros enrolamentos.

Primeiramente, algumas relações básicas podem ser obtidas de (4.11) a (4.14):

- Relações de transformação:

$$\frac{\bar{E}_0}{\alpha_0} = \frac{\bar{E}_1}{\alpha_1} = \dots = \frac{\bar{E}_{n-1}}{\alpha_{n-1}} \quad (4.11)$$

- Lei de Kirchhoff das correntes com o ramo de magnetização:

$$\bar{I}_0 = I_0 - \bar{E}_0 y_m \quad (4.12)$$

- Conservação de energia:

$$\bar{E}_0 \bar{I}_0^* + \bar{E}_1 \bar{I}_1^* + \dots + \bar{E}_{n-1} \bar{I}_{n-1}^* = 0 \quad (4.13)$$

- Lei de Kirchhoff das tensões em cada enrolamento:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{E}_0 = E_0 - E_0' - I_0 z_0 \\ \bar{E}_1 = E_1 - E_1' - I_1 z_1 \\ \vdots \\ \bar{E}_{n-1} = E_{n-1} - E_{n-1}' - I_{n-1} z_{n-1} \end{array} \right. \quad (4.14)$$

De (4.11) e (4.13), resulta (4.15):

$$\bar{I}_0^* = -\frac{\alpha_1}{\alpha_0} \bar{I}_1^* - \dots - \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} \bar{I}_{n-1}^* = -\frac{\alpha_1}{\alpha_0} I_1^* - \dots - \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} I_{n-1}^* \quad (4.15)$$

Dado que os valores $\alpha_0, \dots, \alpha_{n-1}$ são todos reais, pode-se remover todos os conjugados complexos (4.16):

$$\bar{I}_0 = -\frac{\alpha_1}{\alpha_0} \bar{I}_1 - \dots - \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} \bar{I}_{n-1} = -\frac{\alpha_1}{\alpha_0} I_1 - \dots - \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} I_{n-1} \quad (4.16)$$

Utilizando também (4.12), segue a relação (4.17):

$$y_m \bar{E}_0 = \left(I_0 + \frac{\alpha_1}{\alpha_0} I_1 + \dots + \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} I_{n-1} \right) = \frac{1}{\alpha_0} \sum_{j=0}^{n-1} \alpha_j I_j \quad (4.17)$$

De (4.11) e (4.14), obtém-se várias equações em (4.18):

$$\begin{cases} \bar{E}_0 = E_0 - E_0' - I_0 z_0 \\ \frac{\alpha_1}{\alpha_0} \bar{E}_0 = E_1 - E_1' - I_1 z_1 \\ \vdots \\ \frac{\alpha_{n-1}}{\alpha_0} \bar{E}_0 = E_{n-1} - E_{n-1}' - I_{n-1} z_{n-1} \end{cases} \quad (4.18)$$

Reescrevendo (4.18) genericamente para o i -ésimo enrolamento, reorganizando os termos e multiplicando a equação por y_m , obtém-se (4.19):

$$y_m I_i z_i + \frac{\alpha_i}{\alpha_0} y_m \bar{E}_0 = y_m (E_i - E_i'), \quad i \in 0, 1, \dots, n-1 \quad (4.19)$$

Com (4.17) e (4.19), equaciona-se (4.20):

$$I_i y_m z_i + \frac{\alpha_i}{\alpha_0^2} \sum_{j=0}^{n-1} \alpha_j I_j = y_m (E_i - E_i'), \quad i \in 0, 1, \dots, n-1 \quad (4.20)$$

Reescrevendo (4.20) matricialmente, obtém-se (4.21):

$$\left(\frac{1}{\alpha_0^2} \begin{bmatrix} \alpha_0^2 & \alpha_0 \alpha_1 & \dots & \alpha_0 \alpha_{n-1} \\ \alpha_0 \alpha_1 & \alpha_1^2 & \dots & \alpha_1 \alpha_{n-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha_0 \alpha_{n-1} & \alpha_1 \alpha_{n-1} & \dots & \alpha_{n-1}^2 \end{bmatrix} + y_m \begin{bmatrix} z_0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & z_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & z_{n-1} \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_{n-1} \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} E_0 - E_0' \\ E_1 - E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1} - E_{n-1}' \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Denominando a matriz que multiplica o vetor de correntes em (4.21) de \mathbf{A}_{part} (adimensional), resulta-se (4.22):

$$\mathbf{A}_{part} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_{n-1} \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} E_0 - E_0' \\ E_1 - E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1} - E_{n-1}' \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

onde \mathbf{A}_{part} pode ser escrita, elemento a elemento, como em (4.23):

$$\begin{cases} A_{part_{ij}} = \frac{\alpha_i \alpha_j}{\alpha_0^2}, se\ i \neq j \\ A_{part_{ij}} = \frac{\alpha_i^2}{\alpha_0^2} + y_m z_i, se\ i = j \end{cases} \quad (4.23)$$

Para as outras correntes nos segundos terminais de cada enrolamento, há a relação (4.24):

$$\mathbf{A}_{part} \begin{bmatrix} I_0' \\ I_1' \\ \vdots \\ I_{n-1}' \end{bmatrix} = \mathbf{A}_{part} \begin{bmatrix} -I_0 \\ -I_1 \\ \vdots \\ -I_{n-1} \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} E_0' - E_0 \\ E_1' - E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1}' - E_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Por completo, a equação que relaciona todas as correntes a todas as diferenças de tensão está descrita em (4.25), onde a matriz à esquerda é uma matriz diagonalmente em blocos:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A}_{part} & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{part} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_{n-1} \\ I_0' \\ I_1' \\ \vdots \\ I_{n-1}' \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} E_0 - E_0' \\ E_1 - E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1} - E_{n-1}' \\ E_0' - E_0 \\ E_1' - E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1}' - E_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Isolando as correntes em (4.25), resulta-se em (4.26):

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_{n-1} \\ I_0' \\ I_1' \\ \vdots \\ I_{n-1}' \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{part}^{-1} & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{part}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_0 - E_0' \\ E_1 - E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1} - E_{n-1}' \\ E_0' - E_0 \\ E_1' - E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1}' - E_{n-1} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Agora, basta apenas relacionar o vetor de diferenças de tensão ao vetor de tensões. Isso é feito em (4.27), onde \mathbf{I}_d representa a matriz identidade com o número de colunas e linhas correspondentes ao número de enrolamentos:

$$\begin{bmatrix} E_0 - E_0' \\ E_1 - E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1} - E_{n-1}' \\ E_0' - E_0 \\ E_1' - E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1}' - E_{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_d & -\mathbf{I}_d \\ -\mathbf{I}_d & \mathbf{I}_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_0 \\ E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1} \\ E_0' \\ E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1}' \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Utilizando (4.26) e todo, obtém-se a relação final entre todas as correntes e todas as tensões em (4.27):

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ \vdots \\ I_{n-1} \\ I_0' \\ I_1' \\ \vdots \\ I_{n-1}' \end{bmatrix} = y_m \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{part}^{-1} & -\mathbf{A}_{part}^{-1} \\ -\mathbf{A}_{part}^{-1} & \mathbf{A}_{part}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_0 \\ E_1 \\ \vdots \\ E_{n-1} \\ E_0' \\ E_1' \\ \vdots \\ E_{n-1}' \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

De (4.23) e (4.28), tem-se, finalmente, a matriz primitiva de admitâncias do transformador em (4.29):

$$\mathbf{Y}_{prim} = y_m \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{part}^{-1} & -\mathbf{A}_{part}^{-1} \\ -\mathbf{A}_{part}^{-1} & \mathbf{A}_{part}^{-1} \end{bmatrix}, \quad \text{onde} \begin{cases} A_{part\,ij} = \frac{\alpha_i \alpha_j}{\alpha_0^2}, \text{ se } i \neq j \\ A_{part\,ij} = \frac{\alpha_i^2}{\alpha_0^2} + y_m z_i, \text{ se } i = j \end{cases} \quad (4.29)$$

Verifica-se que a matriz primitiva em (4.29) é necessariamente singular (pois o terra não foi considerado na formulação).

Um passo adicional realizado pelo programa é a adição de valores imaginários extremamente baixos na diagonal da matriz (apenas no primeiro bloco) de modo a remover sua singularidade. Isto é equivalente a conectar reatâncias muito altas entre as fases do transformador e o terra para evitar que fiquem sem referência. Esta técnica é também utilizada pelo OpenDSS, que denomina essas reatâncias extremamente altas de “reatâncias *anti-float*” [11].

Caso algum dos nós do transformador esteja solidamente aterrado, basta simplesmente remover da matriz \mathbf{Y}_{prim} a linha e a coluna correspondentes ao nó que está aterrado (pois a tensão no nó em específico é nula). Se houver aterramento por alguma

impedância não nula (como é o caso dos estudos realizados), basta conectar um elemento de impedância *shunt* em estrela entre o nó e o terra (monofásico).

Um adendo final: quanto à defasagem entre primário e secundário dos transformadores (“hora” do transformador), não há nada adicional a ser feito na matriz primitiva do transformador. Entretanto, é necessário levar em consideração a hora do transformador para os valores iniciais de tensão no processo iterativo de fluxo de carga, caso seja empregado o *flat start*. O programa desenvolvido é capaz de conectar adequadamente os bancos trifásicos de transformadores monofásicos para diversas conexões, e de obter corretamente as tensões iniciais de *flat start* para os circuitos secundários desses transformadores. As conexões trifásicas implementadas no programa são Yy0, Dd0, Yd1, Dy1, Yd11 e Dy11 (embora a única conexão trifásica de fato utilizada nos circuitos simulados seja a Dy1).

4.2.1.4 Matriz de Admitâncias

Após a obtenção de todas as matrizes de todos os elementos lineares, é possível montar a matriz de admitâncias geral do circuito como um todo (\mathbf{Y}). O processo de montagem é relativamente simples.

Posto que \mathbf{Y} relaciona todas as tensões complexas em todos os nós do sistema e todas as injeções de corrente complexas em todos os nós do sistema, \mathbf{Y} é uma matriz quadrada com número de linhas e colunas iguais ao número de nós do sistema. Por questões de desempenho computacional, a matriz é tomada como esparsa no código.

Seja Y_{km} o elemento da matriz \mathbf{Y} correspondente à linha k e coluna m , onde k e m são nós específicos. Sejam $\mathbf{Y}_{prim_1}, \dots, \mathbf{Y}_{prim_n}$ todas as matrizes primitivas de todos os elementos do sistema conectados aos nós k e/ou m , e $Y_{prim_{1ij}}, \dots, Y_{prim_{nij}}$ todos os elementos da linha i e coluna j de cada matriz primitiva de cada elemento, onde i corresponde ao nó k , e j corresponde ao nó m . O elemento Y_{km} , portanto, pode ser calculado como em (4.30):

$$Y_{km} = \sum_{u=1}^n Y_{prim_{u ij}} \quad (4.30)$$

O motivo disto é simples. A injeção de corrente total na matriz de admitâncias do circuito em um nó específico é igual à soma das injeções de correntes de cada um dos

elementos conectados a este nó. Dado que a injeção de corrente em cada elemento pode ser obtida a partir do produto das tensões em cada elemento pela matriz primitiva, sendo esta relação linear, obtém-se (4.30).

O cálculo realizado em (4.30) é equivalente ao produto de todas as matrizes primitivas de admitância dos elementos pela matriz de incidência do grafo do circuito, como usualmente descrito na literatura [22] (embora o programa implementado não construa uma matriz de incidência de forma explícita, utilizando a relação (4.30) ao invés disso).

4.2.2 Carga Nó-Terra

Para as cargas, o objetivo das formulações é obter três informações relevantes:

- Injeções de potência especificadas em cada nó da carga em função das tensões dos nós. As injeções de potência especificada são utilizadas para calcular os *mismatches* de potência, cuja função é verificar a convergência do circuito comparando com uma tolerância;
- Injeções de corrente especificadas em cada nó da carga em função das tensões dos nós. Estas injeções de corrente são utilizadas na montagem do vetor de injeções de corrente, que é empregado em ambos os métodos de fluxo de carga implementados;
- Derivadas das injeções de corrente especificadas em função das tensões dos nós. Isto é empregado apenas para o método Newton-Raphson por injeção de corrente para a montagem da matriz Jacobiana.

As três informações obtidas são obtidas para as cargas conectadas entre nó e terra (esta subseção) e para as cargas conectadas entre dois nós (próxima subseção).

O modelo ZIP de uma carga entre nó e terra conectada ao nó k (Figura 4.4), que relaciona a potência S consumida pela carga à magnitude de tensão V_k no nó k , de tensão nominal V_{nom} (em pu); coeficientes de potência, corrente e impedância constantes a'_p , b'_p e c'_p (respectivamente) para a componente ativa, e a'_q , b'_q e c'_q (respectivamente) para a componente reativa; e potências nominais ativa P e reativa Q , a potência total é calculada em (4.31) e (4.32).

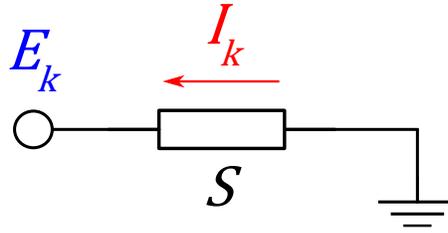


Figura 4.4 – Esquemática de uma carga nó-terra.

$$S = P \left[a_p' + b_p' \left(\frac{V_k}{V_{nom}} \right) + c_p' \left(\frac{V_k}{V_{nom}} \right)^2 \right] + jQ \left[a_q' + b_q' \left(\frac{V_k}{V_{nom}} \right) + c_q' \left(\frac{V_k}{V_{nom}} \right)^2 \right] \quad (4.31)$$

Onde:

$$\begin{cases} a_p' + b_p' + c_p' = 1 \\ a_q' + b_q' + c_q' = 1 \end{cases} \quad (4.32)$$

É importante frisar que, mesmo em pu, V_{nom} não necessariamente é unitário. Para cargas entre duas fases, este valor é de fato igual a um; mas, para cargas entre fase e terra ou fase e neutro, isto não é verdade. V_{nom} pode ser dado pela relação (4.33):

$$V_{nom} = \frac{1 \text{ pu}}{r} \quad (4.33)$$

onde r (relação entre tensão nominal de linha e tensão nominal da carga, adimensional) é igual a:

- Para cargas fase-fase, $r = 1$;
- Para cargas fase-neutro ou fase-terra em circuitos trifásicos, $r = \sqrt{3}$;
- Para cargas fase-neutro ou fase-terra em circuitos de transformadores com tape central, $r = 2$.

Portanto, em pu, a fórmula original pode ser modificada para (4.34):

$$S = P(a_p' + b_p' r V_k + c_p' r^2 V_k^2) + jQ(a_q' + b_q' r V_k + c_q' r^2 V_k^2) \quad (4.34)$$

Fazendo as substituições em (4.35), pode-se obter a fórmula final, onde os coeficientes de relação entre fase e linha estão embutidos nos coeficientes ZIP (4.36). Isso torna a derivação das equações dos métodos de fluxo de carga mais simples.

$$\begin{cases} a_p = a_p' \\ b_p = r b_p' \\ c_p = r^2 c_p' \end{cases}, \quad \begin{cases} a_q = a_q' \\ b_q = r b_q' \\ c_q = r^2 c_q' \end{cases} \quad (4.35)$$

$$S = P(a_p + b_p V_k + c_p V_k^2) + jQ(a_q + b_q V_k + c_q V_k^2) \quad (4.36)$$

Todas as formulações apresentadas adiante nesta subsecção são oriundas de (4.36).

4.2.2.1 Injeções de Potência Especificada

As injeções de potência especificada são triviais para cargas entre nó e terra. Para o nó k , as injeções de potência ativa e reativa especificadas são apenas a parte real e imaginária de (4.36), mas separadas (4.37). Como mencionado anteriormente, estes valores são empregados apenas para a verificação da convergência a partir da comparação dos *mismatches* de potência especificada e calculada com uma tolerância estabelecida.

$$\begin{cases} P_k = P(a_p + b_p V_k + c_p V_k^2) \\ Q_k = Q(a_q + b_q V_k + c_q V_k^2) \end{cases} \quad (4.37)$$

4.2.2.2 Injeções de Corrente Especificada

Seja E_k a tensão complexa no nó k , cuja magnitude é o V_k presente em (4.36). Separe-se E_k em suas componentes real e imaginária e_{x_k} e e_{y_k} , respectivamente, e calcula-se a injeção de corrente especificada no nó k (I_k) como em (4.38).

$$I_k = \left(\frac{S}{E_k}\right)^* = \frac{P(a_p + b_p V_k + c_p V_k^2) - jQ(a_q + b_q V_k + c_q V_k^2)}{e_{x_k} - je_{y_k}} \quad (4.38)$$

Isso implica em (4.39).

$$I_k = \frac{P(a_p + b_p V_k + c_p V_k^2) - jQ(a_q + b_q V_k + c_q V_k^2)}{\underbrace{e_{x_k}^2 + e_{y_k}^2}_{V_k^2}} (e_{x_k} + je_{y_k}) \quad (4.39)$$

Definindo μ_p e μ_q para facilitar as deduções dos equacionamentos, tem-se (4.40).

$$\begin{cases} \mu_p = \frac{a_p}{V_k^2} + \frac{b_p}{V_k} + c_p \\ \mu_q = \frac{a_q}{V_k^2} + \frac{b_q}{V_k} + c_q \end{cases} \quad (4.40)$$

De (4.39) e (4.40), realizam-se as deduções de (4.41) a (4.43), finalmente obtendo as injeções de corrente especificadas (real e imaginária) em (4.43).

$$I_k = \left[P \left(\overbrace{\left(\frac{a_p}{V_k^2} + \frac{b_p}{V_k} + c_p \right)}^{\mu_p} \right) - jQ \left(\overbrace{\left(\frac{a_q}{V_k^2} + \frac{b_q}{V_k} + c_q \right)}^{\mu_q} \right) \right] (e_{x_k} + je_{y_k}) \quad (4.41)$$

$$I_k = (P\mu_p - jQ\mu_q)(e_{x_k} + je_{y_k}) \quad (4.42)$$

$$\begin{cases} I_{x_k} = P\mu_p e_{x_k} + Q\mu_q e_{y_k} \\ I_{y_k} = P\mu_p e_{y_k} - Q\mu_q e_{x_k} \end{cases} \quad (4.43)$$

4.2.2.3 Jacobiana – Parcela da Carga

Com o objetivo de calcular os termos da matriz Jacobiana para o método Newton-Raphson por injeção de corrente, é necessário obter 4 derivadas parciais: $\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{x_k}}, \frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{y_k}}, \frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{x_k}}$ e $\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{y_k}}$ a partir da equação (4.43). Com estas derivadas parciais, obtém-se as contribuições à Jacobiana em (4.44) (isto é mais bem elucidado na subseção 0).

$$\begin{cases} J_{xx \text{ carga } kk} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{xy \text{ carga } kk} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{y_k}} \\ J_{yx \text{ carga } kk} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{yy \text{ carga } kk} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{y_k}} \end{cases} \quad (4.44)$$

Para facilitar as formulações, define-se primeiro (4.45) a partir de (4.40).

$$\begin{cases} k_p = \frac{\partial \mu_p}{\partial V_k} = \left(-2 \frac{a_p}{V_k^3} - \frac{b_p}{V_k^2} \right) \\ k_q = \frac{\partial \mu_q}{\partial V_k} = \left(-2 \frac{a_q}{V_k^3} - \frac{b_q}{V_k^2} \right) \end{cases} \quad (4.45)$$

Também para facilitar os equacionamentos, fazem-se derivadas parciais de algumas variáveis intermediárias e auxiliares em função das componentes complexas das tensões na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Derivadas parciais das variáveis intermediárias e auxiliares em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-terra.

	e_{x_k}	e_{y_k}
V_k	$\frac{\partial V_k}{\partial e_{x_k}} = \frac{e_{x_k}}{V_k}$	$\frac{\partial V_k}{\partial e_{y_k}} = \frac{e_{y_k}}{V_k}$
μ_p	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{x_k}} = k_p \frac{\partial V_k}{\partial e_{x_k}}$	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{y_k}} = k_p \frac{\partial V_k}{\partial e_{y_k}}$
μ_q	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{x_k}} = k_q \frac{\partial V_k}{\partial e_{x_k}}$	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{y_k}} = k_q \frac{\partial V_k}{\partial e_{y_k}}$

Com (4.43) e a Tabela 4.1, obtém-se as quatro derivadas desejadas das componentes da injeção de corrente na Tabela 4.2, tornando possível o cálculo das contribuições à Jacobiana com (4.44).

Tabela 4.2 – Derivadas parciais das componentes complexas das injeções de corrente em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-terra.

	e_{x_k}	e_{y_k}
I_{x_k}	$\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{x_k}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{x_k}} e_{x_k} + P \mu_p + Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{x_k}} e_{y_k}$	$\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{y_k}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{y_k}} e_{x_k} + Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{y_k}} e_{y_k} + Q \mu_q$
I_{y_k}	$\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{x_k}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{x_k}} e_{y_k} - Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{x_k}} e_{x_k} - Q \mu_q$	$\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{y_k}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{y_k}} e_{y_k} + P \mu_p - Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{y_k}} e_{x_k}$

4.2.3 Carga Nó-Nó

Assim como para as cargas conectadas entre nó e terra, as deduções algébricas aqui expostas visam obter três informações diferentes:

- Injeções de potência especificadas em cada nó da carga;
- Injeções de corrente especificadas em cada nó da carga;
- Derivadas das injeções de corrente especificadas.

O modelo ZIP de uma carga entre dois nós conectada ao nó k e ao nó m (Figura 4.5), que relaciona a potência S consumida pela carga à magnitude de tensão V_{km} entre os nós k e m , de tensão nominal V_{nom} (em pu); coeficientes de potência, corrente e impedância constantes a'_p , b'_p e c'_p (respectivamente) para a componente ativa, e a'_q , b'_q e c'_q

(respectivamente) para a componente reativa; e potências nominais ativa P e reativa Q , a potência total é calculada em (4.46) e (4.47).

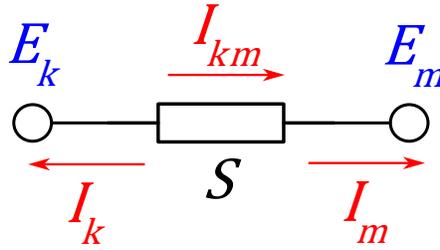


Figura 4.5 – Esquematização de uma carga nó-nó.

$$S = P \left[a_p' + b_p' \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right) + c_p' \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right)^2 \right] + jQ \left[a_q' + b_q' \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right) + c_q' \left(\frac{V_{km}}{V_{nom}} \right)^2 \right] \quad (4.46)$$

Onde:

$$\begin{cases} a_p' + b_p' + c_p' = 1 \\ a_q' + b_q' + c_q' = 1 \end{cases} \quad (4.47)$$

Similarmente ao que é feito para a carga nó-terra na subseção 4.2.2, são feitas as substituições (4.48) e (4.49) de modo a obter (4.50):

$$V_{nom} = \frac{1 \text{ pu}}{r} \quad (4.48)$$

$$\begin{cases} a_p = a_p' \\ b_p = r b_p' \\ c_p = r^2 c_p' \end{cases}, \quad \begin{cases} a_q = a_q' \\ b_q = r b_q' \\ c_q = r^2 c_q' \end{cases} \quad (4.49)$$

$$S = P(a_p + b_p V_{km} + c_p V_{km}^2) + jQ(a_q + b_q V_{km} + c_q V_{km}^2) \quad (4.50)$$

onde r (relação entre tensão nominal de linha e tensão nominal da carga) é igual a:

- Para cargas fase-fase, $r = 1$;
- Para cargas fase-neutro ou fase-terra em circuitos trifásicos, $r = \sqrt{3}$;
- Para cargas fase-neutro ou fase-terra em circuitos de transformadores com tape central, $r = 2$.

Todas as formulações apresentadas adiante nesta subseção são oriundas de (4.50).

4.2.3.1 Injeções de Potência Especificada

Para cargas entre dois nós, as injeções de potência especificada não são trivialmente obtidas, como para o caso das cargas entre nó e terra. Como há dois nós envolvidos (nó k e nó m), uma parte da potência é consumida em cada um dos dois nós da carga.

Nos equacionamentos de (4.51) a (4.53), a potência total da carga S é dividida nas injeções de potência nas duas barras (S_k e S_m).

$$S = (E_k - E_m)I_{km}^* \Rightarrow I_{km}^* = \frac{S}{E_k - E_m} \quad (4.51)$$

$$S_k = P_k + jQ_k = E_k I_{km}^* = E_k \frac{S}{E_k - E_m} \quad (4.52)$$

$$S_m = P_m + jQ_m = E_m (-I_{km})^* = E_m \frac{S}{E_m - E_k} \quad (4.53)$$

De (4.52) e (4.53), deriva-se (4.54):

$$S = S_k + S_m \Rightarrow S_m = S - S_k \quad (4.54)$$

Portanto, basta obter apenas uma das injeções de potência; a partir dela, a outra é obtida trivialmente. Todas as deduções apresentadas abaixo se referem apenas a S_k .

De (4.52), resulta (4.55).

$$S_k = E_k \frac{S}{E_k - E_m} = E_k \frac{S}{E_k - E_m} \frac{(E_k - E_m)^*}{(E_k - E_m)^*} = S \frac{V_k^2 - E_k E_m^*}{V_{km}^2} \quad (4.55)$$

Fazem-se as definições em (4.56) e (4.57) para facilitar os equacionamentos:

$$\begin{cases} \mu_p = \frac{a_p}{V_{km}^2} + \frac{b_p}{V_{km}} + c_p \\ \mu_q = \frac{a_q}{V_{km}^2} + \frac{b_q}{V_{km}} + c_q \end{cases} \quad (4.56)$$

$$\begin{cases} N_p = V_k^2 - e_{x_k} e_{x_m} - e_{y_k} e_{y_m} \\ N_q = -e_{y_k} e_{x_m} + e_{x_k} e_{y_m} \end{cases} \quad (4.57)$$

Logo, a partir de (4.55), desenvolve-se de (4.58) a (4.60).

$$V_k^2 - E_k E_m^* = \overbrace{(V_k^2 - e_{x_k} e_{x_m} - e_{y_k} e_{y_m})}^{N_p} + j \overbrace{(-e_{y_k} e_{x_m} + e_{x_k} e_{y_m})}^{N_q} = N_p + jN_q \quad (4.58)$$

$$S_k = [P(a_p + b_p V_{km} + c_p V_{km}^2) + jQ(a_q + b_q V_{km} + c_q V_{km}^2)] \frac{N_p + jN_q}{V_{km}^2} \quad (4.59)$$

$$S_k = \left[P \overbrace{\left(\frac{a_p}{V_{km}^2} + \frac{b_p}{V_{km}} + c_p \right)}^{\mu_p} + jQ \overbrace{\left(\frac{a_q}{V_{km}^2} + \frac{b_q}{V_{km}} + c_q \right)}^{\mu_q} \right] (N_p + jN_q) \quad (4.60)$$

Finalmente, obtém-se as injeções de potência no nó k em (4.61).

$$\begin{cases} P_k = PN_p\mu_p - QN_q\mu_q \\ Q_k = PN_q\mu_p + QN_p\mu_q \end{cases} \quad (4.61)$$

Quanto ao nó m , utiliza-se (4.54) e (4.61) para obter suas injeções de potência (4.62):

$$\begin{cases} P_m = P(a_p + b_p V_{km} + c_p V_{km}^2) - P_k \\ Q_m = Q(a_q + b_q V_{km} + c_q V_{km}^2) - Q_k \end{cases} \quad (4.62)$$

Reitera-se que estes valores são empregados apenas para a verificação da convergência a partir da comparação dos *mismatches* de potência especificada e calculada com uma tolerância estabelecida nos métodos de fluxo de carga desenvolvidos.

4.2.3.2 Injeções de Corrente Especificada

Seja E_k a tensão complexa no nó k e E_m a tensão complexa no nó m . Separa-se E_k em suas componentes real e imaginária e_{x_k} e e_{y_k} , respectivamente, E_m em suas componentes real e imaginária e_{x_m} e e_{y_m} , respectivamente. Com isso, calcula-se a injeção de corrente especificada no nó k (I_k) e no nó m (I_m) de (4.63) a (4.65):

$$S = (E_k - E_m)I_{km}^* \Rightarrow I_{km} = \left(\frac{S}{E_k - E_m} \right)^* \quad (4.63)$$

$$I_k = I_{km} \quad (4.64)$$

$$I_m = -I_{km} = -I_k \quad (4.65)$$

Portanto, basta obter uma das injeções de corrente, e a outra é obtida trivialmente a partir dela.

Logo, pode-se deduzir I_k de uma forma muito similar às cargas nó-terra (4.66).

$$I_k = \frac{P(a_p + b_p V_{km} + c_p V_{km}^2) - jQ(a_q + b_q V_{km} + c_q V_{km}^2)}{(e_{x_k} - e_{x_m}) - j(e_{y_k} - e_{y_m})} \quad (4.66)$$

Isso implica em (4.67).

$$I_k = \frac{P(a_p + b_p V_{km} + c_p V_{km}^2) - jQ(a_q + b_q V_{km} + c_q V_{km}^2)}{\underbrace{(e_{x_k} - e_{x_m})^2 + (e_{y_k} - e_{y_m})^2}_{V_{km}^2}} [(e_{x_k} - e_{x_m}) + j(e_{y_k} - e_{y_m})] \quad (4.67)$$

Com μ_p e μ_q definidos em (4.56) e com (4.67), realizam-se as deduções de (4.68) a (4.70), finalmente obtendo as injeções de corrente especificadas (real e imaginária) no nó k . Com (4.65), obtém-se também as injeções de corrente especificadas no nó m (4.71):

$$I_k = \left[P \overbrace{\left(\frac{a_p}{V_{km}^2} + \frac{b_p}{V_{km}} + c_p \right)}^{\mu_p} - jQ \overbrace{\left(\frac{a_q}{V_{km}^2} + \frac{b_q}{V_{km}} + c_q \right)}^{\mu_q} \right] \left[(e_{x_k} - e_{x_m}) + j(e_{y_k} - e_{y_m}) \right] \quad (4.68)$$

$$I_{km} = (P\mu_p - jQ\mu_q) \left[(e_{x_k} - e_{x_m}) + j(e_{y_k} - e_{y_m}) \right] \quad (4.69)$$

$$\begin{cases} I_{x_k} = P\mu_p(e_{x_k} - e_{x_m}) + Q\mu_q(e_{y_k} - e_{y_m}) \\ I_{y_k} = P\mu_p(e_{y_k} - e_{y_m}) - Q\mu_q(e_{x_k} - e_{x_m}) \end{cases} \quad (4.70)$$

$$\begin{cases} I_{x_m} = -I_{x_k} \\ I_{y_m} = -I_{y_k} \end{cases} \quad (4.71)$$

4.2.3.3 Jacobiana – Parcela da Carga

Com o objetivo de calcular os termos da matriz Jacobiana para o método Newton-Raphson por injeção de corrente, é necessário obter 16 derivadas parciais (das componentes real e imaginária das correntes nos nós k e m em relação às componentes real e imaginária das tensões nos nós k e m) a partir das equações (4.70) e (4.71). Com estas quatro derivadas parciais, obtém-se as contribuições à Jacobiana em (4.72) (isto é mais bem elucidado na subseção 0):

$$\begin{cases} J_{xx}^{carga_{kk}} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{xy}^{carga_{kk}} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{y_k}} \\ J_{yx}^{carga_{kk}} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{yy}^{carga_{kk}} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{y_k}} \end{cases} \begin{cases} J_{xx}^{carga_{km}} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{x_m}} \\ J_{xy}^{carga_{km}} = -\frac{\partial I_{x_k}}{\partial e_{y_m}} \\ J_{yx}^{carga_{km}} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{x_m}} \\ J_{yy}^{carga_{km}} = -\frac{\partial I_{y_k}}{\partial e_{y_m}} \end{cases} \quad (4.72)$$

$$\begin{cases} J_{xx}^{carga_{mk}} = -\frac{\partial I_{x_m}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{xy}^{carga_{mk}} = -\frac{\partial I_{x_m}}{\partial e_{y_k}} \\ J_{yx}^{carga_{mk}} = -\frac{\partial I_{y_m}}{\partial e_{x_k}} \\ J_{yy}^{carga_{mk}} = -\frac{\partial I_{y_m}}{\partial e_{y_k}} \end{cases} \begin{cases} J_{xx}^{carga_{mm}} = -\frac{\partial I_{x_m}}{\partial e_{x_m}} \\ J_{xy}^{carga_{mm}} = -\frac{\partial I_{x_m}}{\partial e_{y_m}} \\ J_{yx}^{carga_{mm}} = -\frac{\partial I_{y_m}}{\partial e_{x_m}} \\ J_{yy}^{carga_{mm}} = -\frac{\partial I_{y_m}}{\partial e_{y_m}} \end{cases}$$

Para facilitar as formulações, define-se primeiro (4.73) a partir de (4.56):

$$\begin{cases} k_p = \frac{\partial \mu_p}{\partial V_{km}} = \left(-2 \frac{a_p}{V_{km}^3} - \frac{b_p}{V_{km}^2} \right) \\ k_q = \frac{\partial \mu_q}{\partial V_{km}} = \left(-2 \frac{a_q}{V_{km}^3} - \frac{b_q}{V_{km}^2} \right) \end{cases} \quad (4.73)$$

Também para facilitar os equacionamentos, fazem-se derivadas parciais de algumas variáveis intermediárias e auxiliares em função das componentes complexas das tensões na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Derivadas parciais das variáveis intermediárias e auxiliares em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-nó.

	e_{xk}	e_{yk}
V_{km}	$\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{xk}} = \frac{e_{xk} - e_{xm}}{V_{km}}$	$\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{yk}} = \frac{e_{yk} - e_{ym}}{V_{km}}$
μ_p	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{xk}} = k_p \frac{\partial V_{km}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{yk}} = k_p \frac{\partial V_{km}}{\partial e_{yk}}$
μ_q	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{xk}} = k_q \frac{\partial V_{km}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{yk}} = k_q \frac{\partial V_{km}}{\partial e_{yk}}$
	e_{xm}	e_{ym}
V_{km}	$\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{xm}} = \frac{e_{xm} - e_{xk}}{V_{km}} = -\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{ym}} = \frac{e_{ym} - e_{yk}}{V_{km}} = -\frac{\partial V_{km}}{\partial e_{yk}}$
μ_p	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{xm}} = -\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{ym}} = -\frac{\partial \mu_p}{\partial e_{yk}}$
μ_q	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{xm}} = -\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{ym}} = -\frac{\partial \mu_q}{\partial e_{yk}}$

Com (4.70), (4.71) e a Tabela 4.3, obtém-se as dezesseis derivadas desejadas das componentes da injeção de corrente na Tabela 4.4, tornando possível o cálculo das contribuições à Jacobiana com (4.72).

Tabela 4.4 – Derivadas parciais das componentes complexas das injeções de corrente em relação às componentes complexas das tensões para cargas nó-nó.

	e_{xk}	e_{yk}
I_{xk}	$\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{xk}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{xk}} (e_{xk} - e_{xm}) + P\mu_p + Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{xk}} (e_{yk} - e_{ym})$	$\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{yk}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{yk}} (e_{xk} - e_{xm}) + Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{yk}} (e_{yk} - e_{ym}) + Q\mu_q$
I_{yk}	$\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{xk}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{xk}} (e_{yk} - e_{ym}) - Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{xk}} (e_{xk} - e_{xm}) - Q\mu_q$	$\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{yk}} = P \frac{\partial \mu_p}{\partial e_{yk}} (e_{yk} - e_{ym}) + P\mu_p - Q \frac{\partial \mu_q}{\partial e_{yk}} (e_{xk} - e_{xm})$
I_{xm}	$\frac{\partial I_{xm}}{\partial e_{xk}} = -\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{xm}}{\partial e_{yk}} = -\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{yk}}$
I_{ym}	$\frac{\partial I_{ym}}{\partial e_{xk}} = -\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{ym}}{\partial e_{yk}} = -\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{yk}}$
	e_{xm}	e_{ym}
I_{xk}	$\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{xm}} = -\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{ym}} = -\frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{yk}}$
I_{yk}	$\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{xm}} = -\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{ym}} = -\frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{yk}}$
I_{xm}	$\frac{\partial I_{xm}}{\partial e_{xm}} = \frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{xm}}{\partial e_{ym}} = \frac{\partial I_{xk}}{\partial e_{yk}}$
I_{ym}	$\frac{\partial I_{ym}}{\partial e_{xm}} = \frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{xk}}$	$\frac{\partial I_{ym}}{\partial e_{ym}} = \frac{\partial I_{yk}}{\partial e_{yk}}$

4.2.4 Método Newton-Raphson por Injeção de Corrente

Com todos os modelos dos elementos (elementos lineares e cargas) formulados, basta então formular o algoritmo de fluxo de carga.

O método Newton-Raphson é um método iterativo tradicionalmente conhecido na literatura para solução do fluxo de carga [20], [21], e consiste em, de certo modo, linearizar o problema de fluxo de carga utilizando sua matriz Jacobiana em cada iteração. Inicializa-se o algoritmo com valores pré-definidos de tensão em todos os nós (por exemplo, utilizando

flat start ou a inicialização por impedâncias constantes, assim como o OpenDSS) e, a cada iteração, calcula-se a Jacobiana (que representa uma linearização do sistema para o ponto em questão), resolve-se um sistema linear e obtêm-se novos valores de tensão, até que alguma condição de convergência seja atingida.

O método Newton-Raphson por injeção de corrente, em específico, utiliza as tensões e correntes em coordenadas retangulares, e a Jacobiana representa as sensibilidades das componentes de tensão em relação às componentes de corrente em todos os nós. Assim como a matriz de admitâncias do circuito, a Jacobiana é esparsa.

Sejam $\mathbf{I}_{xy_{esp}}^i$ o vetor de injeções de corrente especificada na i -ésima iteração (seus valores são provenientes das cargas), com componentes reais e imaginárias de forma alternada; $\mathbf{I}_{xy_{calc}}^i$ o vetor de injeções de corrente calculada na i -ésima iteração (seus valores são calculados conforme equações apresentadas mais adiante nesta subseção) e \mathbf{e}_{xy}^i o vetor de tensões na i -ésima iteração, com componentes reais e imaginárias de forma alternada, como em (4.74) (onde o circuito em questão possui n nós).

$$\mathbf{I}_{xy_{esp}}^i = \begin{bmatrix} I_{x_{esp1}} \\ I_{y_{esp1}} \\ \vdots \\ I_{x_{esp_n}} \\ I_{y_{esp_n}} \end{bmatrix}^i, \quad \mathbf{I}_{xy_{calc}}^i = \begin{bmatrix} I_{x_{calc1}} \\ I_{y_{calc1}} \\ \vdots \\ I_{x_{calc_n}} \\ I_{y_{calc_n}} \end{bmatrix}^i, \quad \mathbf{e}_{xy}^i = \begin{bmatrix} e_{x1} \\ e_{y1} \\ \vdots \\ e_{xn} \\ e_{yn} \end{bmatrix}^i \quad (4.74)$$

A partir do estado atual do circuito em uma determinada iteração, com \mathbf{e}_{xy}^i conhecido (seja ele um valor inicial caso $i = 1$, seja ele o valor da iteração anterior), calculam-se as tensões da próxima iteração (\mathbf{e}_{xy}^{i+1}) utilizando as equações de (4.75) a (4.77), utilizando a matriz Jacobiana \mathbf{J}^i :

$$\Delta \mathbf{I}_{xy}^i = \mathbf{I}_{xy_{esp}}^i - \mathbf{I}_{xy_{calc}}^i \quad (4.75)$$

$$-\mathbf{J}^i \Delta \mathbf{e}_{xy}^i = \Delta \mathbf{I}_{xy}^i \quad (4.76)$$

$$\mathbf{e}_{xy}^{i+1} = \Delta \mathbf{e}_{xy}^i + \mathbf{e}_{xy}^i \quad (4.77)$$

É importante ressaltar que, na prática, inversões de matrizes são muito computacionalmente custosas, principalmente para matrizes grandes. O sistema linear da equação (4.76), que deve ser resolvido para obter $\Delta \mathbf{e}_{xy}^i$ para seu uso na equação (4.77), é

resolvido via fatoração esparsa LU no programa desenvolvido, empregando a biblioteca de álgebra linear C++ Eigen [26].

Devido à forma com que o sistema linear é construído, a jacobiana é composta por n^2 submatrizes 2×2 (onde n é número de nós do sistema). Cada uma dessas submatrizes pode ser representada como em (4.78) (para a submatriz correspondente aos nós k e m):

$$-\mathbf{J}_{km}^i = \begin{bmatrix} J_{xx_{km}} & J_{xy_{km}} \\ J_{yx_{km}} & J_{yy_{km}} \end{bmatrix}^i \quad (4.78)$$

Os quatro elementos referenciados em (4.78) podem ser calculados como em (4.79):

$$\left\{ \begin{array}{l} J_{xx_{km}} = -\frac{\partial(\Delta I_{x_k})}{\partial e_{x_m}} = -\frac{\partial I_{x_{esp_k}}}{\partial e_{x_m}} + \frac{\partial I_{x_{calc_k}}}{\partial e_{x_m}} = J_{xx_{carga_{km}}} + J_{xx_{circ_{km}}} \\ J_{xy_{km}} = -\frac{\partial(\Delta I_{x_k})}{\partial e_{y_m}} = -\frac{\partial I_{x_{esp_k}}}{\partial e_{y_m}} + \frac{\partial I_{x_{calc_k}}}{\partial e_{y_m}} = J_{xy_{carga_{km}}} + J_{xy_{circ_{km}}} \\ J_{yx_{km}} = -\frac{\partial(\Delta I_{y_k})}{\partial e_{x_m}} = -\frac{\partial I_{y_{esp_k}}}{\partial e_{x_m}} + \frac{\partial I_{y_{calc_k}}}{\partial e_{x_m}} = J_{yx_{carga_{km}}} + J_{yx_{circ_{km}}} \\ J_{yy_{km}} = -\frac{\partial(\Delta I_{y_k})}{\partial e_{y_m}} = -\frac{\partial I_{y_{esp_k}}}{\partial e_{y_m}} + \frac{\partial I_{y_{calc_k}}}{\partial e_{y_m}} = J_{yy_{carga_{km}}} + J_{yy_{circ_{km}}} \end{array} \right. \quad (4.79)$$

Observa-se que, em (4.79), cada elemento da submatriz pode ser dividido em duas componentes: uma componente referente à derivada da corrente especificada (denominada “contribuição da carga à Jacobiana”) e uma componente referente à derivada da corrente calculada (denominada “contribuição do circuito à Jacobiana”). As contribuições das cargas são apresentadas nas subseções 4.2.2 e 0, enquanto as contribuições do circuito são apresentadas mais adiante nesta subseção.

Com as submatrizes, a Jacobiana é montada como em (4.80):

$$-\mathbf{J}^i = \begin{bmatrix} -J_{11}^i & \cdots & -J_{1n}^i \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -J_{n1}^i & \cdots & -J_{nn}^i \end{bmatrix} \quad (4.80)$$

No programa desenvolvido neste trabalho, estão implementadas duas condições de inicialização: *flat start* e inicialização via aproximação de impedâncias constantes (mais detalhes na subseção 4.2.6), e a condição de convergência implementada consiste em verificar se todos os *mismatches* de potência ativa e reativa em todos os nós do sistema (define-se “*mismatch*” em um nó como a diferença entre a potência injetada especificada e a

potência injetada calculada) têm seus valores absolutos abaixo de uma determinada tolerância. A condição de não-convergência consiste em verificar se o número de iterações realizado é maior que um valor predeterminado.

Neste programa, estão implementados nós do tipo *slack* (com tensão complexa pré-definida e fixa) e nós do tipo PQ (com tensão desconhecida, mas injeções de potência/corrente conhecidas). Apesar da existência de nós *slack*, todos os nós são representados na matriz Jacobiana, incluindo nós *slack* (ou seja, a Jacobiana sempre possui $2n$ linhas e colunas, onde n é o número de nós, sejam eles PQ ou *slack*). Para impedir que os nós *slack* tenham suas tensões modificadas, são adicionados valores muito altos (denominados valores de “insensibilidade da Jacobiana”; sendo 10^{20} pu o valor utilizado no programa desenvolvido) à diagonal da Jacobiana nas linhas referentes aos nós *slack*. Isto reduz a sensibilidade das tensões nos nós *slack* de tal modo que suas tensões não variem ao longo do processo iterativo. Não estão implementados outros tipos de nó, como por exemplo nós PV.

Um fluxograma do método de Newton-Raphson por injeção de corrente para apenas um passo de simulação é exposto na Figura 4.6.

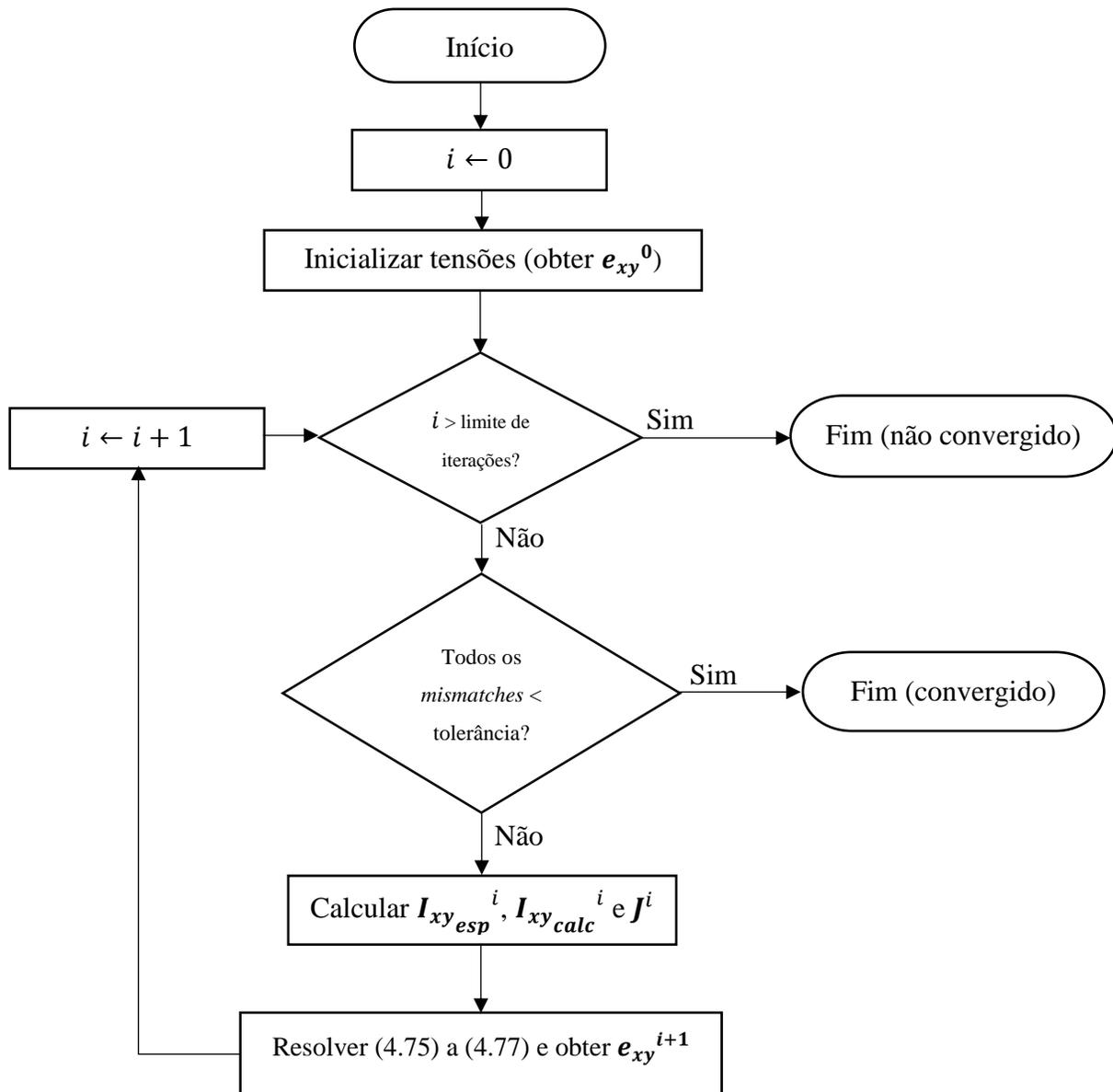


Figura 4.6 – Fluxograma do método Newton-Raphson por injeção de corrente implementado (apenas um passo da série temporal).

4.2.4.1 Injeções de Potência Calculada

Seja C_k o conjunto de nós conectados ao nó k , incluindo o próprio nó k . Pode-se calcular a injeção líquida de potência no nó k a partir das correntes que passam nos elementos conectados a esse nó. Ao utilizar a relação entre essas correntes e as tensões no sistema, obtém-se a injeção líquida de potência no nó em função das tensões no nó k e nos nós vizinhos, sendo essa injeção denominada “injeção de potência calculada”. As deduções das

injeções de potência para um nó k são apresentadas de (4.81) a (4.84), sendo Y_{km} o elemento da linha k e coluna m da matriz de admitâncias do circuito, com $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$.

$$S_k^* = P_k - jQ_k = E_k^* I_k \quad (4.81)$$

$$S_k^* = E_k^* \left(\sum_{m \in C_k} Y_{km} E_m \right) \quad (4.82)$$

$$S_k^* = \sum_{m \in C_k} (G_{km} + jB_{km}) (e_{x_k} - je_{y_k}) (e_{x_m} + je_{y_m}) \quad (4.83)$$

$$\begin{cases} P_k = \sum_{m \in C_k} G_{km} (e_{x_k} e_{x_m} + e_{y_k} e_{y_m}) + B_{km} (e_{y_k} e_{x_m} - e_{x_k} e_{y_m}) \\ Q_k = \sum_{m \in C_k} G_{km} (e_{y_k} e_{x_m} - e_{x_k} e_{y_m}) - B_{km} (e_{x_k} e_{x_m} + e_{y_k} e_{y_m}) \end{cases} \quad (4.84)$$

4.2.4.2 Injeções de Corrente Calculada

A dedução das injeções de corrente calculada é similar à das injeções de potências calculadas, porém mais simples. As injeções de corrente calculada são deduzidas de (4.85) a (4.86).

$$I_k = \sum_{m \in C_k} Y_{km} E_m = \sum_{m \in C_k} \left[(G_{km} e_{x_m} - B_{ki} e_{y_m}) + j (G_{km} e_{y_m} + B_{km} e_{x_m}) \right] \quad (4.85)$$

$$\begin{cases} I_{x_k} = \sum_{m \in C_k} G_{km} e_{x_m} - B_{km} e_{y_m} \\ I_{y_k} = \sum_{m \in C_k} G_{km} e_{y_m} + B_{km} e_{x_m} \end{cases} \quad (4.86)$$

4.2.4.3 Jacobiana – Parcela do Circuito

Para obter as parcelas do circuito da Jacobiana, como definido em (4.79), basta derivar as injeções de corrente calculadas em relação às tensões. Para um par de nós k e m (neste caso, considera-se também que k pode ser o mesmo nó que m), calculam-se 4 contribuições à Jacobiana, sendo elas as quatro combinações entre a derivada da corrente real do nó k e imaginária em relação à tensão real e imaginária do nó m . Para tal, derivam-se as correntes em (4.86) para obter as contribuições à Jacobiana (4.87).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial I_{x_{calc}k}}{\partial e_{x_m}} = G_{km} \\ \frac{\partial I_{x_{calc}k}}{\partial e_{y_m}} = -B_{km} \\ \frac{\partial I_{y_{calc}k}}{\partial e_{x_m}} = B_{km} \\ \frac{\partial I_{y_{calc}k}}{\partial e_{y_m}} = G_{km} \end{array} \right. \quad (4.87)$$

Com isso, empregam-se os valores de (4.87) para todas as combinações possíveis de k e m para construir a matriz como em (4.79).

É importante ressaltar que, apesar de essas componentes da Jacobiana não variarem ao longo das iterações, as componentes das cargas variam. Portanto, recalculá-la a cada iteração é necessário.

4.2.5 Método Z-Bus/Gauss Implícito

O método Z-Bus/Gauss implícito é um método iterativo que consiste em resolver repetidamente o sistema linear que relaciona as tensões às correntes do sistema, sempre atualizando as correntes a cada iteração [22], [23], [24].

Dada a equação básica do sistema em (4.88) e (4.89) (relação entre injeções de corrente especificadas e tensões, com tensões e correntes das barras *slack* e PQ separadas; e a matriz de admitâncias separada da mesma forma):

$$\begin{bmatrix} Y_a & Y_b \\ Y_c & Y_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{slack} \\ E_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{slack} \\ I_{pq} \end{bmatrix} \quad (4.88)$$

$$\begin{cases} Y_a E_{slack} + Y_b E_{pq} = I_{slack} \\ Y_c E_{slack} + Y_d E_{pq} = I_{pq} \end{cases} \quad (4.89)$$

Para uma determinada iteração, com tensões conhecidas, as injeções de corrente nos nós PQ e tensões nos nós *slack* são conhecidas; contudo, as tensões nos nós PQ e injeções de corrente especificadas nos nós *slack* são desconhecidas.

Para obter as tensões nos nós PQ, basta isolar o vetor correspondente na segunda equação de (4.89) junto a Y_d , obtendo (4.90):

$$Y_d E_{pq} = I_{pq} - Y_c E_{slack} \quad (4.90)$$

O método Z-bus/Gauss implícito consiste em inicializar as tensões nas barras PQ de alguma forma (por exemplo, *flat start* ou inicialização por impedâncias constantes). Após inicializar as tensões, calculam-se as injeções de corrente nodais para cada carga, e utiliza-se isso para calcular o lado direito da equação, obtendo-se as tensões. Para a i -ésima iteração, a equação (4.91) é utilizada. O processo é repetido até a convergência.

$$Y_d E_{pq}^{i+1} = I_{pq}^i - Y_c E_{slack} \quad (4.91)$$

Ressalta-se novamente que, para a obtenção de E_{pq}^{i+1} , a inversão de Y_d seria muito computacionalmente custosa; ao invés disso, a fatoração LU é utilizada para a solução do sistema linear.

As condições de convergência e de não-convergência são idênticas às utilizadas no método Newton-Raphson por injeção de corrente (todos os *mismatches* de potência menores que uma determinada tolerância; e número máximo de iterações, respectivamente). As formulações para o cálculo das injeções de corrente especificadas e injeções de potência especificadas e calculadas também são iguais.

Um fluxograma do método de Z-Bus/Gauss implícito para apenas um passo de simulação é exposto na Figura 4.7.

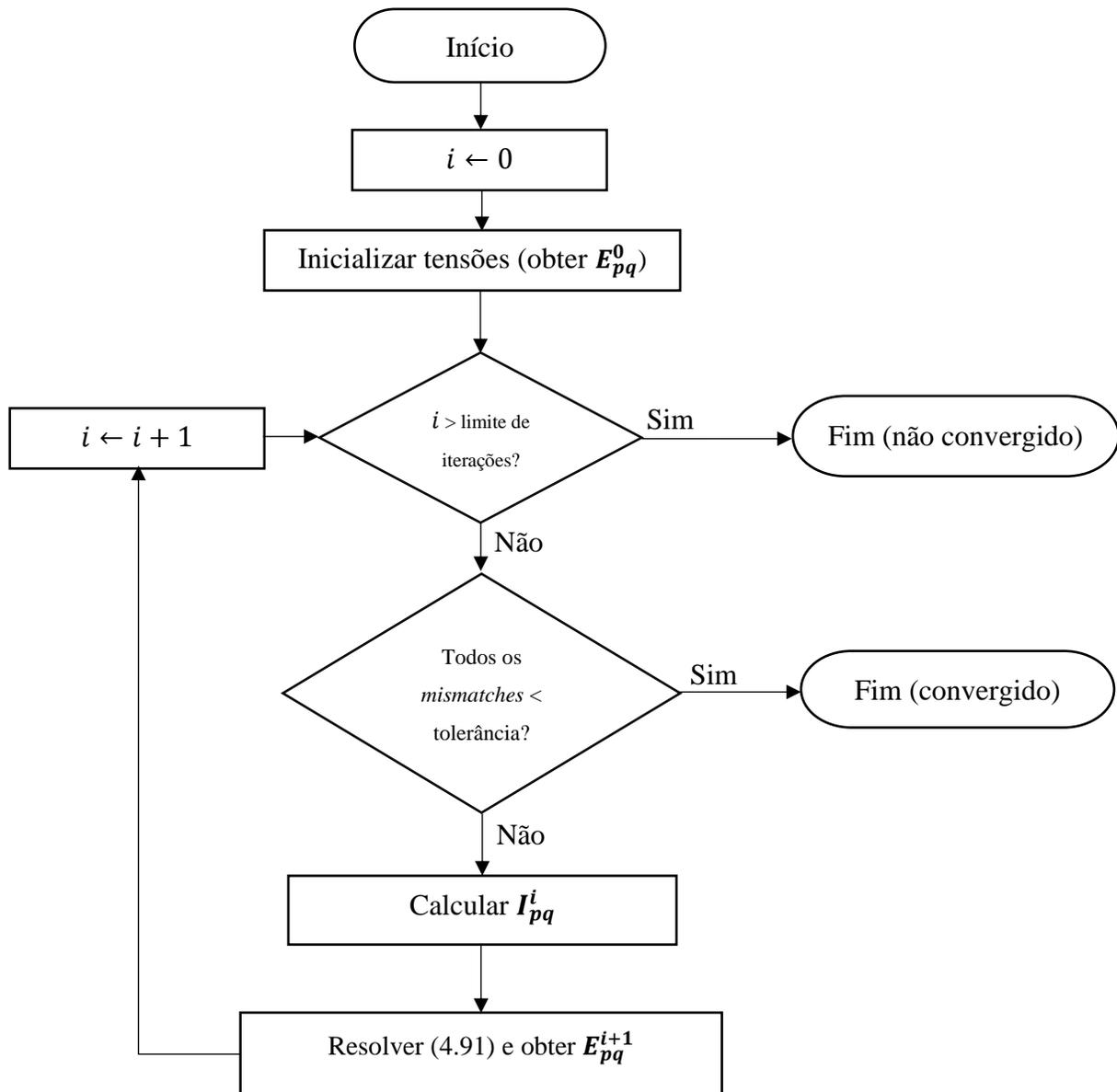


Figura 4.7 – Fluxograma do método Z-Bus/Gauss implícito (apenas um passo da série temporal).

4.2.6 Inicialização

Há duas opções implementadas para a inicialização das tensões para a primeira iteração do fluxo de carga: a inicialização por *flat start* e a inicialização por aproximação de impedâncias constantes.

Salienta-se que as opções de inicialização aqui descritas são empregadas apenas no primeiro passo de simulação da série temporal. Todos os passos seguintes utilizam os valores de tensões dos seus respectivos passos anteriores como inicialização para o fluxo de carga.

4.2.6.1 Flat Start

A inicialização por *flat start* é conceitualmente simples. Inicializam-se todas as fases com tensões nominais ($\frac{1}{\sqrt{3}}$ pu para circuitos trifásicos comuns e $\frac{1}{2}$ pu para circuitos monofásicos de transformadores com tape central) e todos os neutros com tensões muito próximas a zero (no programa desenvolvido, utiliza-se 10^{-15} pu).

Quanto aos ângulos das tensões, entretanto, há alguns detalhes adicionais que precisam de tratamento especial. Para as fases A, B e C em circuitos trifásicos primários, basta utilizar ângulos de 0° , -120° e 120° , respectivamente; mas, para circuitos secundários, é importante levar em conta a defasagem do transformador entre o primário e o secundário para inicializar corretamente os ângulos. Para isso, utilizam-se as horas dos transformadores em transformadores trifásicos. Já em transformadores monofásicos com tape central, é necessário considerar a fase (caso o primário seja conectado entre fase e terra) ou as fases (caso o primário seja conectado entre duas fases) em que o primário está conectado; e também considerar defasagem de 180° (ao invés de 120°) entre as fases secundárias. Ademais, essa defasagem angular causada pelos transformadores no *flat start* deve ser propagada por todas as barras de cada circuito secundário, o que exige também caminhar pelo grafo do circuito como um todo para verificar quais barras estão em quais circuitos secundários.

4.2.6.2 Impedâncias Constantes

A inicialização por impedâncias constantes, que é a mesma empregada pelo OpenDSS, consiste em aproximar todas as cargas por impedâncias constantes e adicioná-las à matriz de admitâncias do circuito. Com isso, o circuito se torna completamente linear e pode ser resolvido diretamente, sem emprego de processo iterativo. A equação a ser resolvida é similar à utilizada para a solução do método de Z-Bus/Gauss implícito, mas com a matriz de admitâncias modificada (com a adição das impedâncias das cargas) e com injeções de corrente nulas.

Para cada carga monofásica (seja ela nó-terra ou nó-nó), calcula-se sua impedância equivalente com (4.92) (considerando que a tensão nominal V_{nom} da carga não necessariamente é unitária em pu; pode ser diferente, dependendo da conexão da carga):

$$Z = \frac{V_{nom}^2}{S_{nom}^*} = \frac{V_{nom}^2}{P - jQ} \quad (4.92)$$

Essas impedâncias, então, são convertidas em admitâncias e são adicionadas à matriz de admitâncias do circuito nas linhas e colunas adequadas. O sistema linear do circuito é descrito em (4.93) e (4.94), com a matriz de admitâncias modificada e injeções de corrente nulas.

$$\begin{bmatrix} Y_a' & Y_b' \\ Y_c' & Y_d' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{slack} \\ E_{pq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.93)$$

$$\begin{cases} Y_a' E_{slack} + Y_b' E_{pq} = I_{slack} \\ Y_c' E_{slack} + Y_d' E_{pq} = I_{pq} \end{cases} \quad (4.94)$$

Utilizando a segunda equação do sistema, obtém-se (4.95), similar à equação do método de Z-Bus/Gauss implícito (4.91):

$$Y_d' E_{pq} = -Y_c' E_{slack} \quad (4.95)$$

Resolvendo esta equação linear via fatoração LU e isolando o vetor E_{pq} , as tensões são obtidas para o caso em que todas as cargas têm modelo de impedância constante. Essas tensões são utilizadas como valores iniciais para a primeira iteração do fluxo de carga.

4.2.7 Circuitos de Teste

Para verificar que os métodos de fluxo de carga de fato funcionam e retornam resultados corretos, são executados testes automáticos com 14 circuitos simples (listados na Tabela 4.5), cada um com o objetivo de checar o funcionamento de um elemento diferente. Os resultados são comparados aos resultados retornados pelo OpenDSS para os mesmos circuitos, utilizando tolerâncias relativas e absolutas. As comparações são executadas para ambos os métodos de fluxo de carga, e são sempre executadas após qualquer modificação no código do programa, para garantir que nenhum tipo de problema seja introduzido.

As seguintes grandezas são comparadas nos 14 circuitos para verificar a igualdade:

- Energia injetada pela fonte (ativos e reativos);
- Energia consumida por todas as cargas (ativos e reativos);
- Perdas nas linhas;
- Perdas nos transformadores;
- Perdas totais.

Tabela 4.5 – Circuitos para teste do programa de fluxo de carga desenvolvido.

Nome	Descrição
<i>test_simple</i>	Circuito simples monofásico fonte-linha-carga.
<i>test_simple_loadshape</i>	Circuito simples monofásico fonte-linha-carga, com 24 passos de simulação e curva de carga predefinida.
<i>test_simple_3f_wye</i>	Circuito simples trifásico fonte-linha-carga, com carga em estrela.
<i>test_simple_3f_wye_reactor_gnd</i>	Circuito simples trifásico fonte-linha-linha-carga, com carga em estrela e um reator (com resistência e reatância) trifásico em estrela conectado no meio do circuito (entre as duas linhas).
<i>test_simple_3f_wye_reactor_phase_a_neutral</i>	Circuito simples trifásico fonte-linha-linha-carga, com carga em estrela e um reator (com resistência e reatância) monofásico na fase A conectado no meio do circuito.
<i>test_simple_3f_delta</i>	Circuito simples trifásico fonte-linha-carga, com uma carga trifásica em delta e três cargas monofásicas fase-fase nas fases AB, BC e CA.
<i>test_simple_3f_wye_neutral</i>	Circuito simples trifásico fonte-linha-carga, com carga em estrela, com presença de neutro e aterramento na carga e na fonte.
<i>test_simple_transformer</i>	Circuito simples monofásico fonte-linha-transformador-linha-carga.
<i>test_ieee4bus_dy_bal_with_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador delta-estrela; secundário com neutro.
<i>test_ieee4bus_dy_bal_without_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador delta-estrela; secundário sem neutro.
<i>test_ieee4bus_center_tap_with_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador monofásico de tape central conectado às fases CA (primário fase-fase); secundário com neutro.
<i>test_ieee4bus_center_tap_without_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador monofásico de tape central conectado às fases CA (primário fase-fase); secundário sem neutro.
<i>test_ieee4bus_center_tap_fn_with_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador monofásico de tape central conectado à fase C (primário fase-terra); secundário com neutro.
<i>test_ieee4bus_center_tap_fn_without_neutral</i>	Circuito IEEE 4 Barras [27] modificado com transformador monofásico de tape central conectado à fase C (primário fase-terra); secundário sem neutro.

4.2.8 Circuitos de Estudo

Para realizar os estudos, são utilizados 38 alimentadores da mesma distribuidora analisada nos estudos do capítulo 3. Os alimentadores são separados em quatro categorias distintas (conforme Tabela 4.6), de modo a verificar o comportamento do fluxo de carga para diferentes tipos de alimentadores com diferentes características. Algumas das características dos alimentadores de cada grupo são apresentadas visualmente na Figura 4.8 e na Figura 4.9.

Tabela 4.6 – Grupos de alimentadores para os estudos de algoritmos de fluxo de carga.

Categoria de alimentador	Número de alimentadores	Descrição
<i>Baixo</i>	10	Alimentadores com produto do comprimento total da rede (em km) pela soma de todas as demandas médias das cargas (em kW) com valor baixo , sem transformadores monofásicos com tape central.
<i>Médio</i>	10	Alimentadores com produto do comprimento total da rede (em km) pela soma de todas as demandas médias das cargas (em kW) com valor médio , sem transformadores monofásicos com tape central.
<i>Alto</i>	10	Alimentadores com produto do comprimento total da rede (em km) pela soma de todas as demandas médias das cargas (em kW) com valor alto , sem transformadores monofásicos com tape central.
<i>Tape Central</i>	8	Alimentadores com transformadores monofásicos com tape central.

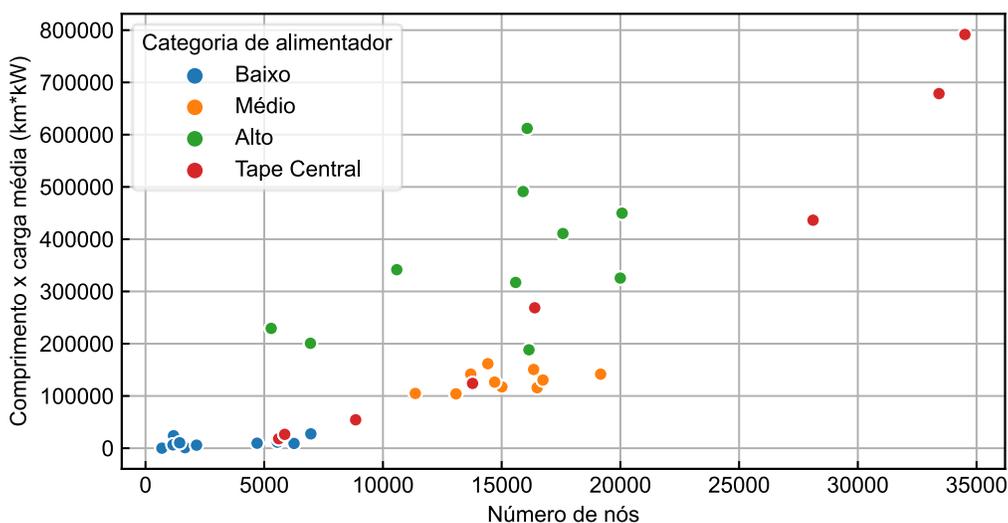


Figura 4.8 – Número de nós e produto de comprimento total pela carga média dos alimentadores de cada grupo dos estudos de algoritmos de fluxo de carga.

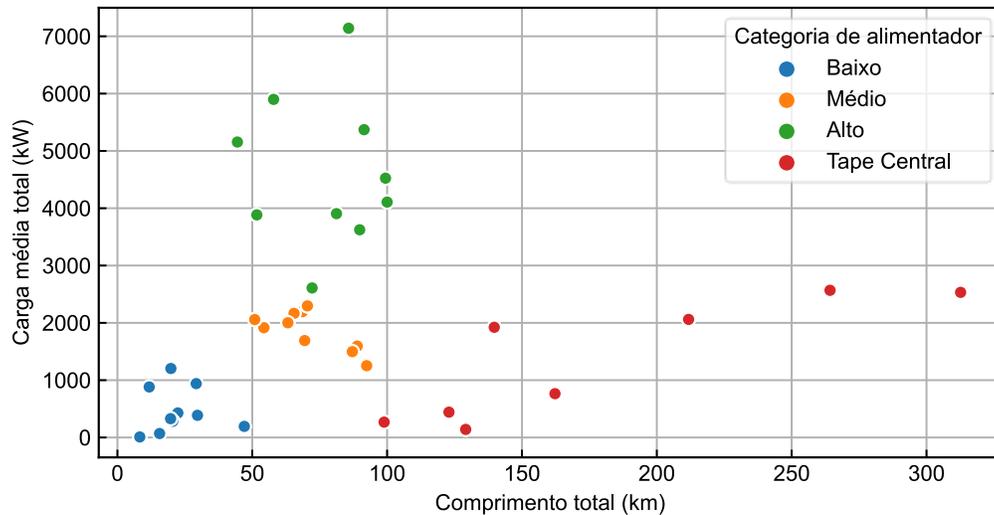


Figura 4.9 – Comprimento total e carga média dos alimentadores de cada grupo dos estudos de algoritmos de fluxo de carga.

Em geral, os modelos empregados nos estudos são iguais aos utilizados pelo processo regulatório da ANEEL, mas com uma modificação: utilizam-se as geometrias completas das linhas ao invés de simplesmente utilizar as impedâncias de sequência. Os outros modelos de outros elementos são iguais aos praticados no cálculo de perdas regulatório.

Nos circuitos de estudo, as mesmas comparações feitas para os circuitos de teste são realizadas para verificar sua igualdade com o OpenDSS; entretanto, as tolerâncias relativas e absolutas são maiores, posto que, ao somar 24 horas de perdas e energias em todos os elementos e/ou nós do sistema, as pequenas diferenças devido à tolerância de convergência entre o programa desenvolvido e o OpenDSS são propagadas e somadas muitas vezes.

A tolerância de convergência utilizada nos fluxos de carga é de 10^{-4} pu dos *mismatches* de potência; o limite de iterações para que o fluxo de carga seja considerado como não convergido é de 20 iterações.

Para cada barra, os valores de base de tensão adotados são os valores correspondentes às suas tensões nominais de linha; mas a base de potência é adotada para todas as barras como 100 kVA (ou seja, a tolerância de convergência nos *mismatches* é de 10 VA).

Para cada alimentador, são executadas 6 simulações, sendo elas as combinações entre dia útil, sábado e domingo (empregando diferentes curvas de carga para cada um dos três tipos de dia); e inicialização via *flat start* e via solução direta com cargas por modelo de

impedância constante. Cada dia é simulado em uma série temporal de 24 fluxos de carga, cada um representando uma hora.

4.3 Resultados

São apresentados, nesta seção, os resultados obtidos dos estudos de algoritmos de fluxo de carga; inicialmente, no quesito de convergência ou não-convergência dos métodos e, logo após, os resultados de energias e perdas técnicas obtidos. O objetivo primário do estudo não é comparar os resultados de energias e perdas técnicas, posto que métodos de fluxo de carga corretamente implementados devem retornar resultados iguais (possivelmente com exceções de casos em que o circuito converge para um ponto de operação incorreto). Entretanto, é importante demonstrar que os resultados estão corretos quando comparados ao OpenDSS.

O objetivo principal é verificar o desempenho dos algoritmos de fluxo de carga, tanto em convergência quanto em quesitos como números de iterações e tempos de execução para os circuitos de estudo reais.

Em geral, os resultados expostos são apresentados em casos, onde cada caso é referente a um alimentador específico em um tipo de dia (útil, sábado ou domingo). Ou seja, para um tipo de inicialização específico (seja ela *flat start* ou inicialização por impedâncias constantes), são executados 3 casos, no total.

4.3.1 Convergência

Na Tabela 4.7, são apresentados os resultados referentes à convergência das séries temporais dos fluxos de carga para todos os casos, separados para cada categoria de alimentador.

Ressalta-se que, caso um único passo na série temporal não convirja, a série temporal inteira é considerada como não convergente. Para que um caso seja considerado como convergente, é necessário que todos os 24 passos executados convirjam.

Tabela 4.7 – Porcentagem dos casos convergidos para cada categoria de alimentador.

Tipo de inicialização	<i>Flat Start</i>		Inicialização por impedâncias constantes	
	Newton-Raphson por inj. de corrente	Z-Bus/Gauss implícito	Newton-Raphson por inj. de corrente	Z-Bus/Gauss implícito
Categoria: Baixo	100%	100%	100%	100%
Categoria: Médio	100%	100%	100%	100%
Categoria: Alto	100%	100%	100%	100%
Categoria: Tape Central	100%	100%	100%	100%

Da Tabela 4.7, nota-se que, para os casos simulados, a característica de convergência de ambos os métodos é satisfatória, dado que todos os casos convergem.

Também é constatado que o tipo de inicialização não afeta de forma relevante a convergência dos casos estudados. Sendo assim, todos os resultados apresentados nas próximas subseções são referentes apenas aos casos de inicialização por impedâncias constantes.

4.3.2 Energias e Perdas Técnicas

Para verificar se os resultados são corretos (e se não há algum caso em que o fluxo de carga converge, mas para um ponto de operação incorreto), é necessário compará-los aos mesmos casos, mas executados no OpenDSS. Para tal finalidade, após a execução de cada caso de estudo, os resultados de energias e perdas são comparados com o OpenDSS, da mesma forma com que é feito para os circuitos de teste (subseção 4.2.7). Abaixo, são apresentados alguns gráficos para demonstrar a igualdade dos valores obtidos de energia injetada (Figura 4.10 e Figura 4.11) e perdas técnicas totais (Figura 4.12 e Figura 4.13); mas salienta-se que o programa desenvolvido realiza comparações automáticas de forma individual para cada caso; os gráficos aqui expostos têm apenas a finalidade de explicitar a comparação.

Nos gráficos, cada caso estudado (3 por alimentador, apenas com inicialização por impedâncias constantes) é plotado de modo a comparar as grandezas para o algoritmo

desenvolvido (no eixo x) e para o OpenDSS (no eixo y). Caso os resultados sejam iguais ao do OpenDSS, os casos comparados devem obedecer a relação $y = x$.

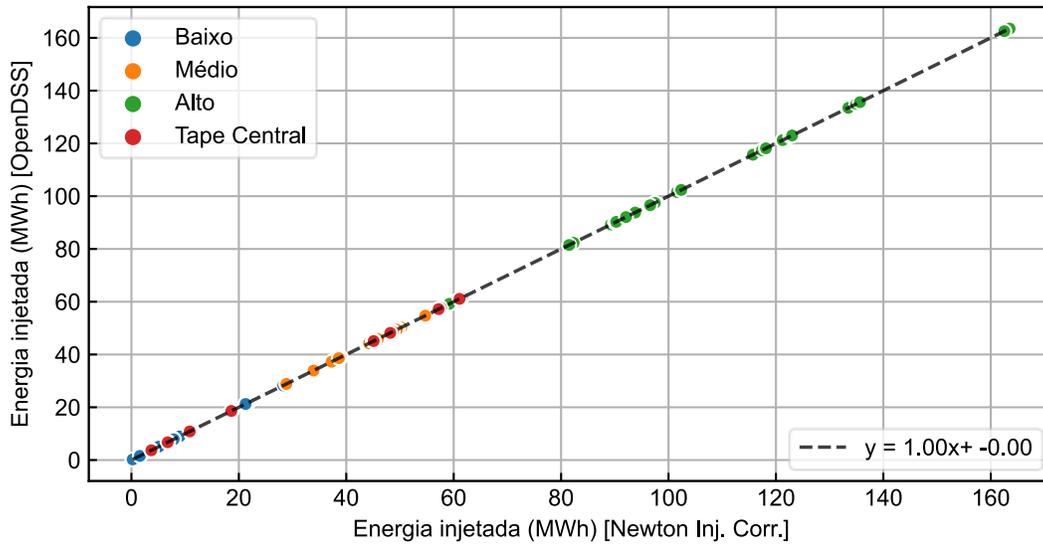


Figura 4.10 – Comparação das energias injetadas em todos os casos estudados entre o método Newton-Raphson por injeção de corrente e o OpenDSS.

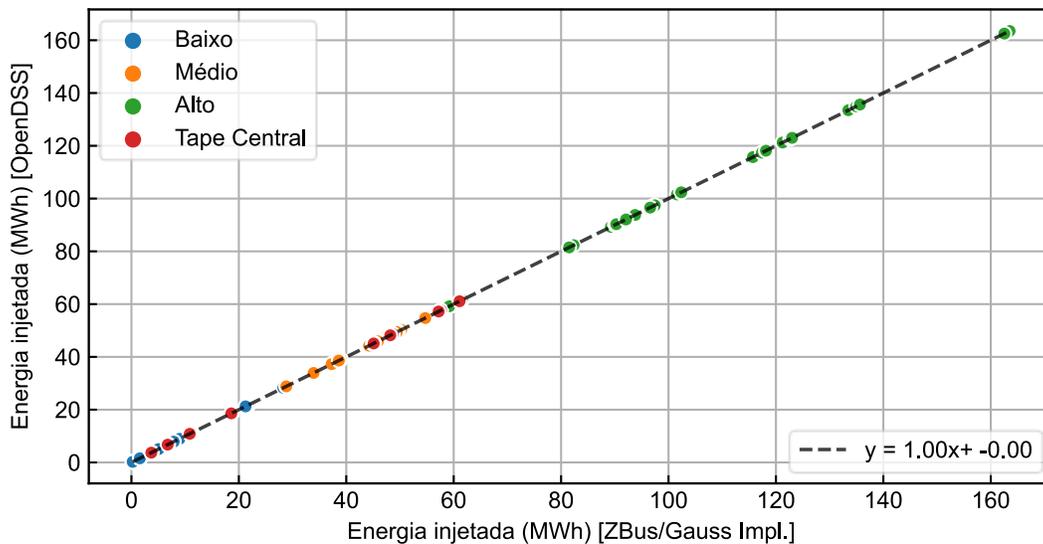


Figura 4.11 – Comparação das energias injetadas em todos os casos estudados entre o método Z-Bus/Gauss implícito e o OpenDSS.

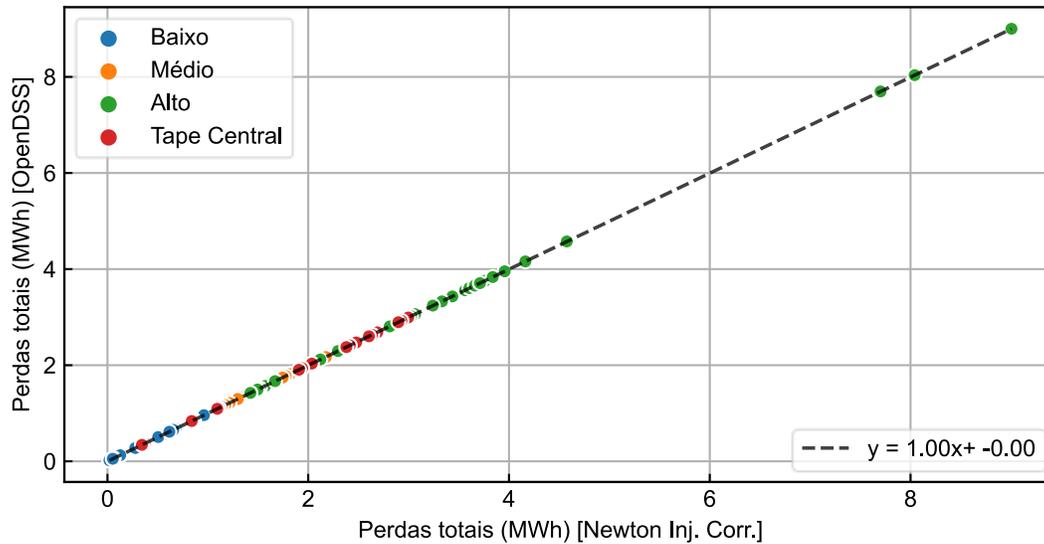


Figura 4.12 – Comparação das perdas técnicas totais em todos os casos estudados entre o método Newton-Raphson por injeção de corrente e o OpenDSS.

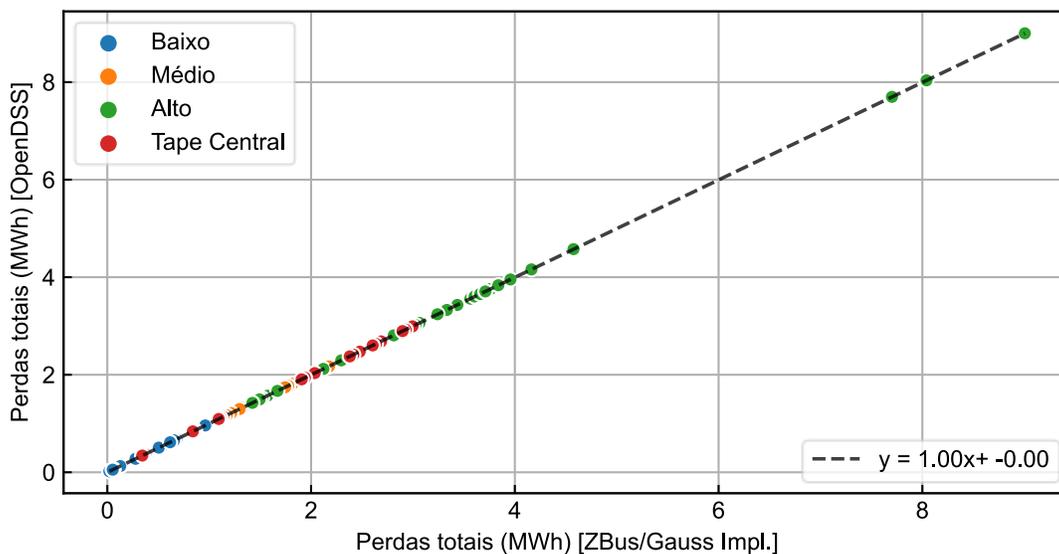


Figura 4.13 – Comparação das perdas técnicas totais em todos os casos estudados entre o método de Z-Bus/Gauss implícito e o OpenDSS.

Da Figura 4.10 até a Figura 4.13, verifica-se que os resultados retornados pelos métodos desenvolvidos e pelo OpenDSS são muito próximos, embora possa haver pequenas diferenças (maiores que a tolerância de convergência) justamente devido ao fato de que a adição de todos os valores dos elementos ao longo de 24 passos para compor os resultados

de cada caso pode amplificar um pouco as diferenças entre os resultados acima da tolerância do fluxo de carga.

Os valores de energia e de perdas muito próximos de zero se referem a um alimentador na categoria “Baixo” com apenas seis cargas do grupo B, que é o menor e menos carregado alimentador dentre todos os simulados.

4.3.3 Iterações

Constatados os resultados dos métodos desenvolvidos como condizentes com o OpenDSS, o próximo passo é comparar o desempenho dos dois algoritmos implementados. Nesta subseção, verificam-se o comportamento do número de iterações.

Posto que cada um dos 24 passos de simulação de um caso específico utiliza um número de iterações diferente, na Figura 4.14 e na Figura 4.15, são apresentados os números de médios de iterações e os números máximos de iterações de cada caso, com Newton-Raphson por injeção de corrente (no eixo x) e o Z-Bus/Gauss implícito (no eixo y), além de uma reta de tendência. Com esta reta de tendência, é possível verificar qual método, em geral, utiliza menos ou mais iterações do que o outro. Por exemplo, caso a reta seja $y = x$, pode-se afirmar que ambos os métodos possuem comportamentos similares; caso seja mais inclinada ou menos inclinada do que a reta $y = x$, torna-se possível identificar qual método possui valores mais baixos, e em qual proporção aproximada em relação ao outro.

Os gráficos apresentados nas figuras abaixo consideram o número de iterações excluindo a iteração inicial (ou seja, caso a contagem de iterações seja “0, 1, 2”, considera-se o número 2 para os gráficos apresentados).

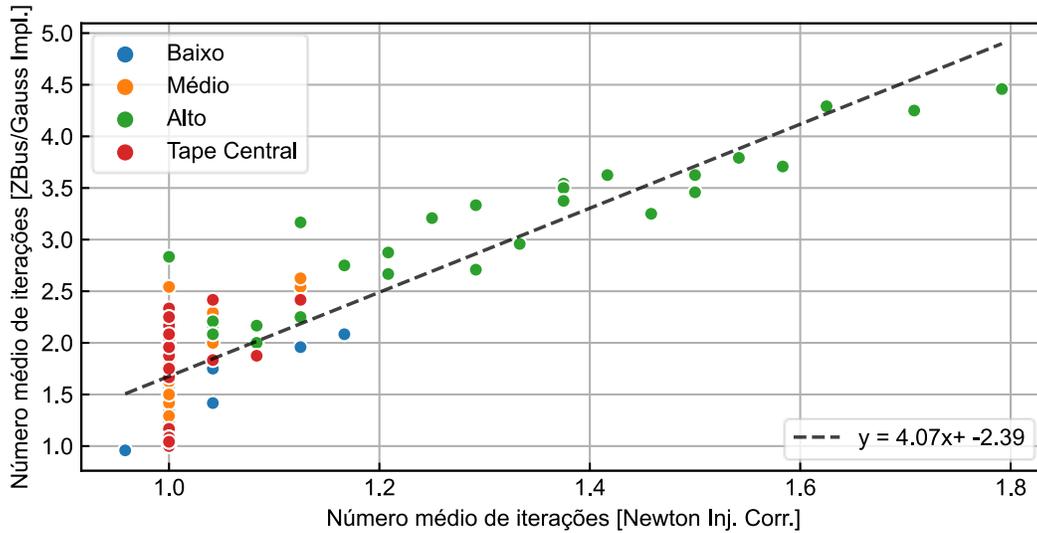


Figura 4.14 – Comparação do número de iterações médio dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.

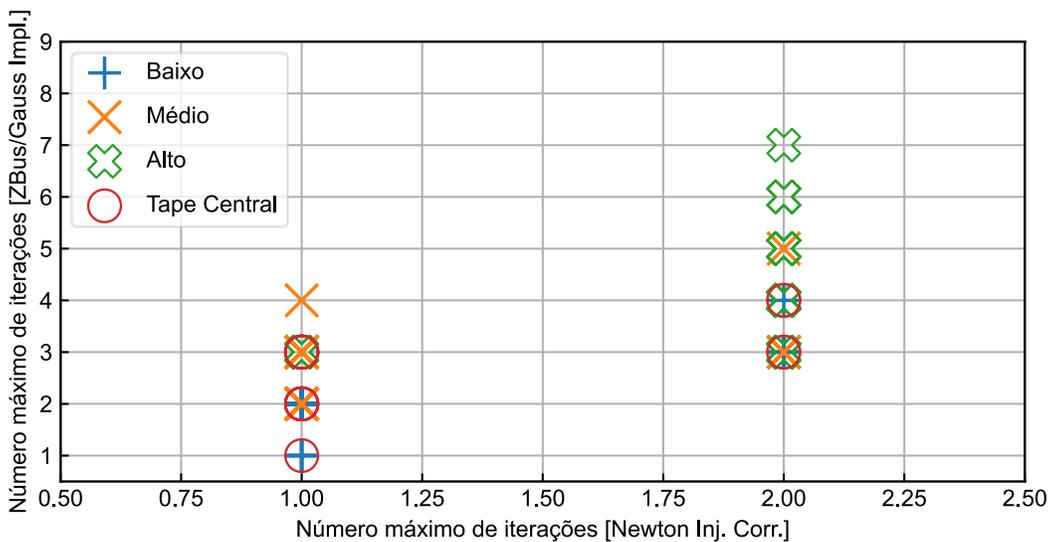


Figura 4.15 – Comparação do número de iterações máximo dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos. Observação: muitos dos pontos dos dados estão sobrepostos.

Como mostra a Figura 4.14, na média, o método Z-Bus/Gauss implícito utiliza 4,07 vezes (com uma constante subtrativa de -2,39) o número de iterações do método Newton-Raphson por injeção de corrente. Dado que o método Newton-Raphson possui característica de convergência quadrática, e que métodos do tipo Gauss possuem característica de convergência linear [28]; a maior robustez quanto ao número de iterações do método

Newton-Raphson é esperada em teoria. Um comportamento similar é constatado na Figura 4.15. Observa-se também na Figura 4.15 que o Z-Bus/Gauss implícito apresenta no máximo 7 iterações, enquanto o Newton-Raphson por injeções de corrente apresenta no máximo 2 iterações.

É interessante também observar na Figura 4.14 que, usualmente, os alimentadores na categoria “alto” utilizam mais iterações para convergência que os alimentadores na categoria “tape central”. Como exposto na Figura 4.9, os alimentadores na categoria “alto” possuem carga elevada, mas comprimento total médio; e os alimentadores na categoria “tape central” possuem carga média, mas comprimento total alto. Isto indica uma dependência mais forte do número de iterações (em ambos os métodos analisados) em relação à carga total do alimentador do que do comprimento total.

4.3.4 Tempo de Execução

Tendo comparado os desempenhos dos algoritmos implementados no quesito de número de iterações, é importante comparar também os tempos de execução do cálculo de perdas técnicas para os algoritmos implementados.

Destaca-se que o tempo de execução medido é referente apenas às iterações do fluxo de carga em todos os passos. Não são medidos os tempos referentes a outras partes do processo, tais como leitura, montagem do circuito e da matriz de admitâncias, cálculo das perdas a partir das tensões obtidas do fluxo de carga e armazenagem dos dados de saída, devido ao fato de que essas partes adicionais são idênticas em ambos os métodos desenvolvidos.

Para a comparação realizada ser a melhor possível, ambos os métodos tiveram seus códigos otimizados de modo a remover problemas de desempenho relevantes (com esses problemas tendo sido identificados utilizando *profile* do código); principalmente na parte de tempo medida.

Os estudos foram executados com um processador Intel Core i7-6500U operando a 2,60 GHz com 8 GB de memória DDR3 operando a 1600 MHz.

Dois tipos de resultados são apresentados: na Figura 4.16, comparam-se os tempos totais da simulação dos 24 passos; e, na Figura 4.17, comparam-se os tempos médios por

iteração (dividindo os tempos totais de simulação pelos respectivos números totais de iterações executadas nos 24 passos).

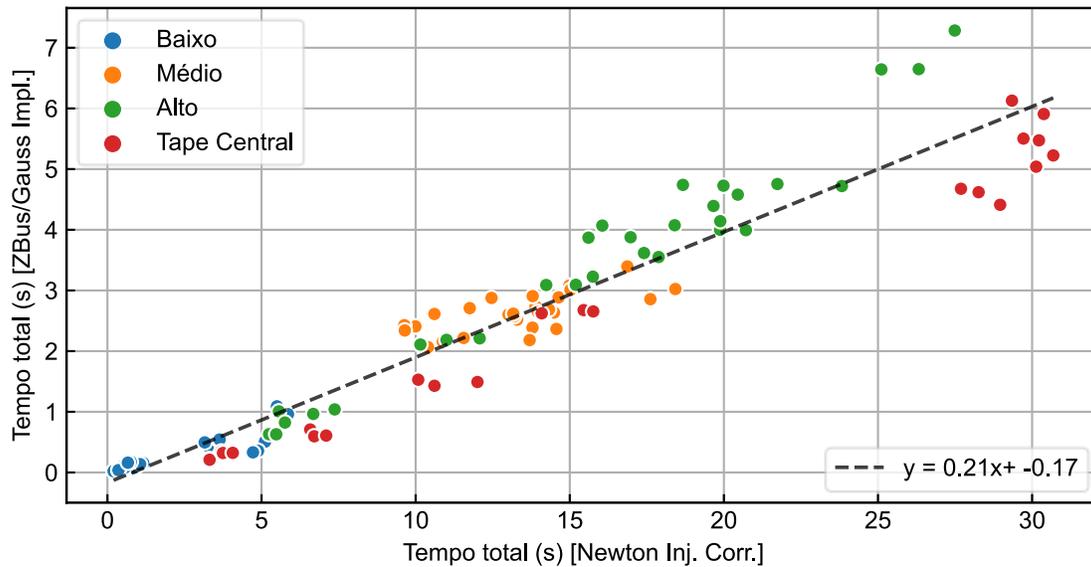


Figura 4.16 – Comparação do tempo total dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.

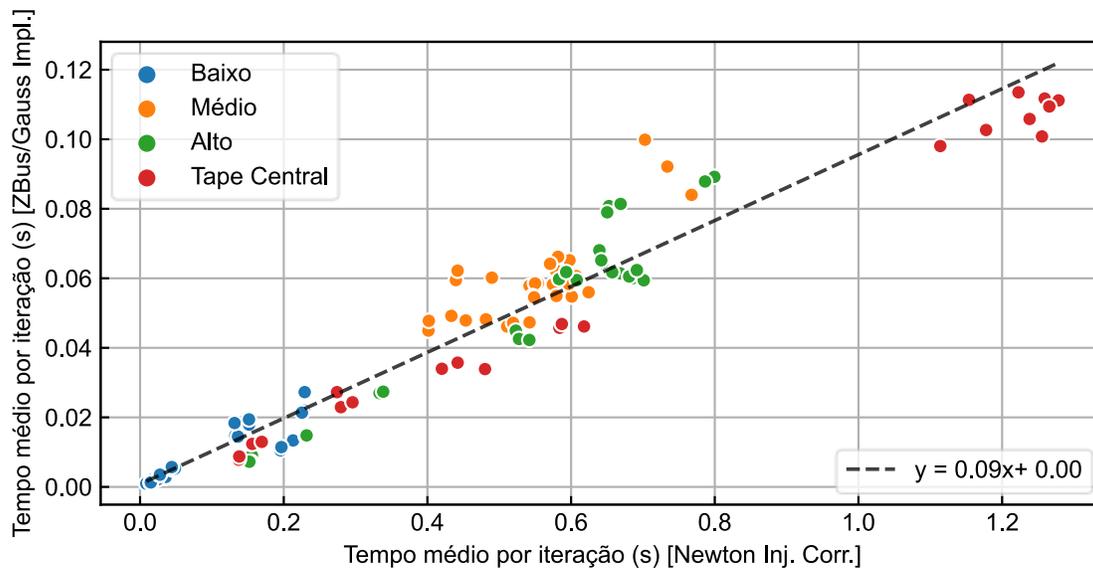


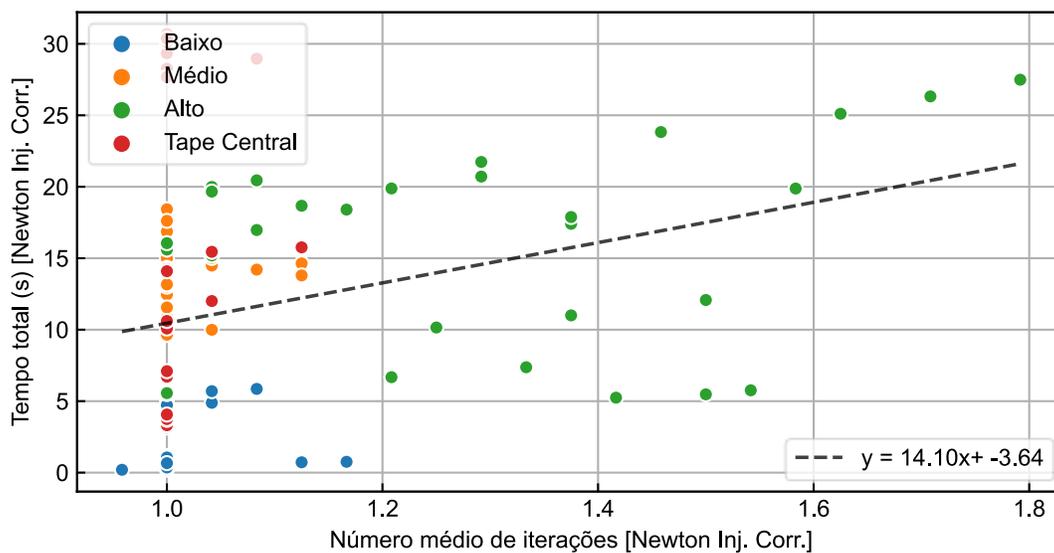
Figura 4.17 – Comparação do tempo médio por iteração dos dois métodos desenvolvidos para todos os casos.

Apesar de o número de iterações do método Newton-Raphson por injeção de corrente ser menor, o tempo por iteração é muito maior: como indica a Figura 4.17, o tempo médio por iteração do método de Z-Bus/Gauss implícito é usualmente apenas 9% do tempo por

iteração do Newton-Raphson por injeção de corrente. Isso faz com que o tempo total seja também menor no Z-Bus/Gauss implícito: o seu tempo de execução é de apenas 21% do tempo do Newton-Raphson por injeção de corrente (Figura 4.16).

Diferentemente do que é constatado para o número de iterações, o tempo total tende também a ser maior para os alimentadores muito longos (Figura 4.16), o que é o caso para vários alimentadores da categoria de tape central (Figura 4.9), mesmo sem cargas muito altas. A Figura 4.17 expõe isto de forma mais clara.

Na Figura 4.18 e na Figura 4.19, são expostos, para ambos os métodos, gráficos para verificar o comportamento do tempo total de execução frente ao número de iterações de cada caso.



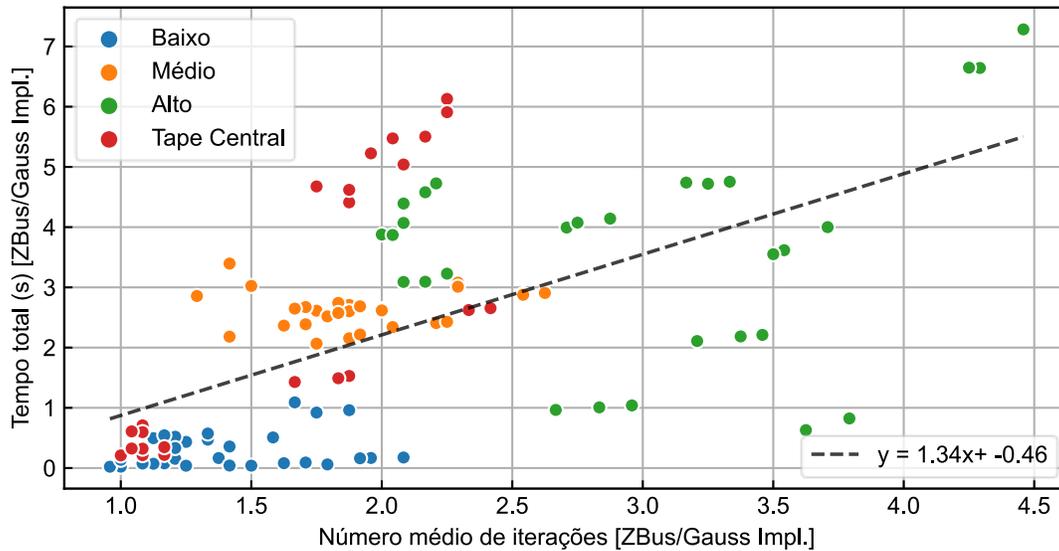


Figura 4.19 – Tempo total em função do número médio de iterações de cada caso para o método de Z-Bus/Gauss implícito.

Não é muito surpreendente que casos com mais iterações, em geral, requerem um tempo maior para convergência; entretanto, esta correlação não é muito forte, visto que muitos dos pontos (em ambos os gráficos) estão afastados da reta de tendência. Em geral, esta baixa correlação entre ambas as variáveis não permite tomar conclusões muito bem definidas.

Pode-se observar também que muitos dos pontos em ambas as figuras estão agrupados em grupos de três pontos próximos (devido ao fato de que cada alimentador é simulado três vezes, uma para cada tipo de dia). Ou seja, o desempenho do fluxo de carga, tanto do ponto de vista do número médio de iterações, quanto do ponto de vista do tempo de execução, não é muito afetado pelo tipo de dia em cada alimentador simulado.

4.4 Comentários Finais

Do ponto de vista dos algoritmos de fluxo de carga, ambos os métodos convergem em todos ou quase todos os casos estudados; entretanto, o método de Z-Bus/Gauss implícito possui tempo de execução muito inferior ao Newton-Raphson por injeção de corrente, apesar de utilizar mais iterações para a convergência.

Posto que o método Newton-Raphson por injeção de corrente precisa recalculer a matriz Jacobiana (apenas a parte referente às contribuições das cargas; mas não das

contribuições do circuito) em cada iteração, e resolver o sistema linear em cada iteração; e que o método Z-Bus/Gauss implícito precisa resolver o sistema linear apenas uma vez em cada caso estudado, dado que a matriz de admitâncias não muda ao longo das iterações e dos passos da série temporal, pode-se concluir que esta é a principal razão da diferença de tempo observada. Entretanto, esta conclusão poderia ser diferente, caso alimentadores cujas matrizes de admitância mudassem ao longo do processo iterativo (alimentadores com elementos controláveis, como reguladores de tensão) tivessem sido analisados. Se a matriz de admitâncias precisasse ser modificada ao longo do processo, implicando na necessidade de solução do sistema linear no Z-Bus/Gauss implícito múltiplas vezes em cada caso de estudo, possivelmente a diferença de tempo não seria tão grande; ou até mesmo poderia ser observado um tempo menor no Newton-Raphson por injeção de corrente devido ao seu menor número de iterações.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho analisou o cálculo de perdas técnicas em redes reais de sistemas de distribuição de energia sob duas perspectivas: modelos de componentes elétricos e algoritmos de fluxo de carga.

Sucintamente, os resultados obtidos para os **estudos de modelos** são apresentados na Tabela 5.1, levando em conta o impacto causado por cada alteração em cada elemento do sistema, mas também considerando possíveis dificuldades para obtenção dos dados necessários para o emprego de modelos mais detalhados.

Tabela 5.1 – Resumo dos resultados obtidos nos estudos de modelos.

Elemento	Estudo	Impacto nas perdas técnicas	Dados necessários
Cargas	Dependência com a tensão	Moderado	Os modelos das cargas podem ser difíceis de estimar
	Fator de potência	Alto	Os fatores de potência das cargas podem ser difíceis de estimar
	Conexão	Muito baixo	Não há dificuldades adicionais para obtenção de dados necessários
Linhas	Modelo das linhas (modelos por sequência ou geometria completa)	Baixo	O uso da geometria das linhas requer muito mais dados do que o simples uso das impedâncias de sequência
Resistências de aterramento	Valores das resistências	Muito baixo	Os valores das resistências de aterramento podem ser de difícil obtenção
Transformadores	Perdas no ferro (fluxo de carga ou cálculo algébrico simples)	Moderado	Fácil obtenção: uso de tabelas ABNT [19]
	Reatâncias de magnetização (ausência ou presença)	Alto	Fácil obtenção: uso de tabelas ABNT [19]
Capacitores	Ausência ou presença	Alto	Pode depender da disponibilidade de dados da distribuidora

Em geral, alguns dos estudos apresentados possuem diferenças pequenas entre os resultados de perdas técnicas provenientes de simulações com os modelos ANEEL e com os

modelos alterados; portanto, não há grande necessidade de se repensar os modelos atuais praticados pela ANEEL. Por outro lado, alguns dos estudos expostos apresentam impacto alto sobre as perdas; entretanto, a grande quantidade de dados necessários (ou a dificuldade de obtenção dos dados de forma precisa) para realizar alterações nestes modelos pode tornar inviável o emprego destas alterações em escala nacional. A introdução das reatâncias de magnetização nos transformadores de distribuição é uma notável exceção: a obtenção dos dados necessários é relativamente simples (uso de tabelas padronizadas) e o impacto sobre as perdas técnicas é elevado.

Levando tais considerações em conta, conclui-se que a maioria dos modelos atualmente empregados pela ANEEL são adequados para o cálculo regulatório de perdas; seja devido à precisão dos resultados, ou seja devido à relativa facilidade de obtenção dos dados necessários; com a exceção das reatâncias de magnetização, que podem ser modeladas de forma simples e com altos impactos sobre os resultados obtidos.

Quanto aos **estudos de algoritmos de fluxo de carga**, seus resultados são apresentados de forma resumida na Tabela 5.2, considerando a realização dos estudos de cálculo de perdas sobre dois métodos: o Newton-Raphson por injeção de corrente e o Z-Bus/Gauss implícito em redes reais de distribuição.

Tabela 5.2 – Resumo dos resultados obtidos nos estudos de algoritmos de fluxo de carga.

Quesito	Resultados
Convergência	Ambos os métodos estudados apresentam convergência satisfatória para os casos analisados, convergindo em todos os casos simulados.
Número de iterações	O Z-Bus/Gauss implícito apresenta número de iterações maior que o Newton-Raphson por injeção de corrente.
Tempo de execução	O Z-Bus/Gauss implícito apresenta tempo de execução inferior ao Newton-Raphson por injeção de corrente, utilizando apenas 21% do tempo total deste.

Dado que a característica de convergência é similar para ambos os métodos, e que o Z-Bus/Gauss implícito é mais rápido que o Newton-Raphson por injeção de corrente, conclui-se que, para os estudos realizados, o Z-Bus/Gauss implícito demonstrou-se a melhor escolha para estudos de cálculo de perdas técnicas nas redes estudadas. Contudo, há uma ressalva importante: os circuitos estudados não possuem elementos de controle, tais como

reguladores; devido a isso, a solução do sistema linear do Z-Bus/Gauss implícito só precisa ser realizada uma única vez para cada circuito (o Newton-Raphson por injeção de corrente, por outro lado, requer uma nova solução a cada iteração). Em circuitos com presença de reguladores, onde a matriz de admitâncias do circuito pode ser modificada durante a série temporal, esta conclusão poderia ser diferente.

Ademais, outras distribuidoras de energia podem ter certas características que potencialmente poderiam causar mais dificuldades ao Z-Bus/Gauss implícito que ao Newton-Raphson por injeção de corrente. Portanto, conclui-se que, apesar de o Z-Bus/Gauss implícito ser a melhor escolha devido à sua maior velocidade de execução para as redes aqui analisadas, são necessários estudos mais abrangentes para tomar conclusões mais gerais.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Sugerem-se os seguintes temas para possíveis trabalhos futuros quanto aos **estudos de modelos**:

- Expandir os estudos para mais modelos e alterações diferentes nos elementos do sistema, ou com adições de outros elementos, tais como geração distribuída;
- Implementar o processo regulatório completo utilizado pela ANEEL, empregando o processo de convergência de perdas não técnicas, e realizar os estudos considerando o efeito das perdas não técnicas sobre as perdas técnicas;
- Estudar custos financeiros e analisar questões tarifárias considerando os diferentes modelos.

Sugerem-se os seguintes temas para possíveis trabalhos futuros quanto aos **estudos de algoritmos de fluxo de carga**:

- Expandir os estudos para mais algoritmos de fluxo de carga e mais redes distintas;
- Verificar o comportamento dos algoritmos para estudos de perdas com elementos controláveis, como reguladores de tensão (principalmente para verificar o comportamento do tempo de simulação no Z-Bus/Gauss implícito na ocorrência de modificações na matriz de admitâncias ao longo do processo);

- Verificação do desempenho do fluxo de carga para cálculo de perdas com o emprego de outros tipos de *hardware* para solução, tais como unidades de processamento gráfico para aceleração da solução de sistemas lineares.

5.2 Publicação até o Momento

- T. Barbosa; **R. Bonadia**; R. Torquato; P. Meira; F. Bayma; W. Freitas; A. Lemes; L. Rodrigues; A. Gastaldi; J. P. Freitas, “Assessment of the Technical Loss Calculation Method Used in Brazilian Distribution Systems”, *IEEE T&D PES Latin America (TDLA)*, Montevideo, Uruguai, 2020.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL, Relatório: “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição”, jan/2021.
- [2] ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, “Submódulo 2.1: Procedimentos Gerais”, versão 2.3, mar/2020.
- [3] ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, “Submódulo 2.6: Perdas de Energia”, versão 2.0, mai/2015.
- [4] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, “Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”, revisão 5, jan/2018.
- [5] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, “Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório”, revisão 2, jan/2021.
- [6] ANEEL, “Manual de Orientações e Envio da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD”, versão 1.0.15, mar/2021. Disponível em <<https://www.aneel.gov.br/manuais-e-procedimentos>>. Acesso em: 18/04/2021.
- [7] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, “Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição”, revisão 7, jul/2016.
- [8] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, “Módulo 5 – Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura”, revisão 6, jan/2021.
- [9] T. A. Short, “Fundamentals of Distribution Systems”, *Electric power distribution handbook*, CRC Press, 2004, cap. 1.
- [10] Leonardo M. O. de Queiroz, “Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica”, Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2010. 155 p., Campinas, SP. Disponível em: <https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_3da519c3fd3df81ae2259187926ca0d2>. Acesso em 19/04/2021.
- [11] Electric Power Research Institute, Inc., OpenDSS Reference Guide, 2016.
- [12] P. Meira, “DSS C-API: An unofficial C API for EPRI's OpenDSS”. Código-fonte disponível em: <https://github.com/dss-extensions/dss_capi>. Acesso em 04/05/2021.
- [13] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa e N. Martins, "Three-phase power flow calculations using the current injection method," em IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 508-514, mai/2000, doi: 10.1109/59.867133.
- [14] Lisa L. Grant, "Application of nearly linear solvers to electric power system computation", Tese (doutorado) – Missouri University of Science and Technology, 2017. 66 p., Rolla, MO, EUA. Disponível em: <https://scholarsmine.mst.edu/doctoral_dissertations/2560/>. Acesso em 03/05/2021.
- [15] Electric Power Research Institute, Inc., OpenDSS Circuit Solution Technique, 2016.
- [16] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis”, 3ª edição, CRC Press, 2012.
- [17] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, “Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, revisão 12, jan/2021.

- [18] R. Torquato, J. R. Acharya and W. Xu, "A Method to Determine Stray Voltage Sources—Part II: Verifications and Applications," em *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 720-727, abril/2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2329282.
- [19] Associação Brasileira De Normas Técnicas, "NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização". Rio de Janeiro, 2014.
- [20] D. R. R. Penido, L. R. Araujo, J. L. R. Pereira, P. A. N. Garcia e S. Carneiro, "Four wire Newton-Raphson power flow based on the current injection method," em *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, outubro/2004, pp. 239-242 vol.1, doi: 10.1109/PSCE.2004.1397701.
- [21] V. M. da Costa, N. Martins e J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," em *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1320-1326, novembro/1999, doi: 10.1109/59.801891.
- [22] G. W. Stagg e A. H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", McGraw-Hill Inc., 1968.
- [23] G. D. Patil e S. V. Kulkarni, "Performance Assessment of Load Flow Techniques for Unbalanced Distribution Systems," *Proc. National Power Systems Conference (NPSC)*, vol-2, pp. 134-139, 2004.
- [24] G. Zhang, C. Wang, H. Wang, N. Xie, "On the convergence of the implicit Z-Bus power flow method for distribution systems," em *Electric Power Systems Research*, vol. 171, pp. 74-84, junho/2019.
- [25] A. J. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Edgard Blücher, 1983.
- [26] G. Guennebaud, B. Jacob et al., "Eigen v3", 2010, disponível em: <https://eigen.tuxfamily.org/index.php?title=Main_Page>. Acesso em 19/05/2021.
- [27] IEEE Distribution Test Feeders [Online], disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>>. Acesso em 19/05/2021.
- [28] S. Chatterjee and S. Mandal, "A novel comparison of Gauss-Seidel and Newton-Raphson methods for load flow analysis," *2017 International Conference on Power and Embedded Drive Control (ICPEDC)*, 2017, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPEDC.2017.8081050.