



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

LUCAS MATEUS CORDEIRO JUREMA

MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO DE FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO E
CURTO-CIRCUITO POR COMPONENTES DE FASE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO APLICATIVO
COMPUTACIONAL MYGRID

FORTALEZA

2019

LUCAS MATEUS CORDEIRO JUREMA

MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO DE FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO E
CURTO-CIRCUITO POR COMPONENTES DE FASE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO APLICATIVO COMPUTACIONAL MYGRID

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

Orientador: Prof. Ms.C. Lucas Silveira
Melo

FORTALEZA

2019

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

J95m Jurema, Lucas Mateus Cordeiro.
Modelagem e Implementação de Fluxo de Carga Trifásico e Curto-Circuito por Componentes de Fase em Redes de Distribuição com Geração Distribuída no Aplicativo Computacional MyGrid / Lucas Mateus Cordeiro Jurema. – 2019.
105 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Me. Lucas Silveira Melo.

1. Geração Distribuída. 2. Rede Elétricas de Distribuição Radial. 3. Representação Nó Profundidade. 4. Curto-circuito.. 5. Fluxo de carga. I. Título.

CDD 621.3

LUCAS MATEUS CORDEIRO JUREMA

MODELAGEM E IMPLEMENTAÇÃO DE FLUXO DE CARGA TRIFÁSICO E
CURTO-CIRCUITO POR COMPONENTES DE FASE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO APLICATIVO COMPUTACIONAL MYGRID

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

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Ph.D. Ruth Pastora Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Felipe Carvalho Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Ms.C. Klendson Marques Canuto
Universidade de Fortaleza (UNIFOR)

A Deus.

Aos meus pais, Lúcia e Raimundo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus em primeiro lugar, por manifestar o seu amor todos dias através de sua misericórdia em minha vida e na de todos os seus filhos.

À minha mãe Maria Lúcia por sua dedicação, abnegação e amor para comigo e meus irmãos. Por estar ao meu lado durante minha caminhada, sendo, pela graça de Deus, meu porto seguro aqui na terra.

Ao meu pai Raimundo Rodrigues, por se fazer presente através da memória de seu caráter, amor e sabedoria legados a mim.

À Mayara Fedechen por fazer parte do meu caminho, por ser uma companheira solidária em meus momentos de dificuldade, e pelo seu amor e amizade.

Agradeço a todos os meus irmãos, Paulo, César, Carlos e Julho, por sempre me amarem e me fazerem se sentir bem, apesar dos momentos de distância e das adversidades passadas.

Ao Prof. Ms. Lucas Melo, por me orientar e ajudar no presente trabalho e em outros.

Aos Professores Dr. Raimundo Furtado Sampaio e Dr. Ruth Pastora Saraiva Leão, por todo o ensinamento acadêmico, profissional e pessoal repassados a mim.

Aos mestrandos Felipe Sampaio e Andresa Sombra, por todo o companheirismo prestado no GREI e pelo conhecimento transmitido nas diversas discussões.

Aos formandos Lucas Félix, Adson Alves, Gabriel Paiva e Cícero Fábio, por fazerem parte desta jornada e serem companheiros indispensáveis à minha conclusão de curso.

Agradeço a todos os professores por me proporcionar o conhecimento não apenas racional, mas a manifestação do caráter e afetividade da educação no processo de formação profissional, por tanto que se dedicaram a mim, não somente por terem me ensinado, mas por terem me feito aprender.

E ao CNPq, cujo apoio financeiro possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

”Porque para mim tenho por certo que as aflições deste tempo presente não são para comparar com a glória que em nós há de ser revelada.”

(Bíblia Sagrada, Romanos, 8:18)

RESUMO

Sistemas de Gerenciamento de Distribuição de Energia Elétrica (SGDE), foram submetidos a mudanças significativas em suas funções, arquitetura e características de computação. Em (MISHRA; DAS, 2008), é dito que para lidar com questões urgentes de qualidade de energia e confiabilidade do sistema de distribuição e para explorar completamente a introdução de automação, dispositivos eletrônicos de potência e Geração Distribuída (GD), as funções clássicas de SGDE foram revisadas e novas tarefas foram introduzidas. SGDE modernos adotam sistemas de arquitetura aberta, voltadas para redes locais, redes de área abrangente e para computação distribuída. Nesse cenário, os métodos Orientados à Objetos (OO) são particularmente atraentes, porque, a modelagem e a programação OO, permitem explorar totalmente as vantagens das novas arquiteturas e garantem flexibilidade, expansibilidade e facilidade de manutenção de funções e pacotes de software dos SGDE (MISHRA; DAS, 2008). Tradicionalmente, os softwares comerciais de análise de sistemas elétricos de potência não disponibilizam modelos de análise de curto-circuito e fluxo de carga para integração com aplicações de automação e ao mesmo tempo utilizam os métodos de cálculos clássicos, que podem ser inadequados aos estudos das Rede Elétricas de Distribuição Radial (REDR). Neste trabalho é apresentado uma ferramenta, denominada MyGrid, desenvolvida no Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) do DEE-UFC, capaz de: representar REDR por meio da OO e da Representação Nó-Profundidade (RNP); fazer estudos de curto-circuito e fluxo de carga de REDR com GD, de baixo custo computacional para uso em tempo real, possibilitando sua integração com sistemas de automação (MELO, 2015). Além de justificar e apresentar a modelagem da rede por componentes de fase, será descrito o método de fluxo de carga com GD implantado no MyGrid e apresentado um novo método de curto-circuito com GD por componentes de fase em REDR, considerando fontes de tensão constante. Este trabalho apresenta resultados satisfatórios de estudos de fluxo de carga e de curto-circuito realizados com o Mygrid em redes teste de distribuição, os quais foram validados na ferramenta WINDMIL.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Rede Elétricas de Distribuição. Representação Nó Profundidade. Curto-circuito. Fluxo de carga.

ABSTRACT

Distribution Management System (DMS), were subjected to significant changes in their functions, architecture and computing characteristics. In (MISHRA; DAS, 2008), it is said that to address urgent issues of power quality and reliability of the distribution system and to fully explore the introduction of automation, electronic power devices and Distributed Generation (DG), the classical DMS functions were revised and new tasks were introduced. Modern DMS adopts open architecture systems, targeting local networks, wide area networks and for distributed computing. In this scenario, Object Oriented (OO) methods are particularly attractive because OO modeling and programming allow the full exploitation of the advantages of new architectures and ensure flexibility, scalability, and ease of maintenance of SGDE software functions and packages (MISHRA; DAS, 2008). Traditionally, commercial electrical power system analysis software does not provide short-circuit and load flow analysis models for integration with automation applications and at the same time use classical calculus methods that may be unsuitable for studies of Radial Distribution Electrical Networks (REDN). This work presents a tool, called MyGrid, developed in the DEE-UFC Intelligent Electrical Networks Group (GREI), capable of: representing REDN through OO and Node-Depth Encoding (NDP); to perform short-circuit studies and load flow of REDN with DG, of low computational cost for real time use, allowing its integration with automation systems. In addition to justifying and presenting the network modeling by phase components, the load flow method with DG implanted in MyGrid will be described and a new short-circuit method with DG by phase components in REDN, considering sources of constant voltage. This work presents satisfactory results of load-flow and short-circuit studies performed with Mygrid in distribution test networks, which were validated in the WINDMIL tool.

Keywords: Distributed Generation. Distribution Electrical Networks. Node-Depth Encoding. Short Circuit. Load Flow

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Condutores e condutores imagens.	22
Figura 2 – Circuito série em componentes de fase.	27
Figura 3 – Disposição de cabos em uma linha de distribuição.	28
Figura 4 – Transposição de linhas elétricas trifásicas.	30
Figura 5 – Modelo de linha completo.	34
Figura 6 – Componentes Simétricas.	36
Figura 7 – Comparação dos modelos de distribuição americano e europeu.	40
Figura 8 – Tensões e correntes na conexão Delta-Estrela aterrado.	42
Figura 9 – Tensões e correntes na conexão Estrela aterrado-Estrela aterrado.	45
Figura 10 – Conexão estrela e delta para banco de capacitores shunt.	50
Figura 11 – Circuito equivalente do auto-transformador Tipo A.	52
Figura 12 – Circuito equivalente do auto-transformador Tipo B.	52
Figura 13 – Circuito monofásico equivalente do compensador analógico.	55
Figura 14 – Fluxograma da execução do fluxo de carga com GD	64
Figura 15 – Circuito equivalente de Thévenin para Curto-Circuito (CC).	65
Figura 16 – Rede exemplo para a determinação da MIFET com geração distribuída. . .	70
Figura 17 – Circuito reduzido da Rede Exemplo 3.	70
Figura 18 – Camadas de representação da rede elétrica no MyGrid.	76
Figura 19 – Exemplo de árvore de grafo e sua representação matricial em RNP.	76
Figura 20 – Operação de poda em um grafo.	77
Figura 21 – Operação de poda em um grafo.	77
Figura 22 – Exemplo de representação por grafo dos elementos que compõem uma rede elétrica teste.	80
Figura 23 – Hierarquia das classes de elementos da rede elétrica no MyGrid.	81
Figura 24 – IEEE 13 barras.	90
Figura 25 – Rede canadense de distribuição	95
Figura 26 – Rede Canadense de distribuição adaptada para o fluxo de carga com GD . .	96
Figura 27 – Rede randômica com 118 nós.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações para as tensões V_P e V_S	53
Tabela 2 – Equações para as correntes I_P e I_S	53
Tabela 3 – Novas equações para as tensões e correntes	54
Tabela 4 – Definição do sinal de a_r para cada tipo de auto-transformador e modo de operação.	54
Tabela 5 – Modelos de GD para estudos de fluxo de carga.	61
Tabela 6 – Modelos de GD para estudos de fluxo de carga (Continuação).	62
Tabela 7 – Níveis de Tensão Fornecidos Pelo Fluxo de Carga Realizado no MyGrid. . .	91
Tabela 8 – Erros do Fluxo de Carga Realizado no MyGrid em comparação com resultados fornecidos pela IEEE.	91
Tabela 9 – Curto-Circuitos Trifásicos, Monofásicos e Trifásicos à Terra Calculados no MyGrid.	92
Tabela 10 – Curto-Circuitos Bifásicos Calculados no MyGrid.	92
Tabela 11 – Curto-Circuitos Bifásicos à Terra Calculados no MyGrid.	93
Tabela 12 – Erros dos curto-circuitos Trifásicos, Monofásicos e Trifásicos à Terra Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.	93
Tabela 13 – Erros dos curto-circuitos Bifásicos Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.	94
Tabela 14 – Erros dos curto-circuitos Bifásicos à Terra Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.	94
Tabela 15 – Dados da rede canadense.	95
Tabela 16 – Comparação das tensões fornecidas pelo MyGrid e WindMil após a aplicação do fluxo de carga sem GD.	96
Tabela 17 – Comparação das tensões fornecidas pelo MyGrid e WindMil após a aplicação do fluxo de carga com GD.	97
Tabela 18 – Injeção de potência pelas GDs no MyGrid e WindMil.	97
Tabela 19 – Comparação das correntes de falta do MyGrid e WindMil para um curto-circuito trifásico em F7.	98
Tabela 20 – Resultados do benchmark para FC considerando apenas cargas do tipo potência constante.	99

Tabela 21 – Resultados do benchmark para FC considerando cargas do tipo potência, impedância e corrente constantes.	100
Tabela 22 – Comparação de Bibliotecas de Código Aberto.	101

LISTA DE CÓDIGOS-FONTE

Código-fonte 1	– Exemplo de representação RNP implementada no MyGrid para rede teste (KERSTING, 1991).	78
Código-fonte 2	– Nós e seus respectivos vizinhos	79
Código-fonte 3	– Setores e seus respectivos nós.	80
Código-fonte 4	– Exemplo de implementação da classe <i>Generation</i>	81
Código-fonte 5	– Exemplo de implementação da classe <i>Shunt_Capacitor</i>	82
Código-fonte 6	– Exemplo de implementação da classe <i>Switch</i>	82
Código-fonte 7	– Exemplo de implementação da classe <i>LoadNode</i>	83
Código-fonte 8	– Exemplo de implementação da classe <i>Conductor</i>	84
Código-fonte 9	– Exemplo da base de dados de condutores.	84
Código-fonte 10	– Exemplo de implementação da classe <i>Under_Ground_Conductor</i>	85
Código-fonte 11	– Exemplo de implementação da classe <i>LineModel</i>	85
Código-fonte 12	– Exemplo de implementação da classe <i>UnderGroundLine</i>	86
Código-fonte 13	– Exemplo de implementação da classe <i>TransformerModel</i>	87
Código-fonte 14	– Exemplo de implementação da classe <i>Auto_TransformerModel</i>	88
Código-fonte 15	– Exemplo de implementação da classe <i>Section</i>	88
Código-fonte 16	– Exemplo de implementação da classe <i>ExternalGrid</i>	89

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CC	Curto-Circuito
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
DRM	Desacoplado Rápido Modificado
FC	Fluxo de Carga
GD	Geração Distribuída
GREI	Grupo de Redes Elétricas Inteligentes
NR	Newton-Raphson
POO	Programação Orientada a Objetos
RED	Rede Elétricas de Distribuição
REDR	Rede Elétricas de Distribuição Radial
REI	Rede Elétricas Inteligentes
RNP	Representação Nó-Profundidade
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SGDE	Sistemas de Gerenciamento de Distribuição de Energia Elétrica
UFC	Universidade Federal do Ceará
UG	Unidades de Geração
VDI	Varredura Direta e Inversa

LISTA DE SÍMBOLOS

f	Frequência
ρ	Resistividade do solo
ω	Velocidade angular
μ_0	Permeabilidade magnética no vácuo
ϵ_0	Permissividade do vácuo
ϵ_r	Permissividade relativa do meio
ϵ	Permissividade do meio
q_k	Densidade de carga
F	Faraday
S	Siemens
Ω	Ohms
A	Amperes
V	Volts

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Justificativa	18
1.2	Objetivo	18
1.2.1	<i>Objetivo Específico</i>	18
1.2.2	<i>Objetivos Gerais</i>	19
1.3	Metodologia	19
1.4	Estrutura do trabalho	19
2	MODELAGEM EM COMPONENTES DE FASE	21
2.1	Equações de Carson	22
2.2	Componentes de Fase	26
2.2.1	<i>Impedância Série</i>	26
2.2.2	<i>Admitância Shunt em Linhas Aéreas</i>	31
2.2.3	<i>Modelo Completo de Linhas Elétricas de Distribuição</i>	34
2.3	Componentes Simétricas	36
2.4	Modelos de Transformadores Trifásicos	40
2.4.1	<i>Delta-Estrela Aterrado abaixador</i>	42
2.4.2	<i>Estrela Aterrado-Estrela Aterrado abaixador</i>	45
2.5	Modelos de Carga ZIP: Impedância (Z), Corrente (I) e Potência (P) constantes.	47
2.5.1	<i>Conexão estrela</i>	47
2.5.2	<i>Conexão delta</i>	48
2.6	Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão	50
2.6.1	<i>Capacitores Shunt</i>	50
2.6.2	<i>Auto-transformador com Tap variável</i>	51
2.6.2.1	<i>Compensador de Linha</i>	54
2.6.2.2	<i>Equações trifásicas</i>	56
3	FLUXO DE CARGA E CURTO-CIRCUITO	58
3.1	Fluxo de Carga	58
3.1.1	<i>Métodos de Progressão e Regressão em Níveis da Rede</i>	58
3.1.2	<i>Métodos Implícitos Gauss Z_{bus}</i>	59

3.1.3	<i>Métodos Newton-Raphson (NR) e Desacoplado Rápido Modificado (DRM)</i>	59
3.1.4	<i>Métodos Orientados a Objetos (OO)</i>	59
3.1.5	<i>Fluxo de carga implementado</i>	60
3.1.6	<i>Varredura Direta Inversa com Geração Distribuída</i>	61
3.2	Curto-Circuito	64
3.2.1	<i>Curto-Circuito em Componentes de Fase</i>	65
3.2.2	<i>Curto-Circuito com Geração Distribuída</i>	68
3.2.3	<i>MIFET com Geração Distribuída</i>	69
4	MYGRID	75
4.1	Estrutura de Dados RNP	76
4.2	Representação Computacional de Elementos da Rede Elétrica	80
5	RESULTADOS	90
6	CONCLUSÃO	102
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	103
	REFERÊNCIAS	104

1 INTRODUÇÃO

A GD vem aumentando sua participação nos Sistema Elétrico de Potência (SEP) desde a década de 90, devido, principalmente, a abertura do mercado de energia elétrica em diversos países e a crescente preocupação de se produzir qualquer tipo de energia a partir de fontes limpas.

Segundo (BOLLEN *et al.*, 2011), existem três grandes motivos para se optar pela utilização de GDs: Primeiro, um maior número de produtores de energia elétrica leva à redução de preços devido a concorrência; o segundo motivo, já citado anteriormente, é o ambiental; o terceiro é o de que a margem entre o maior consumo e a máxima produção de energia elétrica é muito pequena. Por exemplo, a construção de grandes plantas de geração, além de necessitar de longos períodos para término, nem sempre será politicamente ou ambientalmente aceitável, atrasando o processo de construção. Tais situações são indesejáveis quando a eletricidade demandada está muito próxima da que pode ser gerada e entregue aos consumidores. Plantas de geração de médio e pequeno porte não sofrem com tais adversidades, uma vez que: Obras menores são finalizadas em um menor espaço de tempo, sofrem menos com as situações políticas e ambientais da região; são construídas mais próximas do consumo, evitando gastos e atrasos com a construção de infraestrutura para a entrega e reduzindo as perdas por efeito joule. Com isto, pode-se afirmar que, principalmente em países emergentes como o Brasil, o uso de GDs pode evitar futuros problemas no abastecimento energético (BOLLEN *et al.*, 2011).

A capacidade energética dessas fontes definirá o nível de tensão no qual será fornecida a energia elétrica. Unidades de geração de grande porte são integradas aos sistemas de transmissão ou de sub-transmissão, ou seja em alta tensão. Já as gerações de médio e pequeno porte são conectadas em média ou baixa tensão no sistema de distribuição. Assim, a maioria das conexões de GD ocorrem no sistema de distribuição ou de sub-transmissão.

Contudo, os principais métodos de análise dos SEP, como fluxo de carga e curto-circuitos, foram desenvolvidos e utilizados com ênfase nos sistemas de transmissão (CHASE *et al.*, 2018). Por isso, a maioria destes métodos considera a transposição das linhas elétricas, o balanceamento de cargas e a modelagem monofásica através do uso de componentes simétricas. O Sistema Elétrico de Distribuição (SED), por sua vez, não possui linhas transpostas, assim como o balanceamento de cargas entre as fases, condições que inviabilizam o uso das componentes simétricas. Os SED, além de possuírem uma fonte primária, contam também com a crescente integração de GDs que podem injetar potência equilibrada ou desequilibrada nas fases do sistema,

aumentado a necessidade de uma análise trifásica do sistema. Com tais características, nas quais a modelagem monofásica por componentes simétricas é deficiente, e ainda considerando a evolução do poder computacional, torna-se consentâneo o uso das componentes de fase na modelagem e análise de SED.

Além das mudanças ocasionadas pelo advento da geração distribuída, o SED deve se adequar às inserções de novas tecnologias no âmbito de proteção, eficiência energética, medição inteligente de energia elétrica, automação e interoperabilidade das redes elétricas. Em decorrência destas mudanças, surge a necessidade de ferramentas computacionais eficientes, que permitam o intercâmbio de dados em formato voltado a aplicações de redes elétricas inteligentes.

1.1 Justificativa

Visto que é prática comum softwares comerciais de análise de redes elétricas não disponibilizarem uma integração de seus modelos de cálculo e análise aos aplicativos de automação em Rede Elétricas Inteligentes (REI), torna-se premente ferramentas de código aberto, que preencham esta lacuna. Em decorrência desta necessidade, o Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal do Ceará (UFC) desenvolveu o MyGrid, ferramenta de modelagem topológica e análise de REDR. O MyGrid é baseado na RNP e desenvolvido sobre o paradigma da computação orientada a objetos.

Como a maioria das ferramentas comerciais de análise de SEP e, principalmente, as não-comerciais de código livre (THURNER *et al.*, 2017), o MyGrid em sua versão de origem não considerava o desequilíbrio das linhas elétricas e das cargas, e como fator agravante, também não considerava a inserção de GD (MELO, 2015) em seus métodos de curto-circuito e fluxo de carga. Tendo em vista a deficiência na modelagem e análise de sistemas elétricos de distribuição, com e sem GD, tornou-se necessário que o MyGrid passasse a considerar o desequilíbrio de cargas e de linhas elétricas na realização dos cálculos de curto-circuito e fluxo de carga.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Específico

Modelar e implementar computacionalmente na ferramenta MyGrid funcionalidades de análise de fluxo de carga e de curto-circuito em redes de distribuição trifásicas, equilibrada e

desequilibrada, com geração distribuída

1.2.2 *Objetivos Gerais*

- Fazer uso da linguagem de programação orientada a objetos Python;
- Aplicar representação nó-profundidade RNP na representação topológica e de dados da rede de distribuição;
- Modelar a participação de geração distribuída nas redes de distribuição;
- Fazer uso do método de varredura indireta e direta adaptado para análise de fluxo de carga com participação de GD;
- Fazer uso de modelo de componentes de fase para análise de curto-circuito.
- Criação de uma documentação online para modelagem e análise de REDR usando o MyGrid.

1.3 Metodologia

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho faz uso de programação computacional em linguagem orientada a objeto e aplicação de modelos e métodos, como RNP, varredura direta inversa e componentes de fase, para análise de REDR em estado permanente (fluxo de potência) e estado dinâmico (curto-circuito). Os resultados obtidos pelo MyGrid serão comparados com aqueles obtidos com o software comercial WindMIL desenvolvido pela Milsoft Utility Solutions.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos.

No Capítulo 1, o trabalho é contextualizado através da apresentação da introdução, justificativa, objetivos e estrutura do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada a modelagem de SED em componentes de fase, modelando: linhas aéreas; transformadores; cargas representadas por potência, corrente e impedância constantes; capacitores; e reguladores de tensão. Faz ainda uma breve comparação com a modelagem por componentes simétricas.

No Capítulo 3 são descritos os métodos de fluxo de carga e curto-circuito empregados no MyGrid. Na seção do fluxo de carga são apresentados alguns dos principais métodos usados

para o SED, dos quais será escolhido o método a ser implementado no MyGrid. Esse método é adaptado para considerar o acoplamento de GD. Para a seção de curto-circuito é definido um método sem GD, para em seguida ser apresentada a adaptação que considere a GD.

No Capítulo 4 é apresentado o atual estado da Biblioteca MyGrid. Essa apresentação é dividida em duas etapas. A primeira consiste em definir a RNP e o seu uso no MyGrid. A segunda etapa descreve a representação de elementos do SED por meio de classes computacionais.

No Capítulo 5 é apresentada a validação da modelagem e dos métodos de fluxo de carga e de curto-circuito implementados no MyGrid. A validação é dividida em duas etapas usando duas redes teste, uma com GD e outra sem GD.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e as propostas de trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 MODELAGEM EM COMPONENTES DE FASE

Historicamente, tanto no âmbito profissional como no acadêmico, a ênfase do desenvolvimento e de aplicações de métodos de curto-circuito e fluxo de carga esteve pautado na utilização das componentes simétricas. O principal motivo para isto é a capacidade das componentes simétricas em transformar um sistema elétrico com acoplamento eletromagnético trifásico em uma superposição de três sistemas elétricos monofásicos desacoplados: sistema de sequência zero, positiva e negativa (CHASE *et al.*, 2018). A equivalência monofásica reduz a complexidade dos cálculos, uma vez que estes serão realizados usando apenas valores escalares para corrente, tensão e impedância de linha.

Atualmente, devido à capacidade da computação digital, resolver grandes sistemas lineares com números complexos e matrizes já não é uma das grandes preocupações no desenvolvimento e utilização de métodos de curto-circuito e fluxo de carga (CHASE *et al.*, 2018). Além disso, a modelagem monofásica não é adequada para um sistema desequilibrado. Como o sistema de distribuição não é um sistema que possui a transposição de suas linhas elétricas, o acoplamento entre as impedâncias de sequência zero, positiva e negativa é não-nulo, fator que inviabiliza o correto uso das componentes simétricas. E mesmo considerando a transposição das linhas elétricas, ainda há o fato do desbalanceamento de carga entre as fases, característica que tem maior influência no fluxo de carga, uma vez que o acoplamento entre as impedâncias de linha, mesmo sendo um acoplamento balanceado, associado a diferentes magnitudes de corrente em cada fase, ocasiona uma assimetria em magnitude e ângulo entre as tensões de fase. O desbalanceamento de cargas não possui grande impacto no curto-circuito, uma vez que as correntes de carga, normalmente, têm pouca influência no resultado final e são minoria os métodos que as consideram.

A partir das equações de Carson (CARSON, 1926), a matriz de impedância das fases é montada, que no caso é a própria impedância em componentes de fase. Já as impedâncias de sequência são derivadas da matriz de impedância em componentes de fase através de uma transformação linear. Com isto, este Capítulo será dividido em duas partes. A primeira, consiste de uma breve explanação sobre o método de Carson, componentes de fase e componentes simétricas. Essa etapa tem o objetivo de justificar o modelo de componentes de fase utilizado no desenvolvimento e utilização de métodos de curto-circuito e fluxo de carga para o MyGrid. Na segunda parte do Capítulo é apresentado a modelagem de: transformadores, cargas, capacitores e reguladores de tensão.

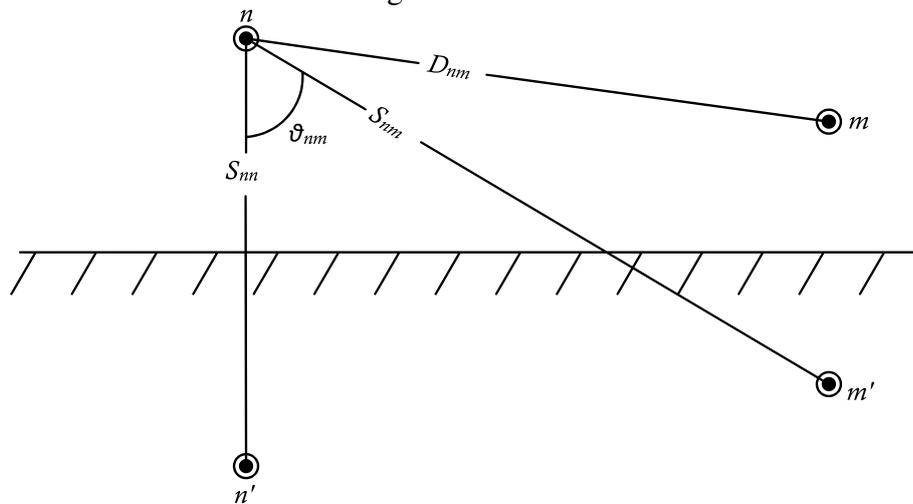
2.1 Equações de Carson

O principal modelo para o cálculo de impedância série dependente da frequência de linhas aéreas com retorno pela terra é o de Carson. Nele é suposto que a terra é uma superfície: sólida, uniforme, plana, infinita e de resistividade constante (CARSON, 1926).

Estas considerações são de extrema importância, pois considerar o retorno pela terra implica que a modelagem abrange cargas desequilibradas e linhas elétricas desbalanceadas com uma, duas, três fases ou mais. Tais características associadas a existência das componentes simétricas tornam o modelo de Carson adequado para redes de distribuição e de transmissão de energia elétrica.

Para a modelagem do retorno pela terra, Carson faz o uso de condutores imagens, ou seja, cada condutor é espelhado simetricamente em relação ao solo, fazendo com que para cada condutor n exista um condutor imagem n' , conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Condutores e condutores imagens.



Fonte: O Autor.

Da fonte para a carga, analisando somente o condutor, temos a impedância mútua e a própria dadas pelas equações 2.1 e 2.2, respectivamente.

$$Z_{Dnm} = X_{gmn} \quad (2.1)$$

$$Z_{Dnn} = R_{cc} + jX_{gnn} \quad (2.2)$$

Com a reatância própria de um condutor, X_{gnn} , e a reatância mútua, X_{gmn} , dadas pelas equações 2.3 e 2.4

$$X_{gmn} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2h_n}{r_n} \quad (2.3)$$

$$X_{gmm} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} \quad (2.4)$$

A resistência interna de um determinado condutor é dada por R_{cc} e a constante de permeabilidade magnética no vácuo é dada pela equação 2.5.

$$\mu_0 = 4\pi 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad (2.5)$$

Em que ω é a velocidade angular da onda elétrica em propagação e r_n é o raio do condutor n . Os parâmetros h_n , D_{nm} e D'_{nm} , são, respectivamente, as distâncias entre: o condutor n e o solo; os condutores n e m ; e os condutores imagens n' e m' .

Da carga para a fonte, analisando o caminho de retorno pela terra, temos a impedância mútua e própria dadas pelas equações 2.6 e 2.7, respectivamente.

$$Z_{Gm} = W_{nn} + jY_n \quad (2.6)$$

$$Z_G = W_{nm} + jY_{nm} \quad (2.7)$$

Em que,

$$W = \left\{ \frac{\pi}{8} - b_1 k \cos \theta + b_2 \left[(C_2 - \ln k) k^2 \cos \theta + \theta k^2 \sin 2\theta \right] \right. \\ \left. + b_3 k^3 \cos 3\theta - d_4 k^4 \cos 4\theta - \dots \right\} \quad (2.8)$$

$$Y = \left\{ -0.06159315 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k} + b_1 k \cos \theta - d_2 k^2 \cos 2\theta + b_3 k^3 \cos 3\theta \right. \\ \left. - b_4 \left[(C_4 - \ln k) k^4 \cos 4\theta \right] + \theta k^4 \sin 4\theta \dots \right\} \quad (2.9)$$

Em que,

$$b_1 = \frac{\sqrt{2}}{6}, \quad (2.10)$$

$$(2.11)$$

$$b_2 = \frac{1}{16}, \quad (2.12)$$

$$(2.13)$$

$$b_i = b_{i-2} \frac{\text{sign}}{i(i+2)}, \quad (2.14)$$

$$(2.15)$$

$$C_i = C_{i-2} + \frac{1}{i} + \frac{1}{i+2}, \quad (2.16)$$

$$(2.17)$$

$$C_2 = 1,3659315, \quad (2.18)$$

$$(2.19)$$

$$d_i = \frac{\pi}{4} b_i. \quad (2.20)$$

$$(2.21)$$

$$\text{sign} = \begin{cases} 1, & \text{para } i= 1,2,3,4 \\ -1, & \text{para } i= 5,6,7,8 \\ \vdots, & \vdots \end{cases} \quad (2.22)$$

Tanto para o cálculo de Z_{Gm} como de Z_G as equações 2.8 e 2.9 são usadas. A diferença está nos valores de θ e de k .

$$k = \begin{cases} 4\pi\sqrt{5}10^{-4}2h_n\sqrt{\frac{f}{\rho}}, & \text{para o cálculo de } W_{nn} \text{ e } Y_{nn} \\ 4\pi\sqrt{5}10^{-4}S_{nm}\sqrt{\frac{f}{\rho}}, & \text{para o cálculo de } W_{nm} \text{ e } Y_{nm} \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\theta = \begin{cases} 0, & \text{para o cálculo de } W_{nn} \text{ e } Y_{nn} \\ \arcsin \frac{x_{nm}}{S_{nm}}, & \text{para o cálculo de } W_{nm} \text{ e } Y_{nm} \end{cases} \quad (2.24)$$

Em que f é a frequência em [hertz], ρ é resistividade do solo [$\Omega.m$], x_{nm} é a distância horizontal entre um condutor n e um condutor imagem m' [m].

Por fim as equações de Carson para impedância própria e mútua são dadas, respectivamente, em 2.25 e 2.26.

$$Z_{nm_g} = R_{cc} + j2\omega \ln \frac{2h_n}{r_n} 10^{-4} + 4\omega(W + jY) \quad (2.25)$$

$$Z_{nm_g} = j2\omega \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} 10^{-4} + 4\omega(W + jY) \quad (2.26)$$

Na frequência de 60 [hertz] é comum utilizar apenas o primeiro termo de 2.8 e os dois primeiros termos de 2.9, no entanto, de acordo com (WAGNER; EVANS, 1933), a omissão dos demais termos tende a sobre-estimar os valores de resistência e sub-estimar os valores de reatância. A grandeza dos erros entre o modelo completo e o reduzido é computada em (KERSTING; GREEN, 2011). Para todos os testes realizados os maiores erros foram de 0,1134% para a componente real e 0,2328% para a componente imaginária. Então, considerando:

$$f = 60 \quad [\text{hertz}]$$

$$\rho = 100 \quad [\Omega.m]$$

$$W = 8\pi f 10^{-4} \frac{\pi}{8} \quad [\Omega/km]$$

$$Y = 4 \times 2\pi f 10^{-4} \left(-0,6159315 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k}\right) \quad [\Omega/km]$$

as equações para a determinação das impedâncias próprias e mútuas de uma linha elétrica são dadas por 2.27 e 2.28, respectivamente.

$$\begin{aligned} Z_{nm_g} &= R_{cc} + 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{2h_n}{r_n} + \left[-0,061593 - \ln 0,002810 h_n \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right] \right) \\ Z_{nm_g} &= R_{cc} + 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{r_n} + 0,693147 + \ln h_n + 5,8130 - \ln h_n - \ln \sqrt{\frac{60}{100}} \right) \\ Z_{nm_g} &= R_{cc} + 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{r_n} + 6,7615 \right) \quad [\Omega/km] \end{aligned} \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} Z_{nm_g} &= 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} + \left[-0,06159315 - \ln 0,01124 S_{nm} \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right] \right) \\ Z_{nm_g} &= 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{D_{nm}} + \ln S_{nm} + 6,567718 - \ln S_{nm} - \ln \sqrt{\frac{60}{100}} \right) \\ Z_{nm_g} &= 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{D_{nm}} + 6,7615 \right) \quad [\Omega/km] \end{aligned} \quad (2.28)$$

No MyGrid, devido a sua aplicação voltada para sistemas elétricos de distribuição em 60 [Hz], o cálculo das impedâncias próprias e mútuas de linhas aéreas e subterrâneas é efetuado considerando a redução das equações de Carson apresentadas em 2.27 e 2.28.

2.2 Componentes de Fase

2.2.1 Impedância Série

A representação de uma rede elétrica em componentes de fase é dada por um circuito na forma matricial. Todos os n condutores que constituem a linha elétrica são considerados na determinação das impedâncias série de uma linha elétrica, formando o que se chama de matriz de impedância primitiva. Considerando uma linha com três fases, a , b e c , dois neutros, $n1$ e $n2$, e um cabo guarda p , temos a matriz de impedância primitiva dada em 2.29.

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & | & \hat{Z}_{an1} & \hat{Z}_{an2} & \hat{Z}_{ap} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & | & \hat{Z}_{bn1} & \hat{Z}_{bn2} & \hat{Z}_{bp} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & | & \hat{Z}_{cn1} & \hat{Z}_{cn2} & \hat{Z}_{cp} \\ - & - & - & | & - & - & - \\ \hat{Z}_{n1a} & \hat{Z}_{n1b} & \hat{Z}_{n1c} & | & \hat{Z}_{n1n1} & \hat{Z}_{n1n2} & \hat{Z}_{n1p} \\ \hat{Z}_{n2a} & \hat{Z}_{n2b} & \hat{Z}_{n2c} & | & \hat{Z}_{n2n1} & \hat{Z}_{n2n2} & \hat{Z}_{n2p} \\ \hat{Z}_{pa} & \hat{Z}_{pb} & \hat{Z}_{pc} & | & \hat{Z}_{pn1} & \hat{Z}_{pn2} & \hat{Z}_{pp} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

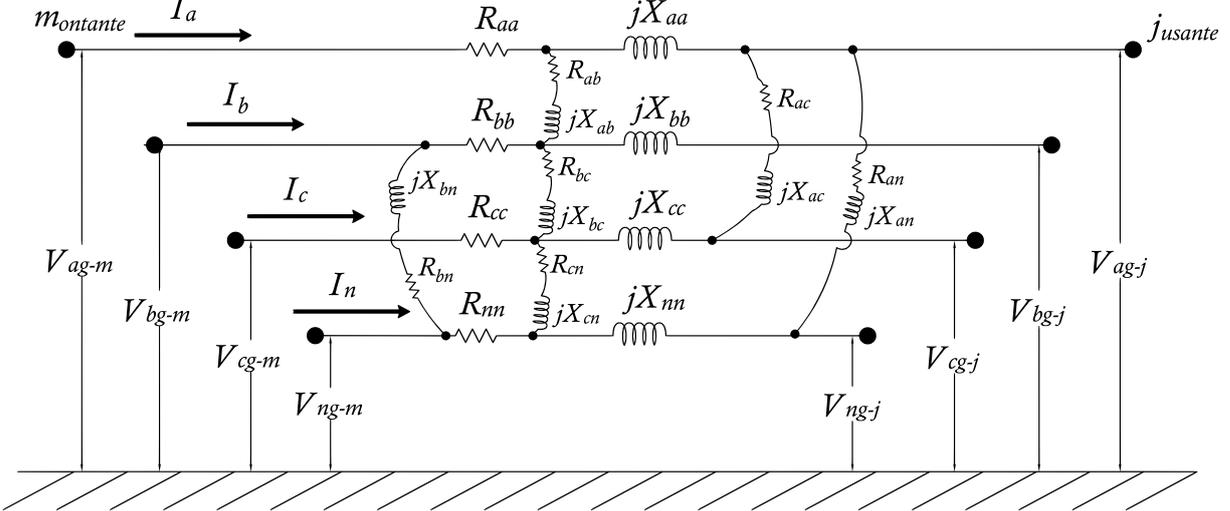
Na forma particionada:

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{i-np}] \\ [\hat{Z}_{np-j}] & [\hat{Z}_{nn-pp}] \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Normalmente, a matriz de impedância primitiva precisa ser reduzida para a chamada matriz de impedância de fase de tamanho fxf , em que f é a quantidade de fases do sistema elétrico. Isto permite a determinação de correntes e tensões por fase em um circuito série como o da Figura 2. Esta redução deve considerar a influência de condutores não-fase, como cabos guarda e condutores neutro, na impedância equivalente vista por cada fase. O sistema elétrico, como um todo, é considerado trifásico, mesmo possuindo derivações bifásicas e monofásicas. Tendo isso em vista, a matriz de impedância de fase terá, no decorrer deste trabalho, um tamanho $[3 \times 3]$, relativa às três fases: a , b e c . Quando houver ramos bifásicos e monofásicos, a impedância

própria de uma fase, não considerada pelo ramo, deverá ser infinita e a impedância mútua será considerada zero. Atendendo a estas necessidades, o método de redução de Kron (KRON, 1951) considera que os condutores não-fase estão aterrados.

Figura 2 – Circuito série em componentes de fase.



Fonte: O Autor.

O circuito da Figura 2 é dado na forma matricial em 2.31:

$$\begin{bmatrix} V_{ag-j} \\ V_{bg-j} \\ V_{cg-j} \\ V_{ng-j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag-m} \\ V_{bg-m} \\ V_{cg-m} \\ V_{ng-m} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn} \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Na forma particionada:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc-j}] \\ [V_{n-j}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V_{abc-m}] \\ [V_{n-m}] \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Resolvendo 2.32 com a consideração feita por Kron de que as tensões V_{ng-m} e V_{ng-j} são iguais a zero, temos a matriz de impedância de fase dada pela equação 2.33:

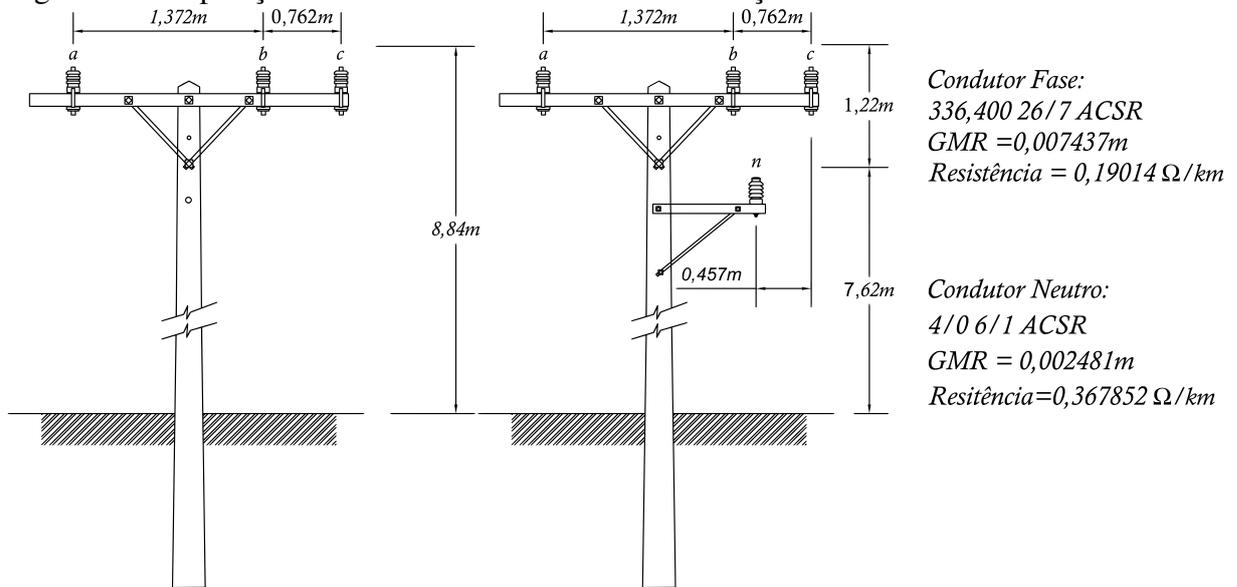
$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \cdot [Z_{nn}]^{-1} \cdot [Z_{nj}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (2.33)$$

Matricialmente, o circuito série equivalente de uma rede trifásica de distribuição em componentes de fase é dado por 2.34.

$$[V_{abc-j}] = [V_{abc-m}] - [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.34)$$

Na Figura 3 é mostrada uma estrutura típica de uma linha de distribuição. Baseado nessa estrutura será apresentado um exemplo de aplicação das equações de Carson e da redução de Kron para a determinação da matriz de impedância de fase de uma linha elétrica.

Figura 3 – Disposição de cabos em uma linha de distribuição.



Fonte: O Autor.

$$r_a = r_b = r_c = 0,007437m; r_n = 0,002481m;$$

$$D_{ab} = D_{ba} = 1,372m; D_{bc} = D_{cb} = 0,762m; D_{ac} = D_{ca} = 2,134m;$$

$$D_{an} = D_{na} = 2,3632m; D_{bn} = D_{nb} = 1,230m; D_{cn} = D_{nc} = 1,3028m.$$

$$Z_{aa_g} = Z_{bb_g} = Z_{cc_g} \quad (2.35)$$

$$Z_{aa_g} = R_{cc} + 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{0,007437} + 6,7615 \right) = 0,2493 + j0,8673 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.36)$$

$$Z_{nn_g} = R_{cc} + 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{0,002481} + 6,7615 \right) = 0,4271 + j0,9490 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.37)$$

$$Z_{ab_g} = Z_{b_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{1,372} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,4793 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.38)$$

$$Z_{bc_g} = Z_{bc_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{0,762} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,5231 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.39)$$

$$Z_{ac_g} = Z_{ca_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{2,134} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,4464 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.40)$$

$$Z_{an_g} = Z_{na_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{2,3632} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,4389 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.41)$$

$$Z_{bn_g} = Z_{nb_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{1,230} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,4874 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.42)$$

$$Z_{cn_g} = Z_{nc_g} = 0,0592 + j0,0754 \left(\ln \frac{1}{1,3028} + 6,7615 \right) = 0,0592 + j0,4832 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.43)$$

A Matriz de impedância primitiva é dada em 2.44:

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,4793 & 0,0592+j0,4464 & | & 0,0592+j0,4389 \\ 0,0592+j0,4793 & 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,5231 & | & 0,0592+0,4874 \\ 0,0592+j0,4464 & 0,0592+j0,5231 & 0,24934+j0,8673 & | & 0,0592+j0,4832 \\ - & - & - & | & - \\ 0,0592+j0,4389 & 0,0592+j0,4874 & 0,0592+j0,4832 & | & 0,4271+j0,9490 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.44)$$

$$[\hat{Z}_{abc}] = \begin{bmatrix} 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,4793 & 0,0592+j0,4464 \\ 0,0592+j0,4793 & 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,5231 \\ 0,0592+j0,4464 & 0,0592+j0,5231 & 0,24934+j0,8673 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.45)$$

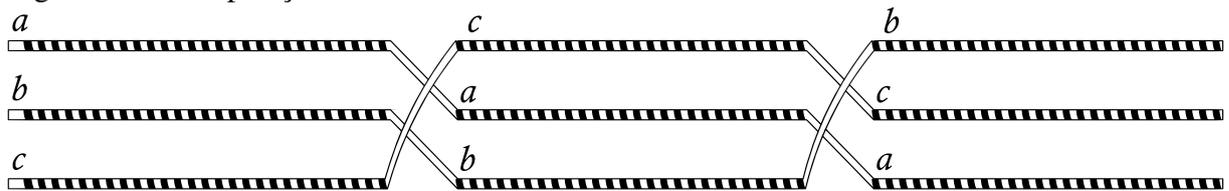
A matriz de impedância de fase pelo método de Kron é dada em 2.46.

$$\begin{aligned}
[Z_{abc}] &= \begin{bmatrix} 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,4793 & 0,0592+j0,4464 \\ 0,0592+j0,4793 & 0,24934+j0,8673 & 0,0592+j0,5231 \\ 0,0592+j0,4464 & 0,0592+j0,5231 & 0,24934+j0,8673 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,0592+j0,4389 \\ 0,0592+j0,4874 \\ 0,0592+j0,4832 \end{bmatrix} \\
&\times \begin{bmatrix} 0,4271+j0,9490 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} 0,0592+j0,4389 & 0,0592+j0,4874 & 0,0592+j0,4832 \end{bmatrix} \\
[Z_{abc}] &= \begin{bmatrix} 0,2896+j0,6523 & 0,0982+j0,2630 & 0,0950+j0,2400 \\ 0,0982+j0,2630 & 0,2871+j0,6604 & 0,0939+j0,3215 \\ 0,0950+j0,2400 & 0,0939+j0,3215 & 0,2811+j0,6802 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Omega \\ km \end{bmatrix} \quad (2.46)
\end{aligned}$$

Ao analisar as matrizes 2.45 e 2.46 fica evidente a influência que o condutor neutro tem na impedância série vista pelas fases a , b e c . Essa influência mostra a real necessidade de considerar condutores não-fase no cálculo das matrizes de impedância primitiva de um sistema elétrico. Através de métodos de redução, como o de Kron, a impedância equivalente vista pelas fases do sistema elétrico pode ser determinada. Tal matriz, denominada matriz de impedância de fase, é a base da modelagem em componentes de fase de sistemas elétricos de potência juntamente com os vetores de tensão e corrente das fases.

É desejável que linhas elétricas não agreguem desequilíbrio ao SEP. Contudo, devido a disposição geométrica e a existência de cabos não condutores, a impedância série possui diferentes valores de impedância própria e mútua caracterizando um desbalanço na linha que, conseqüentemente, acarretará em um desbalanço na rede elétrica, mesmo considerando a carga balanceada entre as fases. Esta adversidade pode ser contornada através da aplicação da transposição. Este método consiste em alternar $(n - 1)$ vezes a posição das fases de uma linha elétrica, onde cada alternância é realizada em intervalos de $1/n$ do comprimento total da linha, considerando que n é o número de fases. A Figura 4 descreve esse método.

Figura 4 – Transposição de linhas elétricas trifásicas.



Fonte: O Autor.

O efeito da transposição na matriz de impedância série de uma linha elétrica é visto em 2.47 e 2.48, que são, respectivamente, a média das impedâncias próprias e a média das

impedâncias mútuas.

$$Z_p = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (2.47)$$

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}}{3} \quad (2.48)$$

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Aplicando 2.49 em 2.46, temos a matriz de impedância série balanceada:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0,2860 + j0,6643 & 0,0957 + j0,2748 & 0,0957 + j0,2748 \\ 0,0957 + j0,2748 & 0,2860 + j0,6643 & 0,0957 + j0,2748 \\ 0,0957 + j0,2748 & 0,0957 + j0,2748 & 0,2860 + j0,6643 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.50)$$

2.2.2 Admitância Shunt em Linhas Aéreas

A admitância shunt de uma linha elétrica é formada, basicamente, pela condutância e susceptância capacitiva. Um condutor carregado cria um campo elétrico que interage com o solo e demais condutores que compõem a linha elétrica. Capacitância de uma linha é resultante da diferença de potencial entre os condutores e solo, então, uma vez determinada a diferença de potencial existente em uma linha, a susceptância pode ser então computada. A condutância, por ter valores muito pequenos em relação a susceptância, é desprezada na determinação da admitância shunt de uma linha. A diferença de tensão entre um condutor n e m em um linha elétrica carregada é dada em 2.51:

$$V_{nm} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \sum_{k=1}^K q_k \ln \frac{D_{km}}{D_{kn}} \quad (2.51)$$

Em que, $\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r$, sendo ϵ_0 a permissividade do vácuo e igual a $8,85 \times 10^{12}$ ($\mu\text{F/m}$), ϵ_r a permissividade relativa do meio, e ϵ a permissividade do meio. A densidade de carga do condutor k é dada por q_k (C/m). Os parâmetros D_{km} e D_{kn} são, respectivamente, as distâncias entre os condutores $k - m$ e $k - n$ (m). O raio geométrico do condutor k é dado por D_{kk} (m).

Considerando a Figura 1, as diferenças de tensão podem ser deduzidas. É considerado que cada condutor possui uma densidade de carga q_k enquanto que os condutores imagens possuem uma densidade de carga $-q_k$.

$$V_{mn} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(q_n \ln \frac{S_{nn}}{D_{nn}} - q_n \ln \frac{D_{nn}}{S_{nn}} + q_m \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} - q_m \ln \frac{D_{nm}}{S_{nm}} \right) \quad (2.52)$$

$$= \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(q_n \ln \frac{S_{nn}}{D_{nn}} + q_n \ln \frac{S_{nn}}{D_{nn}} + q_m \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} + q_m \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} \right) \quad (2.53)$$

$$= \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(2q_n \ln \frac{S_{nn}}{D_{nn}} + 2q_m \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} \right) \quad (2.54)$$

A diferença de tensão entre o condutor n e o solo será dada pela metade da equação 2.52, já que esta equação apresenta a diferença de tensão entre o condutor n e o condutor imagem n' .

$$V_{nn} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \left(q_n \ln \frac{S_{nn}}{D_{nn}} + q_m \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} \right) \quad (2.55)$$

$$= q_n P_{nn} + q_m P_{nm} \quad (2.56)$$

A permissividade do ar é dada por 2.57.

$$\epsilon_r = 8,85 \times 10^{-9} F/km \quad (2.57)$$

Os coeficientes de potencial próprio e mútuo são dados pelas equações 2.58 e 2.59, respectivamente.

$$\hat{P}_{nn} = 17,9836 \cdot \frac{S_{nn}}{D_{nn}} [km/\mu F] \quad (2.58)$$

$$\hat{P}_{nm} = 17,9836 \cdot \ln \frac{S_{nm}}{D_{nm}} [km/\mu F] \quad (2.59)$$

A matriz de potencial primitiva é dada por:

$$[\hat{P}_{(k,k)}] = \begin{bmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \cdots & \hat{P}_{ak} \\ \hat{P}_{ba} & \hat{P}_{bb} & \cdots & \hat{P}_{bk} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hat{P}_{ka} & \hat{P}_{kb} & \cdots & \hat{P}_{kk} \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

Em que, k é a quantidade de condutores de uma linha. O mesmo processo utilizado para determinar a matriz de impedância de fase, através da redução de Kron, é utilizado para determinar a matriz de potencial de fase, denominada P_{abc} . Por fim, a matriz de admitância shunt é dada em 2.61:

$$Y_{abc} = 0 + j \cdot 2 \cdot \pi f \cdot [P_{abc}]^{-1} [\mu S/km] \quad (2.61)$$

Aplicando as equações 2.58 e 2.59 no exemplo de linha dado na Figura 3, determina-se os valores da matriz de potencial primitiva:

$$\hat{P}_{aa} = \hat{P}_{bb} = \hat{P}_{cc} \quad (2.62)$$

$$\hat{P}_{aa} = 17,9836 \cdot \ln \frac{17,68}{0,007437} = 139,80 [km/\mu F] \quad (2.63)$$

$$\hat{P}_{nn} = 17,9836 \cdot \ln \frac{15,24}{0,002481} = 154,18 [km/\mu F] \quad (2.64)$$

$$\hat{P}_{ab} = \hat{P}_b = 17,9836 \cdot \ln \frac{17,73}{1,372} = 46,02 [km/\mu F] \quad (2.65)$$

$$\hat{P}_{bc} = \hat{P}_{bc} = 17,9836 \cdot \ln \frac{17,69}{0,763} = 56,53 [km/\mu F] \quad (2.66)$$

$$\hat{P}_{ac} = \hat{P}_{ca} = 17,9836 \cdot \ln \frac{17,80}{2,134} = 38,15 [km/\mu F] \quad (2.67)$$

$$\hat{P}_{an} = \hat{P}_{na} = 17,9836 \cdot \ln \frac{16,54}{2,363} = 35,00 [km/\mu F] \quad (2.68)$$

$$\hat{P}_{bn} = \hat{P}_{nb} = 17,9836 \cdot \ln \frac{16,46}{1,230} = 46,64 [km/\mu F] \quad (2.69)$$

$$\hat{P}_{cn} = \hat{P}_{nc} = 17,9836 \cdot \ln \frac{16,47}{1,3028} = 45,62 [km/\mu F] \quad (2.70)$$

Montando a matriz de potencial primitiva e aplicando a redução de Kron, temos:

$$P_{abc} = \begin{bmatrix} 104,24 & 10,46 & 2,59 \\ 10,46 & 104,24 & 20,97 \\ 2,59 & 20,97 & 104,24 \end{bmatrix} [km/\mu F] \quad (2.71)$$

Por fim, a determinação da matriz de admitância shunt é dada por 2.72

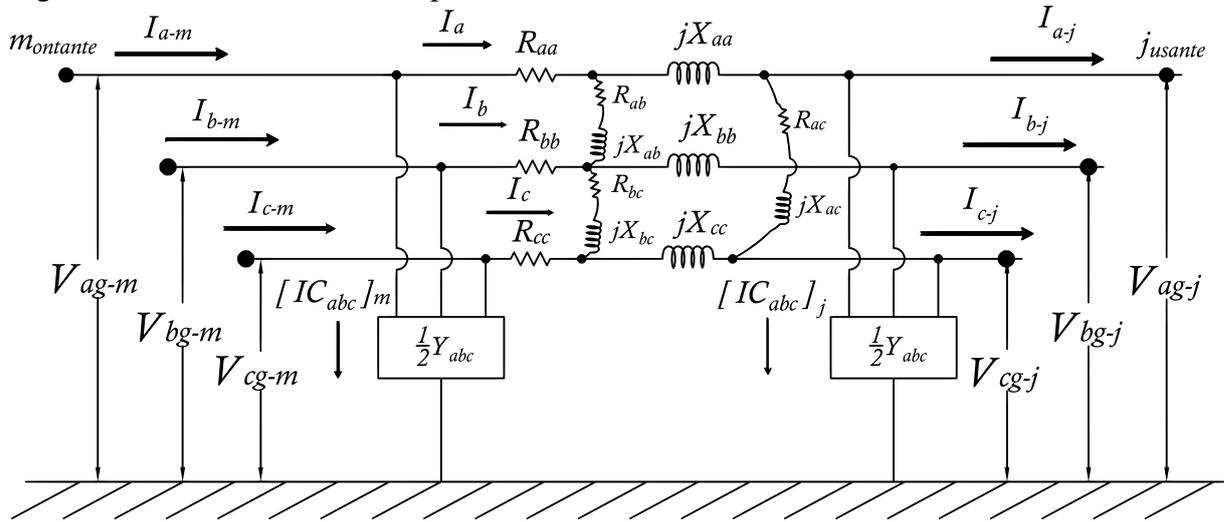
$$Y_{abc} = j \cdot 2 \cdot \pi 60 \cdot \begin{bmatrix} 104,24 & 10,46 & 2,59 \\ 10,46 & 104,24 & 20,97 \\ 2,59 & 20,97 & 104,24 \end{bmatrix}^{-1} [\mu S/km] \quad (2.72)$$

$$= \begin{bmatrix} j3,6532 & -j0,3632 & -j0,0179 \\ -j0,3632 & j3,8050 & -j0,7566 \\ -j0,0179 & -j0,7566 & j3,7690 \end{bmatrix} [\mu S/km] \quad (2.73)$$

2.2.3 Modelo Completo de Linhas Elétricas de Distribuição

Uma vez determinadas as matrizes Z_{abc} e Y_{abc} , o modelo completo de linhas elétricas pode ser determinado. A Figura 5 descreve graficamente este modelo.

Figura 5 – Modelo de linha completo.



Fonte: O Autor.

Matricialmente, o circuito apresentado na Figura 5 é dado por 2.76:

$$[I_{abc}] = [I_{abc}]_j + \frac{1}{2}[Y_{abc}] \cdot [V_{abc-g}]_j \quad (2.74)$$

$$[I_{abc}]_m = [I_{abc}] + \frac{1}{2}[Y_{abc}] \cdot [V_{abc-g}]_m \quad (2.75)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_j + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.76)$$

Substituindo 2.74 nas equações 2.75 e 2.76 e reagrupando em função de V e I , temos, na forma condensada:

$$[V_{abc-g}]_m = \left\{ [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [V_{abc-g}]_j + [Z_{abc}] \cdot [I_{abc}]_j \quad (2.77)$$

$$\begin{aligned} [I_{abc-g}]_m = & \left\{ [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [V_{abc-g}]_j \\ & + \left\{ [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \right\} \cdot [I_{abc}]_j \quad (2.78) \end{aligned}$$

Em que,

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.79)$$

As equações 2.77 e 2.78, escritas na forma matricial particionada, são dadas em :

$$\begin{bmatrix} [V_{abc-g}]_m \\ [I_{abc-g}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [V_{abc-g}]_j \\ [I_{abc}]_j \end{bmatrix} \quad (2.80)$$

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (2.81)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (2.82)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (2.83)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (2.84)$$

Existem casos, como no fluxo de carga, que é necessário determinar $[V_{abc-g}]_j$ em função de $[V_{abc-g}]_m$ e de $[I_{abc}]_j$. Usando a primeira equação dada em 2.80:

$$[V_{abc-g}]_m = [a] \cdot [V_{abc-g}]_j + [b] \cdot [I_{abc}]_j \quad (2.85)$$

$$[V_{abc-g}]_j = [a]^{-1} \cdot \left\{ [V_{abc-g}]_m - [b] \cdot [I_{abc}]_j \right\} \quad (2.86)$$

$$[V_{abc-g}]_j = [A] \cdot [V_{abc-g}]_m - [B] \cdot [I_{abc}]_j \quad (2.87)$$

Em que:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (2.88)$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (2.89)$$

Caso necessário, a determinação das tensões de linha, a partir das tensões fase-terra, é dada pela equação 2.90 :

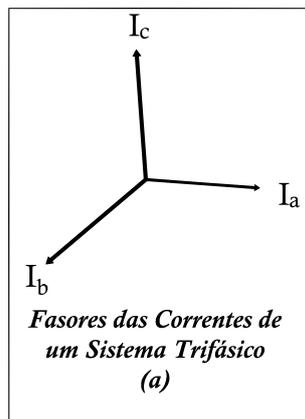
$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ac} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} = [D] \cdot [V_{abc-g}] \quad (2.90)$$

2.3 Componentes Simétricas

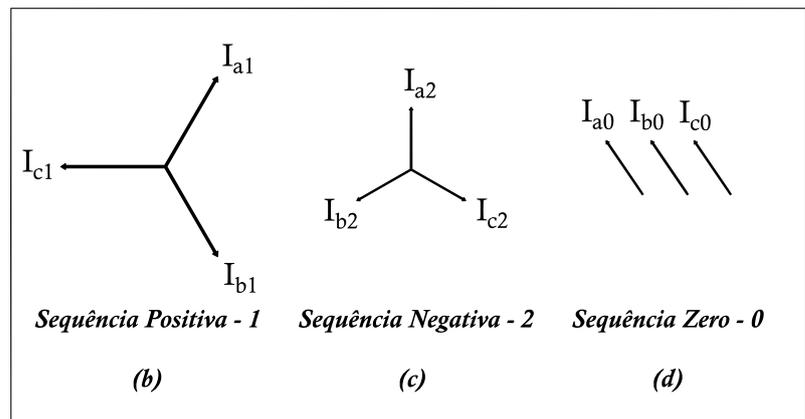
Um sistema trifásico, descrito por três fasores de tensão ou de corrente, rotacionando sempre em sentido anti-horário, pode ser representado por três sistemas de componentes simétricas (FORTESCUE, 1918). O primeiro sistema, denominado de Sequência Positiva, possui a mesma sequência dos fasores originais. O segundo possui a sequência inversa e é denominado de Sequência Negativa. O terceiro e último sistema, o de Sequência Zero, possui fasores de mesma magnitude e de ângulo nulo. Usualmente, o que é feito neste trabalho, as componentes de sequência zero, positiva e negativa são enumeradas, respectivamente, por 0, 1 e 2. A Figura 6 demonstra graficamente a descrição, feita até aqui, das componentes simétricas.

Figura 6 – Componentes Simétricas.

*Sistema Trifásico Desequilibrado
(Real)*



Sistemas Simétricos



Fonte: O Autor.

Cada sistema simétrico de três fasores é representado corretamente por apenas uma componente de sequência deslocada em 120° e 240° . Esta é uma das principais vantagens do uso das componentes simétricas: no domínio das componentes simétricas um sistema trifásico pode ser representado por apenas uma fase. Para isto, uma fase deve ser escolhida, normalmente a fase de referência, a partir dela os demais fasores são determinados, sendo então possível determinar os valores dos fasores em componentes de fase. Esta operação de representação monofásica é

descrita em 2.91 e 2.92.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a0} & I_{a1} & I_{a2} \\ I_{b0} & I_{b1} & I_{b2} \\ I_{c0} & I_{c1} & I_{c2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a0} & I_{a1} & I_{a2} \\ I_{a0} & I_{a1} \cdot e^{j240} & I_{a2} \cdot e^{j120} \\ I_{a0} & I_{a1} \cdot e^{j120} & I_{a2} \cdot e^{j240} \end{bmatrix} \quad (2.91)$$

Definindo $a = e^{j120^\circ}$, temos:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.92)$$

Apesar da impedância não ser um fasor, podemos definir a impedância série equivalente no domínio das componentes simétricas.

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}][A][I_{012}] \quad (2.93)$$

$$[A]^{-1}[V_{abc}] = [A]^{-1}[Z_{abc}][A][I_{012}] \quad (2.94)$$

$$[Z_{012}] = [A]^{-1}[Z_{abc}][A] \quad (2.95)$$

Em que, 2.96:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.96)$$

Aplicando 2.95 em 2.50, temos:

$$[Z_{012}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,2661+j0,6146 & 0,0757+j0,2256 & 0,0757+j0,2256 \\ 0,0757+j0,2256 & 0,2661+j0,6146 & 0,0757+j0,2256 \\ 0,0757+j0,2256 & 0,0757+j0,2256 & 0,2661+j0,6146 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} 0,4775+j1,2140 & 0,0+j0,0 & 0,0+j0,0 \\ 0,0+j0,0 & 0,1902+j0,3894 & 0,0+j0,0 \\ 0,0+j0,0 & 0,0+j0,0 & 0,1902+j0,3894 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.97)$$

As impedâncias de sequência zero, positiva e negativa são dadas, respectivamente, por: $[Z_{012}]_{(0,0)}$, $[Z_{012}]_{(1,1)}$, $[Z_{012}]_{(2,2)}$. Em 2.98 temos a modelagem, na forma matricial, de uma

linha elétrica em componentes simétricas.

$$\begin{bmatrix} V_{0-j} \\ V_{1-j} \\ V_{2-j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{0-m} \\ V_{1-m} \\ V_{2-m} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.98)$$

A matriz de impedâncias de sequência, dada por 2.97, não possui o acoplamento entre as impedâncias de sequência, característica que somente existe em linhas balanceadas. Tal característica mostra que a determinação de uma componente de sequência, tensão ou corrente, não depende de outra componente de sequência diferente, permitindo modelar corretamente cada sistema de sequência por um circuito monofásico. Esta independência é descrita pela equação 2.99.

$$\begin{bmatrix} V_{0-j} \\ V_{1-j} \\ V_{2-j} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{0-m} - Z_{00} \times I_0 \\ V_{1-m} - Z_{11} \times I_1 \\ V_{2-m} - Z_{22} \times I_2 \end{bmatrix} \quad (2.99)$$

Mesmo considerando as linhas elétricas transpostas em um sistema de distribuição, deve-se ainda levar em conta o desbalanço de cargas. Quando as cargas em um sistema elétrico estão perfeitamente balanceadas, apenas as tensões e correntes de sequência positiva existem. Assim, considerando um fluxo trifásico equilibrado, caso do fluxo de carga e do curto-circuito trifásico, podemos representar uma rede elétrica trifásica pelo circuito monofásico de sequência positiva.

$$V_{1-j} = V_{1-m} - Z_{11} \times I_1 \quad (2.100)$$

Quando as cargas não estão balanceadas, ou o fluxo de corrente não é equilibrado, tensões e correntes de sequência negativa e de sequência zero estarão presentes. Em consequência, os circuitos monofásicos de sequência zero, negativa e positiva devem ser considerados na modelagem, caso contrário a modelagem estará incompleta.

Contudo, quando a matriz de impedância de fase série não é balanceada, isto é, linha não-transposta, haverá um acoplamento entre as impedâncias de sequência. Aplicando 2.95 em 2.46, onde a linha não é transposta, temos:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} 0.4175 + j1.0659 & 0.0036 - j0.0319 & -0.0018 - j0.0266 \\ -0.0018 - j0.0266 & 0.1905 + j0.3890 & -0.0189 + j0.4074 \\ 0.0036 - j0.0319 & 0.0189 + j0.0405 & 0.1905 + j0.3890 \end{bmatrix} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.101)$$

Existindo o acoplamento entre as impedâncias de sequência perde-se a principal vantagem da modelagem em componentes simétricas, pois não é mais possível modelar corretamente um sistema por apenas um circuito monofásico de sequência. Em vista que dificilmente uma linha elétrica de distribuição é transposta e não há o balanceamento de cargas, não podemos considerar que a modelagem monofásica por componentes simétricas sempre fornecerá resultados adequados. Assim, o principal fator para a escolha da modelagem a ser empregada está na quantificação do erro. Sabendo o grau dos erros proporcionados por uma modelagem, pode-se, com propriedade, validar o uso de outra.

Em (GAMPA *et al.*, 2010), é apresentado um estudo que quantifica o erro dos resultados de CC em componentes simétricas em comparação com o modelo de componentes de fase. Três redes de distribuição, *IEEE 13 bus*, *IEEE 34 bus* e *IEEE 123 bus*, fornecidas pela *IEEE* em (KERSTING, 2001), foram utilizadas na computação dos erros de faltas: trifásicas, bifásicas, bifásicas à terra e monofásicas. Os erros apresentados não são negligenciáveis, até 8%, podendo impactar na operação de dispositivos de proteção. Também foi verificado que a ordem dos erros não está relacionada com o tamanho dos sistemas, mas apenas com o grau de desequilíbrio de cada um.

Em relação ao fluxo de carga, (YANG; LI, 2016) apresenta os efeitos da modelagem balanceada e desbalanceada nos resultados do fluxo de carga para redes de distribuição radial com e sem GD. A primeira etapa deste trabalho apresenta a comparação dos resultados do fluxo de carga balanceado e desbalanceado em REDR tradicionais sobre diferentes regimes de carga. Depois, GDs são inseridas com objetivo de computar os efeitos que os diferentes níveis de penetração de GD na rede têm sobre os resultados do fluxo de carga. Essas etapas foram aplicadas para três redes de tamanhos diferentes: 363, 2119 e 3281 barras. Ao analisar os resultados da primeira etapa, o modelo balanceado de fluxo de carga apresentou 911 barras com tensão violada enquanto que o desbalanceado apresentou somente 3, para a rede de 2119 barras sem GD. Com a inserção de GD, 5 unidades para a rede anterior, a modelagem desequilibrada apresentou apenas 3 barras fora dos limites de tensão, enquanto a equilibrada apresentou nenhuma. Com base nos resultados apresentados no trabalho de (YANG; LI, 2016), o uso da modelagem trifásica desequilibrada é indispensável para a execução do fluxo de carga, principalmente, em redes que possuem desbalanço de carga significativo. Não houve correlação entre o tamanho da rede e o desequilíbrio apresentado nos resultados.

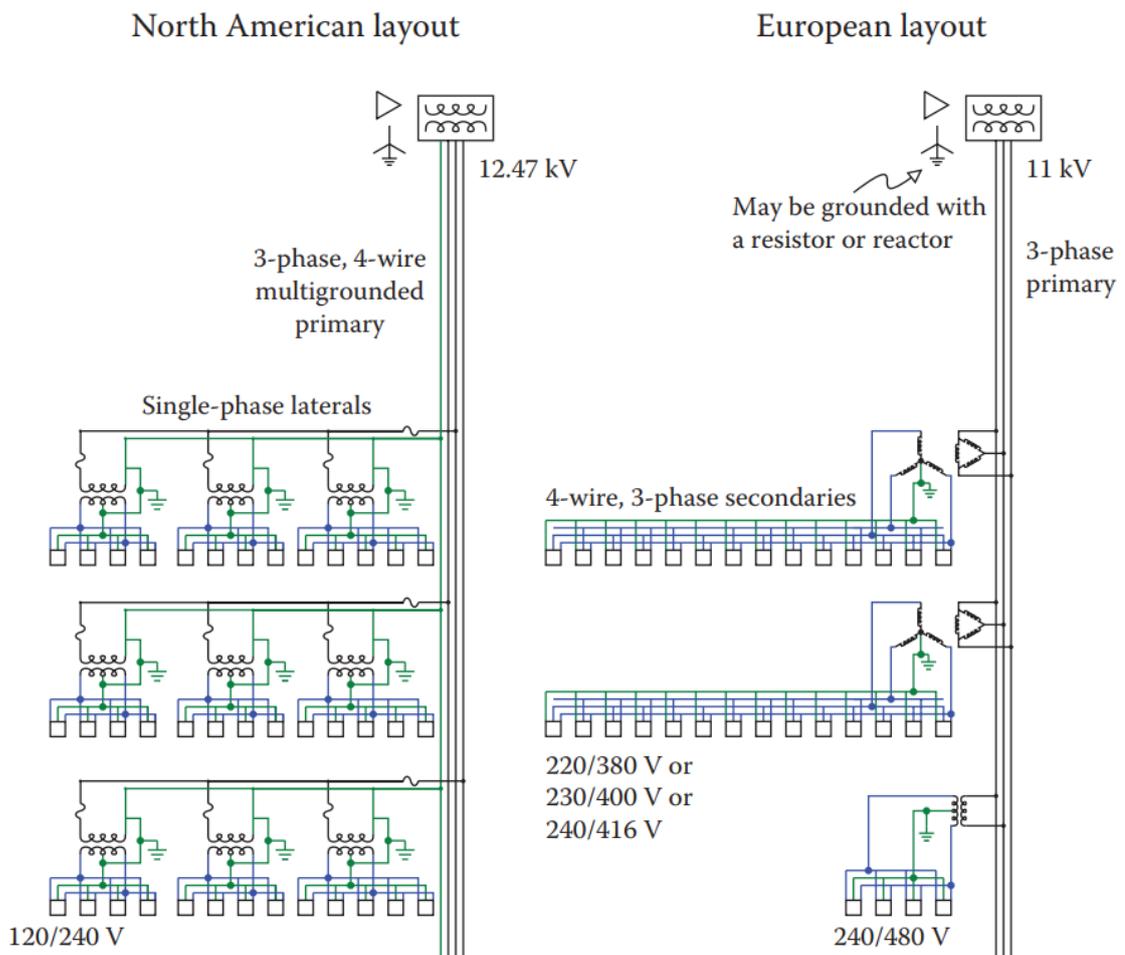
Apresentada a modelagem de linhas elétricas em componentes simétricas e de

fase, e os seus impactos, pode-se averiguar que em sistemas de distribuição, a modelagem por componentes de fase é mais efetiva do que o método de componentes simétricas, levando-se em conta a exatidão dos resultados de fluxo de carga e curto-circuito.

2.4 Modelos de Transformadores Trifásicos

Uso de transformadores na distribuição se dá na subestação, onde é necessário rebaixar os níveis de tensão da transmissão ou sub-transmissão para os níveis de distribuição de energia, ou em derivações do alimentador para os consumidores de baixa tensão. O tipo de transformador usado para entregar energia em média e em baixa tensão varia conforme a topologia, configuração e aplicação da rede elétrica. Baseando-se em tais elementos, os principais modelos de distribuição de energia elétrica ao redor do mundo são o americano e o europeu (SHORT, 2014). A Figura 7 apresenta a comparação desses modelos.

Figura 7 – Comparação dos modelos de distribuição americano e europeu.



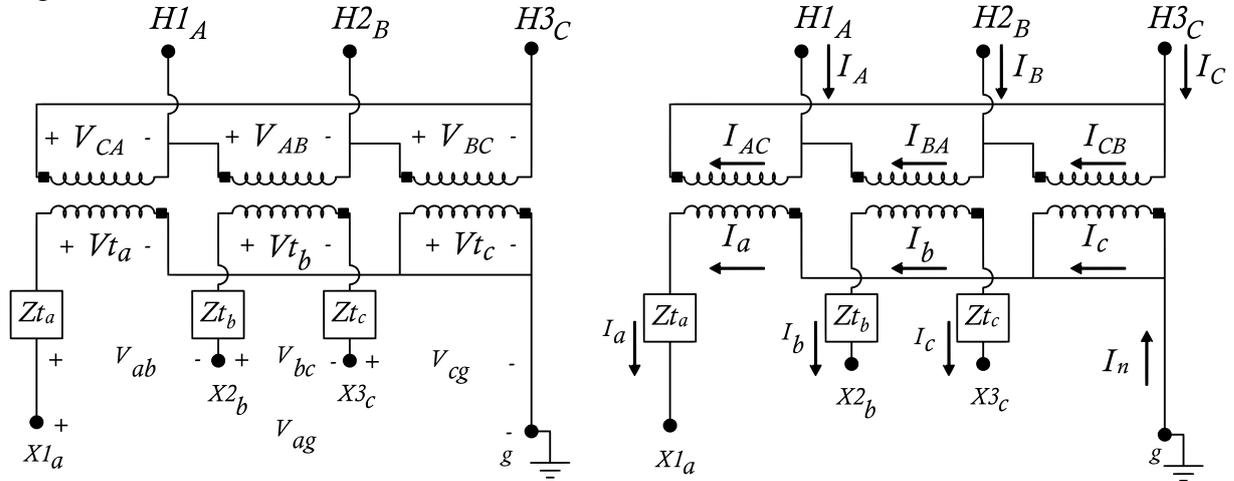
Fonte: (SHORT, 2014).

Ambos modelos usam, normalmente, o transformador delta-estrela aterrado para o fornecimento de energia em média tensão, seja a quatro fios, americano, ou a três fios, europeu. O uso desse transformador ainda predomina no fornecimento de energia em baixa tensão, no caso do modelo europeu. No caso do americano, derivações monofásicas em média tensão alimentam transformadores monofásicos com TAP central. Assim, usualmente, o secundário dos transformadores trifásicos no modelo europeu fazem o papel semelhante das derivações em média tensão do modelo americano. Outro ponto importante é a padronização nos níveis de tensão de fase: 120 V americano; 220, 230 e 240 V, para sistemas de distribuição baseados no europeu. Considerando essa padronização e a estrutura de entrega de energia, o modelo europeu pode fornecer energia em baixa tensão em até uma milha, oito vezes a distância do modelo americano, que normalmente é de 250 pés. Isso se dá pela tensão de baixa, no europeu, ser o dobro do americano e ainda poder trabalhar com tensão de linha. Contudo, os transformadores europeus são maiores, 300-1000 kVA, do que os americanos, 24-50 kVA, pois possuem mais consumidores atrelados. Existem diversas vantagens e desvantagens ao se comparar o uso de cada modelo, ficando a critério dos padrões regionais a escolha do modelo a ser implementado, ou a combinação desse dois modelos. Em (SHORT, 2014), são pontuadas as vantagens e as desvantagens de cada sistema.

Tomando como base a breve explicação feita anteriormente, a implementação de transformadores no MyGrid priorizou os modelos que são mais usados nos sistemas de distribuição. A modelagem é baseada nos modelos apresentados e desenvolvidos por (KERSTING, 2012). As conexões Delta-Estrela aterrado e Estrela aterrado-Estrela aterrado estão implementadas no MyGrid, ficando pendente as seguintes conexões: Estrela-Delta; Estrela aterrado-Delta; Estrela aberto-Delta aberto; e Delta aberto-Delta aberto.

2.4.1 Delta-Estrela aterrado abaixador

Figura 8 – Tensões e correntes na conexão Delta-Estrela aterrado.



Fonte: O Autor.

Com base na imagem da Figura 8, as tensões de linha nos terminais primários do transformador são dadas por $[V_{LLABC}]$ (2.102):

$$\begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \\ V_{AC} \end{bmatrix} = n_t \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} = [AV] \cdot [V_{t_{abc}}] \quad (2.102)$$

Em que n_t , é a relação de magnitude entre o primário e o secundário, dada pela razão entre $V_{LL-primario}$, tensão de linha do primário, e $V_{LN-secundario}$, tensão de fase do secundário.

$$n_t = \frac{V_{LL-primario}}{V_{LN-secundario}} \quad (2.103)$$

O problema da equação 2.102, é que, em vez de fornecer as tensões de fase, ela fornece as tensões de linha no primário em função das tensões de fase no secundário. Kersting usa a teoria das componentes simétricas para determinar as tensões de fase do primário em função das tensões de fase do secundário.

As relações entre as tensões de linha e as de fase em componentes simétricas são dadas pela equação 2.104.

$$\begin{bmatrix} V_{LN_0} \\ V_{LN_1} \\ V_{LN_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t^* & 0 \\ 0 & 0 & t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{LL_0} \\ V_{LL_1} \\ V_{LL_2} \end{bmatrix} = [T] \cdot [V_{LL_{012}}] \quad (2.104)$$

Em que,

$$t = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ \quad (2.105)$$

$$[V_{LL012}] = [A]^{-1} \cdot [V_{LLABC}] \quad (2.106)$$

$$(2.107)$$

Uma vez que $V_{LN_{ABC}}$ pode ser dada em função de $V_{LN_{012}}$:

$$[V_{LN_{ABC}}] = [A] \cdot [V_{LN_{012}}] \quad (2.108)$$

Substituindo 2.104 em 2.108:

$$[V_{LN_{ABC}}] = [A] \cdot [T] \cdot [A]^{-1} \cdot [V_{LL_{ABC}}] \quad (2.109)$$

e 2.102 em 2.109:

$$[V_{LN_{ABC}}] = [A] \cdot [T] \cdot [A]^{-1} \cdot [AV] \cdot [V_{t_{abc}}] = [a_t] \cdot [V_{t_{abc}}] \quad (2.110)$$

Em que,

$$[a_t] = [A] \cdot [T] \cdot [A]^{-1} \cdot [AV] = -\frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.111)$$

De acordo com a Figura 8 as tensões $[V_{t_{abc}}]$ são dadas em função das tensões de fase nos terminais do secundário e da queda de tensão proporcionada pelo fluxo de corrente na impedância equivalente vista no lado secundário:

$$[V_{t_{abc}}] = [V_{LG_{abc}}] + [Z_{t_{abc}}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.112)$$

$$[Z_{t_{abc}}] = \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \quad (2.113)$$

Substituindo 2.112 em 2.110:

$$[V_{LN_{ABC}}] = [a_t] \cdot [V_{LG_{abc}}] + [b_t] \cdot [I_{abc}] \quad (2.114)$$

Em que,

$$[b_t] = -\frac{n_t}{3} \cdot \begin{bmatrix} 0 & 2 \cdot Z_{t_b} & Z_{t_c} \\ Z_{t_a} & 0 & 2 \cdot Z_{t_c} \\ 2 \cdot Z_{t_a} & Z_{t_b} & 0 \end{bmatrix} \quad (2.115)$$

Realizando o processo inverso, para determinar as tensões de fase do secundário em função das tensões de fase do primário:

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1} \cdot [VLL_{abc}] \quad (2.116)$$

Usando a equação 2.90, que determina as tensões de linha em função das tensões de fase, e aplicando-a em 2.116:

$$[Vt_{abc}] = [AV]^{-1} \cdot [D] \cdot [VLN_{abc}] \quad (2.117)$$

Em que,

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.118)$$

A tensão fase-terra, nos terminais do secundário, é dada por:

$$[VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}] \quad (2.119)$$

$$[VLG_{abc}] = [A_t] \cdot [VLN_{ABC}] - [B_t] \cdot [I_{abc}] \quad (2.120)$$

Analisando as relações entre as corrente do primário e secundário, a primeira relação a ser definida é a das correntes de linha e de fase no primário, conexão delta, dada a seguir:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & -0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} = [D] \cdot [ID_{ABC}] \quad (2.121)$$

As correntes de fase do primário em função das correntes de fase do secundário é dada por:

$$\begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -0 & -0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = [AI] \cdot [I_{abc}] \quad (2.122)$$

Substituindo a equação 2.122 em 2.121:

$$[I_{ABC}] = [D] \cdot [AI] \cdot [I_{abc}] \quad (2.123)$$

$$[I_{ABC}] = [d_t] \cdot [I_{abc}] \quad (2.124)$$

Como $[I_{ABC}]$ não depende de $[VLG_{abc}]$:

$$[I_{ABC}] = [c_t] \cdot [VLG_{abc}] + [d_t] \cdot [I_{abc}] \quad (2.125)$$

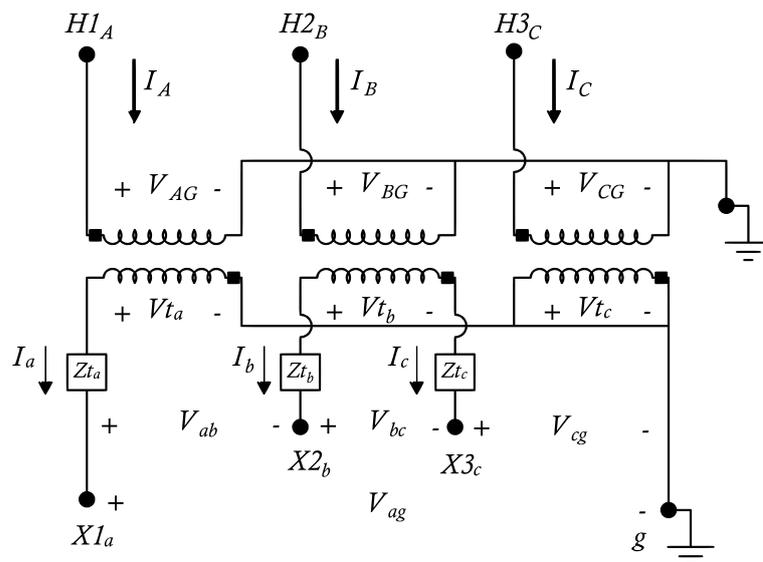
Em que,

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.126)$$

2.4.2 Estrela Aterrado-Estrela Aterrado abaixador

Essa conexão é a mais fácil de ser modelada na forma matricial, pois as bobinas do secundário estão em fase com as bobinas do primário, como mostra a Figura 9. Conseqüentemente, não há deslocamento no ângulo das tensões de primário e secundário. Este tipo de transformador permite a distribuição a quatro fios em média e em baixa tensão; o lado primário possibilita a distribuição trifásica em média tensão a quatro fios, enquanto o secundário, normalmente, é destinado a conexão de cargas monofásicas e trifásicas.

Figura 9 – Tensões e correntes na conexão Estrela aterrado-Estrela aterrado.



Fonte: O Autor.

As relações de transformação de tensão e corrente são dadas a seguir:

$$n_t = \frac{V_{LN-primario}}{V_{LN-secundario}} \quad (2.127)$$

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = n_t \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} \quad (2.128)$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV] \cdot [Vt_{abc}] \quad (2.129)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = n_t \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (2.130)$$

$$[I_{abc}] = [AI] \cdot [I_{ABC}] \quad (2.131)$$

$$\begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.132)$$

$$[Vt_{abc}] = [VLG_{abc} + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}]] \quad (2.133)$$

Substituindo a equação 2.132 em 2.128, temos:

$$[VLG_{ABC}] = [AV] \cdot ([VLG_{abc} + [Zt_{abc}] \cdot [I_{abc}]) \quad (2.134)$$

$$[VLG_{ABC}] = [a_t] \cdot [VLG_{abc} + [b_t] \cdot [I_{abc}] \quad (2.135)$$

Em que,

$$a_t = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (2.136)$$

$$b_t = [AV] \cdot [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t \cdot Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & n_t \cdot Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & n_t \cdot Z_{t_c} \end{bmatrix} \quad (2.137)$$

$$(2.138)$$

2.5 Modelos de Carga ZIP: Impedância (Z), Corrente (I) e Potência (P) constantes.

Uma carga genérica pode se comportar como impedância constante, corrente constante e potência constante, ou uma composição dos três modos citados. Esses modelos foram desenvolvidos para o uso em fluxos de carga, onde os níveis de tensão são assumidos inicialmente (KERSTING, 2012). Para isso, em cada início de interação, deve-se computar as correntes de linha em função da tensão encontrada na interação anterior. O cálculo das correntes em função da tensão varia conforme o tipo da carga: Z, I ou P. A metodologia de cálculo das correntes de linha, para cada modelo de carga ZIP em conexões estrela ou delta, será dada a seguir.

2.5.1 Conexão estrela

Potência constante

Para determinar as correntes de linha proveniente de uma carga de potência constante, deve-se atualizar V_{an} , V_{bn} e V_{cn} com os novos valores de tensão fornecidos pela interação anterior. Os demais parâmetros são fixos.

$$I_a = \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |I_a| \angle \alpha_a \quad (2.139)$$

$$I_b = \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |I_b| \angle \alpha_b \quad (2.140)$$

$$I_c = \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |I_c| \angle \alpha_c \quad (2.141)$$

Impedância constante

Neste modelo, as impedâncias são computadas no início do fluxo de carga e mantidas fixas até o final, enquanto que as tensões são atualizadas ao fim de cada interação para determinar as novas correntes de linha. A seguir, temos a determinação das impedâncias fixas:

$$Z_a = \left(\frac{V_{an}^2}{S_a^*} \right) = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta \quad (2.142)$$

$$Z_b = \left(\frac{V_{bn}^2}{S_b^*} \right) = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta \quad (2.143)$$

$$Z_c = \left(\frac{V_{cn}^2}{S_c^*} \right) = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta \quad (2.144)$$

Determinando as correntes de linha a cada iteração:

$$I_a = \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |I_a| \angle \alpha_a \quad (2.145)$$

$$I_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |I_b| \angle \alpha_b \quad (2.146)$$

$$I_c = \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |I_c| \angle \alpha_c \quad (2.147)$$

Corrente constante

As correntes são computadas na primeira iteração, mantendo fixos, até o fim do fluxo de carga, o módulo das correntes e o fator de potência (θ) de cada fase. Apenas o ângulo da tensão (δ) será alterado no cálculo das correntes de linha em cada iteração.

$$I_a = |I_a| \angle(\delta_a - \theta_a) \quad (2.148)$$

$$I_b = |I_b| \angle(\delta_b - \theta_b) \quad (2.149)$$

$$I_c = |I_c| \angle(\delta_c - \theta_c) \quad (2.150)$$

2.5.2 Conexão delta

Uma vez que na conexão delta as correntes de linha são diferentes das correntes de fase, as correntes de fase serão determinadas para cada modelo de carga, e ao final dessa sub-seção será dada a relação de transformação para determinação das correntes de linha em função das correntes de fase.

Potência constante

O cálculo das correntes de fase segue o mesmo procedimento da conexão em estrela, sendo que as tensões atualizadas são as de linha : V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} .

$$I_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |I_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (2.151)$$

$$I_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |I_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (2.152)$$

$$I_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |I_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (2.153)$$

Impedância constante

Determinação da impedâncias constantes pela potência complexa e tensões de linha:

$$Z_{ab} = \left(\frac{V_{ab}^2}{S_{ab}^*} \right) = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta \quad (2.154)$$

$$Z_{bc} = \left(\frac{V_{bc}^2}{S_{bc}^*} \right) = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta \quad (2.155)$$

$$Z_{ca} = \left(\frac{V_{ca}^2}{S_{ca}^*} \right) = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta \quad (2.156)$$

Determinando as correntes de fase em função das tensões de linha:

$$I_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |I_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (2.157)$$

$$I_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |I_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (2.158)$$

$$I_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |I_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (2.159)$$

Corrente constante

Determina-se as correntes constantes de fase na primeira iteração. Em cada interação seguinte o ângulo da tensão δ é atualizado.

$$I_{ab} = |I_{ab}| \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) \quad (2.160)$$

$$I_{bc} = |I_{bc}| \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) \quad (2.161)$$

$$I_{ca} = |I_{ca}| \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) \quad (2.162)$$

As correntes de linha, em função das correntes de fase, são dadas em 2.163:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ab} \\ I_{bc} \\ I_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.163)$$

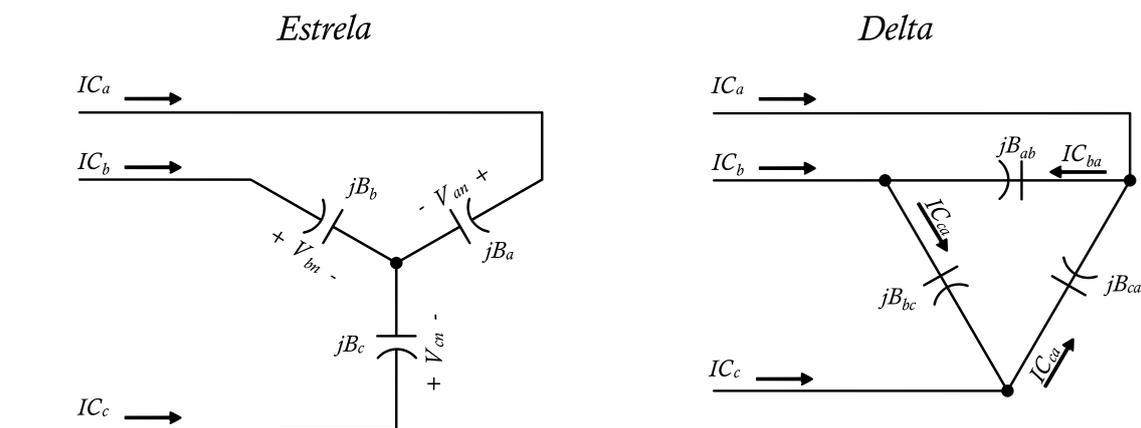
2.6 Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão

Devido às variações de tensão, ocasionadas pelo fluxo de energia através das linhas elétricas, faz-se necessário o uso de métodos para a regulação e controle da tensão em uma rede elétrica. Para isso existem os reguladores de tensão e banco de capacitores, dispositivos capazes de elevar ou baixar a tensão em seu barramento visando manter um nível de tensão próximo ao pré-definido. Os reguladores de tensão, auto-transformadores, possuem um ajuste mais fino e um controle de tensão robusto. Já o uso dos bancos de capacitores busca elevar a tensão e ajustar o fator de potência através da injeção de potência reativa. Como o efeito capacitivo das linhas elétricas de distribuição é baixos, ou desprezível, o uso de reguladores se dá, normalmente, para corrigir quedas de tensão no SED.

2.6.1 Capacitores Shunt

Bancos de capacitores shunt além de serem usados para a regulação de tensão, também são usados no suprimento de energia reativa em momentos de falta da mesma. Os bancos de capacitores são modelados como susceptâncias constantes conectadas em estrela ou delta (KERSTING, 2012).

Figura 10 – Conexão estrela e delta para banco de capacitores shunt.



Conexão Estrela

$$B = \frac{\text{var}}{V_{Ln}^2} S \quad (2.164)$$

As correntes de linha são dadas em função da susceptância 2.164:

$$IC_a = jB_a \cdot V_{an} \quad (2.165)$$

$$IC_b = jB_b \cdot V_{bn} \quad (2.166)$$

$$IC_c = jB_c \cdot V_{cn} \quad (2.167)$$

Conexão Delta

$$B = \frac{var}{V_{LL}^2} S \quad (2.168)$$

As correntes de fase são dadas em função da susceptância 2.168:

$$IC_{ab} = jB_a \cdot V_{ab} \quad (2.169)$$

$$IC_{bc} = jB_b \cdot V_{bc} \quad (2.170)$$

$$IC_{ca} = jB_c \cdot V_{ca} \quad (2.171)$$

As correntes de linhas são determinadas pela aplicação da 1ª lei de kirchhoff (Lei das Correntes):

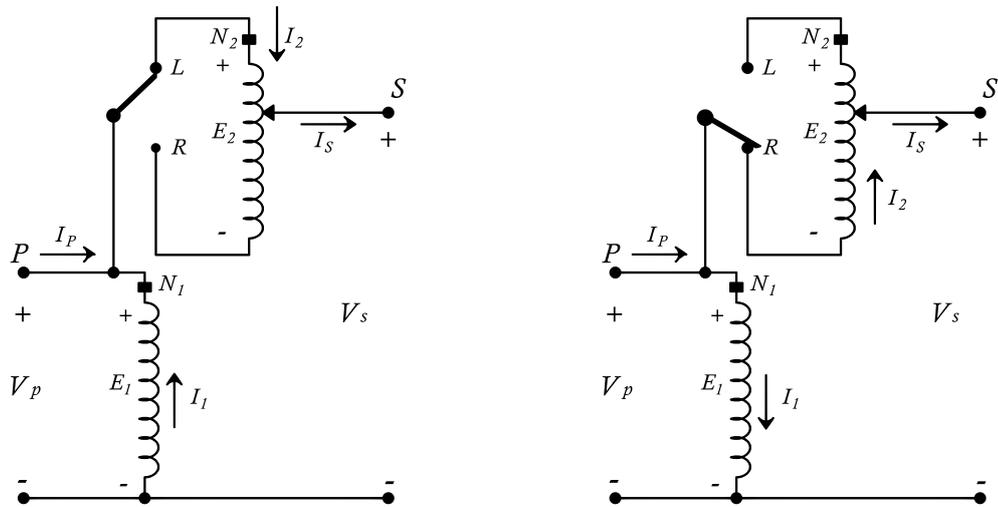
$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (2.172)$$

2.6.2 Auto-transformador com Tap variável

A regulagem é feita através da mudança de posição do Tap em relação ao enrolamento série do auto-transformador. Existem dois tipos de auto-transformador com Tap regulável: Tipo A e Tipo B. Neste trabalho será apresentado apenas a modelagem do Tipo B, pois este modelo é o mais usado, e por isso foi escolhido para ser implementado no MyGrid. Contudo, em trabalhos futuros está previsto a implementação do Tipo A. A diferença entre esses dois tipos de auto-transformadores está nas conexões internas. Para o modelo do Tipo A, temos o circuito primário conectado diretamente ao enrolamento shunt, enquanto o enrolamento série é interligado ao circuito secundário através dos Taps e do regulador. A Figura 11 apresenta dois circuitos equivalentes para o Tipo A; em que cada circuito representa um modo de operação: "raise"(R) ou "lower"(L), conforme o indicado pela chave seletora.

Por sua vez, o auto-transformador do Tipo B tem o circuito primário conectado ao enrolamento série através do regulador e dos taps. Enquanto uma das extremidades do

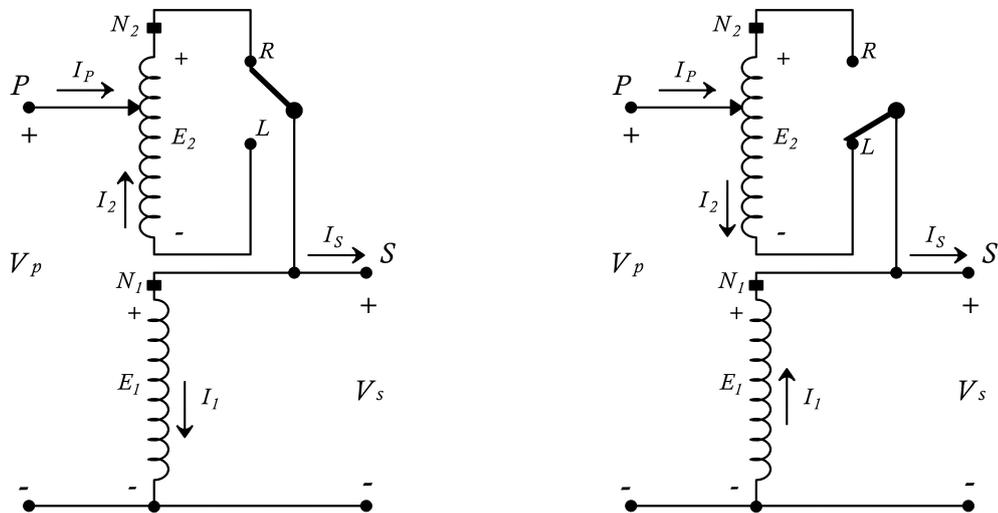
Figura 11 – Circuito equivalente do auto-transformador Tipo A.



Fonte: O Autor.

enrolamento série está ligada ao enrolamento shunt. Esse modelo possui, assim como o Tipo A, dois modos de operação : "raise"(R) ou "lower"(L). O circuito deste auto-transformador é dado pela Figura 12 a seguir.

Figura 12 – Circuito equivalente do auto-transformador Tipo B.



Fonte: O Autor.

Equações gerais para o Tipo A e Tipo B:

Tabela 1 – Equações para as tensões V_P e V_S .

Tipo A		Tipo B	
Raise	Lower	Raise	Lower
$E_2/E_1 = \frac{N_2}{N_1}$	$E_2/E_1 = \frac{N_2}{N_1}$	$E_2/E_1 = \frac{N_2}{N_1}$	$E_2/E_1 = \frac{N_2}{N_1}$
$V_P = E_1$	$V_P = E_1$	$V_P = E_1 - E_2$	$V_P = E_1 + E_2$
$V_S = E_1 + E_2$	$V_S = E_1 - E_2$	$V_S = E_1$	$V_S = E_1$
$V_P = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_S$	$V_P = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_S$	$V_P = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_S$	$V_P = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_S$
$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_P$	$V_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot V_P$	$V_S = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_P$	$V_S = \frac{N_2}{N_1} \cdot V_P$
$a_r = \frac{N_2}{N_1}$	$a_r = \frac{N_2}{N_1}$	$a_r = 1 - \frac{N_2}{N_1}$	$a_r = 1 + \frac{N_2}{N_1}$

Fonte: O Autor.

Tabela 2 – Equações para as correntes I_P e I_S .

Tipo A		Tipo B	
Raise	Lower	Raise	Lower
$I_2/I_1 = \frac{N_1}{N_2}$	$I_2/I_1 = \frac{N_1}{N_2}$	$I_2/I_1 = \frac{N_1}{N_2}$	$I_2/I_1 = \frac{N_1}{N_2}$
$I_S = I_2$	$I_S = I_2$	$I_S = I_P - I_1$	$I_S = I_P + I_1$
$I_P = I_S - I_1$	$I_P = I_S + I_1$	$I_P = I_2$	$I_P = I_2$
$I_S = \left(\frac{N_1}{N_1+N_2}\right) \cdot I_P$	$I_S = \left(\frac{N_1}{N_1-N_2}\right) \cdot I_P$	$I_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_P$	$I_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_P$
$I_P = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$	$I_P = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) \cdot I_S$	$I_P = \left(\frac{N_1}{N_1-N_2}\right) \cdot I_S$	$I_P = \left(\frac{N_1}{N_1+N_2}\right) \cdot I_S$
$a_r = \frac{N_1}{N_1+N_2}$	$a_r = \frac{N_1}{N_1-N_2}$	$a_r = 1 - \frac{N_2}{N_1}$	$a_r = 1 + \frac{N_2}{N_1}$

Fonte: O Autor.

Padronizando as relações de transformação, dadas por a_r nas tabelas 1 e 2, temos:

$$a_r = 1 \pm \frac{N_2}{N_1} \quad (2.173)$$

Tratando de um auto-transformador com regulagem de tap, a razão $\frac{N_2}{N_1}$ deve ser definida em função do *Tap* e de um coeficiente. Conforme (KERSTING, 2012), cada passo do

Tap muda o valor da tensão em $\frac{5}{8}\%$ ou 0,00625 p.u. Fazendo esta mudança em 2.173:

$$a_r = 1 \pm 0,00625 \cdot Tap \quad (2.174)$$

As novas equações para tensões e correntes são dadas a seguir:

Tabela 3 – Novas equações para as tensões e correntes

Tipo A	Tipo B
$V_S = \frac{V_P}{a_r}$	$V_S = a_r \cdot V_P$
$I_S = a_r \cdot V_P$	$I_S = \frac{V_P}{a_r}$

Fonte: O Autor.

O sinal de a_R é definido conforme a tabela 4 :

Tabela 4 – Definição do sinal de a_r para cada tipo de auto-transformador e modo de operação.

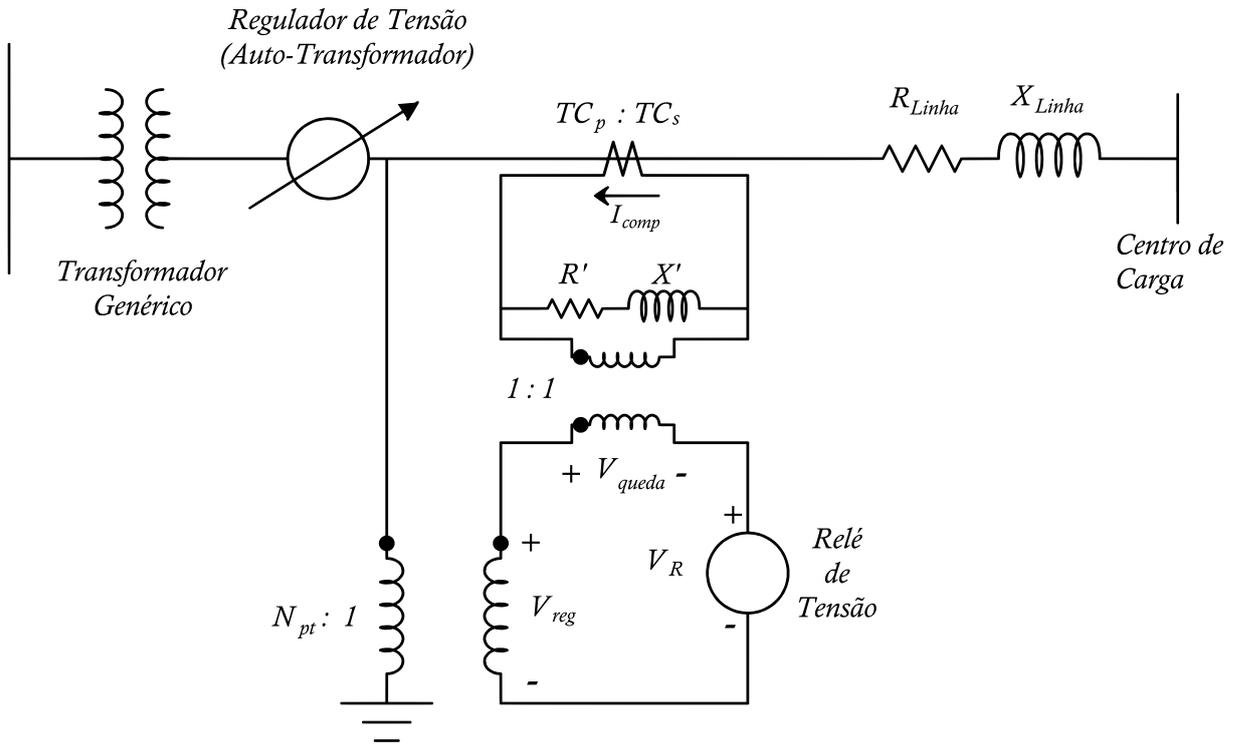
	Tipo A	Tipo B
raise	+	-
lower	-	+

Fonte: O Autor.

2.6.2.1 Compensador de Linha

O controle da regulagem do Tap é feita por um sistema chamado de compensador de linha (*line drop compensator*). Esse sistema tem por objetivo modelar a queda de tensão em um alimentador de distribuição desde o regulador até a carga (KERSTING, 2012). Compensadores analógicos e digitais têm os mesmos parâmetros de entrada e os mesmos métodos de cálculos para a compensação da queda de tensão. Porém, assim como apresentado em (KERSTING; GREEN, 2011), o desenvolvimento dos métodos de correção da queda de tensão será feita usando o circuito equivalente do compensador analógico, pois o mesmo facilita o entendimento das etapas de correção.

Figura 13 – Circuito monofásico equivalente do compensador analógico.



Fonte: O Autor.

Para determinarmos as tensões R' e X' é necessário definir R_{comp} e X_{comp} , que são, respectivamente, resistência e reatância de compensação. Essa definição é dada a seguir:

$$\frac{R_{comp} + jX_{comp}}{Z_{base_{comp}}} = \frac{R_{linha} + jX_{linha}}{Z_{base_{linha}}} \quad (2.175)$$

$$Z_{base_{linha}} = \frac{V_{LN}}{TC_P} \quad (2.176)$$

$$Z_{base_{comp}} = \frac{V_{LN}}{N_{pt} \cdot TC_S} \quad (2.177)$$

Em que V_{LN} é a tensão de fase, TC_P corrente primária nominal do transformador de corrente (TC), TC_S corrente secundária nominal do TC e N_{pt} é a relação de transformação do transformador de potencial. Substituindo 2.176 e 2.177 em 2.175, temos:

$$\frac{R_{comp} + jX_{comp}}{\frac{V_{LN}}{N_{pt} \cdot TC_S}} = \frac{R_{linha} + jX_{linha}}{\frac{V_{LN}}{TC_P}} \quad (2.178)$$

$$R_{comp} + jX_{comp} = \left(R_{linha} + jX_{linha} \right) \cdot \frac{TC_P}{N_{pt} \cdot TC_S} \quad (2.179)$$

Para obter a tensão de compensação ($R' + jX'$) basta usar a corrente no secundário do TC:

$$R' + jX' = \left(R_{linha} + jX_{linha} \right) \cdot \frac{TC_P}{N_{pt} \cdot TC_S} \cdot TC_S = \left(R_{linha} + jX_{linha} \right) \cdot \frac{TC_P}{N_{pt}} \quad (2.180)$$

$$R' + jX' = \left(R_{linha} + jX_{linha} \right) \cdot \frac{TC_P}{N_{pt}} \quad (2.181)$$

O Tap é definido por:

$$Tap = \frac{Vn_{comp} - |(R_{comp} + jX_{comp}) \cdot I_{comp}|}{Pt} \quad (2.182)$$

Em que, Vn_{comp} é a tensão nominal do compensador, e Pt é o passo da comutação do compensador (V).

2.6.2.2 Equações trifásicas

Até aqui, a modelagem do Auto-transformador foi feita para uma fase; portanto, será apresentado nesta seção a modelagem trifásica para esse regulador e o seu tipo de conexão. Para o presente trabalho apenas a conexão Estrela-Estrela será utilizada, desconsiderando, assim como (KERSTING, 2012) faz, a impedância shunt do auto-transformador.

As equações de tensão e corrente para o Tipo B são dadas a seguir:

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{r_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{r_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{r_c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (2.183)$$

$$\begin{bmatrix} I_{An} \\ I_{Bn} \\ I_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{r_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{r_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{r_c}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{an} \\ I_{bn} \\ I_{cn} \end{bmatrix} \quad (2.184)$$

$$[VLN_{ABC}] = [a] \cdot [VLN_{abc}] + [b] \cdot [I_{abc}] \quad (2.185)$$

$$[I_{ABC}] = [c] \cdot [VLG_{abc}] + [d] \cdot [I_{abc}] \quad (2.186)$$

Em que:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{r_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{r_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{r_c} \end{bmatrix} \quad (2.187)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.188)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.189)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{r_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{r_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{r_c}} \end{bmatrix} \quad (2.190)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{r_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{r_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{r_c}} \end{bmatrix} \quad (2.191)$$

$$[B] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.192)$$

Trocando a_r por a_r^{-1} , as mesmas equações usadas para o Tipo B podem ser utilizadas para o Tipo A.

3 FLUXO DE CARGA E CURTO-CIRCUITO

3.1 Fluxo de Carga

A influência que o sistema de transmissão e o de distribuição têm sobre a escolha do método de fluxo de carga a ser empregado não concerne apenas ao desequilíbrio da rede, mas também, a sua topologia. Sistemas de transmissão possuem, normalmente, uma rede malhada enquanto que Rede Elétricas de Distribuição (RED) são, em sua grande maioria, radiais, quando não, fracamente malhadas. Sabe-se ainda, que existem métodos onde a ordem da relação $\frac{X}{R}$ é fundamental no seu desempenho, enquanto que transmissão e distribuição têm nesta relação valores díspares. Além destes, outros fatores podem influenciar no método de fluxo de carga, como: inserção de múltiplas fontes de energia em REDR; mudança de ângulo além da mudança de magnitude, proporcionadas por transformadores e compensadores; e etc. O objetivo deste capítulo é determinar a escolha de um método de fluxo de carga, que atenda as demandas do MyGrid, através de uma breve revisão bibliográfica baseada no trabalho de (MISHRA; DAS, 2008).

3.1.1 *Métodos de Progressão e Regressão em Níveis da Rede*

A maioria dos métodos de fluxo de carga em redes de distribuição são baseados em progressão e regressão nos níveis de profundidade da rede, tais métodos são, normalmente, denominados de varredura direta e inversa (VDI). Uma vez que as RED tendem a ser radiais ou fracamente malhadas, permitindo a sua representação por árvores de nós ou barras, a VDI é, nestes sistemas, de simples implementação, rápida e robusta. O método consiste em duas etapas, já enunciadas pela nomenclatura, denominadas por varredura inversa e a varredura direta. Na varredura inversa, corrente, potência ou admitância são computadas, acumuladas, em cada nó ou barra, a partir do extremo da rede mais a jusante, até o extremo mais a montante, que, no caso, é a fonte primária da rede. Na varredura direta, com as correntes passantes em cada trecho, determinadas pela etapa anterior, o nível de tensão em cada nó do sistema é calculado em decorrência da queda de tensão nas linhas elétricas, iniciando o cálculo a partir da fonte primária para os nós mais a jusante.

3.1.2 Métodos Implícitos Gauss Z_{bus}

Em (TENG, 2002), um método de Gauss-Seidel modificado que unifica o método implícito Z_{bus} com o método de Gauss-Seidel, visando contornar os problemas de eficiência no uso da matriz Z_{bus} , é apresentado. Aqui a matriz de admitância da rede Y possui um tamanho $3n \times 3n$, já que, por se tratar de um sistema desequilibrado, possui uma modelagem trifásica. Ao contrário do método implícito Z_{bus} , que fatora toda a matriz no processo de solução, o método implícitos Gauss Z_{bus} fatora as submatrizes de tamanho 3×3 , proporcionando um ganho de eficiência considerável em redes radiais, malhadas e fracamente malhadas. Baseado neste método, (TENG, 2003) apresenta um fluxo de carga com uma nova abordagem topológica de rede, em que a solução do fluxo de carga se dá pela multiplicação de duas matrizes: *Bus Injection to Branch Current* (BIBC) e *Branch Current to Bus Voltage* (BCBV).

3.1.3 Métodos NR e DRM

O método de fluxo de carga Newton-Raphson e seus derivados são dominantes em aplicações de sistemas de transmissão. O método NR gasta muito tempo na determinação da matriz jacobiana e de sua inversa, problema acentuado quando o número de barras do sistema é elevado. Possui problemas, também, matrizes de admitância esparsas, que são características em RED. O método DRM, por sua vez, possui problemas de convergência devido ao valor elevado da razão $\frac{R}{X}$ em linhas elétricas de distribuição. Varias adaptações dos métodos NR e seus derivados foram desenvolvidos com ênfase nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Simplificações como negligenciar a componente do *mismatch* resultante de alterações nas tensões (NGUYEN, 1997) ou alterar as variáveis das equações do fluxo de carga (EXPOSITO; RAMOS, 1999) são exemplos de adaptações de métodos NR ao SDE. Em (LIN; TENG, 2000), é apresentado um método DRM que não é sensível aos parâmetros de linha e ainda mantém um bom desempenho em sua execução. Diversos outras ferramentas foram desenvolvidas tentando contornar problemas de topologia como a esparsidade das matrizes ou retirando o acoplamento do sistema trifásico, incrementando a performance em detrimento da acuracidade do método.

3.1.4 Métodos Orientados a Objetos (OO)

Sistemas de Gerenciamento de Distribuição de Energia Elétrica (SGDE), foram submetidos a mudanças significativas em suas funções, arquitetura e características de computa-

ção. Em (MISHRA; DAS, 2008), é dito que para lidar com questões urgentes de qualidade de energia e confiabilidade do sistema de distribuição e para explorar completamente a introdução de automação, dispositivos eletrônicos de potência e geração distribuída, as funções clássicas de SGDE foram revisadas e novas tarefas foram introduzidas. SGDE modernos adotam sistemas de arquitetura aberta, voltadas para redes locais, redes de área abrangente e para computação distribuída. Nesse cenário, os métodos OO são particularmente atraentes, porque, a modelagem e a programação OO, permitem explorar totalmente as vantagens das novas arquiteturas e garantem flexibilidade, expansibilidade e facilidade de manutenção de funções e pacotes de software dos SGDE (MISHRA; DAS, 2008). Em relação ao cálculo do fluxo de carga, os métodos OO são dependentes de outros métodos já existentes, como os já citados neste trabalho, porém a sua grande mudança está na representação da rede por meio de uma estrutura de dados que a OO proporciona. Isto é visto nos trabalhos de fluxo de carga apresentados em: (LOSI; RUSSO, 2000), método NR; (LOSI; RUSSO, 2003), redes fracamente malhadas; (LOSI; RUSSO, 2005), inserção de geração distribuída; e (SELVAN; SWARUP, 2004), método de varredura direta inversa trifásico desequilibrado.

3.1.5 Fluxo de carga implementado

Pela proposta do MyGrid, em ser um ferramenta computacional orientada a objetos, sabe-se que o método escolhido, dentre os de varredura direta inversa, Gauss Z_{bus} e Newton-Raphson, deve ser implementado com uma abordagem de OO. Os métodos de varredura direta inversa têm ampla vantagem na eficiência computacional, comparado com os demais métodos, devido, principalmente, a topologia radial ou fracamente malhada do SED. Porém, a diminuição da radialidade e a inserção de múltiplas fontes de tensão controlada tendem a reduzir a robustez do método. Além disso, em sistemas com um número muito elevado de barras, a varredura direta inversa perde velocidade de execução se comparada com outros métodos que utilizam métodos que lidam com a esparsidade das matrizes (ARAUJO *et al.*, 2006). Apesar de tendências que diminuem a preferência pela varredura direta inversa, este continua o método mais consolidado para sistemas desequilibrados trifásicos radiais. Além de sua simples implementação, que facilita o uso da OO, também permite o controle, iterativo, de reguladores tensão e de outros dispositivos controlados da distribuição (KERSTING; DUGAN, 2006).

3.1.6 Varredura Direta Inversa com Geração Distribuída

Um dos princípios da VDI é a consideração de uma fonte primária de tensão constante e potência ilimitada, da qual, provém todo o fluxo de energia. Com a inserção de GD capazes de regular a tensão em seu barramento, deve-se adaptar o método clássico de VDI, para que, redes que possuam fluxo de potência nos dois sentidos e barramentos de tensão controlada, sejam contempladas corretamente pelo método. As GD podem ser divididas em duas classes: *PQ*, potência constante; e *PV*, potência reativa variável para controle de tensão. Então, ao modelar GD, é de extrema importância saber em que classe, *PQ* ou *PV*, se encaixa o tipo de geração. Em (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009), é feito um levantamento categorizando os tipos de geração, apresentado nas Tabelas 5 e 6.

Tabela 5 – Modelos de GD para estudos de fluxo de carga.

Tipo de GD	Máquina Elétrica	Interfaceamento com a rede elétrica	Modelo de geração adequado para Estudos de Fluxo de Carga	Explicações
Máquinas de combustão interna	Gerador Síncrono	Direto	PQ	Regulação da tensão de excitação no modo de controle do fator de potência
			Modelo de característica de tensão estática (SVCM)	Tensão de excitação fixa
			PV	Regulação da tensão de excitação no modo de controle da Tensão de geração
	Geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo	Direto	PQ ou Modelo de característica de tensão estática (SVCM)	-
Turbinas a Gás	Gerador Síncrono	Direto	PQ	Regulação da tensão de excitação no modo de controle do fator de potência
			Modelo de característica de tensão estática (SVCM)	Tensão de excitação fixa
			PV	Regulação da tensão de excitação no modo de controle da Tensão de geração
Microturbinas	Gerador síncrono de ímã permanente	Retificador + Inversor ou conversor AC/AC	PV	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e V
			PQ	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e Q

Fonte: (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009)

Tabela 6 – Modelos de GD para estudos de fluxo de carga (Continuação).

Tipo de GD	Máquina Elétrica	Interfaceamento com a rede elétrica	Modelo de geração adequado para Estudos de Fluxo de Carga	Explicações
Eólica	Geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo	Direto	PQ ou Modelo de característica de tensão estática (SVC)	-
		Retificador + Inversor	PV	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e V
			PQ	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e Q
	Gerador síncrono convencional ou de ímã permanente	Retificador + Inversor	PV	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e V
			PQ	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e Q
		Fotovoltaica	-	Inversor
PQ	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e Q			
Células de combustível	-	Inversor	PV	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e V
			PQ	Circuito de controle do conversor controla independentemente P e Q

Fonte: (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009)

As Unidades de Geração (UG) do tipo *PQ* podem ser modeladas como cargas negativas no fluxo de carga. Já as UG do tipo *PV*, que variam a quantidade de reativo em função da tensão, necessitam que uma nova rotina seja incorporada à execução do FC. Para isso, todas as UG são consideradas do tipo *PQ* do início do Fluxo de Carga (FC) até a convergência, posteriormente, o *mismatch* de tensão é calculado em cada barra *PV*. A partir dessa diferença de tensão, a variação de reativo da UG é determinado reiniciando então o FC. Este processo continua até que os *mismatch* estejam em uma faixa desejável. As etapas complementares do FC por Varredura Direta e Inversa (VDI), necessárias ao controle de tensão das barras *PV*, são enumeradas a seguir:

1. Determinar todos os *mismatch* de tensão em cada barra *PV*, pela equação 3.1:

$$\Delta V^k = |V_{spec}^k| - |V_{calc}^k| \quad k \in \{Barras PV\} \quad (3.1)$$

em que, $|V_{spec}^i|$ é a tensão de controle especificada e $|V_{calc}^i|$ é o valor de tensão calculada no FC. Esta equação é aplicada para cada valor de tensão fase-terra na barra. Caso ΔV_1^i exista valor ou valores que estejam fora da tolerância, deve-se guardar a maior divergência de tensão para a próxima etapa.

2. Sabendo quais as barras *PV* que estão com desvio de tensão além do permitido, deve-se montar a matriz de reatância de sensibilidade de sequência positiva apresentada em 3.2. A diagonal principal de 3.2 é a reatância de sequência positiva acumulada do circuito que liga a barra *PV(k)* até a fonte de referência, e os elementos fora da diagonal são a reatância de sequência positiva acumulada do circuito que liga a barra *PV(i)* à barra *PV(j)*

$$X_{[k,k]} = \begin{bmatrix} X_1 & X_{12} & \cdots & X_{1k} \\ X_{21} & X_2 & \cdots & X_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{k1} & X_{k2} & \cdots & X_k \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

3. Possuindo 3.1 e 3.2, deve-se calcular a variação de potência reativa injetada em cada barra, necessária para a correção dos níveis de tensão, através da equação 3.3:

$$\Delta Q^k = X^{-1} \cdot \Delta V^k \quad k \in \{Barras PV\} \quad (3.3)$$

em que, ΔQ^k é a variação de reativo necessária para a correção das tensões e X é matriz de reatância de sensibilidade de sequência positiva .

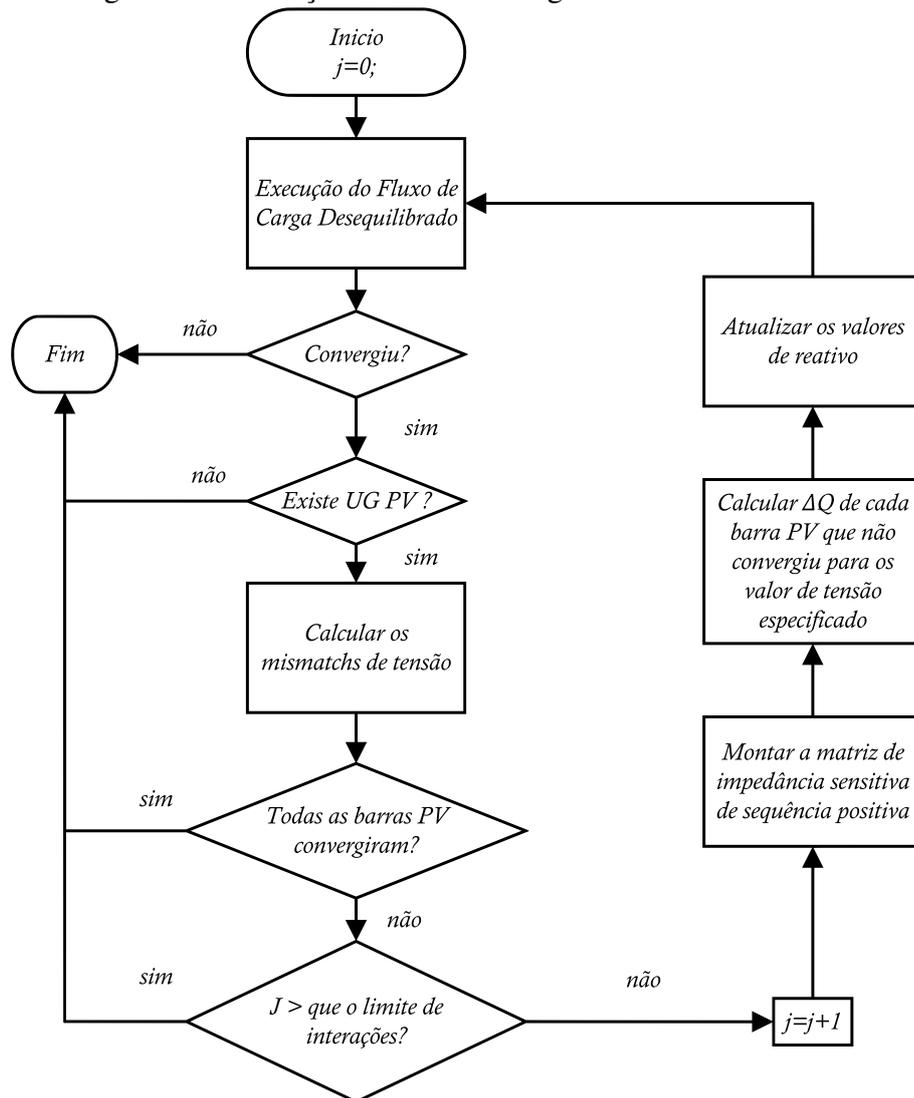
4. Os valores de reativo em cada barra *PV* devem ser atualizados através da correção calculada na etapa anterior.

$$Q_{a-novo}^k = Q_{b-novo}^k = Q_{c-novo}^k = \frac{Q_{total-velho}^k}{3} + \Delta Q^k \quad (3.4)$$

$$Q_{total-velho} = Q_{a-velho}^k + Q_{b-velho}^k + Q_{c-velho} \quad (3.5)$$

5. Por fim, o FC é novamente executado, verificando se ainda há barras *PV* que não convergiram, caso ainda exista, o processo é repetido até que ocorra a convergência destas barras ou se ultrapasse o limite de interações. Na Figura 14 é apresentado o fluxograma que descreve o processo de execução de FC com GD implementado neste trabalho.

Figura 14 – Fluxograma da execução do fluxo de carga com GD



Fonte: O Autor.

3.2 Curto-Circuito

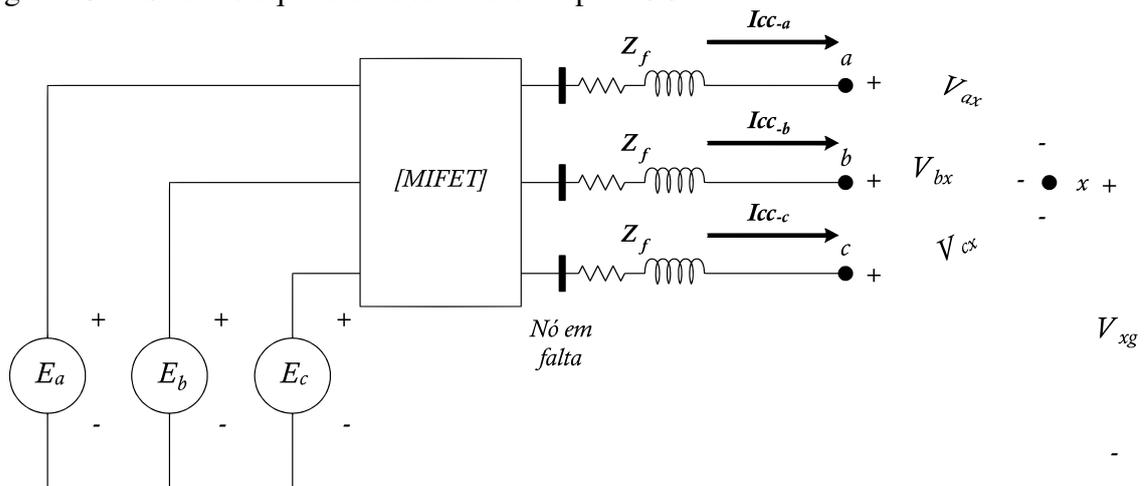
Devido o desbalanço da matriz de impedância de fase nas linhas elétricas de distribuição, ocasionado pela não-tranposição, o uso das componentes simétricas para o cálculo de curto-circuito desequilibrado torna-se ineficiente, pois, uma vez que o acoplamento desequilibrado de impedância entre as fases resulta no acoplamento entre as impedâncias de sequência, a modelagem monofásica no domínio das componente simétricas agrega erros no cálculo do CC. Outro fator importante, é que além da não-transposição, linhas de distribuição possuem derivações bifásicas e monofásicas. Nestas situações, o CC por componentes simétricas se torna limitado, pois considera apenas uma fase na sua modelagem, normalmente a fase de referência

do sistema. Neste capítulo, será apresentado o método de curto-circuito em componentes de fase de (KERSTING; PHILLIPS, 1990) com a inserção de geração distribuída.

3.2.1 Curto-Circuito em Componentes de Fase

Para a determinação do curto-circuito é necessário determinar o circuito equivalente de Thévenin. A impedância de Thévenin, sem GD, será a soma de todas as matrizes de impedância de fase entre a fonte e o local da falta, em que toda vez que se encontrar um transformador no percurso, a impedância equivalente deve ser levada para o lado da falta pela relação de transformação do trafo. As tensões de Thévenin são dadas pelas tensões fase-terra do lado da falta, podendo sofrer alterações de magnitude e ângulo, caso existam transformadores no percurso da fonte primária ao local da falta. A Figura 15 apresenta o Circuito Equivalente de Thévenin para CC.

Figura 15 – Circuito equivalente de Thévenin para CC.



Fonte: O Autor.

Na Figura 15 E_a , E_b e E_c são as tensões fase-terra do nó em falta, $[MIFET]$ é a matriz de impedância de fase equivalente de Thévenin e Z_f é a impedância de contato. Este circuito é apresentado na forma matricial a seguir:

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{fa} \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} + Z_f & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} + Z_f & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} + Z_f \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Na forma reduzida:

$$[E_{abc}] = [ZEQ] \cdot [If_{abc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}] \quad (3.8)$$

$$[ZEQ]^{-1} \cdot [E_{abc}] = [If_{abc}] + [ZEQ]^{-1} \cdot [V_{abcx}] + [ZEQ]^{-1} \cdot [V_{xg}] \quad (3.9)$$

Considerando,

$$[Y] = [ZEQ]^{-1} \quad (3.10)$$

$$[IP_{abc}] = [ZEQ]^{-1} \cdot [E_{abc}] \quad (3.11)$$

Temos:

$$[IP_{abc}] = [If_{abc}] + [Y] \cdot [V_{abcx}] + [Y] \cdot [V_{xg}] \quad (3.12)$$

Expandindo para um sistema de equações:

$$\begin{aligned} IP_a &= If_a + (Y_{aa} \cdot V_{ax} + Y_{ab} \cdot V_{bx} + Y_{ac} \cdot V_{cx}) + Y_{sa} \cdot V_{xg} \\ IP_b &= If_b + (Y_{ba} \cdot V_{ax} + Y_{bb} \cdot V_{bx} + Y_{bc} \cdot V_{cx}) + Y_{sb} \cdot V_{xg} \\ IP_c &= If_c + (Y_{ca} \cdot V_{ax} + Y_{cb} \cdot V_{bx} + Y_{cc} \cdot V_{cx}) + Y_{sc} \cdot V_{xg} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Em que,

$$\begin{aligned} Y_{sa} &= Y_{aa} + Y_{ab} + Y_{ac} \\ Y_{sb} &= Y_{ba} + Y_{bb} + Y_{bc} \\ Y_{sc} &= Y_{ca} + Y_{cb} + Y_{cc} \end{aligned} \quad (3.14)$$

As equações para o cálculo do curto-circuito são dadas pelo sistema 3.13. Porém, existem sete variáveis desconhecidas, If_a , If_b , If_c , V_{ax} , V_{bx} , V_{cx} e V_{xg} . Para resolver esta questão, é necessário que quatro outras equações independentes sejam especificadas. Essas equações são dadas em função do tipo de CC, sendo necessário definir que variáveis são usadas em cada caso. A resolução do sistema de sete equações na forma matricial é dada a seguir.

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{s1} \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{s2} \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Y_{s2} \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Condensando 3.15 e resolvendo o sistema em função de If_k :

$$[IPS] = [C] \cdot [X] \quad (3.16)$$

$$[X] = [C]^{-1} \cdot [IPS] \quad (3.17)$$

Em 3.15, como dito anteriormente, as quatro últimas equações são indeterminadas.

Essas equações, em função das sete variáveis indefinidas, são dadas a seguir.

- *Curto-Circuito Trifásico:*

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = 0 \quad (3.18)$$

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (3.19)$$

$$[C]_{(4,1)} = [C]_{(4,2)} = [C]_{(4,3)} = [C]_{(5,4)} = [C]_{(6,5)} = [C]_{(7,6)} = 1 \quad (3.20)$$

- *Curto-Circuito Trifásico à terra:*

$$V_{ax} = V_{bx} = V_{cx} = V_{xg} = 0 \quad (3.21)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,5)} = [C]_{(6,6)} = [C]_{(7,7)} = 1 \quad (3.22)$$

- *Curto-Circuito bifásico:*

$$V_{ix} = V_{jx} = 0 \quad (3.23)$$

$$If_k = 0 \quad (3.24)$$

$$If_i + If_j = 0 \quad (3.25)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,5)} = [C]_{(6,3)} = [C]_{(7,1)} = [C]_{(7,2)} = 1; \quad P/ If_{ab} \quad (3.26)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,2)} = [C]_{(7,1)} = [C]_{(7,3)} = 1; \quad P/ If_{ac} \quad (3.27)$$

$$[C]_{(4,5)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,1)} = [C]_{(7,2)} = [C]_{(7,3)} = 1; \quad P/ If_{bc} \quad (3.28)$$

- *Curto-Circuito bifásico à terra:*

$$V_{ix} = V_{jx} = 0 \quad (3.29)$$

$$V_{xg} = 0 \quad (3.30)$$

$$Ik = 0 \quad (3.31)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,5)} = [C]_{(6,3)} = [C]_{(7,7)} = 1; \quad P/ If_{abg} \quad (3.32)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,2)} = [C]_{(7,7)} = 1; \quad P/ If_{acg} \quad (3.33)$$

$$[C]_{(4,5)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,1)} = [C]_{(7,7)} = 1; \quad P/ If_{bcg} \quad (3.34)$$

- *Curto-Circuito monofásico:*

$$V_{kx} = V_{xg} = 0 \quad (3.35)$$

$$If_i = If_j = 0 \quad (3.36)$$

$$[C]_{(4,5)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,2)} = [C]_{(7,3)} = 1; \quad P/ If_{ag} \quad (3.37)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,6)} = [C]_{(6,1)} = [C]_{(7,3)} = 1; \quad P/ If_{bg} \quad (3.38)$$

$$[C]_{(4,4)} = [C]_{(5,5)} = [C]_{(6,1)} = [C]_{(7,2)} = 1; \quad P/ If_{cg} \quad (3.39)$$

O sistema proposto em 3.15 permite que o CC bifásico, bifásico à terra e monofásico sejam calculados para todas as fases do sistema. Assim, além de calcular correntes de falta considerando a não-tranposição de linhas elétricas, este método é aplicável em linhas bifásicas e monofásicas, não importando a ordem das fases.

3.2.2 *Curto-Circuito com Geração Distribuída*

O método apresentado na seção anterior não contempla a inserção de geração distribuída, sendo necessário adaptá-lo. No caso, não é necessário mudar as equações, mas apenas a determinação da $[MIFET]$. Assim, um método que resolva a impedância de Thévenin equivalente, considerando que na rede existem outras fontes de energia além da primária, deve ser adotado para a correta solução do método de (KERSTING, 2012). Em decorrência dessa adaptação, será apresentado nesta seção um novo método para o cálculo de curto-circuito usando componentes de fase em sistemas de distribuição radial com geração distribuída; considerando apenas fontes de tensão constante.

Diversos métodos de curto-circuito usam simplificações em seus métodos, porém, em redes malhadas e com múltiplas fontes de geração, a execução do algoritmo de curto-circuito

torna-se mais complexo. Visando contornar esse problema, diversos métodos fazem uso de matrizes na resolução do curto-circuito. Tais métodos requerem um maior gasto computacional para sua execução, pois, segundo (TRISTIU *et al.*, 2015), requerem a montagem das matrizes que representam a rede, a determinação da matriz de admitância nodal da rede Y , a inversão da matriz Y para a determinação da matriz de impedância nodal, o cálculo do curto-circuito no ponto de falta, a determinação das tensões residuais de cada nó e o fluxo de corrente na rede em falta.

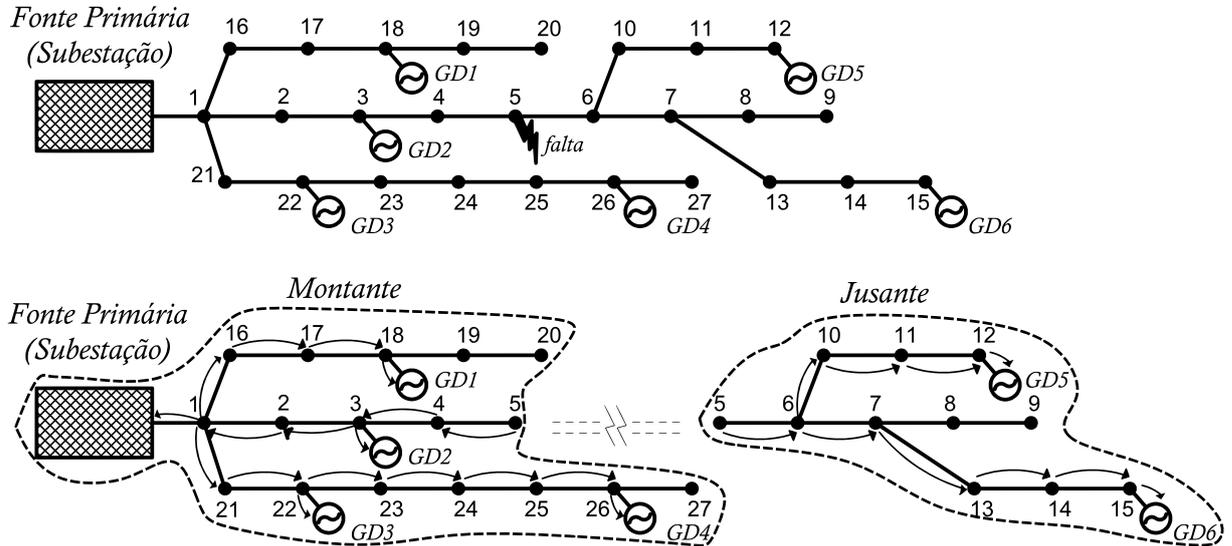
Sabe-se que a integração de GD nas redes de alta, média e baixa tensão é desejável, pois suas contribuições nos níveis de curto-circuito são menores. Isto é decorrente da baixa capacidade instalada GD em relação a plantas de geração mais tradicionais. Redes de distribuição podem possuir malhas, porém, visando a redução das áreas afetadas por falhas e reduzir os níveis de curto-circuito, estas redes tendem a ser, topologicamente, radiais com recurso. Desta forma, pode-se optar por métodos semelhantes ao apresentado na seção 3.1, varredura em profundidade da rede, em detrimento de métodos que usam matrizes na resolução do circuito de Thévenin para CC. Nesta seção será apresentado um método para a resolução da Impedância de Thévenin no cálculo de CC com GD e para o cálculo das contribuições de cada fonte de energia.

3.2.3 *MIFET com Geração Distribuída*

Uma rede elétrica radial em situação de falta pode ser dividida em duas áreas: montante e jusante ao ponto de falta. O caminho entre a falta e todas as fontes de energia pode ser determinada pela varredura em profundidade-ramo (VPR) da rede em cada área criada. A VPR têm o mesmo princípio da varredura em profundidade, só que agora, em vez de olhar todos os nós de uma rede que estão na mesma profundidade, a VPR dá prioridade à relação unitária nó-ramo, isso significa que a profundidade é usada apenas como orientação. Ao considerarmos a área a jusante da falta descrita na Figura 16, o plano de execução da VPR percorre todos os caminhos a procura de GD, em que, a ordem de varredura depende da divisão de um ramo em outros n ramos. Exemplo, ao chegar ao nó 6, o método não irá olhar simultaneamente para os nós 10 e 7, que estão na mesma profundidade, mas irá escolher um destes para seguir a diante na varredura. Caso escolha o nó 10 seguirá os seguintes passos: percorrer o ramo 6 - GD5; retorna ao nó 6 guardando as informações do percurso; percorrer o ramo 6-7; escolhe entre o nó 8 e 13 para iniciar o novo percurso; caso escolha o nó 8 o ramo 7-9 é varrido e nenhuma informação é guardada, pois não existe GD neste percurso, voltando, em seguida, ao nó 7; o

ramo 7-GD6 é percorrido e as informações do trecho são guardadas; retorna-se aos nós 7, 6 e 5, respectivamente, guardando as informações do caminho.

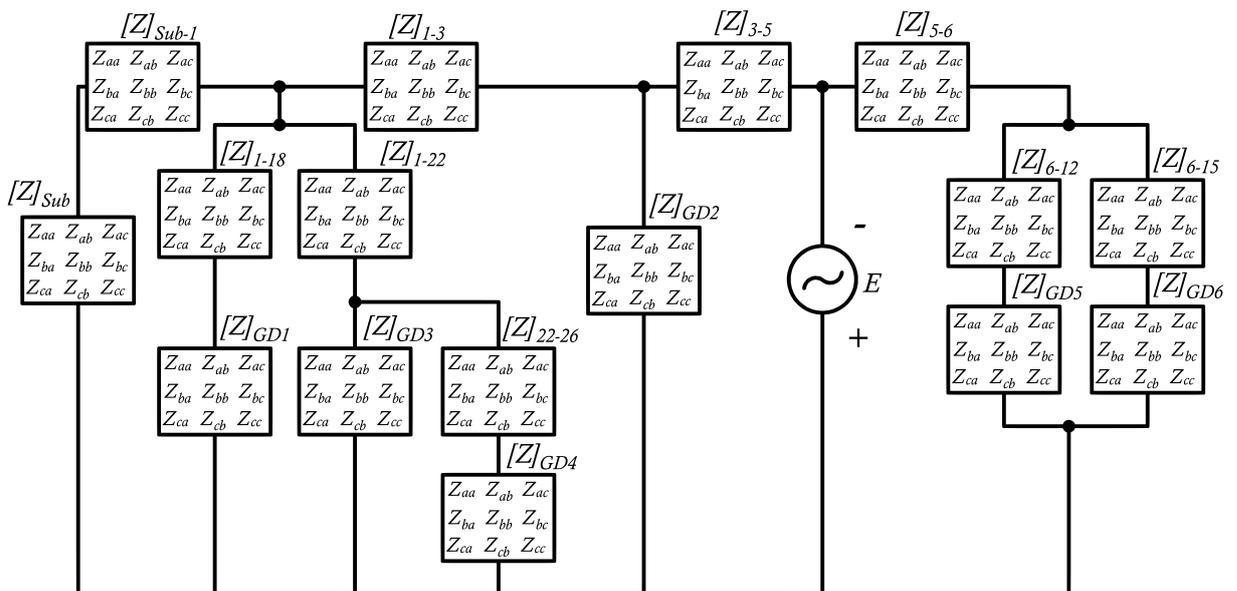
Figura 16 – Rede exemplo para a determinação da MIFET com geração distribuída.



Fonte: O Autor.

As informações guardadas quando a varredura percorre um ramo e volta ao nó no qual se originou, correspondem a impedância equivalente do trecho percorrido. Essas informações são melhores vistas quando a rede da Figura 16 é expressa como um circuito reduzido (Figura 17).

Figura 17 – Circuito reduzido da Rede Exemplo 3.



Fonte: O Autor.

A proposta do algoritmo resolve a impedância equivalente do circuito da Figura 17 vista pela fonte E , nas seguintes etapas:

$$Z1 = [Z]_{sub} + [Z]_{sub-1} \quad (3.40)$$

$$Z2 = [Z]_{1-18} + [Z]_{GD1} \quad (3.41)$$

$$Z3 = [Z]_{22-26} + [Z]_{GD4} \quad (3.42)$$

$$Z4 = [[Z]_{GD3}^{-1} + Z3^{-1}]^{-1} \quad (3.43)$$

$$Z5 = [Z]_4 + [Z]_{1-22} \quad (3.44)$$

$$Z6 = [Z5^{-1} + Z2^{-1} + Z1^{-1}]^{-1} \quad (3.45)$$

$$Z7 = Z6 + [Z]_{1-3} \quad (3.46)$$

$$Z8 = [Z7^{-1} + Z_{GD2}^{-1}]^{-1} \quad (3.47)$$

$$Z9 = Z8 + Z_{3-5} \quad (3.48)$$

$$Z10 = [Z]_{6-15} + [Z]_{GD6} \quad (3.49)$$

$$Z11 = [Z]_{6-12} + [Z]_{GD5} \quad (3.50)$$

$$(3.51)$$

$$Z12 = [Z10^{-1} + Z11^{-1}]^{-1} \quad (3.52)$$

$$Z13 = Z12 + Z_{5-6} \quad (3.53)$$

$$[MIFET] = [Z9^{-1} + Z13^{-1}]^{-1} \quad (3.54)$$

$$(3.55)$$

Um importante detalhe é o calculo das contribuições de cada trecho. Para isso é necessário armazenar para cada nó, as impedâncias equivalentes dos trechos à montante do nó, se estiver na área montante, ou à jusante, se estiver na área jusante. Caso o nó em questão seja o nó em falta, deve-se armazenar tanto as impedâncias equivalente dos trechos à montante como à jusante. Exemplo: os nós 1, 22, 3, 6 e 5 estão associados, respectivamente, com as seguintes listas de impedância: $[Z1, Z2, Z5]$, $[Z_{GD3}, Z3]$, $[Z_{GD2}, Z7]$, $[Z10, Z11]$ e $[Z9, Z13]$. Esse artifício é usado para, após a determinação do CC no nó em falta, seja possível aplicar o método de divisão de corrente para descobrir as correntes passantes em cada trecho e nó.

Como exemplo de cálculo de CC, considera-se que a rede apresentada na Figura 16 possui: tensão em $13.8kV$; todos os trechos iguais, com distância de $1 km$ e impedância de fase

correspondente ao exemplo numérico dado em 2.46; todas as gerações distribuídas com mesma impedância interna dada em 3.56; e a impedância reduzida da subestação dada por 3.58.

$$Z_{Gds} = \begin{bmatrix} 3.4273+j13.956 & 0.0+j0.0 & 0.0+j0.0 \\ 0.0+j0.0 & 3.4273+j13.956 & 0.0+j0.0 \\ 0.0+j0.0 & 0.0+j0.0 & 3.4273+j13.956 \end{bmatrix} [\Omega] \quad (3.56)$$

$$Z_{sub} = \begin{bmatrix} 0.6273+j6.0295 & 0.14+j1.2443 & 0.14+j1.2443 \\ 0.14+j1.2443 & 0.6273+j6.0295 & 0.14+j1.2443 \\ 0.14+j1.2443 & 0.14+j1.2443 & 0.6273+j6.0295 \end{bmatrix} [\Omega] \quad (3.57)$$

Com essas informações a MIFET, considerando que o nó 5 está em falta, pode ser determinada:

$$MIFET = \begin{bmatrix} 0,9050+j2,4451 & 0,1800+j0,6383 & 0,1803+j0,5676 \\ 0,1800+j0,6383 & 0,9060+j2,4231 & 0,1562+j0,7925 \\ 0,1803+j0,5676 & 0,1562+j0,7925 & 0,8862+j2,4832 \end{bmatrix} [\Omega] \quad (3.58)$$

$$Y_{MIFET} = [MIFET]^{-1} = \begin{bmatrix} 0,1497-j0,3935 & -0,0364+j0,0783 & -0,0223+j0,0655 \\ -0,0364+j0,0783 & 0,1702-j0,4086 & -0,0612+j0,0987 \\ -0,0223+j0,0655 & -0,0612+j0,0987 & 0,1560-j0,3989j \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Determinando $[IP_{abc}]$:

$$IP_{abc} = \begin{bmatrix} 0,1497-j0,3935 & -0,0364+j0,0783 & -0,0223+j0,0655 \\ -0,0364+j0,0783 & 0,1702-j0,4086 & -0,0612+j0,0987 \\ -0,0223+j0,0655 & -0,0612+j0,0987 & 0,1560-j0,3989j \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 13800\angle 0^\circ \\ 13800\angle -120^\circ \\ 13800\angle 120^\circ \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$IP_{abc} = \begin{bmatrix} 6783,95\angle -67,24^\circ \\ 7331,79\angle 176,45^\circ \\ 7477,38\angle 48,18^\circ \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$(3.62)$$

Determinando o curto-circuito bifásico à terra entre as fases a e b :

$$[C] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0,1497-j0,3935 & -0,0364+j0,0783 & -0,0223+j0,0655 & 0,0909-j0,2496 \\ 0 & 1 & 0 & -0,0364+j0,0783 & 0,1702-j0,4086 & -0,0612+j0,0987 & 0,0726-j0,2315 \\ 0 & 0 & 1 & -0,0223+j0,0655 & -0,0612+j0,0987 & 0,1560-j0,3989j & 0,0724-j0,2346 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Aplicando a equação 3.17:

$$[X_{ab-g}] = \begin{bmatrix} 6411,03 \angle -57,23^\circ \\ 6632,18 \angle 160,77^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 17454,04 \angle 116,82^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

Para calcular o curto-circuito bifásico entre as fases a e b , basta modificar as últimas 4 linhas da matriz $[C]$ de acordo com o novo tipo de falta. Temos então:

$$[X_{ab}] = \begin{bmatrix} 6170,68 \angle -38,00^\circ \\ 6170,68 \angle 142,00^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 0 \angle 0^\circ \\ 21425,14 \angle 116,54^\circ \\ 6928,56 \angle -60,51^\circ \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Determinando as contribuições dos trechos 3-5 e 5-6, para I_{fab} :

$$\begin{aligned}
 I_{fab_{5-6}} &= [MIFET] \cdot [Z13]^{-1} \cdot [X_{ab}]_{(3,1)} \\
 &= \begin{bmatrix} 1444,55 \angle -44,18^\circ \\ 1411,51 \angle 135,09^\circ \\ 121,06 \angle 167,10^\circ \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.66}$$

$$\begin{aligned}
 I_{fab_{3-4}} &= [MIFET] \cdot [Z9]^{-1} \cdot [X_{ab}]_{(3,1)} \\
 &= \begin{bmatrix} 4737,10 \angle -36,11^\circ \\ 4772,41 \angle 144,03^\circ \\ 121,06 \angle -12,89^\circ \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.67}$$

Determinando as contribuições dos trechos 6-GD5 e 6-GD6, para I_{fab} :

$$\begin{aligned}
 I_{fab_{6-GD5}} &= [Z12] \cdot [Z11]^{-1} \cdot [I_{fab_{5-6}}] \\
 &= \begin{bmatrix} 731,84 \angle -44,34^\circ \\ 715,56 \angle 134,96^\circ \\ 63,15 \angle 166,61^\circ \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.68}$$

$$\begin{aligned}
 I_{fab_{6-GD6}} &= [Z12] \cdot [Z10]^{-1} \cdot [I_{fab_{5-6}}] \\
 &= \begin{bmatrix} 712,72 \angle -44,02^\circ \\ 695,95 \angle 135,22^\circ \\ 57,90 \angle 167,65^\circ \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.69}$$

4 MYGRID

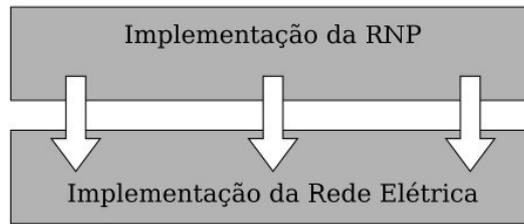
Os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica têm apresentado uma elevação de complexidade contínua, intensificada desde o início dos anos 2000 devido à constante inserção de novas tecnologias no âmbito da automação, eletrônica de potência, geração distribuída e aos desafios universais dos Sistemas Elétricos de Potência, como operação, análise e planejamento. Este crescente nível de complexidade gera a necessidade de ferramentas inovadoras que implementem processos de automação e análise de SEP. As modernas redes elétricas incorporam tecnologias como: redes de computadores locais (Dy-Liacco, 1994), redes vastas (Su *et al.*, 1999), ou sistemas de computação distribuída (Contreras *et al.*, 2001), além de softwares que utilizam o paradigma de Programação Orientada a Objetos (POO) (Neyer *et al.*, 1990) para tirar o máximo proveito das vantagens da arquitetura de sistemas abertos de controle, especialmente em termos da integração de funções, da expansibilidade e da flexibilidade (Losi; Russo, 2005) de ferramentas utilizadas em sistemas acometidos de constantes alterações como é o caso dos SEP.

O uso da POO no desenvolvimento de aplicações torna-se atrativa porque segundo (Losi; Russo, 2005):

1. Garante um modelo Único de Referência para funções de operação, automação e análise dos SEP;
2. Fornece uma base de dados única sem necessidade de conversão das informações;
3. Apresenta tratamento simples no processo de mudança da topologia do sistema elétrico
4. Permite maior facilidade na inserção de novos componentes.

Em conformidade com os tópicos 3 e 4, a Representação Nó-Profundidade SEP) (DELBEM *et al.*, 2004) para a modelagem topológica da rede elétrica por meio de grafos permite, conforme em (MARQUES, 2013), o uso de dois operadores para reconfiguração da rede, chamados, respectivamente, de operadores PAO (Preserve Ancestor Operator) e CAO (Change Ancestor Operator) e são utilizados para gerar novas configurações de uma rede a ser restaurada. Ao visualizar o potencial da combinação da RNP com POO para a modelagem e análise de redes elétricas radiais, o GREI desenvolveu uma biblioteca computacional chamada MyGrid (MELO, 2015). Essa biblioteca é um sistema de objetos computacionais, que modelam elementos da rede, conexos através da representação nó-profundidade. Este sistema foi pensado de maneira a proporcionar uma API orientada a objetos que utiliza python como linguagem computacional. O MyGrid é dividido em dois módulos de implementação, conforme mostrado na Figura 18.

Figura 18 – Camadas de representação da rede elétrica no MyGrid.



Fonte: (MELO, 2015)

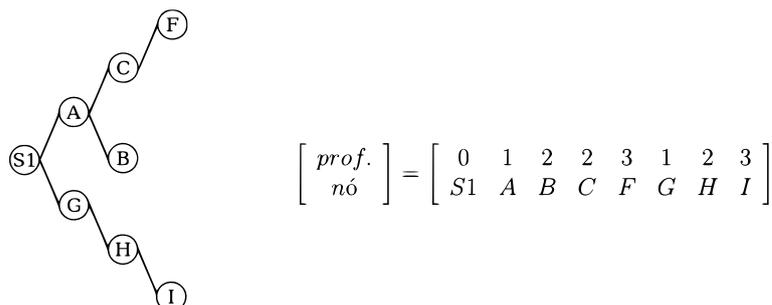
O primeiro módulo do MyGrid, de cima para baixo, possui as classes que têm por objetivo representar grafos no padrão RNP. Este módulo possui classes responsáveis por apresentar informações sobre a estrutura do grafo ou realizar alterações em sua estrutura. O segundo módulo representa os componentes elétricos essenciais na composição de uma rede elétrica, e.g.: chave, condutor, transformador e demais equipamentos modelados.

Contudo, o desenvolvimento inicial da biblioteca foi realizado considerando a análise monofásica por componentes simétricas. Neste capítulo será apresentado um esboço da atual estrutura da biblioteca MyGrid com as mudanças efetuadas na representação e análise da rede, que passou a ter uma representação trifásica por componentes de fase.

4.1 Estrutura de Dados RNP

Computacionalmente, a RNP consiste em uma matriz de dimensão $2 \times n$, contendo os nós de uma árvore de grafo e suas respectivas profundidades, formando pares do tipo $(n_x; p_x)$; em que n_x é o nó da árvore e p_x é a profundidade do nó na árvore. Para a correta descrição topológica de uma rede elétrica radial, a ordenação dos pares $(n_x; p_x)$ é essencial, devendo ser determinada por um algoritmo de busca em profundidade (MELO, 2015). Uma árvore de grafo juntamente com sua descrição RNP em forma de matriz $2 \times n$ é apresentada na Figura 19.

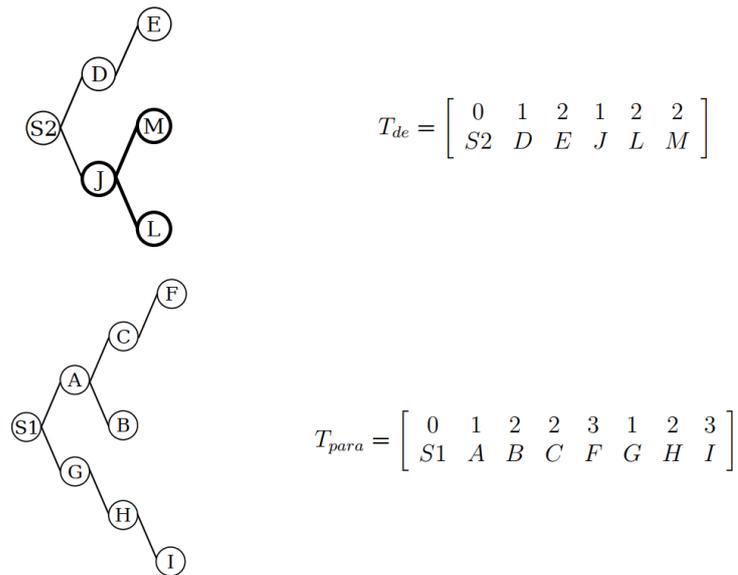
Figura 19 – Exemplo de árvore de grafo e sua representação matricial em RNP.



Fonte: (MELO, 2015)

A RNP possibilita a realização de manipulações nas árvores de grafos utilizando operadores de poda e inserção, permitindo a simulação de situações de reconfiguração topológica de redes elétricas radiais. A Figura 20 apresenta o processo de poda e inserção entre duas árvores, T_{de} e T_{para} , em que um ramo de T_{de} , em destaque, será retirado e inserido em T_{para} .

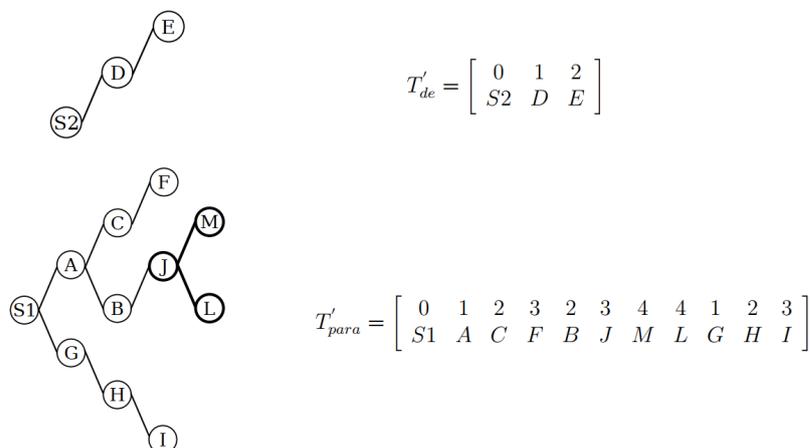
Figura 20 – Operação de poda em um grafo.



Fonte: (MELO, 2015)

A descrição das duas novas árvores após o processo de poda e inserção é apresentada na Figura 21. Nela, as estruturas matriciais da RNP se mantêm coerentes com os seus respectivos grafos, garantindo a integridade da representação de uma rede após a simulação de uma reconfiguração.

Figura 21 – Operação de poda em um grafo.



Fonte: (MELO, 2015)

Como exemplo da RNP implementada no MyGrid, um recorte do código de implementação de uma rede teste é apresentada no Código-fonte 1. Nesse recorte é dado: as últimas etapas de criação de uma rede, linha 1 a 5; instancias que representam alimentadores, linha 7; e um atributo que retorna uma lista ordenada com os pares $(n_x; p_x)$ da RNP.

Código-fonte 1 – Exemplo de representação RNP implementada no MyGrid para rede teste (KERSTING, 1991).

```

1 In [1]: grid_elements = GridElements(name="my_grid_elements")
2 In [2]: grid_elements.add_switch(switchs)
3 In [3]: grid_elements.add_load_node(load_nodes)
4 In [4]: grid_elements.add_section(sections)
5 In [5]: grid_elements.create_grid()
6
7 In [6]: distgrid=grid_elements.dist_grids["F0"]
8 In [7]: distgrid.load_nodes_tree.rnp_dict()
9
10 Out[1]:
11 OrderedDict([("650", "0"),
12              ("regulator", "1"),
13              ("632", "2"),
14              ("633", "3"),
15              ("634", "4"),
16              ("645", "3"),
17              ("646", "4"),
18              ("distload", "3"),
19              ("671", "4"),
20              ("692", "5"),
21              ("675", "6"),
22              ("680", "5"),
23              ("684", "5"),
24              ("652", "6"),
25              ("611", "6")])

```

O uso da profundidade dos nós para algoritmos de varredura em níveis da rede é de extrema importância, pois apresenta uma ordenação simples dos nós, facilitando a implementação do algoritmo. Contudo, ainda é necessário definir para cada nó seus respectivos vizinhos (nós). Sem essa informação não é possível determinar qualquer caminho que ligue um nó a outro.

Sabendo a profundidade de um nó e seus vizinhos, algoritmos como o fluxo de carga por varredura direta e inversa têm sua implementação ou manutenção facilitadas. Como exemplo, é apresentado no Código-fonte 2 um trecho do código do MyGrid, que apresenta cada nó com seus respectivos vizinhos.

Código-fonte 2 – Nós e seus respectivos vizinhos .

```

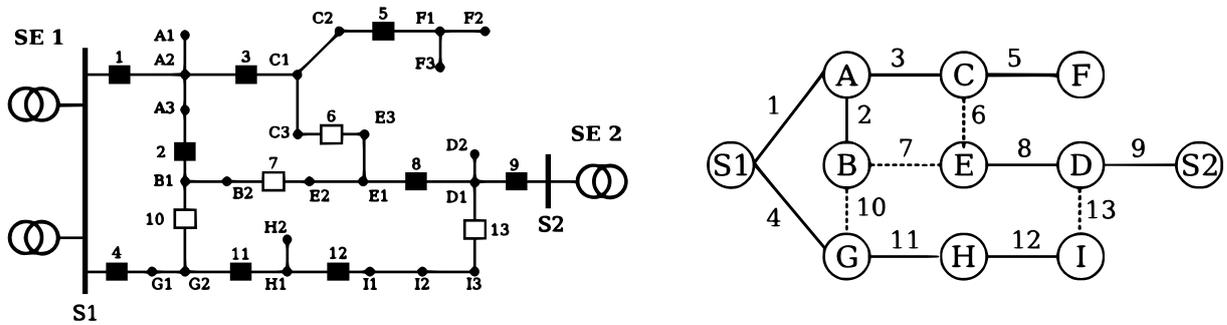
1 In [1]: distgrid.load_nodes_tree.tree
2 Out[1]:
3 { 650 : [ regulator ],
4   regulator : [ 632 , 650 ],
5   632 : [ regulator , 633 , 645 , distload ],
6   633 : [ 632 , 634 ],
7   634 : [ 633 ],
8   645 : [ 632 , 646 ],
9   646 : [ 645 ],
10  distload : [ 632 , 671 ],
11  671 : [ 680 , 684 , distload , 692 ],
12  680 : [ 671 ],
13  684 : [ 671 , 652 , 611 ],
14  652 : [ 684 ],
15  611 : [ 684 ],
16  692 : [ 675 , 671 ],
17  675 : [ 692 ]}

```

A determinação de vizinhos a montante e a jusante é feita comparando a profundidade do nó com a profundidade de seus vizinhos. Por fim, a última importante definição para a representação de dados pela RNP, implementada no MyGrid, é a de setor. A definição é a seguinte: árvore de grafo, na qual os nós representam barras de carga e as arestas representam trechos de linha não separados por chave (à exceção da aresta que conecta o nó raiz à árvore) (MARQUES, 2013). No MyGrid, as operações de poda e inserção são executadas em setores da rede, e no caso da inserção deve ser averiguada a sua viabilidade, pois o grau de liberdade para reconfiguração de redes elétricas é limitada em relação a de grafos. A Figura 22 apresenta uma rede elétrica exemplo e sua representação equivalente por grafos de setor, onde os quadrados cheios e brancos indicam, respectivamente, chaves fechadas e chaves abertas. Tomando como exemplo de restrição de reconfiguração de rede, a poda do Setor E só poderá ser inserida nos

trechos representados pelas arestas 6 e 7. Assim, a inserção de uma poda só poderá ocorrer em setores vizinhos.

Figura 22 – Exemplo de representação por grafo dos elementos que compõem uma rede elétrica teste.



Fonte: (MELO, 2015)

Código-fonte 3 – Setores e seus respectivos nós.

```

1 for i in distgrid.sectors.keys():
2     print(i)
3     print(distgrid.sectors[i].rnp)
4
5 S0
6 array([[ 0 ],
7        [ 650 ]], dtype= <U21 )
8 S1
9 array([[ 0 ,  1 ,  2 ,  3 ,  2 ,  3 ,  2 ,  3 ,  4 ,  4 ,  5 ,  5 ],
10       [ regulator , 632 , 633 , 634 , 645 , 646 , distload ,
11         671 , 680 , 684 , 652 , 611 ]], dtype= <U21 )
12 S2
13 array([[ 0 ,  1 ],
14        [ 692 , 675 ]], dtype= <U21 )

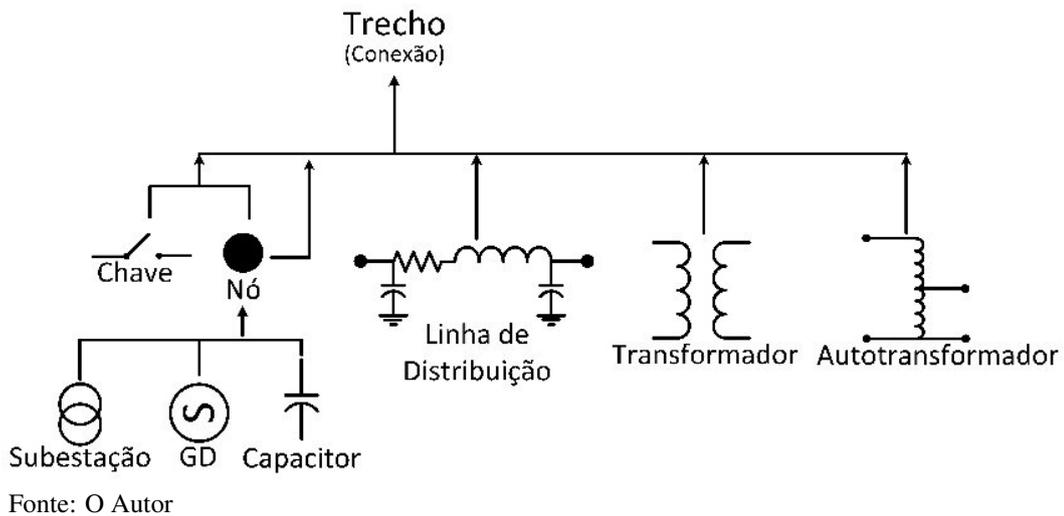
```

4.2 Representação Computacional de Elementos da Rede Elétrica

A representação em nó-profundidade por si só, não é capaz de representar elementos da rede elétrica, uma vez que trata-se apenas de uma estrutura de dados para representar grafos. Dessa forma, é preciso carregar estas estruturas de grafos com dados que tenham significado prático. Para isso foi necessário definir e implementar classes de objetos computacionais para

representar cada elemento da rede. Com isso, o objetivo dessa Seção é apresentar as classes de elementos da rede modeladas no MyGrid. Conforme apresentado na Figura 23, essas classes possuem uma hierarquia na representação de uma rede elétrica radial.

Figura 23 – Hierarquia das classes de elementos da rede elétrica no MyGrid.



(A) *Generation*

Responsável por modelar geração distribuída com inserção de potência constante (PQ) ou de potência reativa variável (PV) para controle de tensão. A definição da potência constante a ser injetada pela GD pode ser trifásica, equilibrada ou desequilibrada. Para a execução do curto-circuito com GD é necessário definir uma impedância de curto. No Código-fonte 4 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *Generation*.

Código-fonte 4 – Exemplo de implementação da classe *Generation*.

```

1 from mygrid.grid import Generation
2 import numpy as np
3
4 Z = np.eye(3, dtype=complex)*(15+100j)
5 b2_PV = Generation(name="b2_PV",
6                   P=0e3+0j,
7                   Qmin=-200.0e3j,
8                   Qmax=200.0e3j,
9                   generation_type="PV",
10                  Z=Z)

```

```

11
12 aal_PQ = Generation(name="aal_PV",
13                 Pa=4.0e3+2.83e3j,
14                 Pb=2.0e3+3.62e3j,
15                 Pc=5.0e3+1.72e3j,
16                 generation_type="PQ",
17                 Z=Z)

```

(B) *Shunt_Capacitor*

Modela Capacitores Shunt em conexão em delta ou estrela, com potência capacitiva trifásica equilibrada ou desequilibrada. No Código-fonte 5 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *Shunt_Capacitor*.

Código-fonte 5 – Exemplo de implementação da classe *Shunt_Capacitor*.

```

1 from mygrid.grid import Shunt_Capacitor
2
3 capacitor_675 = Shunt_Capacitor(vll=4.16e3,
4                               Qa=200e3, Qb=200e3, Qc=200e3,
5                               type_connection="wye")
6
7 capacitor_611 = Shunt_Capacitor(vll=4.16e3,
8                               Qa=0.0e3, Qb=0.0e3, Qc=100e3,
9                               type_connection="wye")

```

(C) *Switch*

A classe *Switch* tem objetivo de permitir o seccionamento de trechos, bem como a definição de setores no MyGrid. O estado da chave é definido pelo parâmetro *state*, que recebe 0, chave aberta, ou 1, chave fechada, como valores de entrada. A chave é de uso obrigatório em todos os trechos que se conectam diretamente ao nó raiz (Subestação). No Código-fonte 6 é apresentado dois exemplos de implementação da classe *Switch*.

Código-fonte 6 – Exemplo de implementação da classe *Switch*.

```

1 from mygrid.grid import Switch

```

```

2
3 ch1 = Switch(name= 1 , state=1)
4 ch8 = Switch(name= 8 , state=0)

```

(D) *LoadNode*

Representa nós de carga ou nós de passagem. Permite a modelagem de carga ZIP trifásica, equilibrada ou desequilibrada, em conexão delta ou estrela. Além disso, recebe capacitores shunt e geração distribuída, conforme indicado na Figura 23. Caso a GD seja do tipo PV, parâmetros de conversão para o fluxo de carga devem ser indicados. No Código-fonte 7 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *LoadNode*.

Código-fonte 7 – Exemplo de implementação da classe *LoadNode*.

```

1 from mygrid.grid import LoadNode
2 from mygrid.util import p2r, r2p
3
4 v1l_mt = p2r(13.8e3, 0.0)
5 v1l_bt = p2r(380.0, 0.0)
6
7 Load_Node675 = LoadNode(name= 675 ,
8                         ppa=485.0e3 + 190.0e3j ,
9                         ppb=68.0e3 + 60.0e3j ,
10                        ppc=290.0e3 + 212.0e3j ,
11                        type_connection="wye" ,
12                        shunt_capacitor=capacitor_675 ,
13                        zipmodel=[1.0, 0.0, 0.0] ,
14                        voltage=v1l_mt)
15
16 b2 = LoadNode(name= B2 ,
17               generation = b2_PV ,
18               power=150.0e3 + 110.0e3j ,
19               voltage=v1l_mt)
20
21 aa3 = LoadNode(name= AA3 ,
22               generation=aa1_PQ ,
23               power=20.0e3 + 5.0e3j ,
24               voltage=v1l_bt)

```

(E) Conductor

Tem por objetivo buscar em um arquivo *.json* informações sobre um condutor especificado e armazena-las em um objeto computacional. Essas informações são: nome, diâmetro, RMG, resistência em corrente contínua e ampacidade. No Código-fonte 8 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *Conductor*.

Código-fonte 8 – Exemplo de implementação da classe *Conductor*.

```

1 from mygrid.grid import Conductor
2 conduct1 = Conductor(id=75)
3 conduct2 = Conductor(id=44)

```

Código-fonte 9 – Exemplo da base de dados de condutores.

```

1  {
2      "id": 44,
3      "size": "4/0",
4      "stranding": "6/1",
5      "material": "ACSR",
6      "diameter": {
7          "value": 0.563,
8          "unity": "inch"
9      },
10     "gmr": {
11         "value": 0.00814,
12         "unity": "feet"
13     },
14     "resistance": {
15         "value": 0.592,
16         "unity": "ohms/mile"
17     },
18     "capacity": {
19         "value": 340,
20         "unity": "amps"
21     }

```

(F) UnderGround_Conductor

Modela dois tipos de condutores subterrâneos: neutro concêntrico e cabo blindado. Os parâmetros de entrada são baseados na modelagem apresentada em (KERSTING, 2012). No Código-fonte 8 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *Under_Ground_Conductor*.

Código-fonte 10 – Exemplo de implementação da classe *Under_Ground_Conductor*.

```

1 from mygrid.grid import Under_Ground_Conductor
2
3 conduct4 = Under_Ground_Conductor(outsider_diameter=1.29,
4                                   rp=0.4100,
5                                   GMRp=0.0171,
6                                   dp=0.567,
7                                   k=13,
8                                   rs=14.87,
9                                   GMRs=0.00208,
10                                  ds=0.0641,
11                                  ampacity=None)
12
13 conduct5 = Under_Ground_Conductor(type="tapeshield",
14                                   rp=0.97,
15                                   GMRp=0.0111,
16                                   dp=0.368,
17                                   ds=0.88,
18                                   T=5)

```

(G) *LineModel*

Tem por objetivo modelar linhas aéreas com até três condutores de fase e um condutor neutro, apresentando informações de impedância série e admitância shunt. Permite a indicação de transposição da linha. No Código-fonte 11 são apresentados dois exemplos de implementação da classe *LineModel*.

Código-fonte 11 – Exemplo de implementação da classe *LineModel*.

```

1 from mygrid.grid import LineModel
2
3 #####Espaamento de condutores

```

```

4 spacing500=[0.0 + 28.0j ,
5             2.5 + 28.0j ,
6             7.0 + 28.0j ,
7             4.0 + 24.0j ]
8
9 spacing505=[0.0 + 28.0j ,
10            7.0 + 28.0j ,
11            4.0 + 24.0j ]
12
13 line601 = LineModel(loc=spacing500 ,
14                    phasing=[ b , a , c , n ],
15                    conductor=conduct1 ,
16                    transpose=True ,
17                    neutral_conductor=conduct2)
18
19 line602 = LineModel(loc=spacing500 ,
20                    phasing=[ c , a , b , n ],
21                    conductor=conduct2 ,
22                    neutral_conductor=conduct2)
23
24 line603 = LineModel(loc=spacing505 ,
25                    phasing=[ c , b , n ],
26                    conductor=conduct3 ,
27                    neutral_conductor=conduct3)

```

(H) *UnderGroundLine*

Tem por objetivo modelar linhas subterrâneas com até três condutores de fase e um condutor neutro, apresentando informações de impedância série e admitância shunt. Permite a indicação de transposição da linha. No Código-fonte 12 são apresentado dois exemplos de implementação da classe *UnderGroundLine*.

Código-fonte 12 – Exemplo de implementação da classe *UnderGroundLine*.

```

1 from mygrid.grid import UnderGroundLine
2
3 line606 = UnderGroundLine(loc=spacing515 ,
4                           phasing=[ a , b , c ],

```

```

5             conductor=conduct4)
6
7 line607 = UnderGroundLine(loc=spacing520 ,
8             phasing=[ a , n ],
9             conductor=conduct5 ,
10            neutral_conductor=conduct6)

```

(I) *TransformerModel*

Permite a modelagem de transformadores abaixadores trifásicos. No Código-fonte 13 é apresentado um exemplo de implementação da classe *TransformerModel*.

Código-fonte 13 – Exemplo de implementação da classe *TransformerModel*.

```

1 from mygrid.util import p2r, r2p
2 from mygrid.grid import TransformerModel
3
4 v1l_ht = p2r(115e3, 0.0)
5 v1l_mt = p2r(4.16e3, 0.0)
6 v1l_bt = p2r(480.0, 0.0)
7
8 tf_Substation_t1 = TransformerModel(name="Substation_T1",
9             primary_voltage=v1l_ht ,
10            secondary_voltage=v1l_mt ,
11            power=5000e3 ,
12            connection= Dyn ,
13            R=1,
14            X=8)
15
16 tf_XFM_1t1 = TransformerModel(name="XMF_1",
17             primary_voltage=v1l_mt ,
18            secondary_voltage=v1l_bt ,
19            connection= nyn ,
20            power=500e3 ,
21            R=1.1 ,
22            X=2)

```

(J) *Auto_TransformerModel*

Modela reguladores de tensão com o TAP manual ou controlado por compensador de linha. No Código-fonte 14 é apresentado um exemplo de implementação da classe *Auto_TransformerModel*.

Código-fonte 14 – Exemplo de implementação da classe *Auto_TransformerModel*.

```

1 from mygrid.grid import Auto_TransformerModel
2
3 auto_650 = Auto_TransformerModel(name=" auto_t1_650 " ,
4                                     step=0.75 ,
5                                     tap_max=32 ,
6                                     vhold=122 ,
7                                     voltage=4.16e3 ,
8                                     R=3 ,
9                                     X=9 ,
10                                    CTP=700 ,
11                                    Npt=20)

```

(L) Section

Modela trechos para representas linhas de distribuição, *LineModel* ou *UnderGroundLine*, e transformadores, *TransformerModel* e *Auto_TransformerModel*. Permite a indicação de chaves. No Código-fonte 15 são apresentado dois exemplos de implementação da classe *Section*.

Código-fonte 15 – Exemplo de implementação da classe *Section*.

```

1 from mygrid.grid import Section
2
3 a2_c1 = Section(name= A2C1 ,
4                 n1=a2 ,
5                 n2=c1 ,
6                 switch=ch3 ,
7                 line_model=line602 ,
8                 length=4)
9
10 a1_aa1 = Section(name= A1AA1 ,
11                  n1=a1 ,
12                  n2=aa1 ,
13                  transformer=tf_XFM_1t1)

```

(M) *ExternalGrid*

Tem por objetivo representar a rede externa à subestação e ser ponto de referência em uma modelagem que contenha diversas subestações. Tem como parâmetros de entrada a definição da tensão e impedância reduzida. No Código-fonte 16 é apresentado um exemplo de implementação da classe *ExternalGrid*.

Código-fonte 16 – Exemplo de implementação da classe *ExternalGrid*.

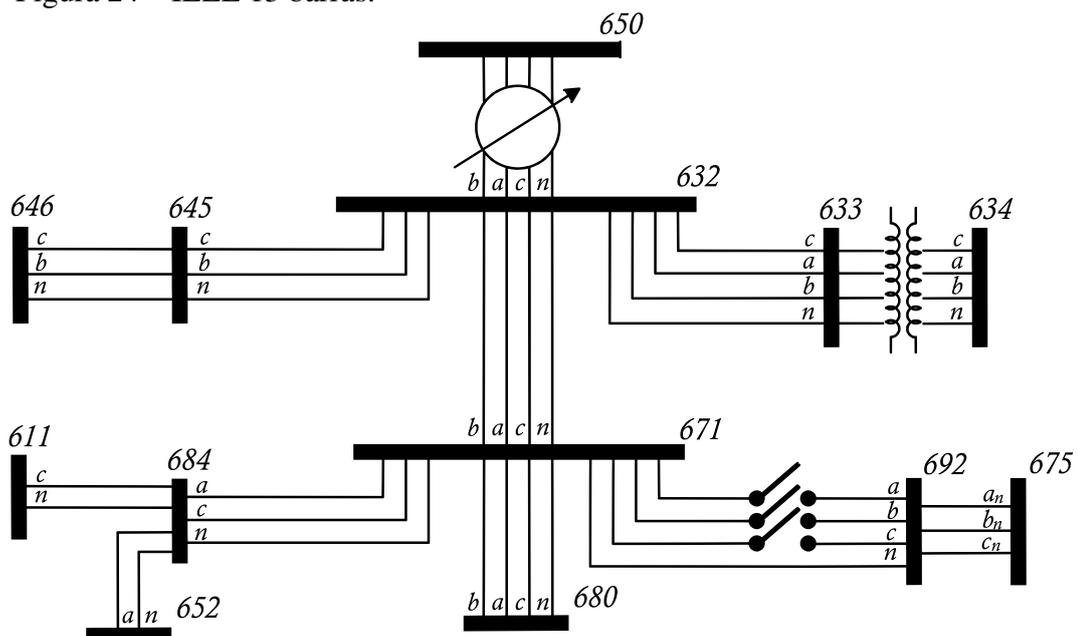
```
1 from mygrid.grid import ExternalGrid ,
2
3 eg1 = ExternalGrid(name= extern grid 1 , vll=vll_mt)
4
5 #####Impedancia reduzida
6 eg1.Z = tf_Substation_t1.A.dot(Zsys).dot(tf_Substation_t1.d) +
   tf_Substation_t1.z
```

5 RESULTADOS

Para a validação dos resultados, foram escolhidas duas redes de distribuição radial que contemplam: o desequilíbrio das linhas elétricas, devido a não-transposição e as derivações bifásicas e monofásicas; cargas de potência, corrente e impedância constantes; o desbalanço de cargas; e a inserção de geração distribuída.

Devido a quantidade de programas computacionais desenvolvidos para a análise de redes elétricas de distribuição radial, a *IEEE Distribution Planning Working Group Report* apresentou, em 1991, o artigo Radial Distribution Test Feeders (KERSTING, 1991), que traz a modelagem completa de alimentadores de distribuição com até quatro fios, 3 fases e um neutro. O objetivo desta publicação, é fornecer aos desenvolvedores de ferramentas computacionais de análise de REDR, um conjunto de redes padrões, que possuam características e adversidades comuns em sistemas de distribuição radial. Deste artigo, a *IEEE 13 barras* foi escolhida como o primeiro teste do MyGrid a ser apresentado neste trabalho. Esta escolha se baseia nas características deste sistema, que possui: linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas com neutro, não-transpostas; cargas desbalanceadas de potência, corrente e impedância constantes; regulador de tensão com compensador; transformadores de distribuição delta-estrela e estrela-estrela. Os dados para a montagem da rede estão disponíveis em (KERSTING, 2001). A Figura 24 apresenta a topologia da rede.

Figura 24 – IEEE 13 barras.



Fonte: O Autor.

A validação dos métodos de curto-circuito e fluxo de carga, implementados no MyGrid, será dada pela computação dos erros, tomando como referência os resultados fornecidos pela *IEEE*. A tabela 7 apresenta as tensões em cada fase, em p.u., resultantes da execução do FC pelo MyGrid.

Tabela 7 – Níveis de Tensão Fornecidos Pelo Fluxo de Carga Realizado no MyGrid.

Barramento	Va (p.u)	Vb (p.u)	Vc (p.u)
650	1,0∠0,0°	1,0∠-120,0°	1,0∠120,0°
Regulador	1,0625∠-0,0°	1,05∠-120,0°	1,0687∠120,0°
632	1,021∠-2,49°	1,042∠-121,72°	1,0175∠117,83°
633	1,018∠-2,55°	1,0401∠-121,77°	1,0149∠117,83°
634	0,994∠-3,23°	1,0218∠-122,22°	0,9961∠117,35°
645	0,0∠0,0°	1,0328∠-121,9°	1,0155∠117,86°
646	0,0∠0,0°	1,0311∠-121,98°	1,0135∠117,9°
671	0,99∠-5,29°	1,0529∠-122,34°	0,9779∠116,03°
680	0,99∠-5,29°	1,0529∠-122,34°	0,9779∠116,03°
684	0,9881∠-5,32°	0,0∠0,0°	0,9759∠115,93°
652	0,9825∠-5,24°	0,0∠0,0°	0,0∠0,0°
611	0,0∠0,0°	0,0∠0,0°	0,9739∠115,78°
692	0,99∠-5,29°	1,0529∠-122,34°	0,9779∠116,03°
675	0,9835∠-5,54°	1,0553∠-122,52°	0,976∠116,04°

Fonte: O Autor

Tabela 8 – Erros do Fluxo de Carga Realizado no MyGrid em comparação com resultados fornecidos pela *IEEE*.

Erro fluxo de carga (%)			
Barramento	Va (p.u)	Vb (p.u)	Vc (p.u)
650	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Regulador	0,0000%	0,0000%	0,0000%
632	0,0000%	0,0000%	0,0098%
633	0,0000%	0,0000%	0,0000%
634	0,0000%	0,0000%	0,0100%
645	0,0000%	0,0097%	0,0000%
646	0,0000%	0,0000%	0,0099%
671	0,0000%	0,0000%	0,0102%
680	0,0000%	0,0000%	0,0102%
684	0,0000%	0,0000%	0,0102%
652	0,0000%	0,0000%	0,0000%
611	0,0000%	0,0000%	0,0103%
692	0,0000%	0,0000%	0,0205%
675	0,0000%	0,0000%	0,0205%

Fonte: O Autor

A determinação dos níveis de curto-circuito, a seguir, desconsidera a corrente de carga em regime permanente, a compensação dos reguladores de tensão e a contribuição dos bancos de capacitores.

Tabela 9 – Curto-Circuitos Trifásicos, Monofásicos e Trifásicos à Terra Calculados no MyGrid.

Curto-Circuito										
Barra	Fases	Trifásico			Monofásico			Trifásico à Terra		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	8416.0	8416.0	8416.0	8478.76	8478.76	8478.76	8416.0	8416.0	8416.0
692	ABC	3350.09	3271.39	2964.72	2196.28	2156.88	2173.87	3317.13	3267.97	3009.57
684	AC				2019.42		2001.71			
680	ABC	2909.56	2839.34	2549.67	1851.81	1817.0	1832.0	2880.32	2836.74	2589.57
675	ABC	3120.74	3088.62	2778.29	2076.82	2049.8	2057.46	3091.26	3086.9	2816.43
671	ABC	3350.09	3271.39	2964.72	2196.28	2156.88	2173.87	3317.13	3267.97	3009.57
652	A				1795.69					
646	BC					2516.47	2524.2			
645	BC					2806.47	2817.75			
634	ABC	15275.59	15135.13	14720.29	13046.16	12961.62	12985.70	15190.35	15149.54	14796.10
633	ABC	4149.9	4023.07	3802.39	2950.46	2910.28	2921.67	4115.32	4028.19	3836.97
632	ABC	4800.87	4704.84	4392.1	3495.33	3444.35	3466.36	4758.76	4697.98	4449.19
611	C						1852.0			

Fonte: O Autor

Tabela 10 – Curto-Circuitos Bifásicos Calculados no MyGrid.

Curto-Circuito										
Barra	Fases	FAB			FBC			FAC		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	7288.47	7288.47			7288.47	7288.47	7288.47		7288.47
692	ABC	2938.06	2938.06			2599.6	2599.6	2734.91		2734.91
684	AC							2517.64		2517.64
680	ABC	2554.6	2554.6			2238.55	2238.55	2364.22		2364.22
675	ABC	2751.62	2751.62			2455.65	2455.65	2551.87		2551.87
671	ABC	2938.06	2938.06			2599.6	2599.6	2734.91		2734.91
652	A									
646	BC					2881.64	2881.64			
645	BC					3191.1	3191.1			
634	ABC	13235.33	13235.33			12782.16	12782.16	13056.52		13056.52
633	ABC	3585.92	3585.92			3298.38	3298.38	3469.1		3469.1
632	ABC	4194.83	4194.83			3835.82	3835.82	3982.05		3982.05
611	C									

Fonte: O Autor

Tabela 11 – Curto-Circuitos Bifásicos à Terra Calculados no MyGrid.

Curto-Circuito										
Barra	Fases	FABg			FBC			FAC		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	8445.92	8449.67			8445.92	8449.67	8449.67		8445.92
692	ABC	3091.29	3006.94			2778.94	2685.11	2822.5		2892.11
684	AC							2616.43		2644.82
680	ABC	2676.74	2610.3			2383.43	2306.85	2435.14		2489.16
675	ABC	2676.74	2610.3			2643.99	2519.83	2627.69		2713.76
671	ABC	3091.29	3006.94			2778.94	2685.11	2822.5		2892.11
652	A									
646	BC					3051.77	3057.05			
645	BC					3405.67	3367.76			
634	ABC	14308.78	14486.13			14002.69	14057.32	14357.36		14149.97
633	ABC	3799.83	3728.45			3547.92	3456.54	3636.74		3673.69
632	ABC	4487.08	4333.9			4164.54	4008.18	4152.88		4283.66
611	C									

Fonte: O Autor

Para validar os resultados de CC da rede IEEE 13 Barras apresentados pelo MyGrid, foram utilizados os valores oficiais fornecidos pela IEEE (KERSTING; PHILLIPS, 1990) para computar o erro de cada curto-circuito. A seguir, são dadas as tabelas com os erros computados.

Tabela 12 – Erros dos curto-circuitos Trifásicos, Monofásicos e Trifásicos à Terra Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.

Erro CC (%)										
Barra	Fases	Trifásico			Monofásico			Trifásico à Terra		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	0,0095%	0,0095%	0,0095%	0,0064%	0,0064%	0,0064%	0,0095%	0,0095%	0,0095%
692	ABC	0,0093%	0,0064%	0,0007%	0,0055%	0,0009%	0,0014%	0,0112%	0,0040%	0,0010%
684	AC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0040%	0,0000%	0,0045%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
680	ABC	0,0117%	0,0056%	0,0012%	0,0049%	0,0000%	0,0055%	0,0097%	0,0056%	0,0012%
675	ABC	0,0115%	0,0058%	0,0032%	0,0087%	0,0049%	0,0068%	0,0110%	0,0065%	0,0011%
671	ABC	0,0093%	0,0064%	0,0007%	0,0055%	0,0009%	0,0014%	0,0112%	0,0040%	0,0010%
652	A	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0006%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
646	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0012%	0,0040%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
645	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0011%	0,0018%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
634	ABC	0,0027%	0,0009%	0,0020%	0,0012%	0,0029%	0,0023%	0,0043%	0,0030%	0,0007%
633	ABC	0,0072%	0,0032%	0,0029%	0,0047%	0,0007%	0,0044%	0,0068%	0,0027%	0,0034%
632	ABC	0,0090%	0,0077%	0,0023%	0,0049%	0,0015%	0,0040%	0,0092%	0,0068%	0,0025%
611	C	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%

Fonte: O Autor

Tabela 13 – Erros dos curto-circuitos Bifásicos Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.

Erro CC (%)										
Barra	Fases	FAB			FBC			FAC		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	0,0100%	0,0100%	0,0000%	0,0000%	0,0100%	0,0100%	0,0100%	0,0000%	0,0100%
692	ABC	0,0116%	0,0116%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0033%	0,0000%	0,0033%
684	AC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0024%	0,0000%	0,0024%
680	ABC	0,0117%	0,0117%	0,0000%	0,0000%	0,0022%	0,0022%	0,0034%	0,0000%	0,0034%
675	ABC	0,0102%	0,0102%	0,0000%	0,0000%	0,0020%	0,0020%	0,0012%	0,0000%	0,0012%
671	ABC	0,0116%	0,0116%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0033%	0,0000%	0,0033%
652	A	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
646	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0021%	0,0021%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
645	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0031%	0,0031%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
634	ABC	0,0051%	0,0051%	0,0000%	0,0000%	0,0013%	0,0013%	0,0037%	0,0000%	0,0037%
633	ABC	0,0078%	0,0078%	0,0000%	0,0000%	0,0036%	0,0036%	0,0029%	0,0000%	0,0029%
632	ABC	0,0088%	0,0088%	0,0000%	0,0000%	0,0047%	0,0047%	0,0038%	0,0000%	0,0038%
611	C	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%

Fonte: O Autor

Tabela 14 – Erros dos curto-circuitos Bifásicos à Terra Calculados no MyGrid em comparação com resultados da IEEE.

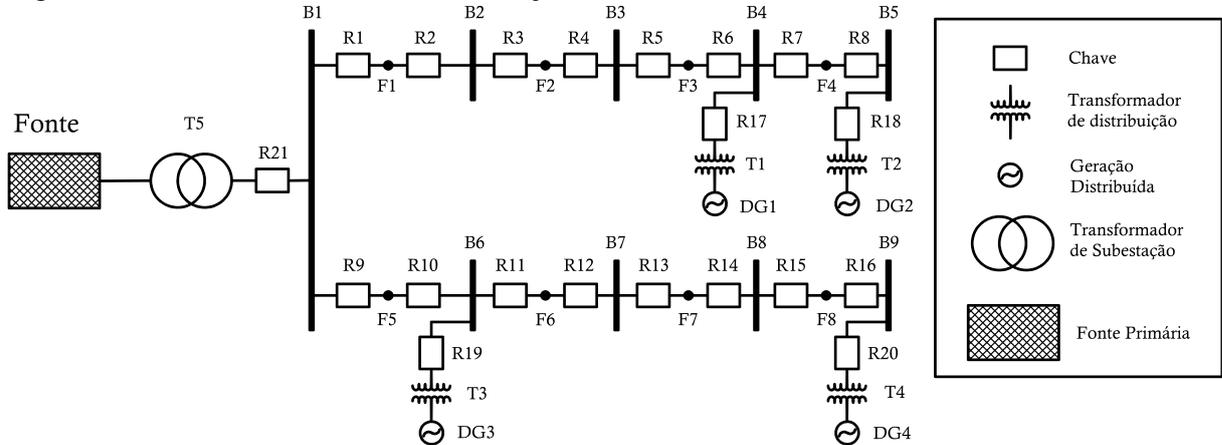
Erro CC (%)										
Barra	Fases	FABg			FBCg			FACg		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C
RG60	ABC	0,0045%	0,0122%	0,0000%	0,0000%	0,0045%	0,0122%	0,0122%	0,0000%	0,0045%
692	ABC	0,0100%	0,0086%	0,0000%	0,0000%	0,0022%	0,0034%	0,0035%	0,0000%	0,0031%
684	AC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0027%	0,0000%	0,0008%
680	ABC	0,0097%	0,0077%	0,0000%	0,0000%	0,0013%	0,0022%	0,0025%	0,0000%	0,0016%
675	ABC	0,0110%	0,0057%	0,0000%	0,0000%	0,0042%	0,0012%	0,0042%	0,0000%	0,0015%
671	ABC	0,0100%	0,0086%	0,0000%	0,0000%	0,0022%	0,0034%	0,0035%	0,0000%	0,0031%
652	A	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
646	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0010%	0,0016%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
645	BC	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0009%	0,0042%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
634	ABC	0,0015%	0,0009%	0,0000%	0,0000%	0,0022%	0,0048%	0,0045%	0,0000%	0,0002%
633	ABC	0,0071%	0,0067%	0,0000%	0,0000%	0,0006%	0,0046%	0,0044%	0,0000%	0,0030%
632	ABC	0,0094%	0,0092%	0,0000%	0,0000%	0,0014%	0,0055%	0,0077%	0,0000%	0,0033%
611	C	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%

Fonte: O Autor

A segunda etapa da validação será dada pela comparação dos valores de curto-circuito e fluxo de carga, com geração distribuída, apresentados pelo MyGrid e WindMil. O sistema de distribuição escolhido para os testes de validação será uma adaptação da rede fornecida pelo

artigo de (Dehghanpour *et al.*, 2018). A rede, denominada de sistema canadense de distribuição, é dada pela Figura 26, a seguir.

Figura 25 – Rede canadense de distribuição



Fonte: O Autor.

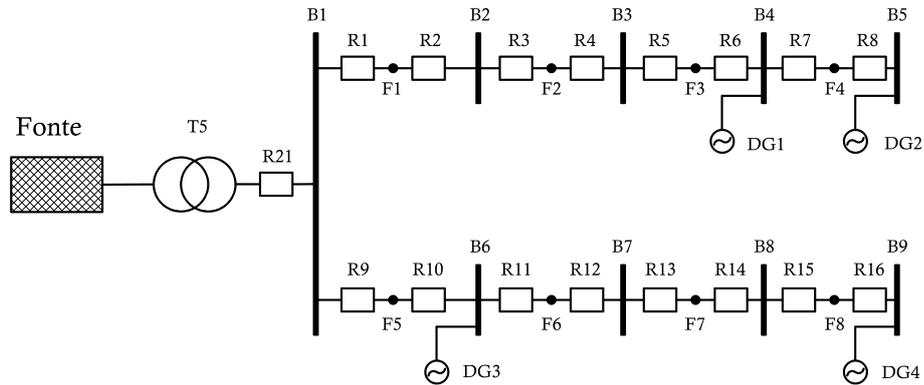
Tabela 15 – Dados da rede canadense.

<i>Rede Principal</i>	<i>500 MVA; 115 kV</i>
<i>GD's</i>	<i>3MVA; 480 V; $X'd = 0,2 pu$</i>
<i>Transformadores T1 à T2</i>	<i>12,47/0,48 kV; 5MVA; $X_t = 0,1 pu$</i>
<i>Transformadores T5</i>	<i>115/12,47 kV; 20MVA; $X_t = 0,1 pu$</i>
<i>Cargas nas barras B2 à B9</i>	<i>2MVA; $f.p = 0,9$</i>
<i>Comprimento das Linhas</i>	<i>0,5 milhas</i>
<i>Condutor Fase</i>	<i>250 MCM HdCu - 12s</i>
<i>Condutor Neutro</i>	<i>#1/0 ACSR 6/1</i>
<i>Posição das fases e do neutro (um condutor por fase/neutro)</i>	<i>$a = 0 + j29$; $b = 2,5 + j29$; $c = 7 + j29$; $n = 4 + j25$ [pés]</i>

Fonte: O Autor

A validação do fluxo de carga foi dividida em duas etapas: a primeira sem GD e a segunda com as quatro GD's operando com controle de tensão (PV). Visando o controle das barras de média tensão, optou-se por retirar os transformadores, já que os mesmos possuem apenas a função de conectar a geração, em baixa tensão, ao sistema de 12,47 kV.

Figura 26 – Rede Canadense de distribuição adaptada para o fluxo de carga com GD



Fonte: O Autor.

Tabela 16 – Comparação das tensões fornecidas pelo MyGrid e WindMil após a aplicação do fluxo de carga sem GD.

Nó/Barra	MyGrid (V)			WindMil (V)			erro (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
B0	66395,28	66395,28	66395,28	66395,28	66395,28	66395,28	0,0000%	0,0000%	0,0000%
B1	6862,51	6872,05	6863,94	6863,00	6872,50	6864,40	0,0071%	0,0066%	0,0068%
F1	6730,12	6780,66	6753,07	6730,60	6781,10	6753,50	0,0072%	0,0066%	0,0063%
B2	6598,91	6690,50	6643,75	6599,40	6690,90	6644,20	0,0074%	0,0060%	0,0067%
F2	6499,50	6623,06	6561,09	6500,00	6623,40	6561,50	0,0077%	0,0052%	0,0062%
B3	6400,84	6556,36	6479,37	6401,30	6556,70	6479,80	0,0072%	0,0052%	0,0066%
F3	6334,57	6512,00	6424,58	6335,00	6512,30	6425,00	0,0067%	0,0046%	0,0066%
B4	6268,67	6467,99	6370,22	6269,10	6468,30	6370,60	0,0068%	0,0048%	0,0060%
F4	6235,58	6446,02	6342,95	6236,00	6446,40	6343,40	0,0068%	0,0059%	0,0071%
B5	6202,57	6424,14	6315,79	6203,00	6424,50	6316,20	0,0069%	0,0056%	0,0065%
F5	6730,12	6780,66	6753,07	6730,60	6781,10	6753,50	0,0072%	0,0066%	0,0063%
B6	6598,91	6690,50	6643,75	6599,40	6690,90	6644,20	0,0074%	0,0060%	0,0067%
F6	6499,50	6623,06	6561,09	6500,00	6623,40	6561,50	0,0077%	0,0052%	0,0062%
B7	6400,84	6556,36	6479,37	6401,30	6556,70	6479,80	0,0072%	0,0052%	0,0066%
F7	6334,57	6512,00	6424,58	6335,00	6512,30	6425,00	0,0067%	0,0046%	0,0066%
B8	6268,67	6467,99	6370,22	6269,10	6468,30	6370,60	0,0068%	0,0048%	0,0060%
F8	6235,58	6446,02	6342,95	6236,00	6446,40	6343,40	0,0068%	0,0059%	0,0071%
B9	6202,57	6424,14	6315,79	6203,00	6424,50	6316,20	0,0069%	0,0056%	0,0065%

Fonte: O Autor

Tabela 17 – Comparação das tensões fornecidas pelo MyGrid e WindMil após a aplicação do fluxo de carga com GD.

Nó/Barra	MyGrid (V)			WindMil (V)			erro (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
B0	66395,28	66395,28	66395,28	66395,28	66395,28	7252,40	0,0086%	0,0593%	0,0595%
B1	7248,077	7250,098	7248,086	7248,70	7254,40	7232,60	0,0018%	0,0740%	0,0784%
F1	7210,17	7233,042	7226,93	7210,30	7238,40	7213,80	0,0049%	0,0875%	0,0973%
B2	7173,251	7216,783	7206,782	7172,90	7223,10	7218,90	0,0109%	0,1013%	0,1147%
F2	7165,48	7221,477	7210,622	7164,70	7228,80	7224,60	0,0166%	0,1150%	0,1332%
B3	7158,287	7226,578	7214,978	7157,10	7234,90	7253,80	0,0216%	0,1287%	0,1508%
F3	7180,054	7252,157	7242,86	7178,50	7261,50	7283,20	0,0275%	0,1417%	0,1686%
B4	7202,083	7277,876	7270,924	7200,10	7288,20	7286,50	0,0275%	0,1479%	0,1761%
F4	7202,079	7280,613	7273,667	7200,10	7291,40	7289,80	0,0278%	0,1540%	0,1834%
B5	7202,103	7283,366	7276,433	7200,10	7294,60	7247,50	0,0043%	0,0731%	0,0776%
F5	7224,211	7246,801	7241,873	7223,90	7252,10	7243,70	0,0158%	0,0856%	0,0955%
B6	7201,539	7244,393	7236,781	7200,40	7250,60	7229,90	0,0188%	0,1030%	0,1173%
F6	7171,746	7232,644	7221,419	7170,40	7240,10	7216,90	0,0224%	0,1207%	0,1401%
B7	7142,7	7221,473	7206,786	7141,10	7230,20	7227,50	0,0246%	0,1381%	0,1607%
F7	7142,853	7230,898	7215,886	7141,10	7240,90	7238,50	0,0279%	0,1548%	0,1822%
B8	7143,394	7240,575	7225,31	7141,40	7251,80	7272,80	0,0297%	0,1710%	0,2028%
F8	7172,928	7270,446	7258,047	7170,80	7282,90	7307,10	0,0319%	0,1863%	0,2222%
B9	7202,599	7300,372	7290,86	7200,30	7314,00	7307,09	0,0069%	0,0056%	0,0065%

Fonte: O Autor

Tabela 18 – Injeção de potência pelas GDs no MyGrid e WindMil.

	MyGrid			WindMil			erro (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
GD1	-333,33-913,88j	-333,33-913,88j	-333,33-913,88j	-333-913j	-333-924j	-333-924j	0,0967%	0,9572%	0,9572%
GD2	-333,33-435,64j	-333,33-435,64j	-333,33-435,64j	-333-599j	-333-603j	-333-602j	0,5926%	1,4491%	1,3071%
GD3	-333,33-609,99j	-333,33-609,99j	-333,33-609,99j	-333-440j	-333-446j	-333-445j	1,4276%	0,9125%	1,0408%
GD4	-333,33-1075,65j	-333,33-1075,65j	-333,33-1075,65j	-333-1084j	-333-1102j	-333-1101j	0,6950%	2,1803%	2,0989%

Fonte: O Autor

A próxima validação será dada pelo cálculo de curto-circuito trifásico com GD no ponto F7 da rede. Além do curto em F7, será computado também a contribuição de cada fonte presente no sistema.

Tabela 19 – Comparação das correntes de falta do MyGrid e WindMil para um curto-circuito trifásico em F7.

Nó / Barra	MyGrid (A)			WindMil (A)			erro (%)		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
F7	3318,07	3540,17	3211,82	3317,88	3539,81	3211,34	0,0057%	0,0102%	0,0149%
B7	2837,61	3047,74	2728,52	2838,33	3049,58	2725,15	0,0254%	0,0603%	0,1237%
B8	498,71	501,52	490,48	496,96	499,86	493,41	0,3521%	0,3321%	0,5938%
F6	2837,61	3047,74	2728,52	2838,33	3049,58	2725,15	0,0254%	0,0603%	0,1237%
F8	498,71	501,52	490,48	496,96	499,86	493,41	0,3521%	0,3321%	0,5938%
B6	2837,61	3047,74	2728,52	2838,33	3049,58	2725,15	0,0254%	0,0603%	0,1237%
B9	498,71	501,52	490,48	496,96	499,86	493,41	0,3521%	0,3321%	0,5938%
F5	2534,65	2730,44	2426,44	2535,65	2733,35	2421,91	0,0394%	0,1065%	0,1870%
B1	2534,65	2730,44	2426,44	2535,65	2733,35	2421,91	0,0394%	0,1065%	0,1870%
DG3	7861,57	8265	8233,86	7907,68	8267,35	8177,45	0,5831%	0,0284%	0,6898%
DG4	12706,7	12998,73	13022,71	12823,89	12991,35	12899,55	0,9138%	0,0568%	0,9548%
B0	260,75	251,02	231,52	260,77	251,01	231,52	0,0077%	0,0040%	0,0000%
F1	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
B2	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
F2	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
B3	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
F3	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
B4	276	302,3	258,85	276,1	302,82	257,83	0,0362%	0,1717%	0,3956%
F4	134,81	147,86	126,11	134,86	148,14	125,57	0,0371%	0,1890%	0,4300%
DG1	3401,3	3982,67	3744,8	3386,29	3976,07	3761,46	0,4433%	0,1660%	0,4429%
B5	134,81	147,86	126,11	134,86	148,14	125,57	0,0371%	0,1890%	0,4300%
DG2	3232,15	3816,81	3569,26	3215,68	3809,2	3588,51	0,5122%	0,1998%	0,5364%

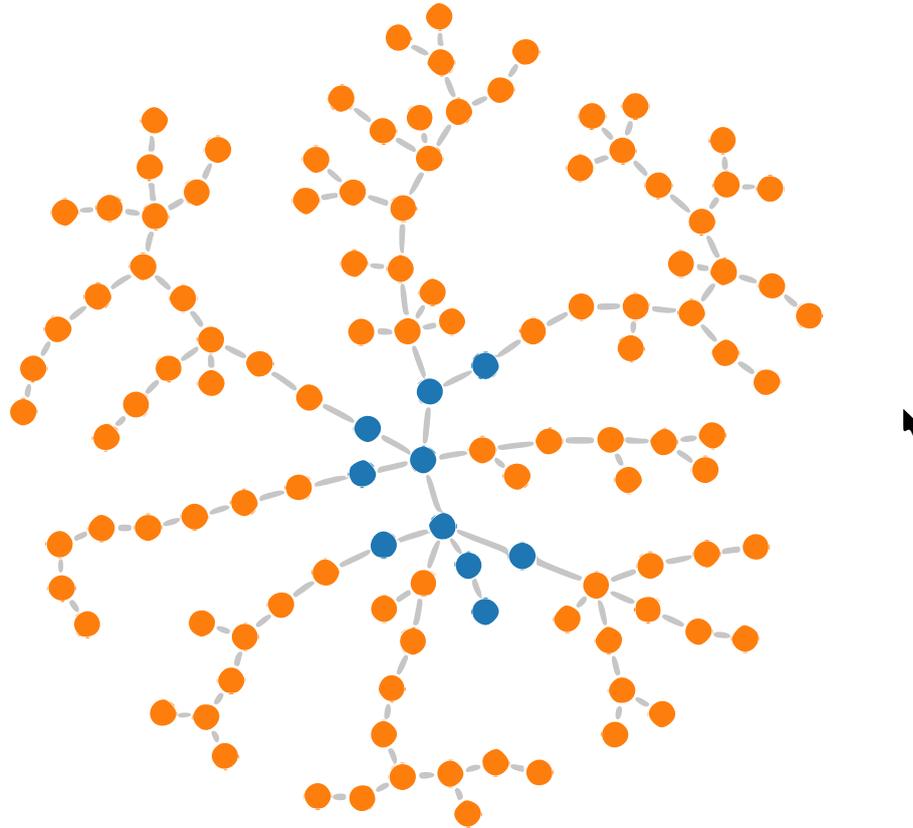
Fonte: O Autor

A apresentação dos erros permitiu validar com sucesso os resultados apresentados pelo MyGrid. Essa afirmação é baseada nos maiores erros computados: 0,22 % para fluxo de carga e 0,0057% para o curto-circuito. Contudo, a determinação das contribuições para o CC apresentou erro máximo de 0,91 %, valor ainda baixo, mas que pode indicar considerações que o software WindMIL faz em seus cálculos de contribuição e que o MyGrid não contempla. Além disso, desconsiderando a inserção de GD na rede o maior erro é de 0,02 %, indicando que além de considerações, o WindMIL pode usar métodos diferentes quando resolve cálculos de fluxo de carga e curto-circuito com geração distribuída.

Após a validação dos resultados de fluxo de carga e curto-circuito, foi realizado o benchmark do algoritmo do FC implementado em python. A metodologia dessa etapa consistiu em gerar, randomicamente, redes de distribuição radial com nós em média e baixa tensão. Com essas redes, variáveis importantes para o benchmark do FC foram computadas, como: número de barras, número de iterações, tempo de execução e carregamento máximo em Amperes. A Figura 27 apresenta uma rede com 10 nós em média tensão, descritos pela cor azul, e 108 nós em baixa tensão, descritos pela cor laranja.

Os resultados do benchmark foram computados para duas combinações de cargas:

Figura 27 – Rede randômica com 118 nós.



Fonte: O Autor.

a primeira, somente carga de potência constante; e a segunda, com cargas de potência (40%), impedância (30%) e corrente (30%) constantes. A primeira combinação é dada na Tabela 20, enquanto a segunda é dada na Tabela 21.

Tabela 20 – Resultados do benchmark para FC considerando apenas cargas do tipo potência constante.

Somente Potência Constante				
Quantidade de Nós em Média Tensão	Quantidade de Nós em Média Tensão e Baixa Tensão	Máximo Carregamento (A)	Iterações	Tempo de execução (s)
10	138	104,87	9	0,0409
30	434	284,12	9	0,1138
90	1202	635,65	9	0,3530
130	1858	895,17	9	0,5859

Fonte: O Autor

Tabela 21 – Resultados do benchmark para FC considerando cargas do tipo potência, impedância e corrente constantes.

Potência, Corrente e Impedância Constantes				
Quantidade de Nós em Média Tensão	Quantidade de Nós em Média Tensão e Baixa Tensão	Máximo Carregamento (A)	Iterações	Tempo de execução (s)
10	118	79,9	6	0,0408
30	394	244,87	6	0,1186
90	1198	553,16	6	0,3618
130	1854	753,28	8	0,8408

Fonte: O Autor

Especificações da máquina usada no benchmark:

- Sistema operacional: Microsoft Windows 10 Home
- Processador: Intel(R) Core(TM) i5-8300H CPU @ 2.30GHz, 2304 MHz
- Memória do Sistema: 1 X 8 GB DDR4-2666 DDR4 SDRAM
- Disco rígido: KINGSTON SA1000M8240G (223 GB)

É importante ressaltar que a velocidade de execução pode ser aprimorada. Isso porque métodos de varredura precisam realizar funções em *loops* tão extensos quanto a rede em si. Com isso, linguagens interpretadas como java e python perdem desempenho se comparadas com linguagens compiladas, como C++ e C. Contudo, é possível e amplamente usado a integração entre python e C++. Essa integração mantém a facilidade de construção de códigos proporcionada pelo python e permite o aumento da velocidade de execução de *loops* pelo o uso do C++.

Por fim, baseado no trabalho em (THURNER *et al.*, 2017), foi elaborada uma tabela elencando características importantes de diversas bibliotecas computacionais de código aberto para análise de sistemas de potência. Essa comparação é apresentada na Tabela 22, tendo o intuito de fortalecer a relevância do aprimoramento implementado no MyGrid.

Tabela 22 – Comparação de Bibliotecas de Código Aberto.

	MATPOWER 6.0	PYPOWER 5.1.2	PSAT 2.1.10	OpenDSS	PyPSAT	GridCal	Pandapower 1.4.0	MyGrid 2.0
Modelo ZIP	✓		✓	✓		✓	✓	✓
Transformador de 2 Enrolamentos Modelo (PI)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Modelar Linhas Aéreas / Subterrâneas				✓				✓
Chaves Ideais							✓	✓
Gerador Com Tensão Controlada	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gerador Com Potência Constante	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Capacitor Shunt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
FC Trifásico Desequilibrado Com GD				✓				✓
CC Por Componentes de Fase Com GD				✓				✓

O repositório da biblioteca MyGrid juntamente com sua documentação está disponível em (MYGRID, 2019). O MyGrid é software livre, licenciado sob os termos da licença MIT. Qualquer um que queira contribuir com o projeto é convidado a baixar, executar, testar e enviar feedback a respeito das impressões tiradas da plataforma

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo apresentar e implementar, em uma API denominada MyGrid, a modelagem e análise de redes elétricas de distribuição radial por componentes de fase. O MyGrid, por ser desenvolvida em Python, linguagem de programação orientada a objeto, possui características requeridas pelas redes elétricas inteligentes como extensibilidade, flexibilidade, portabilidade, modularidade e manutenibilidade.

A construção da API foi realizada em quatro etapas: modelagem de elementos da rede elétrica em componentes de fase, descrição dos métodos de fluxo de carga e curto-circuito implementados, representação topológica e de elementos da rede em uma API, validação dos métodos de análise, fluxo de carga e curto-circuito, implementados no MyGrid.

Foi possível, através de uma revisão bibliográfica, justificar o uso da modelagem em componentes de fase. Pois, apesar dela ser mais acurada que a modelagem monofásica por componentes simétricas, havia sempre a questão de que a velocidade de cálculos proporcionada pelas componentes simétricas compensaria a redução de acurácia da mesma. Tal questão foi solucionada apresentando os erros de até 6%, para o fluxo de carga, e de 9%, para curto-circuito.

A revisão bibliográfica de métodos de fluxo de carga e curto-circuito permitiu apresentar um método de FC com GD por componentes de fase, e desenvolver um novo método de CC por componentes de fase com GD para REDR, considerando apenas fontes de tensão constante.

Uma vez definido os métodos de análise, foi necessário validar a implementação de tais métodos pela através da computação de erros e do tempo de execução. Sendo assim, pode-se afirmar que o MyGrid obteve sucesso, uma vez que o maior erro computado foi de 0,25 % para os cálculos de fluxo de carga e curto-circuito, o MyGrid foi validado com sucesso.

Com a apresentação feita neste trabalho, o Mygrid mostrou-se uma ferramenta com estrutura de dados computacionalmente leve, capaz de fazer análise de fluxo de carga desequilibrado pelo método da varredura direta e inversa e o cálculo de curto circuito usando componentes de fase, com ou sem GD. A velocidade de execução dos cálculos de FC e CC, apresentados no *benchmark*, juntamente com o embarque do MyGrid em sistemas de automação (MELO, 2015), validam a missão da nova versão do MyGrid desenvolvida neste trabalho: consolidar-se como ferramenta de código livre para modelagem e análise de REDR, prezando pela eficiência da representação topológica e da construção de algoritmos de análise, visando permitir o seu uso em sistemas que necessitam de resultados em tempo real.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Considerando a evolução das redes elétricas de distribuição e suas ferramentas de análise, as seguintes melhorias são importantes ao escopo do projeto da API MyGrid:

1. Topologia de rede fracamente malhada;
2. Fluxo de carga em rede fracamente malhada;
3. Curto-circuito considerando fontes de corrente-constante;
4. Curto-circuito em rede fracamente malhada;
5. Curto-circuito em múltiplos pontos;
6. Fluxo de curto-circuito.

REFERÊNCIAS

- ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; GARCIA, P. A. N. A comparative study on the performance of tcim full newton versus backward-forward power flow methods for large distribution systems. p. 522–526, Oct 2006.
- BOLLEN, M.; HASSAN, F.; HAWARY, M. E. **Integration of Distributed Generation in Power Systems**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2011. v. 1.
- CARSON, J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return. **The Bell System Technical Journal**, v. 5, n. 4, p. 539–554, Oct 1926. ISSN 0005-8580.
- CHASE, S.; SAWAI, S.; KATHE, A. Analyzing faulted transmission lines: Phase components as an alternative to symmetrical components. p. 1–19, March 2018. ISSN 2474-9753.
- Contreras, J.; Losi, A.; Russo, M.; Wu, F. F. Simulation and evaluation of optimization problem solutions in distributed energy management systems. **IEEE Power Engineering Review**, v. 21, n. 11, p. 57–57, Nov 2001. ISSN 0272-1724.
- Dehghanpour, E.; Kazemi Karegar, H.; Kheirollahi, R.; Soleymani, T. Optimal coordination of directional overcurrent relays in microgrids by using cuckoo-linear optimization algorithm and fault current limiter. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1365–1375, March 2018. ISSN 1949-3053.
- DELBEM, A.; CARVALHO, A. de; POLICASTRO, C.; PINTO, A. K. O.; HONDA, K.; GARCIA, A. C. Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design. p. 678–687, 06 2004.
- Dy-Liacco, T. E. Modern control centers and computer networking. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 7, n. 4, p. 17–22, Oct 1994. ISSN 0895-0156.
- EXPOSITO, A. G.; RAMOS, E. R. Reliable load flow technique for radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1063–1069, Aug 1999. ISSN 0885-8950.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks. **AIEE Transactions**, v. 37, 1918.
- GAMPA, K.; VEMPRALA, S. A. C.; BRAHMA, S. M. Errors in fault analysis of power distribution systems using sequence components approach. p. 1–6, April 2010. ISSN 2160-8555.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 975–985, Aug 1991. ISSN 0885-8950.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. v. 2, p. 908–912 vol.2, Jan 2001.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3. ed. [S.l.]: CRC Press, 2012.
- KERSTING, W. H.; DUGAN, R. C. Recommended practices for distribution system analysis. p. 499–504, Oct 2006.
- KERSTING, W. H.; GREEN, R. K. The application of carson's equation to the steady-state analysis of distribution feeders. p. 1–6, March 2011.

KERSTING, W. H.; PHILLIPS, W. H. Distribution system short circuit analysis. v. 1, p. 310–315, Aug 1990.

KRON, G. Tensorial analysis of integrated transmission systems part i. the six basic reference frames. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. 70, n. 2, p. 1239–1248, July 1951. ISSN 0096-3860.

LIN, W.-M.; TENG, J.-H. Three-phase distribution network fast-decoupled power flow solutions. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 22, n. 5, p. 375 – 380, 2000. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061500000028>>.

LOSI, A.; RUSSO, M. An object oriented approach to load flow in distribution systems. v. 4, p. 2332–2337 vol. 4, July 2000.

LOSI, A.; RUSSO, M. Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1265–1274, Nov 2003. ISSN 0885-8950.

LOSI, A.; RUSSO, M. Dispersed generation modeling for object-oriented distribution load flow. v. 20, n. 2, p. 1532–1540, 2005.

Losi, A.; Russo, M. Dispersed generation modeling for object-oriented distribution load flow. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 2, p. 1532–1540, April 2005. ISSN 0885-8977.

MARQUES, L. T. Restabelecimento de energia por reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de grande porte com priorização de chaves, consumidores e definição de sequência de chaveamento. dissertação (dissertação). p. 50–55, 2013.

MELO, L. S. **Desenvolvimento de uma Plataforma para Implementação de Sistemas Multiagentes com aplicação para Recomposição Automática de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2015. 120 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica: Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

MISHRA, S.; DAS, D. Distribution system load flow methods: A review. **Icfai University Press (IUP) Journal of Electrical and Electronics Engineering**, v. 1, p. 7–25, 04 2008.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 680 – 686, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002769>>.

MYGRID. **Repositório e documentação da biblioteca computacional MyGrid**. 2019. Disponível em: <<https://github.com/grei-ufc/MyGrid>>. Acesso em: 30 jun. 2019.

Neyer, A.; Wu, F. F.; Imhof, K. Object-oriented programming for flexible software: example of a load flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 3, p. 689–696, Aug 1990. ISSN 0885-8950.

NGUYEN, H. L. Newton-raphson method in complex form [power system load flow analysis]. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1355–1359, Aug 1997. ISSN 0885-8950.

SELVAN, M. P.; SWARUP, K. S. Distribution system load flow using object-oriented methodology. v. 2, p. 1168–1173 Vol.2, Nov 2004.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. [S.l.]: CRC Press, 2014. v. 2.

Su, C. L.; Lu, C. N.; Lin, M. C. Wide area network performance study of a distribution management system. v. 1, p. 136–141 vol.1, April 1999.

TENG, J.-H. A modified gauss–seidel algorithm of three-phase power flow analysis in distribution networks. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 24, n. 2, p. 97 – 102, 2002. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061501000229>>.

TENG, J.-H. A direct approach for distribution system load flow solutions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 3, p. 882–887, July 2003. ISSN 0885-8977.

THURNER, L.; SCHEIDLER, A.; SCHäFER, F.; MENKE, J.-H.; DOLLICHON, J.; MEIER, F.; MEINECKE, S.; BRAUN, M. Pandapower - an open source python tool for convenient modeling, analysis and optimization of electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, PP, 09 2017.

TRISTIU, I.; BULAC, C.; COSTINAS, S.; TOMA, L.; MANDIŞ, A.; ZăBAVă, T. A new and efficient algorithm for short-circuit calculation in distribution networks with distributed generation. p. 816–821, May 2015. ISSN 2068-7966.

WAGNER, C.; EVANS, R. **Symmetrical Components**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1933.

YANG, F.; LI, Z. Effects of balanced and unbalanced distribution system modeling on power flow analysis. p. 1–5, Sept 2016. ISSN 2472-8152.