

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Márcio de Carvalho Filho

**UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHAS EM
SISTEMAS ELÉTRICOS MULTIFÁSICOS**

Juiz de Fora

2014

Márcio de Carvalho Filho

**UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHAS EM
SISTEMAS ELÉTRICOS MULTIFÁSICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof^ª Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.

Orientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Juiz de Fora

2014

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Carvalho Filho, Márcio de.
Uma Metodologia para Análise de Falhas em Sistemas Elétricos Multifásicos / Márcio de Carvalho Filho. -- 2014.
119 f. : il.

Orientador: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo
Coorientador: Leandro Ramos de Araujo
Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2014.

1. Método de Injeção de Correntes. 2. Sistemas de Distribuição Desequilibrados. 3. Análise de Falhas. 4. Falhas Internas. I. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido , orient. II. Araujo, Leandro Ramos de , coorient. III. Título.

MÁRCIO DE CARVALHO FILHO

UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHAS EM SISTEMAS
ELÉTRICOS MULTIFÁSICOS

Dissertação submetida ao corpo docente da
Coordenação dos Programas de Pós-
Graduação de Engenharia da Universidade
Federal de Juiz de Fora como parte dos
requisitos necessários para obtenção do grau
de Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica.

Aprovada em 13 de Agosto de 2014.

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.
UFJF

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.
UFJF

Prof. Vander Menengoy da Costa, D. Sc.
UFJF

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D. Sc.
UFJF

Prof. Delberis Araujo Lima, D. Sc.
PUC-Rio

*À minha família e amigos, pelo
amor incondicional e o apoio em
todos os momentos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa Paloma pelo grande amor, apoio, compreensão e companheirismo.

Aos meus pais pela força, grande amor e apoio, principalmente nos momentos mais difíceis desta caminhada.

À orientadora Débora, pela oportunidade, paciência e, sobretudo, as discussões técnicas, de extrema importância para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Leandro, pelas discussões técnicas e amizade.

Agradecimento especial aos meus padrinhos Jorge e Heliamar, meus avós Hélio, Marlene e Terezinha, pelo amor incondicional.

Às minhas irmãs e sobrinho pelo carinho.

Aos meus sogros, Roberto e Luciene, pela amizade e apoio.

A CAPES pelo apoio financeiro.

Aos professores da Faculdade de Engenharia/UFJF, de grande importância em minha formação acadêmica através da transferência de conhecimentos e a amizade.

A todos os amigos da Faculdade de Engenharia, que acompanharam de perto toda esta trajetória.

A Deus, pela oportunidade de conhecer todas estas pessoas que tanto contribuíram não só no desenvolvimento deste trabalho, mas também no desenvolvimento profissional e pessoal.

RESUMO

Neste trabalho desenvolveu-se uma ferramenta para análise de falhas, sendo os modelos de diversos equipamentos do sistema elétrico considerados de forma detalhada, permitindo a análise multifásica do sistema, representando-o da maneira mais generalizada e realista possível. A metodologia desenvolvida para análise de falhas baseia-se no método de injeção de correntes a n condutores em coordenadas retangulares, onde utiliza-se o método de Newton-Raphson no processo de solução e todas as grandezas são definidas diretamente em coordenadas de fase. A modelagem de todo o sistema elétrico é realizada baseando-se em elementos que compõem as estruturas dos equipamentos em seus modelos, sendo que estes elementos podem estar conectados das mais diversas maneiras. As próprias condições de curto-circuito são modeladas por meio de elementos, conectados em diferentes configurações. Também a inclusão dos controles é feita de forma otimizada. Com a modelagem considerada, o sistema a ser solucionado é o estritamente necessário, e, portanto, a metodologia apresenta-se bastante eficiente. A metodologia também se mostra bastante flexível, pois é capaz de representar equipamentos com qualquer número de condutores nas mais diversas configurações, permitindo representar desequilíbrios, acoplamentos mútuos, sistemas de aterramento e cabos neutros explicitamente, e permitindo modelar diversos tipos de falhas, dentre outras características. Desta forma, a metodologia possibilita análises bastante completas, sendo que a representação do sistema pode ser feita com o nível de detalhe que for possível e desejável em cada situação. A ferramenta desenvolvida é bastante abrangente sendo capaz de simular sistemas equilibrados ou desequilibrados, radiais ou reticulados, diversos tipos de falhas (como curtos-circuitos em derivação, interno e simultâneo, ou abertura série), podendo ser aplicada em sistemas de transmissão, subtransmissão, distribuição, e industriais, inclusive de grande porte.

Palavras-chave: Método de Injeção de Correntes. Sistemas de Distribuição Desequilibrados. Análise de Falhas. Falhas Internas.

ABSTRACT

In this work a tool for fault analysis was developed, and models of many electrical systems equipment were considered in detail, allowing the analysis of multiphase systems by representing it in a more general and realistic way possible.

The methodology developed for fault analysis is based on the current injection method in rectangular coordinates, where the Newton-Raphson method is used in the solution process and all quantities are defined directly in phase coordinates.

The modeling of the entire electrical system is made based on elements which assemble the structures of equipment in their models, and these elements can be connected in various ways. Even the short circuit conditions are modeled by elements connected in different configurations. Also the inclusion of controls is done optimally. With the considered modeling the system to be solved is the strictly necessary, and therefore, the method shows to be efficient.

The methodology is also very flexible because it is able to represent equipments with any number of conductors in many different configurations, allowing the representation of imbalances, mutual couplings, groundings and neutral cables explicitly, and allowing to model various types of faults, among other features. Therefore, the methodology allows fairly complete analysis, and the representation of the system can be made with the level of detail that is possible and desirable in every situation.

The tool developed is quite ample being able to simulate balanced or unbalanced, radial or meshed systems, various types of failures (such as shunt short circuits, internal faults, simultaneous fault, and series opening), it can be applied to the transmission, subtransmission, distribution and industrial systems, including large scale systems.

Keywords: Current Injection Method. Unbalanced Distribution Systems. Fault Analysis. Internal Faults.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2 MOTIVAÇÕES	2
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO	14
1.5 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO	16
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 METODOLOGIA E MODELAGEM PARA ANÁLISE DE FALHAS	17
2.1 INTRODUÇÃO	17
2.2 MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS	19
2.2.1 Linhas de Transmissão e Alimentadores de Distribuição	20
2.2.2 Cargas	25
2.2.3 Geradores e Subestações	30
2.2.4 Transformadores	40
2.2.5 RLC	49
2.2.6 Sistemas de Aterramento	54
2.2.7 Modelagem dos Tipos de Falhas	55
2.3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHAS EM SISTEMAS MULTIFÁSICOS	57
2.4 CONCLUSÕES	61
3 RESULTADOS	63
3.1 INTRODUÇÃO	63
3.2 SISTEMA 3 BARRAS	64

3.2.1 – Análise do Sistema Aterrado por Alta Impedância	65
3.2.2 – Análise do Sistema Isolado	70
3.3 SISTEMA IEEE 4 BARRAS	76
3.4 SISTEMA IEEE 13 BARRAS	83
3.5 SISTEMA NEV	85
3.6 SISTEMA IEEE 34 BARRAS	91
3.7 CONCLUSÕES	96
4 CONCLUSÕES	98
4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	98
4.2 TRABALHOS FUTUROS	99
REFERÊNCIAS	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Elemento genérico	19
Figura 2.2 - Modelo de linhas	21
Figura 2.3 - Modelo de um elemento carga genérico	27
Figura 2.4 - Modelo de gerador ou subestação – fontes de tensão internas seguidas de impedâncias	31
Figura 2.5 – Algoritmo de construção da matriz admitância nodal do transformador	41
Figura 2.6 - Modelo de falhas internas em transformadores	42
Figura 2.7 - Modelo matricial de um transformador genérico	45
Figura 2.8 – Modelo de componente RLC com conexão estrela aterrada	50
Figura 2.9 – Modelo de componente RLC com conexão delta	54
Figura 2.10 – Representação esquemática dos modelos de falhas	56
Figura 2.11 - Algoritmo da metodologia proposta	58
Figura 3.1 - Sistema 3 barras	64
Figura 3.2 - Sistema IEEE 4 barras	76
Figura 3.3 – Resultados da simulação	78
Figura 3.4 – Variação das tensões em relação ao percentual de enrolamento do transformador considerado no curto	79
Figura 3.5 – Variação das correntes em relação ao percentual de enrolamento do transformador considerado no curto	79
Figura 3.6 - Variação das tensões em relação ao percentual de enrolamento do transformador em delta considerado no curto	81

Figura 3.7 – Variação das correntes em relação ao percentual de enrolamento do transformador em delta considerado no curto	81
Figura 3.8 - Resultados da simulação	82
Figura 3.9 – Sistema IEEE 13 barras	84
Figura 3.10 – Sistema NEV	87
Figura 3.11 – Poste 16	88
Figura 3.12 – Valores das correntes em cada caso	89
Figura 3.13 - Curto-circuito trifásico - Barra 812 - Correntes da subestação	92
Figura 3.14 - Curto-circuito trifásico - barra 812 - Correntes no ponto de falha	93
Figura 3.15 - Curto-circuito trifásico - barra 848 - Correntes da subestação	93
Figura 3.16 - Curto-circuito trifásico - barra 848 - Correntes no ponto de falha	94
Figura 3.17 - Curto-circuito monofásico - barra 812 - Correntes da subestação	95
Figura 3.18 - Curto-circuito monofásico - barra 812 - Correntes no ponto de falha	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Módulos das tensões - Caso 1 - original, AAI	65
Tabela 2 – Módulo das tensões - Caso 2 – AAI e curto-circuito monofásico	66
Tabela 3 – Módulo das tensões - Caso 3 – AAI e curto-circuito monofásico, sem carga	67
Tabela 4 – Módulo das tensões - Caso 4 – AAI, falha simultânea	68
Tabela 5 – Módulo das tensões em todos os casos – AAI	69
Tabela 6 – Módulo das correntes em todos os casos – AAI	70
Tabela 7 – Módulo das tensões - Caso 1 – I	71
Tabela 8 – Módulo das tensões - Caso 2 – I e curto-circuito monofásico	72
Tabela 9 – Módulo das tensões - Caso 3 – I e curto-circuito monofásico, sem carga	73
Tabela 10 – Módulo das tensões em todos os casos – I	74
Tabela 11 – Módulo das correntes em todos os casos – I	75
Tabela 12 – Módulo das correntes – aterrado por alta impedância x isolado	75
Tabela 13 – Módulo das correntes de curto-circuito – IEEE 13 barras	85
Tabela 14 – Módulos das correntes – Sistema NEV	90
Tabela 15 - Correntes de curtos-circuitos trifásicos – metodologia proposta	92
Tabela 16 - Correntes de curtos-circuitos trifásicos – PSCAD	92
Tabela 17 - Correntes de curto-circuito monofásicas (A) – metodologia proposta ...	94
Tabela 18 - Correntes de curto-circuito monofásicas (A) – PSCAD	94

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um sistema elétrico de potência confiável, seguro e operando de forma eficiente é um dos principais suportes para o desenvolvimento econômico e social do país. Assim, os investimentos no setor elétrico aumentaram consideravelmente nas últimas décadas, sobretudo após diversos “apagões”, que culminaram em grandes prejuízos para toda a sociedade e nos mais diversos setores da economia. O sistema de potência mostrou-se uma infraestrutura estratégica para o país, tanto para a economia quanto para qualidade de vida da população.

Pôde-se observar também um grande crescimento da demanda de energia elétrica acompanhada de uma cobrança maior da população no que diz respeito à sua qualidade, e, sobretudo a confiabilidade dos sistemas elétricos, principalmente pelo conhecimento adquirido pela população sobre seus direitos como consumidor, o que exigiu a melhoria nos sistemas elétricos em diversas localidades.

Além disto, as características das gerações também vem se modificando. Por exemplo, têm ocorrido incentivos para investimentos em fontes alternativas de energia, inicialmente através do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e a diminuição das emissões de gases do efeito estufa, dentre outras questões ambientais, através de fontes como a eólica, biomassa, solar e também em pequenas centrais hidrelétricas. Atualmente, diversos leilões de energia têm sido realizados com participação específica de fontes alternativas de energia.

Assim, o que tem ocorrido, e é uma tendência cada vez mais forte, é que haja uma grande penetração de geração distribuída nos sistemas elétricos, com a vantagem de estarem normalmente a uma distância menor dos centros de carga, sendo esta geração conectada, muitas vezes, direto no sistema de distribuição. A geração distribuída que por um lado traz vantagens aos consumidores, normalmente aumenta a complexidade de operação e planejamento dos sistemas, especialmente para os sistemas de distribuição. Por exemplo, um requisito fundamental para a conexão de geradores distribuídos, além da regulação de tensão e qualidade de energia, é o nível de curto-circuito, determinado pela contribuição da geração distribuída mais a contribuição do restante da rede, o que

influencia na localização destas novas gerações. Assim, uma melhor representação da rede e da própria geração distribuída é importante para calcular estes níveis adequadamente. Tem-se então que análises mais complexas estão sendo cada vez mais necessárias na distribuição.

As próprias empresas de energia, buscando atender melhor seus objetivos, e obter lucro, têm procurado realizar a otimização dos seus sistemas, oferecendo ao mesmo tempo, um serviço confiável, seguro e com menores custos possíveis, através de novas tecnologias, novos equipamentos e, sobretudo, novas filosofias de operação e planejamento, tanto na geração quanto na transmissão e distribuição. Isto também tem sido notado em sistemas industriais com suas modernizações.

Todos estes fatores e vários outros, levam a modificações estruturais dos sistemas elétricos, seja na topologia ou devido às novas tecnologias utilizadas, daí a necessidade de melhorar a cada dia os procedimentos de operação e planejamento dos sistemas elétricos, e buscar novas tecnologias que levem a sistemas com maior eficiência e confiabilidade.

Para auxiliar os engenheiros na melhoria dos sistemas surge a importância em desenvolver novas ferramentas computacionais, aproveitando todo o potencial de processamento computacional existente atualmente. As ferramentas de simulação têm um impacto direto sobre o funcionamento eficiente dos sistemas e por isto é de grande interesse ferramentas bastante gerais, permitindo representar bem os principais equipamentos, para atender as atuais necessidades dos projetos de sistemas elétricos, especialmente os de grande porte.

1.2 MOTIVAÇÕES

Para que os engenheiros consigam alcançar condições operativas e um planejamento mais eficaz de seus sistemas, para a parte de estudos elétricos é de extrema importância o desenvolvimento de metodologias que consigam representar o sistema o mais próximo possível de suas condições reais, considerando suas diferentes topologias e os mais diversos equipamentos presentes neste sistema, além das novas características que vem aparecendo nos sistemas, a fim de que seus resultados expressem com alto grau de fidelidade o que realmente acontece, e assim os resultados das simulações possam auxiliar os profissionais nas suas decisões.

Algumas características dos sistemas elétricos de potência podem ser destacadas, as quais serão descritas na sequência.

Nos sistemas de transmissão, normalmente os desequilíbrios das redes são desprezados, uma vez que as linhas geralmente são transpostas, e a divisão de cargas entre as fases tende a ser mais equilibrada.

Os sistemas de distribuição apresentam comumente características que geram consideráveis desequilíbrios entre as fases: cargas distribuídas desequilibradas, assimetria nas linhas, circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos (PENIDO, 2008), podendo ocasionar em significativas correntes de retorno. Essas correntes aumentam as tensões dos neutros e podem causar grandes fluxos de corrente pela terra e pelos cabos neutros sob condições normais de operação. Isso gera problemas de qualidade de energia, pode causar interferência em sistemas de comunicação e equipamentos eletrônicos, aumenta as perdas nos sistemas, diminui a sensibilidade de equipamentos de proteção, gera falta de segurança para equipamentos e para humanos, e o desequilíbrio dificulta a operação do sistema (PENIDO, 2004).

Várias configurações são utilizadas em sistemas de distribuição, sendo uma bastante utilizada, a configuração trifásica a quatro condutores com múltiplo aterramento de neutro, isso ocorre devido ao fato da mesma possuir um menor custo de instalação, proporcionar uma maior segurança para equipamentos e pessoas e uma maior sensibilidade para proteção de faltas do que sistemas trifásicos a três condutores (ARAUJO, 2005), mas existem outras diversas configurações utilizadas: sistemas sem cabo neutro, aterramento por resistência ou por reatância, cabo neutro isolado, dentre outros.

Os sistemas industriais apresentam muitas características semelhantes aos de distribuição, como as diferentes configurações de redes, contendo partes trifásicas, bifásicas e monofásicas, apresentando desequilíbrios, etc. Além de outras características, como por exemplo, em muitos casos terem toda sua filosofia de funcionamento, principalmente proteção, baseada em um específico esquema de aterramento; possuem muitas redes subterrâneas com fortes acoplamentos mútuos entre fases e circuitos; dentre outras características diferenciadas destes sistemas.

Com relação às metodologias de simulação dos sistemas, destacam-se algumas características na sequência, enfatizando as metodologias de cálculo de fluxo de potência e de análise de falhas, sendo que questões semelhantes muitas vezes são verificadas em vários outros tipos de metodologias.

Grande parte das metodologias de análise de sistemas elétricos em regime permanente, por exemplo, de cálculo de fluxo de potência, partem do princípio que os sistemas trifásicos podem ser considerados equilibrados, sendo necessário, portanto, apenas a modelagem de sequência positiva, ou, a modelagem monofásica equivalente do sistema para a solução deste problema. Os resultados obtidos com estas metodologias podem até ser suficientes para alguns estudos, porém, mesmo em sistemas de transmissão, os resultados serão confiáveis apenas se os desequilíbrios forem realmente pequenos e se as linhas fossem perfeitamente transpostas, o que não ocorre em todos os casos.

As metodologias para análise de falhas, em grande parte, consideram também muitas vezes modelos de redes e equipamentos simplificados, considerando-os simétricos e equilibrados. Para a simulação de falhas em si, até considera-se o desequilíbrio intrínseco de algumas falhas, muitas vezes utilizando o método das componentes simétricas, utilizando as redes de sequência, porém, para a modelagem dos sistemas normalmente são feitas simplificações.

Destaca-se ainda que a própria aplicação do método das componentes simétricas incorpora muitas vezes simplificações na análise e não é o mais adequado para todos os casos, por exemplo, a análise de falhas sérias e simultâneas em sistemas desequilibrados introduzem acoplamentos entre as redes de sequência, causando a perda da principal vantagem das componentes simétricas, semelhantemente o que ocorre com linhas monofásicas e bifásicas ou trifásicas não perfeitamente transpostas, que também geram acoplamento entre as redes de sequência, sendo consideradas na maioria das vezes simplificações.

Assim, para análise de falhas, principalmente as assimétricas, é importante a modelagem detalhada dos sistemas e uma representação melhor da própria condição de falha, por exemplo, considerando representação de desequilíbrios, questões de acoplamentos, etc.

Outro ponto que merece destaque é que, a maioria das metodologias de análise de sistemas elétricos não representa explicitamente os cabos neutros, incorporando seus efeitos nas fases através da redução de Kron, ou simplesmente desconsideram seus efeitos, apesar da grande utilização de cabos neutros nos sistemas elétricos de distribuição. Os sistemas de aterramento muitas vezes são desconsiderados também. Estes dois fatores podem levar a resultados incorretos, especialmente em sistemas mais desequilibrados. É importante perceber que, de uma forma geral, o método ou filosofia

de aterramento do neutro possui pouca influência durante a operação normal do sistema elétrico, mas é de importância fundamental quando ocorre uma falha que envolva a terra (CAMPOS JR, 2009). O conhecimento das grandezas elétricas dos neutros e dos aterramentos, e os desequilíbrios dos sistemas pode ser de extrema importância em diversos estudos, por exemplo, análise de falhas, localização de falhas, qualidade de energia, dentre outros (CIRIC *et al.*, 2005).

A possibilidade de modelagem e análise de aterramentos e neutros é importante inclusive para a própria decisão da forma de aterrar os neutros em um sistema, o que requer considerações cuidadosas, pois o sistema elétrico deve ser projetado de forma a suportar as sobretensões normais e transitórias e as correntes resultantes do defeito fase-terra, além dessas análises serem importantes para definir o próprio sistema de proteção para que seja capaz de detectar e isolar a falta em tempo hábil para evitar danos aos equipamentos, instalações e a vida humana (CAMPOS JR, 2009).

Sabe-se que os próprios modelos dos equipamentos elétricos considerados nas mais diversas análises podem influenciar nos resultados obtidos, necessitando sempre de especial atenção na verificação da adequação em cada estudo dos modelos a serem utilizados. Particularmente, em grande parte das metodologias de análise de falhas, as contribuições das cargas são desconsideradas, apesar de influenciarem consideravelmente nos resultados de tensões e correntes (TAN *et al.*, 1997).

Também se destaca o maior interesse em eficiência energética, na integração de geração distribuída e a busca pelos *smart grids* que geram vários desafios nas análises especialmente dos sistemas de distribuição. Por isso é de geral interesse ter-se a capacidade de modelar o sistema de forma mais genérica para atender as atuais necessidades. A precisão das ferramentas de simulação tem um impacto direto sobre o funcionamento viável e ótimo de sistemas de distribuição (KOCAR *et al.*, 2012).

Assim, boas ferramentas de simulação são de extrema importância, pois seus resultados auxiliam na busca pela melhor execução dos processos já citados e abrem possibilidades para estudos mais detalhados, melhorando em última instância os sistemas elétricos, o que é um grande motivador para seguir nesta área de desenvolvimento de ferramentas, neste trabalho mais especificamente na área de análise de falhas, onde há questões que podem ser melhoradas.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Estudos realizados para análise de falhas são de extrema importância, e constantemente são desenvolvidas metodologias nesta área, e para melhorar as análises são também desenvolvidos modelos para uma representação mais completa dos sistemas e métodos de solução com menos simplificações quanto possível. A seguir será realizada uma revisão bibliográfica sobre análise de falhas, modelagem e solução detalhadas de sistemas.

Os primeiros métodos desenvolvidos para análises de falhas utilizavam como método de solução a teoria das componentes simétricas apresentadas por FORTESCUE (1919), e devido principalmente às limitações computacionais, esta ferramenta foi largamente utilizada nas décadas de 70 e 80, sobretudo pelas simplificações adotadas em seu processo de solução e na modelagem dos equipamentos, os quais diminuía as necessidades de processamento computacional. Métodos com esta abordagem podem ser verificados em ANDERSON (1973), STEVENSON (1986), KINDERMANN (1992). Porém, a análise de falhas por meio das componentes simétricas nem sempre é adequada, sendo necessárias simplificações e levando a limitações do método (por exemplo, em situações em que ocorre acoplamento entre as redes de seqüência).

Mesmo com tais limitações e apesar do grande desenvolvimento de processamento computacional alcançado nos últimos anos, a análise de falhas realizada por componentes simétricas ainda é largamente utilizada, como pode ser visto, nos três exemplos que se seguem.

Em ABDEL-AKHER e NOR (2010) é desenvolvido um método para análise de falhas para sistemas de distribuição desequilibrados. Neste método o autor chega a solução do curto-circuito da maneira tradicional, através das conexões das redes de seqüência. Porém, nos casos onde ocorre o acoplamento entre as redes, dois métodos de solução são propostos: um onde o acoplamento entre as fases é desconsiderado e depois ocorre a transformação de coordenadas de fase para as componentes simétricas. Outro onde primeiramente faz a transformação das coordenadas de fase para as componentes simétricas, e depois desconsidera os acoplamentos entre as redes de seqüência. Verifica-se que ainda assim, muitas simplificações são feitas na análise de falhas por componentes simétricas.

YAN *et al.* (2012), faz um estudo sobre linhas de transmissão com grande número de fases, neste caso, considerando doze fases. O autor destaca o atual interesse na

tecnologia de sistemas com altos números de fases, com a vantagem de maior capacidade de transmissão de potência. É apresentado um modelo de linhas em componentes simétricas e realizado um estudo de análise de falhas, onde o método de solução utilizado considera as componentes simétricas. Simulações são feitas considerando diversos tipos de falhas. Neste trabalho foram considerados apenas os modelos de geradores e linhas.

Em GEVORGIAN *et al.* (2012) é apresentada a modelagem de quatro tipos de geradores utilizados em plantas eólicas. Um dos objetivos do trabalho é encontrar a contribuição de cada um destes geradores para a corrente de curto-circuito. Isto é feito através de simulações no domínio do tempo no PSCAD, e seu valor em estado estacionário é encontrado também através do método das componentes simétricas.

A busca por análises mais confiáveis e resultados mais realistas impulsionaram estudos e propostas de análise de falhas feitas diretamente em coordenadas de fase, com a vantagem de não haver transformação de variáveis e nem perda de informações das grandezas tratadas no problema.

A primeira metodologia encontrada baseada na solução direta do sistema em coordenadas de fase foi proposta por LAUGHTON (1969), permitindo a solução de sistemas desequilibrados e faltas simultâneas, através de uma análise trifásica do sistema como linhas de transmissão, geradores e representação das diversas conexões de transformadores. Neste trabalho os cabos neutros não são tratados explicitamente, os modelos de carga não foram explorados, os equipamentos são modelados em uma estrutura matricial fixa da ordem 3×3 , além de serem consideradas outras simplificações de modelagem. Nesta mesma linha DASH (1972) utilizou o método proposto por LAUGHTON (1969), destacando a simplicidade da modelagem em coordenadas de fase, sobretudo das falhas, que podem ser embutidas diretamente nas matrizes admitância de barra ou impedância de barra do sistema. Porém também destaca que o transformador é o equipamento que necessita de maiores detalhes em sua construção e, portanto, maior complexidade do modelo. Este trabalho possui as mesmas limitações que LAUGHTON (1969).

KERSTING e PHILLIPS (1990) desenvolveram uma análise para sistemas de distribuição desequilibrados, onde o valor das impedâncias associadas ao modelo de linhas é desenvolvido a partir da versão modificada da equação de Carson, gerando uma matriz de ordem “número de condutores x número de condutores”, reduzida posteriormente para uma matriz de ordem 3×3 pela redução de Kron, a qual considera

simplificações. Os defeitos série e simultâneos também não foram explorados neste trabalho.

O método desenvolvido por CHEN *et al.* (1992) traz uma análise para sistemas de distribuição desequilibrados mais aprimorada, integrada com uma análise de fluxo de potência que dá os resultados de tensões e correntes pré-faltas. Foi desenvolvido para ser aplicado em sistemas de grande porte, inclui os diversos modelos e conexões de transformadores, representação de cogeração e contribuição das cargas modeladas como impedância constante a partir do fluxo de potência do caso base. O método de solução é baseado no método iterativo da compensação, aplicado em conjunto com ordenação ótima da fatoração da matriz admitância de barra para simulação das condições de falta, simulando inclusive faltas simultâneas.

O trabalho de HALPIN *et al.* (1994) utiliza o resultado do fluxo de potência do caso base que dá as condições pré-falta do sistema, a partir daí as correntes de curto-circuito são calculadas a partir dos nós terminais para a fonte, e fazendo o caminho inverso calculando as tensões pós falta nas barras. A modelagem dos componentes é feita a quatro condutores. Permite a modelagem de cargas combinadas como potência constante, corrente constante e impedância constante para o estudo de fluxo de potência, porém para análise de falhas, o modelo de carga é transformado para impedância constante. Permite a representação de cargas monofásicas, bifásicas ou trifásicas, onde uma impedância de alto valor é colocada nas fases onde não há a conexão da carga, dentre outras simplificações nos modelos de equipamentos, o que pode acarretar em erros numéricos.

O método desenvolvido por HE e TEO (1995) demonstra um cálculo direto do curto-circuito por coordenadas de fase, para sistemas desequilibrados e análise de faltas simultâneas, resolvendo o sistema a partir de um conjunto de equações lineares $[I] = [Y][V]$. Apesar de o autor destacar a simplicidade na forma de cálculo proposta, apenas os modelos de geradores e linhas foram utilizados.

BERMAN e XU (1998) propõem uma modelagem trifásica do sistema em coordenadas de fase, resolvendo sistemas desequilibrados, incluindo modelos de transformadores admitindo suas diferentes configurações. A análise de faltas simultâneas é feita através do teorema da superposição, porém ainda possui diversas simplificações na modelagem dos equipamentos.

MAO e MIU (2000) apresentam uma análise de falhas a partir do método iterativo da compensação para sistemas trifásicos desequilibrados e radiais, incluindo dois

métodos para modelos equivalentes de carga e ramais laterais, toda a modelagem do sistema é feita através de matrizes de ordem fixa 3×3 , onde os cabos neutros e terra são desconsiderados. No primeiro método, são utilizadas as tensões e correntes pré-faltas para determinar os modelos de ramais laterais e cargas. A carga é modelada como impedância constante, as mútuas entre as fases são desconsideradas. No segundo método é utilizado o modelo equivalente de Thévenin para encontrar uma única matriz que represente todos os ramos laterais e as cargas do sistema. As cargas podem ser representadas por modelos monofásicos, bifásicos ou trifásicos, com a colocação de um alto valor de impedância nas fases onde não há carga conectada, o que pode acarretar em erros numéricos. Além disso, como o sistema é modelado estritamente a três condutores, não há a representação explícita de cabos neutros e sistemas de aterramento, conseqüentemente, seus valores de tensão e corrente serão desconhecidos, e sua não representação pode levar a resultados errôneos.

Apesar do desenvolvimento de metodologias que utilizam coordenadas de fase em sua solução, a análise do sistema continuava sendo feita somente a três condutores. Elementos como, por exemplo, cabos neutros e condutores de terra tinham no máximo seus efeitos incorporados aos condutores de fase utilizando redução de Kron na matriz representativa do sistema elétrico. Desta maneira, as correntes e tensões nos condutores terra e cabos neutros eram inacessíveis, além disso, as análises poderiam resultar em valores errados de tensão e correntes de curto-circuito, como apresentado em CHEN e YANG (2001).

CHEN e YANG (2001) desenvolveu uma análise que melhorava a tradicional análise trifásica de faltas, fazendo uma análise a quatro fios, com representação de sistemas de aterramento e neutro de forma explícita, para sistemas de distribuição desequilibrados, utilizando o PSPICE para simulação. Os resultados das simulações realizadas por este trabalho demonstram a grande importância em se considerar o neutro e o sistema de aterramento nos cálculos das correntes e tensões do sistema, onde foi observado, que, quando o cabo neutro foi negligenciado para análise de sistemas desequilibrados, os valores de tensão e correntes foram errados, especialmente para análises de falhas.

Em SOUZA (2003) é apresentada uma análise de defeitos através de fluxo de potência continuado baseado no método de injeção de correntes trifásico, onde os parâmetros de continuação adotados foram as impedâncias de falta. O método permitiu a análise de sistemas desequilibrados na presença de defeitos em derivação, séries e

simultâneos, permitindo também a representação de ramais monofásicos e bifásicos, além disso, foi adotado o modelo polinomial para representação das cargas que podem combinar os modelos de impedância constante, corrente constante e potência constante, considerando sua conexão em estrela aterrada. Neste trabalho, os componentes e a representação dos defeitos são construídos a partir de modelos trifásicos, ou seja, toda a modelagem do sistema é constituída por matrizes de dimensão pré-definida de ordem 3x3. Os cabos neutros e sistemas de aterramento são desprezados ou seus efeitos são no máximo incorporados nas fases através da redução de Kron. Apesar de este método ter se apresentado robusto computacionalmente, a não representação explícita dos cabos neutros e sistemas de aterramento pode levar inclusive a resultados errôneos ou longe de seus valores reais, além de não se obter os valores de corrente e tensão nos cabos neutros. Estes valores são importantes, por exemplo, para estudos de coordenação e sensibilização de equipamentos de proteção.

BARAN e EL-MARKABY (2005) propõem uma extensão da análise trifásica de falhas por coordenadas de fase considerando o impacto de gerações distribuídas, onde seus geradores possuem inversores, que possibilitam a conexão destes no sistema elétrico em corrente alternada explorando e discutindo os resultados da contribuição destes tipos de geradores, salientando que os diferentes tipos de controles dos inversores influenciam diretamente na sua contribuição para a corrente de curto-circuito. Entretanto, apresenta resultados apenas da contribuição da geração distribuída. Este trabalho não realiza análise de faltas simultâneas.

CIRIC *et al.* (2005) propõe um método que utiliza coordenadas de fase para solução através do método iterativo da compensação híbrida, sendo a análise de faltas realizada de forma trifásica, ou seja, a matriz que representa o sistema é de ordem fixa 3x3. Este método é integrado a um programa de fluxo de potência, onde o sistema é analisado a cinco fios, e os condutores terra e neutro são representados explicitamente e para diferentes cenários de aterramento. Assim, o método proposto realiza a análise de curto-circuito através dos seguintes passos: primeiro resolve-se um fluxo de potência a cinco fios, como condição pré-falta, depois se faz a análise de faltas pelo método da compensação híbrida para um sistema trifásico a três fios, e com estes resultados resolve-se novamente um fluxo de potência a cinco fios, sendo calculadas, portanto, as correntes e tensões nos cabos neutros e sistemas de aterramento do sistema. Entretanto, simplificações são efetuadas em termos da metodologia de análise de falhas para simplificar o sistema a uma representação trifásica, em termos de modelagem (por

exemplo de transformadores), além disso, o método mostra-se limitado quanto a simulação de sistemas malhados.

TENG (2005) propõe um método para análise de curto-circuito para sistemas radiais de distribuição desequilibrados com modelagem trifásica em coordenadas de fase para resolução de faltas simples e simultâneas. A modelagem dos equipamentos pode ser feita a quatro fios, posteriormente é feita a redução de Kron, e a ordem do sistema fica 3×3 , com a consideração de geração distribuída modelada como uma máquina síncrona. Duas matrizes são desenvolvidas de acordo com a topologia do sistema de distribuição, usadas para analisar a variação de tensão nas barras, injeção de correntes nas barras e correntes nos ramos em condições de faltas. Estas duas matrizes de relação são a matriz de injeção de corrente da barra para o ramo (BIBC) e a matriz da corrente no ramo para a tensão na barra (BCBV). Como dito acima, esta análise é feita apenas para sistemas radiais, e também não representa explicitamente cabos neutros, sistemas de aterramento e equipamentos multifásicos, uma vez que a modelagem é fixa trifásica a três condutores.

O método proposto em WANG, CHEN e ZHOU (2008) utiliza a teoria de multi portas para simulação de faltas simples e simultâneas utilizando modelagem do sistema em coordenadas de fase em sistemas desequilibrados. Para solução do sistema, é feita uma série de transformações lineares, de forma que as submatrizes de ordem 3×3 dos equipamentos alocadas na matriz admitância nodal do sistema sejam diagonais, em seguida é resolvido o conjunto de equações $[U] = [Z] [I]$ encontrando as tensões nas barras onde ocorreram as faltas. Os autores destacam com relação ao seu trabalho a simplicidade do algoritmo, sua flexibilidade e tempo pequeno de simulação, porém possui algumas simplificações, sendo uma delas não representação explicitamente cabos neutros, sistemas de aterramento e equipamentos multifásicos, uma vez que a modelagem é limitada a três condutores.

Em RIANI (2008) é apresentada uma análise de defeitos em coordenadas de fase, e modelagem do sistema trifásico a quatro condutores, com a representação explícita do cabo neutro e impedâncias de aterramento. É utilizado um fluxo de potência continuado baseado no método de injeção de correntes trifásico a quatro condutores em coordenadas retangulares, aplicando-se o método de Newton-Raphson para solução, e da mesma forma que apresentado em SOUZA (2003), os parâmetros de continuação adotados foram as impedâncias de falta, permitindo a análise de sistemas desequilibrados na presença de defeitos em derivação, séries e simultâneos, permitindo

também a representação de ramais monofásicos e bifásicos, além disso, foi adotado o modelo ZIP para representação das cargas que podem combinar os modelos de impedância constante, corrente constante e potência constante. Caso o curto-circuito ocorra eletricamente perto das cargas, ou seja, se apresentarem grande afundamento de tensão, as cargas são transformadas para o modelo de impedância constante para garantir a convergência. Neste trabalho, os componentes e a representação dos defeitos são construídos a partir de modelos trifásicos a quatro condutores, ou seja, toda a modelagem do sistema é constituída por matrizes de dimensão pré-definida de ordem 4x4. Seus modelos não são generalizados e artifícios incluídos no processo de solução podem dificultar a convergência.

TENG (2010) apresenta um novo trabalho na mesma linha de seu trabalho citado anteriormente, porém resolvendo faltas simples e simultâneas para sistemas de distribuição fracamente malhados. Sua formulação das duas matrizes de relação, BIBC e BCBV, é analisada separadamente entre as partes radiais e malhadas do sistema. O autor novamente destaca para seus trabalhos vantagens como alta velocidade e a baixa memória requerida, devido principalmente a não utilização da matriz admitância nodal. Porém, a modelagem do sistema permanece trifásica a três condutores, e possui as mesmas limitações que seu trabalho anteriormente citado, além disso, possui problemas em simular sistemas fortemente malhados.

LIN e OU (2011) desenvolve uma análise de falhas utilizando o método iterativo da compensação híbrida como resolução para sistemas de distribuição desequilibrados explorando modelagem trifásica do sistema, que pode ser modelada a quatro fios e retornando a configuração trifásica pela redução de Kron, com representação de geração distribuída modelada como máquinas síncronas, e utilizando duas matrizes contendo informações da topologia da rede de distribuição. Estas duas matrizes são nomeadas de injeção de corrente da barra para os ramos (BI) e correntes nos ramos para tensões nas barras (ZV-BC). Com apropriadas considerações sobre as condições de contorno dos vários tipos de falta a solução do sistema é encontrada, simulando inclusive faltas simultâneas. Os autores destacam o menor tempo de processamento pela não utilização da matriz admitância nodal. Entretanto, não representa cabos neutros e sistemas de aterramento explicitamente, o que pode levar a resultados errôneos, além de não poder analisar sistemas malhados.

TERZIJA *et al.* (2011) propõe um método que utiliza coordenadas de fase e o método da compensação híbrida para o cálculo do curto-circuito, com ou sem geração

distribuída, e apresenta uma nova fórmula para cálculo de resistência de arco, caracterizada por uma função não linear dependente da magnitude da corrente de curto-circuito. Utiliza fluxo de potência trifásico como condição pré-falta. Um método iterativo é utilizado para calcular a resistência de arco, que, como dito anteriormente, depende da corrente de curto-circuito. Inicialmente o valor da resistência de arco é igual à zero, calcula-se a corrente de curto-circuito e atualiza-se o valor da resistência de arco, até que a diferença entre a resistência de arco da iteração anterior e a atual seja menor que uma tolerância. Na maioria dos métodos, a resistência de arco é negligenciada ou assumida como constante, assim o método proposto oferece uma análise mais realista para faltas a arco em redes de distribuição. Contudo, o método é capaz de simular apenas sistemas radiais.

FILOMENA *et al.* (2011) apresenta um algoritmo para análise de falhas para sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados considerando a estimativa da resistência de falha, em coordenadas de fase. O algoritmo é composto por duas sub-rotinas: uma para estimar a impedância de falha e outra para cálculo das tensões e correntes pós-falha. A impedância de falha é considerada constante e puramente resistiva. As tensões e correntes são calculadas através da solução de um conjunto de equações algébricas lineares, através de $[I] = [Y][V]$, onde: $[I]$ é a matriz de injeção corrente nas barras, $[Y]$ é a matriz admitância que representa o sistema elétrico e $[V]$ é a matriz de tensões nas barras. O algoritmo utiliza um fluxo de potência trifásico para dar as condições pré falta do sistema. O autor indicou que o algoritmo apresentou bons resultados, porém, destaca que sua eficiência diminui para análise de sistemas reticulados e com a consideração de geração distribuída.

LEDESMA (2012) apresenta uma metodologia para análise de faltas em sistemas de distribuição pelo método de injeção de correntes em coordenadas de fase retangulares, onde o sistema elétrico é modelado a quatro condutores. O processo de solução se dá através de dois métodos: direto e iterativo. No método direto, as cargas do sistema são modeladas como impedância constante, assim a convergência do problema é alcançada com uma iteração. No método iterativo, as cargas são inicialmente modeladas como impedâncias constantes, e são calculadas as tensões de defeitos, em seguida, é feita uma análise das tensões nodais para cada iteração futura, de tal modo que: se a tensão for inferior a 0,85 pu ou superior a 1,15 pu, as cargas conectadas ao nó são modeladas como impedância constante, caso contrário, o modelo original da carga é adotado. Esta metodologia é limitada em termos de análises realmente multifásicas.

Em KOCAR *et al.* (2012) é apresentada uma análise de falhas em coordenadas de fase, através da formulação da matriz admitância de sistemas de distribuição desequilibrados e com a inclusão de geração distribuída, esta técnica de solução resulta em uma matriz esparsa, que é resolvida através de um algoritmo de fatoração LU. A representação das falhas é feita através de chaves, incluindo equações no sistema a ser resolvido. São considerados apenas os modelos de geradores, linhas e transformadores.

Em OU (2013) é apresentado um método de análise de faltas em coordenadas de fase considerando a contribuição de *microgrids*, definido como um conjunto de geradores distribuídos, podendo ser células solares, sistemas eólicos, dentre outros. A metodologia para análise de faltas se dá pela construção de duas matrizes de relação: matriz de injeção de corrente nos ramos das barras (BI) e matriz que representa a relação entre as correntes nos ramos e tensões nas barras, ou seja, uma matriz de impedância que representa o sistema (ZV – BC). A modelagem do sistema é trifásica a três condutores, e os efeitos de cabos neutro e terra são incorporados às fases através da redução de Kron. As condições pré-falta do sistema são dadas pela solução do fluxo de potência do caso base. O algoritmo permite a simulação de sistemas de distribuição desequilibrados, com a consideração de acoplamentos mútuos ou não. O trabalho apresenta bons resultados, porém o trabalho limita-se aos modelos de linhas e geradores, além de não representar cabos neutros e sistemas de aterramento explicitamente, o que pode levar a resultados errôneos.

No que diz respeito à modelagem e solução detalhada de sistemas, PENIDO (2008) apresenta uma metodologia de análise de sistemas elétricos pelo método de injeção de correntes a n condutores em coordenadas de fase retangulares, apresentando modelos bastante detalhados de diversos equipamentos presentes no sistema elétrico de potência, a n condutores, com impedância mútua ou não, representação explícita de cabos neutro e terra e equipamentos que possuem função de controle, incluídos de forma otimizada. O foco deste trabalho foi a solução de fluxo de potência em sistemas de distribuição, apresentando bons resultados e se mostrando bastante completo.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para análise de falhas em regime permanente que permita representar o sistema elétrico da maneira

mais generalizada e realista possível, com especial aplicação para sistemas elétricos de distribuição, mas que possa ser empregada também para sistemas de transmissão e industriais.

Busca-se que a metodologia em termos de modelagem, consiga representar especialmente os sistemas elétricos desequilibrados de forma mais detalhada.

Além disto, a metodologia proposta deverá ser capaz de simular os diversos tipos de falhas (defeitos) em sistemas elétricos, inclusive aqueles que não são comuns em sistemas de transmissão, mas são comuns em sistemas de distribuição, como exemplo, abertura série com contato com o solo, defeitos simultâneos, contatos (curtos-circuitos) em cabos com níveis de tensão diferentes (média e baixa tensão) e contato com o neutro, além de aberturas monopolares de equipamentos (por exemplo, de fusíveis). Serão também propostos modelos para os transformadores que permitam a simulação de defeitos internos.

Em termos computacionais busca-se que a metodologia seja robusta e flexível.

Pretende-se que a metodologia desenvolvida seja capaz de analisar os mais diversos tipos de sistemas: equilibrados ou desequilibrados, radiais ou reticulados, com cabos neutros ou não, com diversos esquemas de aterramento e com presença de geração distribuída, dentre outras características possíveis de serem encontradas nos sistemas reais.

Os equipamentos dos sistemas poderão ser representados através de modelos adequados para cada estudo, permitindo inclusive modelos mais completos que considerem, por exemplo, representação de desequilíbrios, influência de impedâncias mútuas, funções específicas de controle, com conexões nas mais diferentes configurações e com qualquer número de fases.

Espera-se que a metodologia e modelos propostos nesta dissertação contribuam para melhorar as análises dos sistemas, mais especificamente a análise de falhas, buscando um melhor aproveitamento e qualidade dos sistemas elétricos de potência.

1.5 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO

OLIVEIRA, K. L. M.; CARVALHO FILHO, M.; BENETELI, T. A. P.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R.; “Aplicação de Métodos Computacionais para a Elaboração de um Projeto Básico de um Parque Eólico e Estudos de Conexão”, 11 Congreso Interamericano de Computación Aplicada a la Industria de Procesos.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R.; CARVALHO FILHO, M.; “A Fault Analysis Algorithm for Unbalanced Distribution Systems”, Submetido em 03/02/2014 para publicação, IEEE Latin America.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R.; CARVALHO FILHO, M.; “An Enhanced Tool for Fault Analysis in Multiphase Electrical Systems”, Submetido em 05/03/2014 para publicação, International Journal of Electrical Power and Energy Systems.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R.; CARVALHO FILHO, M.; SOUSA, P. H.; OLIVEIRA, T. T.; BENETELI, R. E. S.; “Análise dos Impactos de Simplificações nos Estudos de Falhas em Sistemas Elétricos Desequilibrados”, 11 INDUSCON.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, outros três capítulos compõem o trabalho.

No capítulo 2 é apresentada a metodologia desenvolvida para análise de falhas, bem como o desenvolvimento dos modelos dos principais equipamentos do sistema elétrico e das condições de falhas para esta metodologia, inclusive com a formulação desenvolvida para controles, quando existentes.

No capítulo 3 são apresentados os resultados e as análises realizadas com a metodologia desenvolvida, a partir de testes e simulações em sistemas elétricos.

No capítulo 4 são apresentadas as conclusões gerais do trabalho e os trabalhos futuros.

2 METODOLOGIA E MODELAGEM PARA ANÁLISE DE FALHAS

2.1 INTRODUÇÃO

As ferramentas de análise de sistemas elétricos de potência são extremamente necessárias para o planejamento e a operação dos mesmos. Sendo que a análise de falhas é um dos estudos mais importantes, tornando essencial a sua realização. Os resultados obtidos neste estudo são utilizados em diversas outras atividades, como o dimensionamento de condutores e outros equipamentos, definições de sistemas de aterramentos, ajustes do sistema de proteção, dentre outros.

Usualmente, para análises de falhas, os principais equipamentos dos sistemas elétricos são modelados por meio das componentes simétricas, assim como, as condições de contorno das falhas. Nas metodologias tradicionais, estas condições determinam às conexões das redes de sequência e como deve ser realizado o cálculo das correntes e tensões de falhas. Há algumas décadas, métodos para soluções baseados em componentes simétricas eram muito empregados principalmente devido às simplificações realizadas nos cálculos que vinham de encontro a solução do problema da limitada capacidade de processamento computacional da época. Atualmente, estes métodos ainda são largamente utilizados, pois existe uma grande base bibliográfica e ferramentas computacionais baseadas em componentes simétricas.

Porém, o uso das componentes simétricas em estudos envolvendo os sistemas elétricos multifásicos e/ou desequilibrados não é indicado e pode levar a erros consideráveis (ANDERSON, 1973 e PENIDO, 2008). Além disso, atualmente, as limitações de capacidade de processamento computacional foram superadas, e análises de falhas realizadas diretamente em coordenadas de fase tornaram-se computacionalmente viáveis e de bastante interesse.

De maneira geral, para análise de falhas em regime permanente, pode-se verificar o desenvolvimento de novas metodologias e modelos mais completos de equipamentos nos últimos anos, que conduziram a uma melhor qualidade dos resultados das simulações. Porém, a maioria destas metodologias (OU, 2013), (KOCAR *et al.*, 2012), (FILOMENA *et al.*, 2011) ainda possui diversas limitações: não permitem representar

explicitamente os cabos neutros e os aterramentos, não permitem simular sistemas malhados, não permitem representação de acoplamentos mútuos, dentre outras limitações.

Com relação a análise de falhas, vale destacar o problema da falta da representação dos cabos neutros e aterramentos, pois em diversos estudos as grandezas associadas a eles são de extrema importância seja no planejamento ou na operação, especialmente em estudos das proteções e de sistemas de aterramento.

Diante do exposto, decidiu-se desenvolver uma ferramenta para análise de falhas baseada no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares a n condutores, desenvolvido em PENIDO (2008) e PENIDO *et al.* (2013). A ideia se tornou atrativa, pois a metodologia de solução considerada permite a representação de sistemas elétricos com um grande nível de detalhes.

Logo, a metodologia desenvolvida neste trabalho baseia-se no método de injeção de correntes a n condutores em coordenadas retangulares, realizando a solução dos sistemas diretamente em coordenadas de fase. Toda a modelagem do sistema, seja dos equipamentos ou das condições de falhas, é modelada em termos de elementos, onde, cada elemento gera contribuições de injeções de correntes, para o vetor independente que é formado pelo somatório das contribuições de injeção de correntes de cada um dos elementos presentes no sistema para os nós em que estão conectados e equações de controle, quando existentes, e para a matriz Jacobiana do método que é formada pelo somatório das derivadas de primeira ordem das equações de injeção de correntes de cada um dos elementos presentes no sistema para os nós em que estão conectados e equações de controle, quando existentes, em relação às variáveis de estado do problema, que podem ser, por exemplo, as tensões nodais em parcelas reais e imaginárias, as gerações ativa e reativa dos geradores, dentre outras. Esta modelagem garante grande flexibilidade para representação das diferentes configurações em que se encontram os equipamentos no sistema elétrico e a solução sempre otimizada do sistema de equações.

Nas próximas seções deste capítulo serão apresentados os modelos e a metodologia proposta neste trabalho para análise de falhas em coordenadas de fase.

2.2 MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS PARA ANÁLISE DE FALHAS

Nesta seção serão apresentados os modelos considerados para os componentes dos sistemas elétricos de potência para a metodologia de análise de falhas. Para cada modelo serão apresentadas as contribuições dos elementos para o vetor independente e para a matriz Jacobiana do método de solução considerado neste trabalho. Serão também discutidas algumas características de modelagem dos equipamentos.

A modelagem apresentada a seguir baseia-se na modelagem definida em PENIDO (2008), sendo neste trabalho alguns modelos ajustados e/ou melhorados para análise de falhas. Definiu-se em PENIDO (2008) uma modelagem chamada de “por elementos”, onde elemento é uma estrutura conectada entre dois nós, que possui um determinado valor de impedância, sendo que na realidade os modelos dos equipamentos são formados por um ou mais elementos conectados das mais diferentes maneiras. A Figura 2.1 apresenta um elemento genérico conectado entre os nós k e m do sistema:



Figura 2.1 - Elemento genérico

Onde:

Z_{km} = é a impedância entre os nós k e m ;

$Y_{km} = Z_{km}^{-1}$ é a admitância entre os nós k e m ;

I_{km} é a corrente do nó k para m ;

I_{mk} é a corrente do nó m para k ;

As contribuições de injeções de correntes deste elemento são apresentadas nas equações (2.1) e (2.2).

$$I_{km} = Y_{km} (V_k - V_m) \quad (2.1)$$

$$I_{mk} = Y_{km} (V_m - V_k) \quad (2.2)$$

Assim, a partir das contribuições combinadas dos diferentes elementos, em diferentes conexões, pode-se obter a modelagem de vários equipamentos. Desta forma serão apresentados na sequência os principais modelos de equipamentos, onde serão apresentadas para cada um deles, as contribuições de injeção de correntes, contribuições para o vetor independente e matriz Jacobiana do método.

Ressalta-se ainda que nesta metodologia não existe a criação de nós fictícios conforme foi feito em GARCIA *et al.* (2000) e PENIDO (2004) para completar a estrutura blocada, utilizada naqueles trabalhos, para representar fases faltantes (por exemplo necessária para representar linhas bifásicas ou monofásicas), sendo assim, na metodologia proposta, o tamanho do sistema a ser solucionado será sempre o estritamente necessário.

2.2.1 Linhas de Transmissão e Alimentadores de Distribuição

Inicialmente, para estudos de falhas através das componentes simétricas, as linhas de transmissão usualmente são consideradas perfeitamente transpostas, desta forma, as impedâncias mútuas entre as fases são consideradas iguais, e chega-se ao modelo de linhas de transmissão com as componentes intersequenciais iguais a zero, com isto desacoplando as sequências e tornando os cálculos mais simples.

Porém, esta simplificação deve ser utilizada cuidadosamente, pois nem todas as redes são perfeitamente transpostas. Diversas linhas de subtransmissão e praticamente todos os alimentadores de distribuição não são transpostos. Ainda, nos alimentadores de distribuição geralmente são encontrados ramais monofásicos e bifásicos, o que torna a representação destes alimentadores em termos de suas componentes de sequência praticamente inviável, pois acaba com a principal vantagem da transformação de componentes de fase em componentes simétricas, que é o desacoplamento entre as componentes de sequência.

Outro aspecto relevante em relação à modelagem dos alimentadores de distribuição são os cabos neutros. Diversas metodologias, inclusive baseadas em soluções de falhas em coordenadas de fase, fazem a incorporação de efeitos dos cabos

neutros nos cabos de fase através da redução de Kron, e para tanto algumas vezes realizam simplificações, outras metodologias simplesmente desconsideram estes cabos. Em sistemas solidamente aterrados a redução de Kron apresenta resultados corretos (apesar dos valores de tensão e corrente nestes condutores neutros ficarem inacessíveis), mas em caso de sistemas sem aterramento sólido, os resultados são aproximados ou até incorretos.

Como a modelagem dos equipamentos neste trabalho é geral (não possui estruturas em blocos de dimensões pré-definidas ou utiliza qualquer outro artifício matemático), permite-se modelar as linhas e alimentadores com qualquer número de condutores (inclusive ramais monofásicos e bifásicos), representação de mútuas, acoplamento entre linhas próximas com mesma tensão nominal ou tensão diferente, dentre outras características.

A Figura 2.2 mostra o modelo π equivalente a parâmetros concentrados de uma linha genérica a n condutores utilizado neste trabalho.

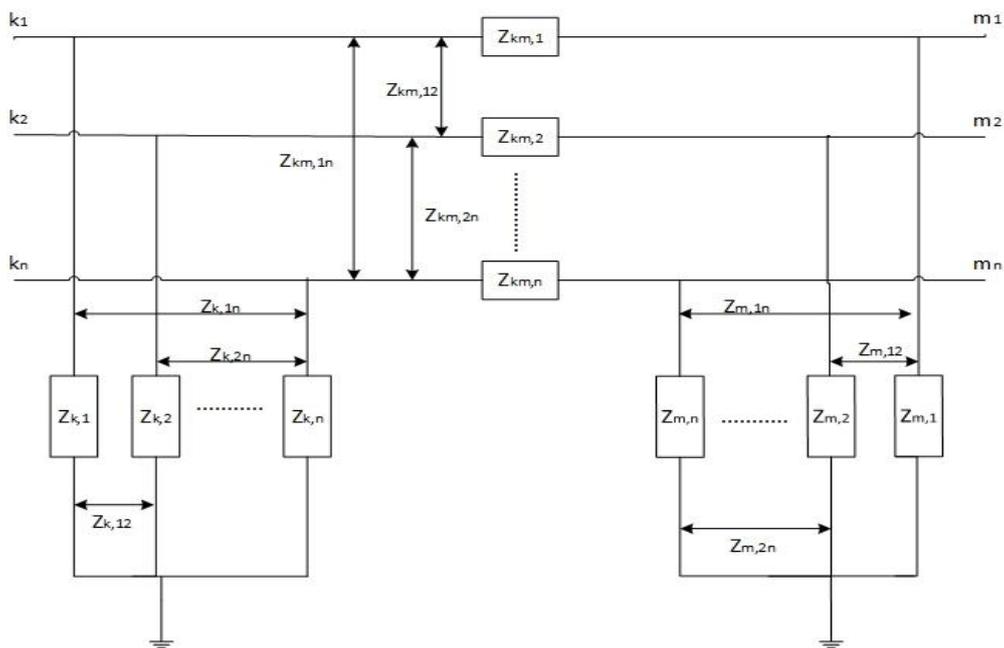


Figura 2.2 - Modelo de linhas

Onde:

$Z_{km,x}$ é a impedância própria entre os nós k e m da fase x ;

$Z_{km,xy}$ é a impedância mútua entre as fases x e y ;

$Z_{k,x}$ é a impedância em derivação na fase x do nó k ;

$Z_{k,xy}$ é a impedância mútua em derivação entre as fases x e y do nó k ;

$Z_{m,x}$ é a impedância em derivação na fase x do nó m ;

$Z_{m,xy}$ é a impedância mútua em derivação entre as fases x e y do nó m ;

Contribuições de injeções de correntes

Como apresentado na Figura 2.2, o modelo utilizado neste trabalho é um modelo π equivalente a parâmetros concentrados.

Apesar de a modelagem do sistema ser baseada em elementos, num primeiro momento, quando as impedâncias mútuas são consideradas, é necessária a construção da matriz de impedância primitiva da linha ou alimentador, de ordem $n \times n$, onde: n é o número de condutores da linha ou alimentador.

Para a representação de ramais monofásicos e bifásicos, é necessário apenas que se representem as conexões e fases existentes, não sendo necessária a complementação de alguma das fases com valores fictícios para simular tais condições (artifícios matemáticos praticados em algumas metodologias), o que faz com que o processamento dos dados ocorra de maneira otimizada, e, além disso, diminua os erros numéricos devido a tais simplificações.

As equações complexas, formadas a partir das contribuições dos vários elementos da linha, que determinam as contribuições de injeções de correntes de uma linha genérica apresentada na Figura 2.2 são expressas em (2.3) e (2.4):

$$\mathbf{I}_{km, \text{linha}} = \begin{bmatrix} Z_{km,1} & Z_{km,12} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,1n} \\ Z_{km,21} & Z_{km,2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & \cdot & \cdot \\ Z_{km,n1} & Z_{km,n2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,nm} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{k1} - V_{m1} \\ V_{k2} - V_{m2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{kn} - V_{mn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{k,1} & Z_{k,12} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{k,1n} \\ Z_{k,21} & Z_{k,2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{k,2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & \cdot & \cdot \\ Z_{k,n1} & Z_{k,n2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{k,nm} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{k1} \\ V_{k2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{kn} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\mathbf{I}_{mk, linha} = \begin{bmatrix} Z_{km,1} & Z_{km,12} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,1n} \\ Z_{km,21} & Z_{km,2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & \cdot & \cdot \\ Z_{km,n1} & Z_{km,n2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{km,nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{m1} - V_{k1} \\ V_{m2} - V_{k2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{mn} - V_{kn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{m,1} & Z_{m,12} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{m,1n} \\ Z_{m,21} & Z_{m,2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{m,2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & \cdot & \cdot \\ Z_{m,n1} & Z_{m,n2} & \cdot & \cdot & \cdot & Z_{m,nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{m1} \\ V_{m2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Contribuições para o vetor independente

A partir das contribuições de injeções de correntes calculadas através das expressões (2.3) e (2.4), as contribuições para o vetor independente de uma linha genérica são expressas por (2.5) e (2.6).

$$\mathbf{f}_{k,linha}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{km,linha}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{km,linha}^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{km,linha}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{km,linha}^n) \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\mathbf{f}_{m,linha}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{mk,linha}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{mk,linha}^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{mk,linha}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{mk,linha}^n) \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Contribuições para a matriz Jacobiana

As contribuições para a matriz Jacobiana de uma linha genérica são apresentadas em (2.7).

$$\mathbf{J}_3 = \begin{bmatrix}
V_{Re_{k1}} & V_{Im_{k1}} & V_{Re_{kn}} & V_{Im_{kn}} \\
\text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\
\text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\
\vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
\text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\
\text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right)
\end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$\mathbf{J}_4 = \begin{bmatrix}
V_{Re_{m1}} & V_{Im_{m1}} & V_{Re_{mn}} & V_{Im_{mn}} \\
\text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\
\text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\
\vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
\text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\
\text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{mk,linha}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right)
\end{bmatrix} \quad (2.11)$$

2.2.2 Cargas

Usualmente, para análise de falhas, as contribuições das cargas para as correntes de falhas eram desconsideradas, com a justificativa de que suas contribuições são muito menores se comparadas com as contribuições de outros equipamentos presentes no sistema elétrico de potência. Assim, um modelo de cargas muito utilizado para análise de falhas em componentes simétricas é composto por uma impedância de alto valor,

uma aproximação utilizada para representar um “circuito aberto”, nas três componentes de sequência.

No entanto, com o grande crescimento da demanda por energia elétrica, fato que já ocorre há algum tempo, percebeu-se uma maior importância de se representar as cargas, e assim diversos estudos acerca de uma melhor modelagem das cargas, que represente mais fielmente suas características, têm sido desenvolvidos (GARCIA, BRETAS e OLIVEIRA, 2013).

Dentre vários modelos para representar as cargas em análises em regime permanente, os mais utilizados são os modelos ZIP (polinomial) e o modelo exponencial. Ambos os modelos permitem que a carga seja modelada como potência constante, corrente constante, impedância constante ou uma combinação entre as três. Estes componentes são normalmente modelados como cargas equivalentes conectadas às barras do sistema, sendo que a potência consumida por eles pode variar conforme o seu tipo.

Para cálculos de fluxo de potência não há restrições em se utilizar os modelos de corrente constante ou potência constante, porém para estudos de falhas, tais modelos, dependendo da localização do curto-circuito, poderão trazer problemas de convergência para o sistema. Como uma forma de mitigar este problema, na maioria dos trabalhos desenvolvidos para análise de falhas por coordenadas de fase, os modelos originais de carga utilizados no cálculo de fluxo de potência são transformados para o modelo de impedância constante. Porém, nem sempre esta consideração representa de forma satisfatória o comportamento das cargas, podendo levar a resultados imprecisos principalmente no caso de falhas com alta impedância de contato.

Nos exemplos apresentados nesta dissertação todas as cargas serão representadas como impedância constante. O estudo do impacto da representação das cargas por diversos modelos é uma proposta de trabalho futuro.

Mesmo nos testes apresentados neste trabalho tendo-se escolhido trabalhar nas situações de falhas com as cargas modeladas em impedância constante, em termos de metodologia e implementação computacional decidiu-se fazer uma modelagem mais genérica. Isto porque, pode-se escolher manter os modelos de cargas definidos originalmente no arquivo de dados, e ainda, estes são os modelos utilizados pelo menos para o cálculo das condições pré-falta do sistema. Assim, este modelo mais geral é que será apresentado na sequência.

A metodologia proposta possibilita representar as cargas nas mais diferentes conexões (estrela, delta, dentre outros), inclusive cargas monofásicas e bifásicas, muito comuns em sistemas de distribuição, que são modeladas da mesma forma. Para cada carga devem ser determinadas as contribuições de injeções de correntes, para o vetor independente e para a matriz Jacobiana.

A representação de um elemento carga genérico conectado entre dois nós k e m é apresentado na Figura 2.3.

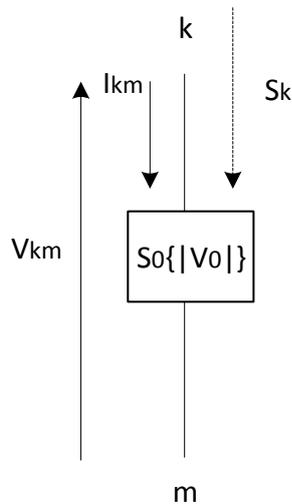


Figura 2.3 - Modelo de um elemento carga genérico

Onde:

$S_0 = P_0 + jQ_0$. Sendo que P_0 é a potência ativa medida na carga quando uma tensão nominal V_0 é aplicada em seus terminais e Q_0 é a potência reativa medida na carga quando a tensão nominal V_0 é aplicada em seus terminais;

Quando uma tensão V_{km} é aplicada nos terminais da carga, os valores de potência ativa e reativa podem ser expressos pelas equações (2.12) e (2.13) respectivamente.

$$P_{km} = P_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\alpha = P_{cor} |V_{km}|^\alpha \quad (2.12)$$

$$Q_{km} = Q_0 \left(\frac{|V_{km}|}{|V_o|} \right)^\beta = Q_{cor} |V_{km}|^\beta \quad (2.13)$$

Onde:

P_{cor} é a potência ativa da carga corrigida por uma tensão V_o ;

Q_{cor} é a potência reativa da carga corrigida por uma tensão V_o ;

Os parâmetros α e β indicam respectivamente as características de variação da parcela ativa e reativa da carga em relação a tensão.

Assim, pode-se escrever:

$$S_{km} = P_{km} + jQ_{km} = P_{cor} |V_{km}|^\alpha + jQ_{cor} |V_{km}|^\beta \quad (2.14)$$

Neste trabalho, por simplificação do equacionamento, foi adotado sempre $\alpha = \beta$, chegando a:

$$S_{km} = P_{cor} |V_{km}|^\alpha + jQ_{cor} |V_{km}|^\alpha \quad (2.15)$$

Como é possível a representação de cargas individualizadas no mesmo nó do sistema, se a carga tiver características diferentes de potência ativa e reativa, ela será representada como cargas distintas na metodologia proposta, conectadas no mesmo nó.

Destaca-se que para modelar a carga como impedância constante basta no equacionamento considerar os expoentes iguais a 2.

Contribuições de injeções de correntes

As contribuições de injeções de correntes de um elemento carga genérico conectado entre dois nós k e m quaisquer do sistema são dadas pelas equações (2.16) e (2.17).

$$I_{km,carga} = \left(\frac{S_{km}}{V_{km}} \right)^* \quad (2.16)$$

$$I_{mk,carga} = \left(\frac{S_{km}}{V_{mk}} \right)^* \quad (2.17)$$

Expandindo as equações (2.16) e (2.17), chega-se às equações de contribuições de injeções de correntes do elemento carga apresentado na Figura 2.3, conforme apresentado em (2.18), (2.19) e (2.20):

$$I_{km,carga} = |V_k - V_m|^\alpha \left(\frac{P_{cor} + jQ_{cor}}{V_k - V_m} \right)^* \quad (2.18)$$

$$I_{mk,carga} = |V_m - V_k|^\alpha \left(\frac{P_{cor} + jQ_{cor}}{V_m - V_k} \right)^* \quad (2.19)$$

$$I_{km,carga} = -I_{mk,carga} \quad (2.20)$$

Contribuições para o vetor independente

As contribuições para o vetor independente de um elemento carga genérico conectado entre dois nós k e m quaisquer do sistema são dadas pelas equações (2.21) e (2.22).

$$\mathbf{f}_{k,carga}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{km,carga}) \\ \text{Re}(I_{km,carga}) \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$\mathbf{f}_{m,carga}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{mk,carga}) \\ \text{Re}(I_{mk,carga}) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Contribuições para a matriz Jacobiana

As contribuições para a matriz Jacobiana de um elemento carga, genérico, conectado entre dois nós k e m quaisquer do sistema são dadas pela equação (2.23).

$$\mathbf{J}_{km,carga} = \begin{matrix} & & V_{Re_k} & & V_{Im_k} & & & & V_{Re_m} & & V_{Im_m} \\ \text{Im}(I_{km,carga}) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Re_k}} \right) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Im_k}} \right) & \dots & \dots & \dots & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Re_m}} \right) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Im_m}} \right) \\ \text{Re}(I_{km,carga}) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Re_k}} \right) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Im_k}} \right) & \dots & \dots & \dots & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Re_m}} \right) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Im_m}} \right) \\ & \cdot & & \cdot \\ & \cdot & & \cdot \\ \text{Im}(I_{mk,carga}) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Re_k}} \right) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Im_k}} \right) & \dots & \dots & \dots & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Re_m}} \right) & \text{Im} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Im_m}} \right) \\ \text{Re}(I_{mk,carga}) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Re_k}} \right) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Im_k}} \right) & \dots & \dots & \dots & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Re_m}} \right) & \text{Re} & \left(\frac{\partial I_{mk,carga}}{\partial V_{Im_m}} \right) \end{matrix} \quad (2.23)$$

Apenas para exemplificar, as derivadas relativas a função $I_{km,carga}$ são apresentadas nas equações (2.24) e (2.25), as demais derivadas podem ser encontradas de forma análoga.

$$\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Re_k}} = \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{Re_k} - V_{Re_m}) V_{km}^* - |V_{km}|^\alpha (P_{cor} - jQ_{cor})}{(V_{km}^*)^2} \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial I_{km,carga}}{\partial V_{Im_k}} = \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{Im_k} - V_{Im_m}) V_{km}^* + j |V_{km}|^\alpha (P_{cor} - jQ_{cor})}{(V_{km}^*)^2} \quad (2.25)$$

2.2.3 Geradores e Subestações

As alimentações dos sistemas elétricos de potência são representadas nos estudos pelos próprios geradores e/ou subestações. Para análise de falhas é importante utilizar modelos que se aproximem do comportamento real de um gerador ou subestação quanto o sistema estiver em condições de falha.

Em várias metodologias para análise de falhas através de componentes simétricas, os geradores geralmente são modelados como uma fonte atrás de uma reatância e são feitas as seguintes considerações:

a) A fonte é representada por uma tensão de sequência positiva, uma vez que é considerado que os geradores são trifásicos e as tensões internas são geradas equilibradas.

b) Para geradores de polos lisos considera-se que a reatância de sequência positiva e a de sequência negativa são iguais e a reatância de sequência zero pode ser diferente. Para geradores de polos salientes não pode ser garantido que a reatância de sequência positiva seja igual a reatância de sequência negativa. E com relação a estas questões referentes as representações das reatâncias existem tratamentos diferentes entre metodologias (RIANI, 2008), (ABDEL-AKHER e NOR, 2010).

Mas estas considerações não são totalmente corretas quando utilizadas no contexto de sistemas desequilibrados, especialmente na distribuição. Por exemplo, as subestações podem fornecer tensões desequilibradas (que podem ser modeladas por fontes de tensão internas) com componentes de sequência positiva e zero.

Especialmente com o aumento da geração dispersa, muitas vezes desequilibrada, nos sistemas de distribuição, tende-se a ter mais erros em termos de representação caso estes desequilíbrios não sejam corretamente representados. Deste modo as considerações realizadas nas modelagens por componentes simétricas podem conduzir a análises incorretas. Na metodologia proposta é possível representar o desequilíbrio da geração, e a seguir, os modelos considerados serão explicados.

Dependendo da estratégia de análise a ser utilizada para o cálculo das correntes de falhas, os geradores e subestações podem ser modelados como fontes de tensão seguidas de suas impedâncias internas. Este modelo foi implementado neste trabalho, sendo que será explicado a seguir por meio de um exemplo de uma fonte trifásica, conforme apresentado na Figura 2.4.

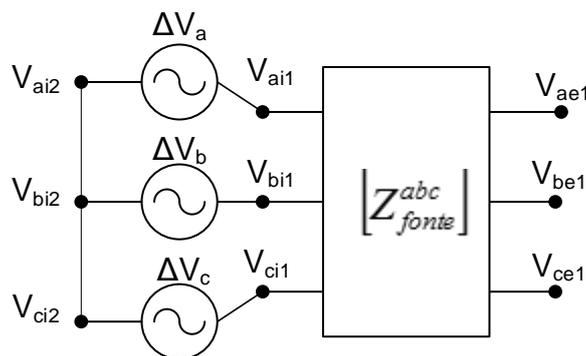


Figura 2.4 - Modelo de gerador ou subestação – fontes de tensão internas seguidas de impedâncias

Onde:

V_{ai1} , V_{ai2} , V_{bi1} , V_{bi2} , V_{ci1} e V_{ci2} são os nós de conexão internos das fontes de tensão do modelo, que representam as tensões “geradas” nas fases a , b e c das máquinas ou das subestações.

V_{ae1} , V_{be1} , V_{ce1} são os nós de conexão externos das máquinas ou das subestações.

\mathbf{Z}^{abc} é a matriz de impedâncias representativa da máquina ou das impedâncias de curto-circuito da subestação.

ΔV_a , ΔV_b e ΔV_c são as tensões internas das fontes de tensão do modelo calculadas na condição pré-falta.

Nos testes apresentados no capítulo de resultados foi considerado que os valores das tensões internas das fontes de tensão de cada fase foram calculados para a condição pré-falta e posteriormente foram mantidos fixos durante a análise de curto-circuito. Isto é feito, pois durante os instantes iniciais do curto-circuito não são consideradas as ações dos reguladores de tensão das máquinas ou as ações dos tapes dos transformadores se existentes.

A partir do modelo definido desenvolveram-se as contribuições para as equações do método de solução proposto que serão apresentadas a seguir.

Contribuições de injeções de correntes (relativas às impedâncias das fontes)

As contribuições de injeções de correntes das impedâncias das fontes para os nós V_{se1} e V_{si1} (onde s representa cada fase), aqui representadas de maneira matricial (para facilitar o entendimento) e denominadas de \mathbf{I}_{e1} e \mathbf{I}_{i1} respectivamente, são apresentadas em (2.26), e as contribuições para o vetor independente e para a matriz Jacobiana são obtidas de forma análoga ao realizado para as linhas.

$$\mathbf{I}_{e1}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{ae1} - V_{ai1} \\ V_{be1} - V_{bi1} \\ V_{ce1} - V_{ci1} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{I}_{i1}(\mathbf{z}) = -\mathbf{I}_{e1}(\mathbf{z})$$

Salienta-se que o modelo utilizado neste trabalho é capaz de representar as diversas características e conexões dos geradores de maneira otimizada, representando

as conexões que realmente existem, sem a necessidade de se acrescentar valores em posições de matrizes pré-definidas em casos de inexistência de alguma fase. Apesar da Figura 2.4 apresentar como exemplo um modelo trifásico, qualquer tipo de fonte pode ser representada.

Em relação as fontes de tensão, as quais no modelo considerado neste trabalho são na realidade tensões internas (lembra-se que várias metodologias nem representam as impedâncias das fontes e nestes casos já seriam as tensões externas), existem também possibilidades diferentes de tratá-las.

É conhecido que em diversas metodologias de análise de sistemas em coordenadas de fase, os modelos de geradores e subestações são determinados como tipos de barras de geração, sendo as mais utilizadas: barras $V\theta$, PV e PQ.

Neste trabalho, para representar as diferentes características dos geradores ou subestações, e suas especificações, como é o caso das fontes que possuem especificados o módulo da tensão e ângulo (chamadas comumente de $V\theta$), e as com potência ativa e o módulo da tensão especificados (conhecidas como PV), foram adicionadas equações a serem solucionadas no sistema de solução (diferentemente de algumas metodologias que tiram equações do processo de solução), e, portanto, algumas de suas variáveis tornam-se variáveis de estado e são atualizadas durante o processo iterativo. Cada um destes modelos será discutido mais detalhadamente a seguir.

Contribuições de injeções de correntes (relativas às fontes de tensão internas)

As equações de contribuições de injeções de correntes comuns a todos os tipos de geradores são semelhantes às utilizadas para representar as cargas, porém com os sinais invertidos. Assim, as contribuições de injeções de correntes para cada elemento da fonte de tensão interna são apresentadas em (2.27) e (2.28), onde x_{i2} e x_{i1} correspondem aos nós terminais de cada elemento da fonte interna de tensão da fase x .

$$I_{x_{i1},x_{i2}} = -|V_{x_{i1}} - V_{x_{i2}}|^\alpha \left(\frac{P_{ger} + jQ_{ger}}{V_{x_{i1}} - V_{x_{i2}}} \right)^* \quad (2.27)$$

$$I_{x_{i2},x_{i1}} = -I_{x_{i1},x_{i2}} \quad (2.28)$$

Onde:

$I_{xi1,xi2}$, $I_{xi2,xi1}$ são as contribuições de injeções de correntes aos nós terminais da fonte de tensão interna de um elemento gerador da fase x .

V_{xi1} , V_{xi2} são as tensões referentes aos nós terminais das fontes de tensão internas da fase x .

P_{ger} é a potência ativa gerada no elemento gerador da fase x .

Q_{ger} é a potência reativa gerada no elemento gerador da fase x .

Normalmente os geradores e as subestações são modelados como gerações de potência sem a correção da tensão, sendo assim, os valores de α são definidos como zero.

Contribuições para o vetor independente (relativas às fontes de tensão internas)

As contribuições para o vetor independente de um elemento da fonte de tensão interna de um gerador ou subestação conectado entre dois nós x_{i2} e x_{i1} quaisquer do sistema, são expressas por (2.29) e (2.30):

$$\mathbf{f}_{xi2,ger}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{xi2,xi1}) \\ \text{Re}(I_{xi2,xi1}) \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\mathbf{f}_{xi1,ger}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{xi1,xi2}) \\ \text{Re}(I_{xi1,xi2}) \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Contribuições para a matriz Jacobiana (relativas às fontes de tensão internas)

As contribuições para a matriz Jacobiana de um elemento da fonte de tensão interna de um gerador ou subestação conectado entre dois nós x_{i2} e x_{i1} quaisquer do sistema, são expressas por (2.31).

$$\mathbf{J}_{xi2,xi1} = \begin{matrix} & V_{Re_{xi2}} & V_{Im_{xi2}} & & V_{Re_{xi1}} & V_{Im_{xi2}} \\ \text{Im}(I_{xi2,xi1}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Re_{xi2}}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Im_{xi2}}}\right) & \dots & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Re_{xi1}}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Im_{xi1}}}\right) \\ \text{Re}(I_{xi2,xi1}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Re_{xi2}}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Im_{xi2}}}\right) & \dots & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Re_{xi1}}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Im_{xi1}}}\right) \\ & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \text{Im}(I_{xi1,xi2}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Re_{xi2}}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Im_{xi2}}}\right) & \dots & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Re_{xi1}}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Im_{xi1}}}\right) \\ \text{Re}(I_{xi1,xi2}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Re_{xi2}}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Im_{xi2}}}\right) & \dots & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Re_{xi1}}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{xi1,xi2}}{\partial V_{Im_{xi1}}}\right) \end{matrix} \quad (2.31)$$

Apenas para exemplificar, as equações (2.32) e (2.33) apresentam o resultado das derivadas relativas a $I_{xi2,xi1}$. As outras derivadas podem ser obtidas de maneira análoga.

$$\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Re_{xi2}}} = - \frac{\alpha |V_{xi2,xi1}|^{\alpha-2} (V_{Re_{xi2}} - V_{Re_{xi1}}) V_{xi2,xi1}^* - |V_{xi2,xi1}|^{\alpha} (P_{ger} - jQ_{ger})}{(V_{xi2,xi1}^*)^2} \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial I_{xi2,xi1}}{\partial V_{Im_{xi2}}} = - \frac{\alpha |V_{xi2,xi1}|^{\alpha-2} (V_{Im_{xi2}} - V_{Im_{xi1}}) V_{xi2,xi1}^* + j |V_{xi2,xi1}|^{\alpha} (P_{ger} - jQ_{ger})}{(V_{xi2,xi1}^*)^2} \quad (2.33)$$

Além das contribuições de injeções de correntes das impedâncias das fontes e as contribuições das fontes de tensões internas dos modelos de geradores e/ou subestações é necessário definir como representar características particulares de funcionamento destas fontes. As estratégias utilizadas neste trabalho são descritas a seguir, basicamente inclui-se equações adicionais no sistema a ser resolvido para representar determinadas características e a partir destas equações também se define as contribuições para o método de solução.

Apesar de, conforme já citado, não se fazer o mesmo tratamento feito em outras metodologias de definir tipos para as barras (com o objetivo de definir equações inclusive para serem retiradas do processo de solução), serão mantidos, nas descrições a seguir, os nomes comumente utilizados para tipos de barra para os elementos geradores

com comportamento semelhante considerados nos modelos do trabalho, apenas para facilitar o entendimento.

a) Geradores e subestações com comportamento tipo barra $V\theta$ ou barra de referência

Este modelo de fonte é utilizado como referência angular do sistema, possui módulo e ângulo de tensão específicos entre dois nós k e m quaisquer, ou seja, ângulo e módulo de tensão entre estes nós se manterão fixos durante todo o processo iterativo. Para representar este tipo de fonte, é necessária a inclusão de duas equações no sistema original de solução, essas equações são definidas como controles. Neste caso, passam a ser variáveis de estado as potências ativas e reativas injetadas nestes nós que são atualizadas a cada iteração. Em um sistema podem existir diversas fontes deste tipo.

Salienta-se que no caso de estudo de falhas, o mais comum é que todas as fontes de tensão sejam modeladas com estes controles, especificados na condição pré-falta.

Contribuições para o vetor independente

As equações adicionais são apresentadas em (2.34) e (2.35), as quais formam as próprias contribuições para o vetor independente.

$$\mathbf{f}_{1,ctrl}(\mathbf{z}) = \text{Re}(V_{esp} e^{j\theta_{esp}} - V_{xi2,xi1}) = V_{Re_{esp}} - V_{Re_{xi2,xi1}} \quad (2.34)$$

$$\mathbf{f}_{2,ctrl}(\mathbf{z}) = \text{Im}(V_{esp} e^{j\theta_{esp}} - V_{xi2,xi1}) = V_{Im_{esp}} - V_{Im_{xi2,xi1}} \quad (2.35)$$

Onde:

$$V_{esp} e^{j\theta_{esp}} = V_{Re_{esp}} + jV_{Im_{esp}} - \text{fasor de tensão especificado entre dois nós } x_{i2} \text{ e } x_{i1}$$

quaisquer do sistema.

$$V_{xi2,xi1} = V_{Re_{xi2,xi1}} + jV_{Im_{xi2,xi1}} - \text{fasor de tensão calculado nos terminais da fonte de}$$

tensão interna conectada entre dois nós x_{i2} e x_{i1} quaisquer do sistema da fase x .

V_{esp} - módulo do fasor de tensão especificado entre dois nós x_{i2} e x_{i1} quaisquer do sistema.

θ_{esp} - ângulo do fasor de tensão especificado entre dois nós x_{i2} e x_{i1} quaisquer do sistema.

$$\begin{aligned}
J_{f_2, xi2_1} &= 0 \\
J_{f_2, xi2_2} &= -1 \\
J_{f_2, xi1_1} &= 0 \\
J_{f_2, xi1_2} &= 1
\end{aligned} \tag{2.38}$$

$$\begin{aligned}
J_{xi2_1, f_1} &= -\text{Im}\left(\frac{1}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi2_2, f_1} &= -\text{Re}\left(\frac{1}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi1_1, f_1} &= \text{Im}\left(\frac{1}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi1_2, f_1} &= \text{Re}\left(\frac{1}{V_{xi2, xi1}^*}\right)
\end{aligned} \tag{2.39}$$

$$\begin{aligned}
J_{xi2_1, f_2} &= -\text{Im}\left(\frac{-j}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi2_2, f_2} &= -\text{Re}\left(\frac{-j}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi1_1, f_2} &= \text{Im}\left(\frac{-j}{V_{xi2, xi1}^*}\right) \\
J_{xi1_2, f_2} &= \text{Re}\left(\frac{-j}{V_{xi2, xi1}^*}\right)
\end{aligned} \tag{2.40}$$

b) Geradores e subestações com comportamento tipo barra PV

Este modelo de fonte possui especificados o módulo da tensão e a potência ativa. Neste caso, é acrescentada uma equação ao sistema original de equações, denominada controle, onde a potência reativa torna-se uma variável de estado e será atualizada a cada iteração.

$$\begin{aligned}
J_{f1, xi21} &= -2V_{\text{Re}_{xi2,xi1}} \\
J_{f1, xi22} &= -2V_{\text{Im}_{xi2,xi1}} \\
J_{f1, xi11} &= 2V_{\text{Re}_{xi2,xi1}} \\
J_{f1, xi12} &= 2V_{\text{Im}_{xi2,xi1}}
\end{aligned} \tag{2.43}$$

$$\begin{aligned}
J_{xi21, f1} &= -\text{Im}\left(\frac{1}{V_{xi2,xi1}^*}\right) \\
J_{xi22, f1} &= -\text{Re}\left(\frac{1}{V_{xi2,xi1}^*}\right) \\
J_{xi11, f1} &= \text{Im}\left(\frac{1}{V_{xi2,xi1}^*}\right) \\
J_{xi12, f1} &= \text{Re}\left(\frac{1}{V_{xi2,xi1}^*}\right)
\end{aligned} \tag{2.44}$$

c) Geradores e subestações com comportamento tipo barra PQ

Este modelo de fonte possui especificadas as potências ativas e reativas, e neste caso, não são adicionadas equações no sistema original de solução. As equações de contribuições de injeções de correntes, para o vetor independente e para a matriz Jacobiana são as equações comuns a todos os geradores e subestações.

Este modelo geralmente é utilizado para representar pequenos geradores, para estudos de condição de falhas. Porém, para um resultado de melhor qualidade é mais indicado que estes geradores também sejam modelados com o modelo que considera tensão e ângulo fixos.

2.2.4 Transformadores

As diversas configurações permitidas de conexões de enrolamentos formam os diferentes tipos de transformadores e determinam condições operativas distintas, e também comportamentos diferentes diante de algumas situações como, em situações de equilíbrio e desequilíbrio, curto-circuito, dentre outras. Essas diferenças podem influenciar nos modelos desenvolvidos para representar os transformadores. Assim, em

várias situações, os modelos de transformadores são diferentes entre si, principalmente devido as diferentes simplificações adotadas em cada um dos estudos.

O modelo desenvolvido neste trabalho é similar ao apresentado em PENIDO *et al.* (2013), mas foi aperfeiçoado para permitir a simulação de falhas internas ao transformador, em estudos de regime permanente. Considera-se que isto é uma das contribuições deste trabalho.

No modelo de transformador proposto neste trabalho são criados nós internos e intermediários nos enrolamentos para simular condições de falhas internas, e esses nós são definidos de acordo com o tipo e localização da falha interna que será simulada.

A Figura 2.5 apresenta um algoritmo para a construção da matriz admitância nodal do transformador (que é a base do modelo) que possibilita inclusive representar falhas internas. Caso não haja falhas internas a serem simuladas, basta desprezar os passos relativos a elas no algoritmo, por exemplo, as questões relativas aos nós intermediários (não representar) do modelo.

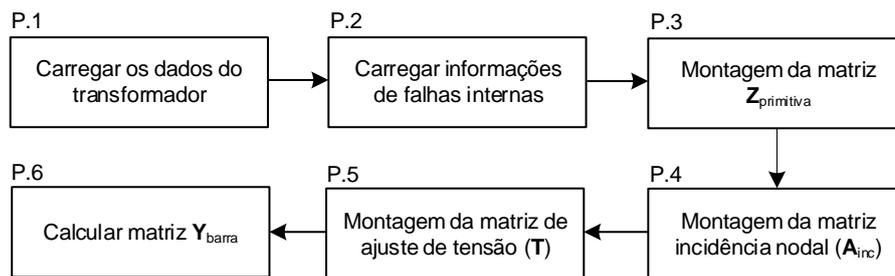


Figura 2.5 – Algoritmo de construção da matriz admitância nodal do transformador

No **Passo P.1** são carregados os dados do transformador da base de dados. Se o sistema em estudo é isolado ou aterrado por alta impedância, as capacitâncias em derivação e parasitas do transformador também devem ser informadas.

No **Passo P.2** são lidos os dados relativos a falha interna que será simulada, são assim definidos os nós intermediários e suas posições a serem consideradas no modelo. Com o modelo proposto é possível simular os seguintes tipos de falhas internas: (i) Contato entre uma espira e a carcaça ou o terra; (ii) contato entre espiras do mesmo enrolamento; (iii) contato entre espiras de enrolamentos diferentes e inclusive tensões

diferentes; (iv) abertura de espiras; (v) falhas simultâneas. As resistências de falha são definidas pelo usuário.

No **Passo P.3** é montada a matriz impedância primitiva do transformador, se for o caso, considerando o tipo de falha que será simulado.

Para ilustração, um procedimento genérico para a inserção de quatro nós internos, para representação de falhas, é apresentado na sequência, baseando-se na Figura 2.6. Com base nesta figura também são apresentados os seguintes exemplos de configuração de defeitos internos:

- (i) falha entre a espira do transformador para a terra com resistência de falha R_{1t} ;
- (ii) falha ente espiras de um mesmo enrolamento com resistência de falha R_{11} ;
- (iii) falha entre espiras de diferentes enrolamentos com resistência de falha R_{12} .

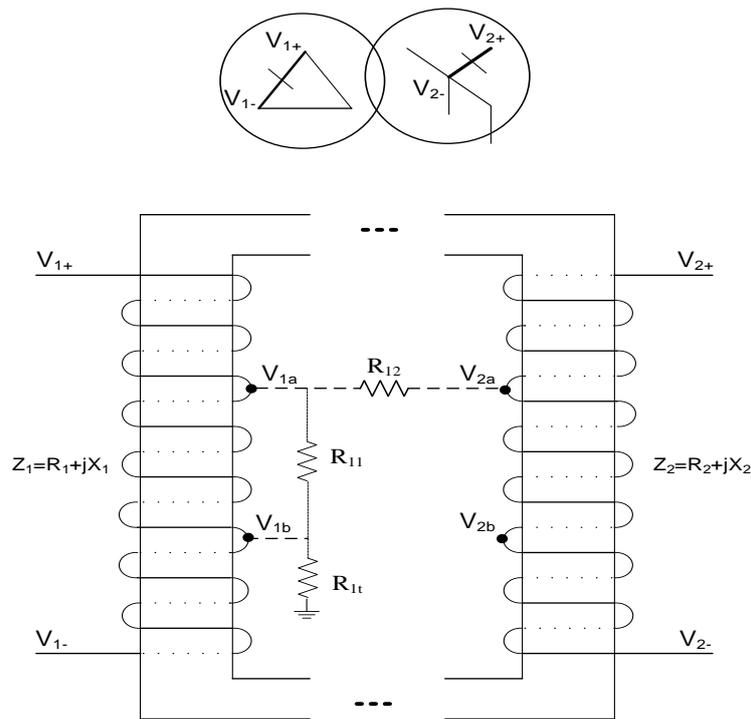


Figura 2.6 - Modelo de falhas internas em transformadores

acordo com os nós intermediários, se for o caso de representação de faltas internas) e as colunas representam os nós do sistema em que as parcelas dos enrolamentos dos transformadores estão conectadas. A matriz incidência para os enrolamentos apresentados como exemplo na Figura 2.6 é dada em (2.46).

$$\mathbf{A}_{inc} = \begin{matrix} & V_{1+} & V_{1a} & V_{1b} & V_{1-} & V_{2+} & V_{2a} & V_{2b} & V_{2-} \\ \begin{matrix} Z_{1+,1a} \\ Z_{1a,1b} \\ Z_{1b,1+} \\ Z_{2+,2a} \\ Z_{2a,2b} \\ Z_{2b,2-} \end{matrix} & \left[\begin{array}{cccc|cc} 1 & -1 & & & & & & & \\ & 1 & -1 & & & & & & \\ & & 1 & -1 & & & & & \\ \hline & & & & 1 & -1 & & & \\ & & & & & 1 & -1 & & \\ & & & & & & 1 & -1 & \end{array} \right] \end{matrix} \quad (2.46)$$

Onde, para cada parcela de enrolamento, define-se nas posições dos nós aos quais está conectada:

- 1 – quando a corrente flui do nó positivo para o negativo;
- 1 – quando a corrente flui do terminal negativo para o positivo;
- 0 – quando não há conexão entre os nós.

No **Passo P.5** é montada a matriz referente aos ajustes de tensões, se for o caso para definir os tapés dos transformadores e os percentuais da tensão nominal a ser considerada nos nós intermediários utilizados no cálculo de falhas internas (se for o caso de existirem). Para o exemplo tem-se a matriz apresentada em (2.47).

$$\mathbf{T} = \begin{matrix} & Z_{1+,1a} & Z_{1a,1b} & Z_{1b,1+} & Z_{2+,2a} & Z_{2a,2b} & Z_{2b,2-} \\ \left[\begin{array}{cccc|cc} \frac{1}{\Delta V_{1+,1a}} & & & & & & & & \\ & \frac{1}{\Delta V_{1a,1b}} & & & & & & & \\ & & \frac{1}{\Delta V_{1b,1+}} & & & & & & \\ \hline & & & \frac{1}{\Delta V_{2+,2a}} & & & & & \\ & & & & \frac{1}{\Delta V_{2a,2b}} & & & & \\ & & & & & \frac{1}{\Delta V_{2b,2-}} & & & \end{array} \right] \end{matrix} \quad (2.47)$$

No **Passo P.6**, a matriz admitância nodal do transformador é encontrada através da equação (2.48):

$$\mathbf{Y}_{barra} = \mathbf{T}^* \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \mathbf{T} \quad (2.48)$$

Contribuições de injeções de correntes

Na Figura 2.7 é apresentada uma estrutura matricial referente a matriz admitância nodal do modelo de um transformador genérico.

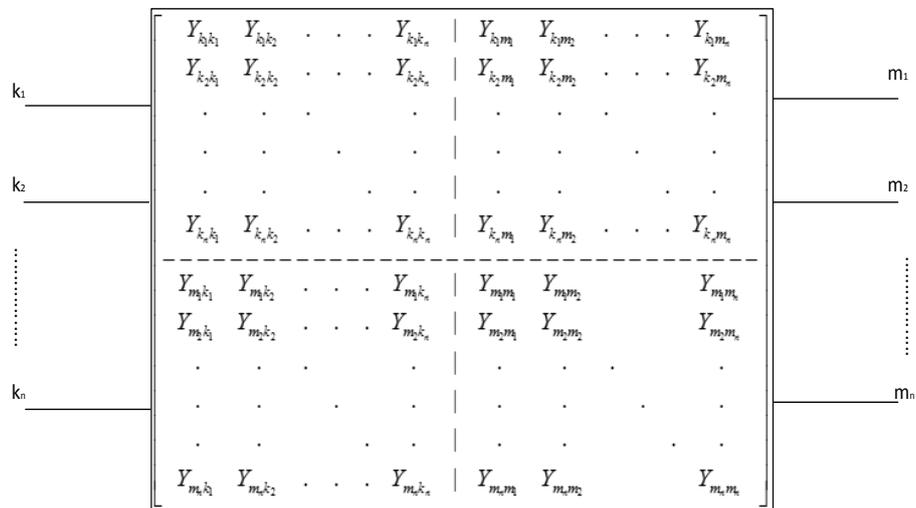


Figura 2.7 - Modelo matricial de um transformador genérico

As equações (2.49) e (2.50) apresentam as contribuições de injeções de correntes do transformador genérico, obtidas a partir da matriz admitância nodal apresentada na Figura 2.7.

$$\mathbf{I}_{k,tr} = \begin{bmatrix} Y_{k_1 k_1} & Y_{k_1 k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_1 k_n} & | & Y_{k_1 m_1} & Y_{k_1 m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_1 m_n} \\ Y_{k_2 k_1} & Y_{k_2 k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_2 k_n} & | & Y_{k_2 m_1} & Y_{k_2 m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_2 m_n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & | & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & | & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{k_n k_1} & Y_{k_n k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_n k_n} & | & Y_{k_n m_1} & Y_{k_n m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{k_n m_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k1} \\ V_{k2} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{kn} \\ - \\ V_{m1} \\ V_{m2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

$$\mathbf{I}_{m,tr} = \begin{bmatrix} Y_{m_1 k_1} & Y_{m_1 k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_1 k_n} & | & Y_{m_1 m_1} & Y_{m_1 m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_1 m_n} \\ Y_{m_2 k_1} & Y_{m_2 k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_2 k_n} & | & Y_{m_2 m_1} & Y_{m_2 m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_2 m_n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & | & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & | & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{m_n k_1} & Y_{m_n k_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_n k_n} & | & Y_{m_n m_1} & Y_{m_n m_2} & \cdot & \cdot & \cdot & Y_{m_n m_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k1} \\ V_{k2} \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{kn} \\ - \\ V_{m1} \\ V_{m2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_{mn} \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

Contribuições para o vetor independente

As contribuições para o vetor independente de um transformador genérico de n enrolamentos, como representado por sua matriz admitância nodal na Figura 2.7, são apresentadas nas equações (2.51) e (2.52).

$$\mathbf{f}_{k,tr}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{k,tr}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{k,tr}^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{k,tr}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{k,tr}^n) \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

$$\mathbf{f}_{m,tr}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{m,tr}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{m,tr}^1) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{m,tr}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{m,tr}^n) \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

Contribuições para a matriz Jacobiana

As contribuições para a matriz Jacobiana de um transformador genérico de n enrolamentos, com matriz admitância nodal como apresentada na Figura 2.7, são apresentadas na equação (2.53).

$$\mathbf{J}_{tr} = \begin{bmatrix} \cdot & & & & & & & & \cdot \\ & \cdot & & & & & & & \cdot \\ & & \cdot & & & & & & \cdot \\ & & & \mathbf{J}_1 & \cdot & \cdot & \cdot & & \mathbf{J}_2 \\ & & & \cdot & \cdot & & & & \cdot \\ & & & \cdot & & \cdot & & & \cdot \\ & & & \cdot & & & \cdot & & \cdot \\ & & & \mathbf{J}_3 & \cdot & \cdot & \cdot & & \mathbf{J}_4 \\ & & & & \cdot & & & & \cdot \\ & & & & \cdot & & & & \cdot \\ & & & & & & & & \cdot \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

$$\mathbf{J}_3 = \begin{bmatrix}
V_{Re,k}^1 & V_{Im,k}^1 & & V_{Im,k}^n & V_{Im,k}^n \\
\text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,k}^1}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,k}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,k}^n}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,k}^n}\right) \\
\text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,k}^1}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,k}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,k}^n}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,k}^n}\right) \\
\cdot & \cdot & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
\cdot & \cdot & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
\text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,k}^1}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,k}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,k}^n}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,k}^n}\right) \\
\text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,k}^1}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,k}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,k}^n}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,k}^n}\right)
\end{bmatrix} \quad (2.56)$$

$$\mathbf{J}_4 = \begin{bmatrix}
V_{Re,m}^1 & V_{Im,m}^1 & & V_{Re,m}^n & V_{Im,m}^n \\
\text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,m}^1}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,m}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,m}^n}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,m}^n}\right) \\
\text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,m}^1}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,m}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Re,m}^n}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{Im,m}^n}\right) \\
\cdot & \cdot & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
\cdot & \cdot & & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\
\text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,m}^1}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,m}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,m}^n}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,m}^n}\right) \\
\text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,m}^1}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,m}^1}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Re,m}^n}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{Im,m}^n}\right)
\end{bmatrix} \quad (2.57)$$

2.2.5 RLC

Vários equipamentos dos sistemas elétricos de potência podem ser modelados como uma composição de elementos resistivos, indutivos e capacitivos, os quais neste trabalho são chamados elementos RLC, podendo estar conectados nas mais diferentes configurações formando os componentes. São exemplos de equipamentos que podem ser modelados por elementos RLC: capacitores em derivação para correção de fator de potência ou para representação de capacitâncias parasitas, capacitores série para compensação de reatância da linha, filtros harmônicos, dentre outros.

Cabe destacar aqui que o modelo de componente RLC foi utilizado neste trabalho para representar também os sistemas de aterramento e condições de falhas, cuja representação é muito importante, especialmente nas análises de falhas, e por isso serão discutidos mais detalhadamente nas duas próximas seções.

Como dito anteriormente, elementos RLC podem estar conectados das mais diferentes formas, como por exemplo, formando as conexões delta e estrela. A Figura 2.8 apresenta uma conexão estrela de elementos RLC formando um componente RLC.

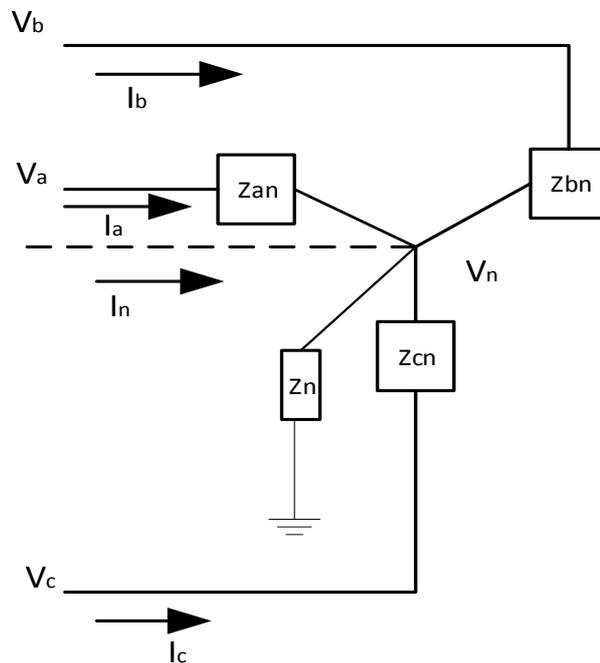


Figura 2.8 – Modelo de componente RLC com conexão estrela aterrada

Vale ressaltar que, não é necessário equacionamento particular de contribuições de injeções de correntes, vetor independente ou matriz Jacobiana, para tipos diferentes de configurações, pois a modelagem para cada uma delas está implicitamente determinada, de acordo com os nós em que cada elemento está conectado. Assim, a modelagem é genérica e feita a partir dos elementos conforme será apresentado a seguir.

Contribuições de injeções de correntes

Os elementos RLC podem estar conectados entre dois nós k e m , ou conectados entre um nó k e a terra. Para um elemento RLC genérico conectado entre os nós k e m , as contribuições de injeções de correntes deste elemento são apresentadas nas equações (2.58) e (2.59).

$$I_{km,rlc} = y_{km} (V_k - V_m) \quad (2.58)$$

$$I_{mk,rlc} = y_{km} (V_m - V_k) \quad (2.59)$$

Para um elemento RLC conectado entre um nó k e a terra, a contribuição de injeção de corrente é apenas para o nó k , e é dada pela equação (2.60).

$$I_{k,rlc} = y_k (V_k) \quad (2.60)$$

Contribuições para o vetor independente

As contribuições para o vetor independente de um elemento RLC genérico conectado entre os nós k e m , são apresentadas nas equações (2.61) e (2.62).

$$\mathbf{f}_{k,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{km,rlc}) \\ \text{Re}(I_{km,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_{km}(V_k - V_m)) \\ \text{Re}(y_{km}(V_k - V_m)) \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

$$\mathbf{f}_{m,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{mk,rlc}) \\ \text{Re}(I_{mk,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_{km}(V_m - V_k)) \\ \text{Re}(y_{km}(V_m - V_k)) \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

A contribuição para o vetor independente de um elemento RLC genérico conectado entre o nó k e a terra, é apresentada na equação (2.63).

$$\mathbf{f}_{k,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{k,rlc}) \\ \text{Re}(I_{k,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_k(V_k)) \\ \text{Re}(y_k(V_k)) \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Contribuições para a matriz Jacobiana

As contribuições para a matriz Jacobiana de um elemento RLC genérico conectado entre os nós k e m são apresentadas em (2.64).

$$\mathbf{J}_{k,m,rlc} = \begin{matrix} \text{Im}(I_{k,m,rlc}) \\ \text{Re}(I_{k,m,rlc}) \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Im}(I_{m,k,rlc}) \\ \text{Re}(I_{m,k,rlc}) \end{matrix} \begin{bmatrix} \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Re } m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Im } m}}\right) \\ \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Re } m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,m,rlc}}{\partial V_{\text{Im } m}}\right) \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } m}}\right) \\ \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) & \cdot & \cdot & \cdot & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } m}}\right) \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Se o elemento RLC estiver conectado entre um nó k e a terra, este gera contribuição apenas para o nó k , conforme mostra a equação (2.65).

$$\mathbf{J}_{k,rlc} = \begin{matrix} \text{Im}(I_{k,rlc}) \\ \text{Re}(I_{k,rlc}) \end{matrix} \begin{bmatrix} \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) \\ \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,rlc}}{\partial V_{\text{Re } k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,rlc}}{\partial V_{\text{Im } k}}\right) \end{bmatrix} \quad (2.65)$$

As deduções das contribuições para a matriz Jacobiana de um elemento RLC conectado entre os nós k e m quaisquer do sistema são apresentadas no conjunto de equações (2.66), considerando um elemento RLC como uma admitância de valor: $y_{km}=g+jb$.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Re\ k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ k} + jV_{Im\ k} - V_{Re\ m} - jV_{Im\ m})}{\partial V_{Re\ k}} = g + jb \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Im\ k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ k} + jV_{Im\ k} - V_{Re\ m} - jV_{Im\ m})}{\partial V_{Im\ k}} = jg - b \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Re\ m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ k} + jV_{Im\ k} - V_{Re\ m} - jV_{Im\ m})}{\partial V_{Re\ m}} = -g - jb \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Im\ m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ k} + jV_{Im\ k} - V_{Re\ m} - jV_{Im\ m})}{\partial V_{Im\ m}} = -jg + b \\
\frac{\partial I_{m\ k,rlc}}{\partial V_{Re\ k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ m} + jV_{Im\ m} - V_{Re\ k} - jV_{Im\ k})}{\partial V_{Re\ k}} = -g - jb \\
\frac{\partial I_{m\ k,rlc}}{\partial V_{Im\ k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ m} + jV_{Im\ m} - V_{Re\ k} - jV_{Im\ k})}{\partial V_{Im\ k}} = -jg + b \\
\frac{\partial I_{m\ k,rlc}}{\partial V_{Re\ m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ m} + jV_{Im\ m} - V_{Re\ k} - jV_{Im\ k})}{\partial V_{Re\ m}} = g + jb \\
\frac{\partial I_{m\ k,rlc}}{\partial V_{Im\ m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re\ m} + jV_{Im\ m} - V_{Re\ k} - jV_{Im\ k})}{\partial V_{Im\ m}} = jg - b
\end{aligned} \tag{2.66}$$

Assim, a matriz Jacobiana para um elemento RLC conectado entre dois nós k e m quaisquer é apresentada em (2.67).

$$\mathbf{J}_{km,rlc} = \begin{bmatrix} \cdot & & & & & & \cdot \\ & b & g & \cdot & \cdot & \cdot & -b & -g \\ & g & -b & & & & -g & b \\ & & \cdot & & & & & \cdot \\ & & \cdot & & & & & \cdot \\ & & \cdot & & & & & \cdot \\ -b & -g & & & & & b & g \\ -g & b & \cdot & \cdot & \cdot & & g & -b \\ \cdot & & & & & & & \cdot \end{bmatrix} \tag{2.67}$$

Apenas para exemplificar, considerando a conexão delta (Δ), apresentada na Figura 2.9, as contribuições para a matriz Jacobiana seriam as apresentadas em (2.68).

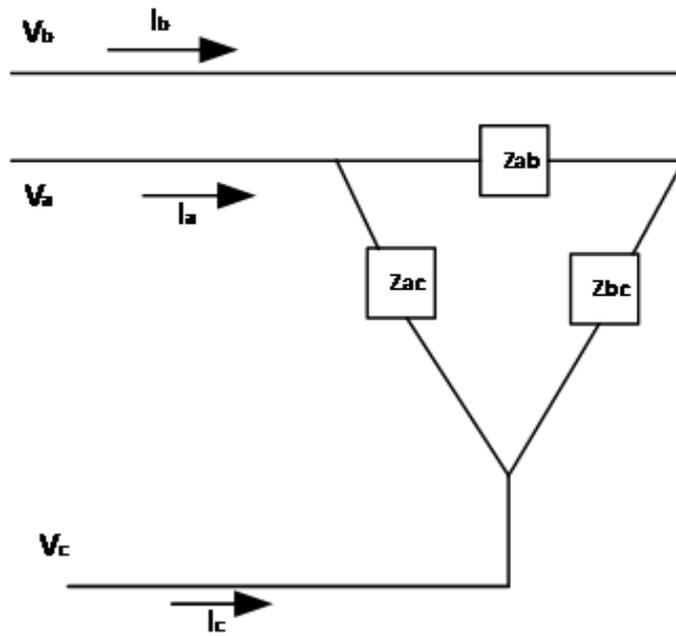


Figura 2.9 – Modelo de componente RLC com conexão delta

$$J_{rlc,\Delta} = \begin{matrix} & a & & b & & c \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} b_{ab} + b_{ac} & g_{ab} + g_{ac} & -b_{ab} & -g_{ab} & -b_{ac} & -g_{ac} \\ g_{ab} + g_{ac} & -b_{ab} - b_{ac} & -g_{ab} & b_{ab} & -g_{ac} & b_{ac} \\ -b_{ab} & -g_{ab} & b_{ab} + b_{bc} & g_{ab} + g_{bc} & -b_{bc} & -g_{bc} \\ -g_{ab} & b_{ab} & g_{ab} + g_{bc} & -b_{ab} - b_{bc} & -g_{bc} & b_{bc} \\ -b_{ac} & -g_{ac} & -b_{bc} & -g_{bc} & b_{ac} + b_{bc} & g_{ac} + g_{bc} \\ -g_{ac} & b_{ac} & -g_{bc} & b_{bc} & g_{ac} + g_{bc} & -b_{ac} - b_{bc} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.68)$$

2.2.6 Sistemas de Aterramento

Existem várias configurações de redes que são utilizadas em sistemas de distribuição, sendo que muitas delas contam com esquemas de aterramento que devem ser representados quando estes sistemas estiverem sendo analisados.

Uma configuração de rede bastante utilizada é a configuração trifásica a quatro condutores com múltiplo aterramento de neutro, sendo que no Brasil praticamente a totalidade dos sistemas de distribuição são aéreos e possuem o neutro diretamente

aterrado (ligação a terra sem nenhuma impedância intencional) e esses sistemas são muito suscetíveis aos mais variados tipos de falhas (CAMPOS JR, 2009).

A escolha do tipo de aterramento, na maioria das vezes, pouco influenciará durante condições operativas normais do sistema elétrico de potência equilibrado, mas influenciará diretamente no comportamento do sistema elétrico desequilibrado (onde se encaixam os sistemas de distribuição) ou sob condições de falha. Desta forma, a escolha de um apropriado sistema de aterramento é importante para um funcionamento adequado dos sistemas elétricos.

O estudo da forma de aterrar o neutro requer considerações cuidadosas, pois o sistema elétrico deve ser projetado de forma a suportar as sobretensões normais e transitórias e as correntes resultantes da falha fase-terra, e o sistema de proteção deve ser capaz de detectar e isolar a falta em tempo hábil para evitar danos aos equipamentos, instalações e a vida humana, e em todas estas questões o esquema de aterramento pode influenciar (CAMPOS JR, 2009).

É sabido que em sistemas de distribuição, o tipo de falha que possui maior número de ocorrências é devido ao curto-circuito monofásico, problema este que pode ser mitigado com um esquema adequado de aterramento.

Assim, conforme já indicado na seção anterior, neste trabalho, os sistemas de aterramento podem ser modelados através de componentes RLC. A utilização deste modelo é capaz de representar as mais diferentes conexões e métodos de aterramento presentes nos sistemas elétricos. As contribuições de injeções de correntes, para o vetor independente e para a matriz Jacobiana, são combinações das apresentadas para os elementos RLC na seção anterior, onde se considerando todos os elementos modela-se qualquer sistema de aterramento, e como já dito, não é necessário equacionamento particular para tipos diferentes de configurações.

2.2.7 Modelagem dos Tipos de Falhas

Além de representar os equipamentos elétricos de forma detalhada, a fim de retratar com bom nível de fidelidade o seu funcionamento perante as diversas situações de operação em que se encontra o sistema elétrico de potência, especialmente para situações de falha, a representação das condições de falha também deve ser feita retratando da forma mais realista quanto possível tais situações.

Existem diversos tipos de falhas, por exemplo: curto-circuito monofásico, bifásico, bifásico envolvendo a terra, trifásico e trifásico envolvendo a terra, abertura de linhas, curto-circuito interno em equipamentos, séries, etc.

Neste trabalho, é desenvolvida uma modelagem das condições de falhas através das conexões de elementos RLC em diversas configurações para representar os mais importantes tipos de falhas. Como explicado anteriormente, a modelagem é baseada nos elementos que compõem o modelo a ser representado, assim, o que determina cada tipo de falha é a conexão de determinados elementos nos nós a serem consideradas as falhas.

Para ilustrar a modelagem descrita são apresentados a seguir alguns dos tipos de falhas que podem ser representados na metodologia proposta. A representação foi feita de forma esquemática, onde foi desenhada uma linha trifásica qualquer com cabo neutro, e esta foi dividida em seções, e em cada seção foram representados os modelos de falhas considerados neste trabalho, compostos por elementos RLC, cuja modelagem matemática já foi definida em seção anterior.

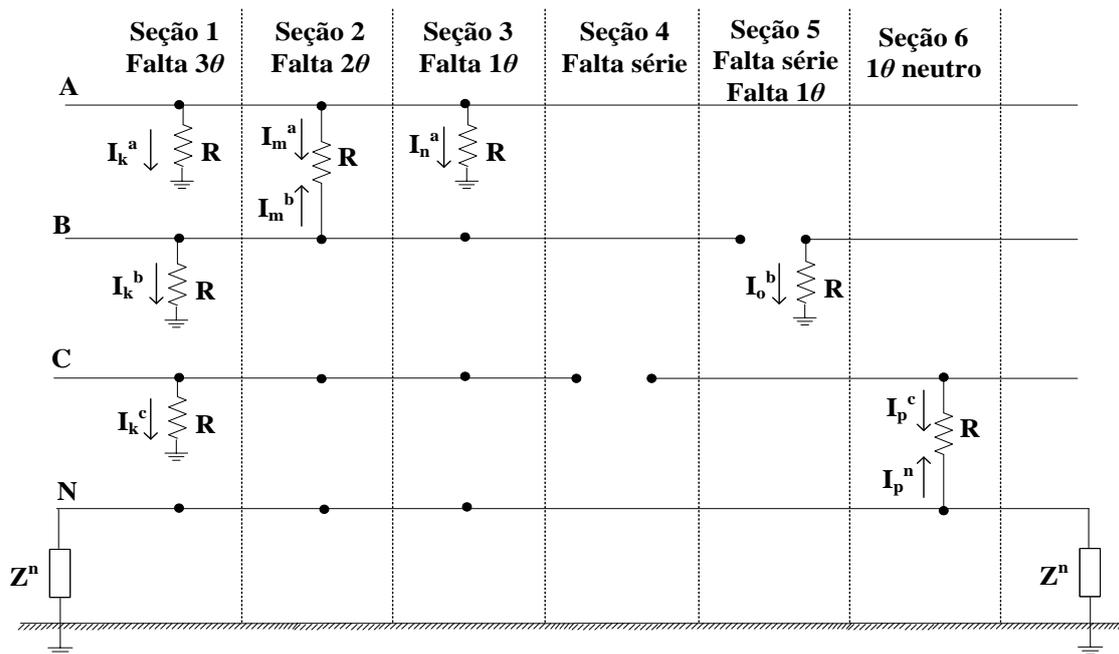


Figura 2.10 – Representação esquemática dos modelos de falhas

2.3 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE FALHAS EM SISTEMAS MULTIFÁSICOS

A metodologia para análise de falhas desenvolvida neste trabalho consiste basicamente na solução de um sistema de equações não-lineares conforme equação (2.69), sendo utilizado o método de Newton-Raphson para solução. A seguir a metodologia será descrita em mais detalhes.

$$\mathbf{f}(\mathbf{z})=0 \tag{2.69}$$

Onde:

\mathbf{z} – são as variáveis de estado da metodologia: podem ser as tensões nodais em parcelas reais e imaginárias, as gerações ativa e reativa dos geradores, dentre outras possíveis.

\mathbf{f} – Conjunto de equações, contemplando os somatórios das contribuições de injeções de correntes de cada um dos elementos presentes no sistema para os nós em que estão conectados e equações de controle quando existentes. Também chamado de vetor independente.

A solução do conjunto de equações não lineares apresentada na equação (2.69) é feita utilizando o método de Newton-Raphson, onde o sistema linearizado a ser resolvido em cada iteração é apresentado em (2.70). O detalhamento da implementação é apresentado a seguir.

$$\Delta\mathbf{z} = -\mathbf{J}(\mathbf{z})^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{z}) \tag{2.70}$$

Onde:

$\mathbf{J}(\mathbf{z})$ é a matriz Jacobiana, composta por derivadas de primeira ordem das equações $\mathbf{f}(\mathbf{z})$ em relação as variáveis de estado do problema (\mathbf{z});

$\Delta\mathbf{z}$ é o vetor de incrementos das variáveis de estado.

A Figura 2.11 apresenta o algoritmo de solução da metodologia proposta, e na sequência descrevem-se os passos do algoritmo.

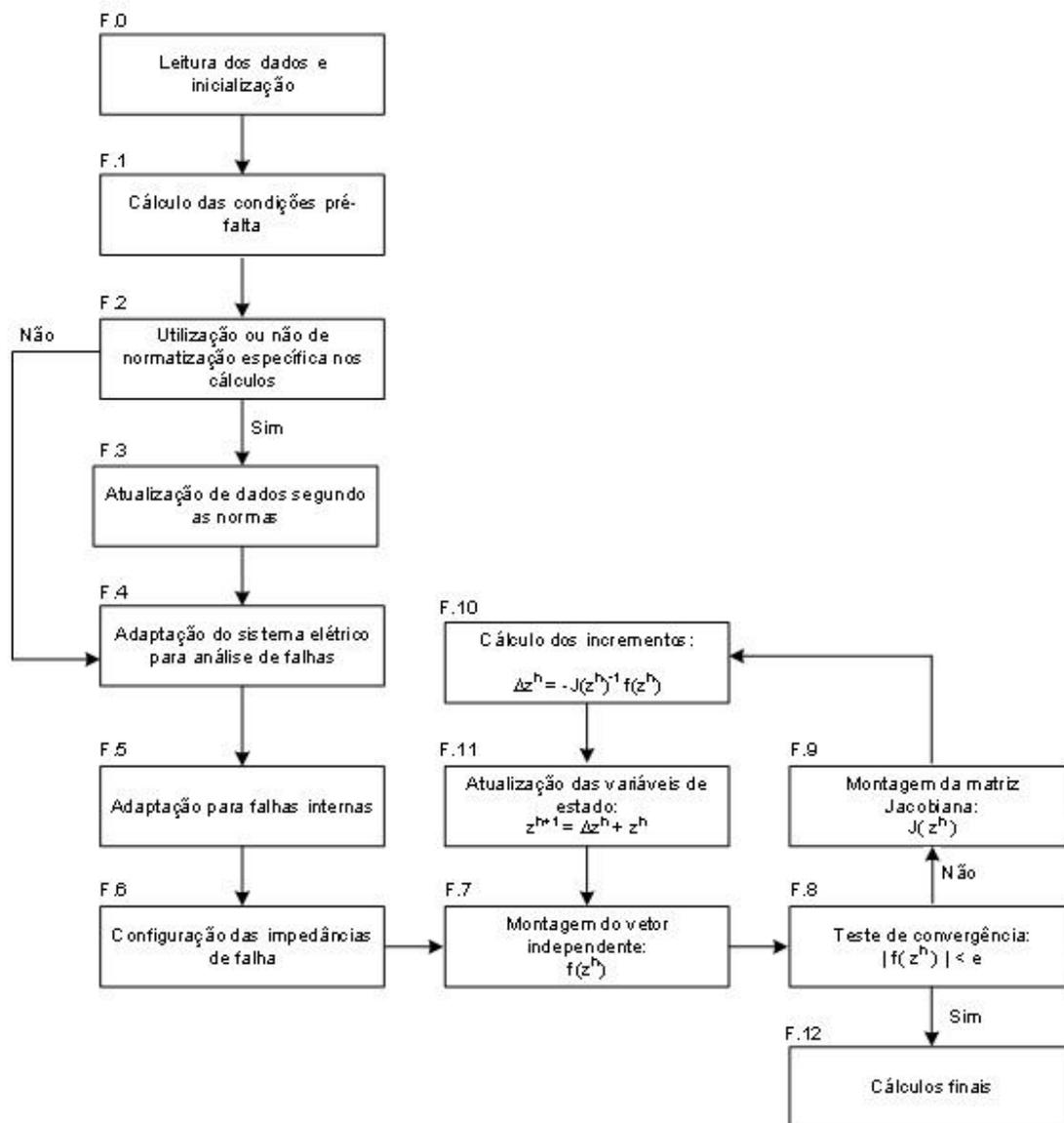


Figura 2.11 - Algoritmo da metodologia proposta

Passo F.0 - Leitura dos dados e inicialização - Neste módulo é realizada a leitura dos dados dos equipamentos do sistema elétrico em análise, da topologia do sistema, da localização e das características das falhas a serem analisadas, além de ser realizada a inicialização das variáveis de estado (por exemplo, tensões reais e imaginárias dos nós do sistema).

Passo F.1 - Cálculo das condições pré-falta – Neste módulo as condições pré-falta são calculadas através de um programa de fluxo de potência. Os resultados das

condições pré-falta são utilizados para inicializar as variáveis do problema para serem utilizados nas análises de falhas. E ainda, como opção padrão na metodologia decidiu-se que as variáveis de controle, como os tapes dos reguladores de tensão e transformadores OLTC, devem ser mantidos fixos nos valores pré-falta. E também que as tensões internas dos modelos dos geradores e subestações devem ser mantidas fixas na condição pré-falta. Salienta-se que podem ser simuladas variações destas considerações com a metodologia proposta, porém, estas variações não foram suficientemente testadas por meio de estudos, não sendo foco de apreciação neste trabalho.

Passo F.2 - Utilização ou não de normatização específica nos cálculos - Neste ponto é definido se a análise de falhas será realizada considerando alguma alteração de modelagem indicada por alguma norma. Até o momento foram consideradas normas IEC ou IEEE. Caso não seja escolhida a utilização de normas específicas não será feita nenhuma modificação adicional na rede ou nos dados de equipamentos.

Passo F.3 - Atualização de dados segundo as normas - Caso seja escolhida a utilização de uma normatização específica (neste trabalho já foram consideradas a IEC 60909 ou a IEEE Std 551) algumas modificações são feitas na rede e nos equipamentos, conforme orientações das normas.

Resumidamente, estas normas técnicas apresentam diversas indicações de alterações nos modelos de equipamentos para análise de falhas.

A norma IEEE Std 551 define, por exemplo, fatores multiplicativos dependentes das características de motores e geradores, a fim de corrigir o valor de suas impedâncias, como uma forma de refletir a assimetria da corrente de curto-circuito destes equipamentos em dois intervalos de tempo:

(i) intervalo de tempo que compreende o primeiro ciclo da corrente de curto-circuito;

(ii) intervalo de tempo de interrupção do sistema (estado permanente) que compreende entre um e cinco ciclos da corrente de curto-circuito, como definido na norma.

Já a norma IEC 60909 define, por exemplo, fatores multiplicativos de tensão, que são utilizados em duas situações:

(i) para estimar a máxima corrente de curto-circuito e seu pico máximo;

(ii) para estimar a corrente de curto-circuito mínima.

Maiores detalhes podem ser verificados em IEEE Std 551 (2006) e IEC 60909 (2001).

Passo F.4 – Adaptação do sistema elétrico para análise de falhas – Neste passo são feitas adaptações no sistema elétrico dependendo do que se deseja considerar na análise de falhas.

Uma adaptação é a criação de nós adicionais dependendo do tipo de falta a ser calculada, por exemplo, deseja-se calcular uma falta no meio de uma linha de transmissão, um ou mais nós são criados e a linha é repartida.

Outra adaptação é a relativa a um possível tratamento de cargas. Muitas vezes para análises de falhas não se utilizam os modelos originais de cargas utilizados para análise de fluxo de potência, alterando-os para o modelo de impedância constante. Resumidamente, isto pode precisar ser feito uma vez que o sistema não conseguirá fornecer corrente ou potência constante em situações de curto-circuito perto das cargas. Esta situação além de não ser fisicamente possível, em termos de modelagem poderia trazer problemas de convergência (se uma carga for definida como potência constante, por exemplo, sua corrente tenderá ao infinito quando a tensão tender a zero). Assim, neste ponto do algoritmo pode-se decidir representar todas as cargas no modelo de impedância constante. Na realidade, esta opção de transformação para impedância constante é a padrão no algoritmo, porém, nada impede de desabilitá-la e tentar calcular a falha mantendo-se as cargas conforme seus modelos originais, indicados no arquivo de dados.

Passo F.5 – Adaptação para falhas internas – Se as falhas a serem calculadas são internas em transformadores, deve-se realizar o procedimento descrito em 2.2.4 para modelar o equipamento em falta.

Passo F.6 - Configuração das impedâncias de falha - Neste módulo é definida a representação por impedâncias da configuração do tipo de falha que será analisada. As falhas são implementadas através de equipamentos do tipo RLC como apresentadas na seção 2.2.5.

Passo F.7 – Montagem do vetor independente – Neste passo são calculadas as contribuições de cada elemento para o vetor independente, juntamente com as das

equações de controle, quando existentes. O vetor independente é montado através de somatórios das contribuições de injeções de correntes calculadas a partir dos elementos para os nós do sistema.

Passo F.8 – Teste de convergência – Neste passo é realizado o teste de convergência do método. Basicamente se os módulos dos erros das variáveis de estado forem menores que a tolerância, o programa converge e finaliza-se o processo iterativo. Caso contrário, o processo iterativo continua.

Passo F.9 – Montagem da matriz Jacobiana – Neste passo são calculadas as contribuições dos elementos para a matriz Jacobiana e dos controles, se existentes. A matriz Jacobiana é montada através de somatórios de contribuições de elementos para os nós do sistema.

Passo F.10 – Cálculo dos incrementos – Neste passo, são calculados os incrementos das variáveis de estado, através da solução do sistema linearizado apresentado em (2.70). Indica-se que a solução utiliza a fatoração LDU.

Passo F.11 – Atualização das variáveis de estado – Neste passo são atualizados os valores das variáveis de estado do problema.

Passo F.12 – Cálculos finais - Após convergido o processo de solução, calcula-se as grandezas de interesse para análise de falhas, como por exemplo, correntes nos ramos, os valores das relações R/X nos nós, as perdas, etc..

2.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia proposta para análise de falhas diretamente em coordenadas de fases baseada no método de injeção de correntes a n condutores e os modelos dos principais equipamentos presentes nos sistemas elétricos de potência adequados ou desenvolvidos para análises de falhas.

Todos os modelos foram definidos de forma bastante generalizada, onde todo o equacionamento foi feito baseado na contribuição de cada elemento que compõe o

modelo, assim, os modelos desenvolvidos possuem grande flexibilidade e podem ser facilmente adaptados para a representação das mais diversas configurações existentes, sendo capazes de representar explicitamente inclusive cabos neutros, terra e para-raios, parâmetros assimétricos, ramais monofásicos e bifásicos, acoplamentos mútuos, sistemas de aterramento, dentre outras características.

Foram apresentadas algumas diferenças na modelagem utilizada neste trabalho e modelos desenvolvidos em outros trabalhos para análises de curto-circuito, como por exemplo, a capacidade de representação explícita do cabo neutro e sistemas de aterramento, importantíssimos na análise do desempenho do sistema em ocorrências de curtos-circuitos, e na própria representação das condições de falhas, onde cada tipo de falha é implicitamente determinada pelas conexões das impedâncias nos nós em que ocorre a falha.

Com a modelagem proposta não há necessidade de utilização de artifícios para representação das fases que não estão em falha, e, além disto, como toda a modelagem é realizada através da consideração da contribuição de cada elemento que compõe o modelo, e não em blocos matriciais de ordem fixa, seja de equipamentos ou condições de falhas, somente os elementos realmente existentes são modelados, fazendo com que todas as matrizes e vetores utilizados no processo de solução possuam as dimensões estritamente necessárias, melhorando o desempenho computacional.

Para cada modelo foram desenvolvidas as contribuições de injeções de correntes, para o vetor independente e para a matriz Jacobiana, baseando-se no método de injeção de correntes a n condutores.

Na metodologia proposta para análise de falhas, algumas estratégias ou abordagens diferenciadas possíveis para os cálculos foram apresentadas, como a análise de falhas considerando definições de normas técnicas como a IEEE 551 e IEC 60909.

Diante de tudo que foi exposto, considera-se que a metodologia para análise de falhas desenvolvida neste trabalho é bastante geral, sendo capaz de simular sistemas desequilibrados ou não, radiais ou reticulados, e possibilitando representar qualquer componente do sistema com em n condutores, desde que se consiga montar as contribuições de injeção de correntes para todos os nós em que estiver conectado, e quando existir, suas equações de controle.

3 RESULTADOS

3.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é apresentar resultados e realizar análises a partir de simulações obtidas pela ferramenta de análise de falhas desenvolvida neste trabalho, buscando verificar as potencialidades do método proposto e a importância de uma representação mais detalhada dos sistemas elétricos de potência.

Para tanto, foram utilizados os seguintes sistemas testes:

- 1) Sistema 3 barras;
- 2) Sistema IEEE 4 barras;
- 3) Sistema IEEE 13 barras;
- 4) Sistema NEV;
- 5) Sistema IEEE 34 barras.

Com exceção do sistema 3 barras, que foi definido em BLACKBURN e DOMIN (2006), todos os outros sistemas são sistemas teste de distribuição do IEEE (IEEE Distribution Test Feeders) desenvolvidos pelo Subcomitê de Análises de Sistemas de Distribuição (DSASC). O DSASC constantemente lança novos sistemas teste com diversas características e configurações para desafiar as ferramentas computacionais e estimular a criação de novas ferramentas cada vez mais completas, capazes de solucionar estes diversos desafios.

Os sistemas citados foram analisados em suas configurações originais e também modificados, para analisar questões como:

- Influência de diferentes configurações de aterramento;
- Influência das representações de carga nas análises de falhas;
- Importância da modelagem multifásica do sistema, dentre outras características.

Ao longo deste capítulo serão apresentados mais detalhadamente os sistemas teste, as modificações consideradas e os testes realizados, bem como os resultados obtidos,

Cabe ressaltar que o número máximo de iterações nos testes realizados foram de 3 iterações e a tolerância máxima de erro de corrente considerada foi de 1A (ampere).

3.2 SISTEMA 3 BARRAS

A Figura 3.1 apresenta o sistema teste 3 barras (BLACKBURN e DOMIN, 2006).

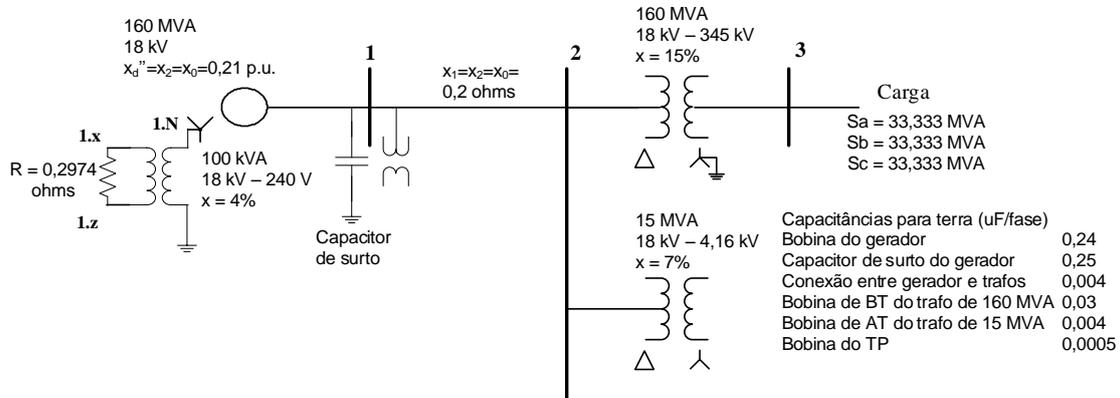


Figura 3.1 - Sistema 3 barras

Neste sistema, o único ponto de aterramento na área da geração é o neutro do gerador. Este sistema é aterrado por um transformador abaixador e um resistor de pequeno valor. Usualmente este tipo de aterramento possui custo inferior ao resistor conectado diretamente no neutro do gerador. As capacitâncias dos TP's, os supressores de surto e o resistor de aterramento foram modelados com elementos RLC. A carga conectada na barra 3 é equilibrada e representa a carga equivalente do sistema a jusante. Os dados das capacitâncias parasitas estão apresentados na própria Figura 3.1. Todas as capacitâncias parasitas foram conectadas na barra 1 e modeladas como elementos RLC.

Nos resultados, os nós do sistema serão indicados pelo seguinte índice: número da barra, fase do nó.

As tensões nos resultados são tensões do nó a terra, exceto quando explicitadas em outra situação. Todas as tensões estão dadas em p.u. e as correntes em ampéres.

No sistema 3 barras foram feitos dois estudos de análise de falhas, um com o sistema original onde há um aterramento por alta impedância no gerador e o outro considerando o sistema isolado (retirou-se o aterramento do gerador). Nos testes foram aplicados curtos-circuitos monofásicos considerando os dois tipos de aterramento, e na seqüência serão apresentados os principais resultados obtidos pela metodologia proposta e algumas análises.

3.2.1 – Análise do Sistema Aterrado por Alta Impedância

Para análise do sistema aterrado por alta impedância, foram consideradas quatro situações, definidas nos casos a seguir:

Caso 1 – original, aterrado por alta impedância (AAI):

Neste primeiro caso, o sistema simulado é o caso base apresentado na Figura 3.1 sem a aplicação de qualquer tipo de falha. Os resultados obtidos para as tensões nos nós estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Módulos das tensões - Caso 1 - original, AAI

Nó	Caso 1
$V_{1.a}$	0,973
$V_{1.b}$	0,973
$V_{1.c}$	0,973
$V_{1.n}$	0,000
$V_{2.a}$	0,965
$V_{2.b}$	0,965
$V_{2.c}$	0,965
$V_{3.a}$	0,961
$V_{3.b}$	0,961
$V_{3.c}$	0,961

Pode-se observar que as tensões terminais do gerador encontram-se equilibradas, assim como as tensões de todo o sistema.

Caso 2 - aterrado por alta impedância e curto-circuito monofásico:

Neste segundo caso, houve a aplicação de um curto-circuito monofásico no nó da barra 2 na fase *a* (chamado daqui em diante de: nó 2 fase *a*).

Os resultados para as tensões nos nós para este teste e para o caso base são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Módulo das tensões - Caso 2 – AAI e curto-circuito monofásico

Nó	Caso 1	Caso 2
V _{1.a}	0,973	0,059
V _{1.b}	0,973	1,649
V _{1.c}	0,973	1,707
V _{1.n}	0,000	0,965
V _{2.a}	0,965	0,000
V _{2.b}	0,965	1,672
V _{2.c}	0,965	1,672
V _{3.a}	0,961	0,961
V _{3.b}	0,961	0,961
V _{3.c}	0,961	0,961

Neste teste houve uma sobretensão nos terminais do gerador nas fases *b* e *c* de, respectivamente, 169% e 175%, enquanto que a tensão na fase *a* reduziu-se drasticamente em aproximadamente 94%, se comparados com os resultados do Caso 1. Além disto, houve um deslocamento da tensão de neutro, devido ao desequilíbrio provocado pela presença do defeito.

Caso 3 - aterrado por alta impedância, sem carga e curto-circuito monofásico:

Neste terceiro teste, houve a aplicação de um curto-circuito monofásico no nó 2, fase *a*, entretanto, a contribuição das cargas foi desconsiderada.

Os resultados para este teste são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Módulo das tensões - Caso 3 – AAI e curto-circuito monofásico, sem carga

Nó	Caso 1	Caso 2	Caso 3
V _{1,a}	0,973	0,059	0,000
V _{1,b}	0,973	1,649	1,732
V _{1,c}	0,973	1,707	1,732
V _{1,n}	0,000	0,965	1,000
V _{2,a}	0,965	0,000	0,000
V _{2,b}	0,965	1,672	1,732
V _{2,c}	0,965	1,672	1,732
V _{3,a}	0,961	0,961	1,000
V _{3,b}	0,961	0,961	1,000
V _{3,c}	0,961	0,961	1,000

Desta vez houve uma sobretensão nos terminais do gerador nas fases *b* e *c* de aproximadamente 178%, enquanto que, a tensão na fase *a* reduziu-se para zero, se comparados com o Caso 1. Da mesma forma como ocorreu no teste anterior, houve um deslocamento da tensão de neutro, devido ao desequilíbrio provocado pela presença do defeito.

No caso 3, a corrente de curto-circuito que está passando pela fase *a* do ramo 1-2 apresenta pequeno valor, deste modo a queda de tensão neste ramo é pequena e praticamente toda a tensão da fonte está entre os terminais do sistema de aterramento. Sendo assim, as tensões nas fases *b* e *c* possuirão o mesmo módulo e serão aumentadas de $\sqrt{3}$ da tensão fase-neutro.

No caso 2, existe uma considerável corrente de carga, deste modo, apenas parte da tensão do gerador da fase *a* estará no sistema de aterramento (queda de tensão no ramo 1-2) e esta tensão terá um ângulo diferente de zero. Este fato explica porque as tensões das fases *b* e *c* possuem módulos distintos.

Caso 4 - aterrado por alta impedância e falha simultânea:

Neste quarto teste, houve a aplicação de curtos-circuitos monofásicos simultâneos em nós das barras 1 e 2 nas fases *b* e *a* respectivamente (nó 1,b e nó 2,a).

Os resultados para este teste e para o caso base são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Módulo das tensões - Caso 4 – AAI, falha simultânea

Nó	Caso 1	Caso 4
V _{1.a}	0,973	0,329
V _{1.b}	0,973	0,000
V _{1.c}	0,973	1,509
V _{1.n}	0,000	0,526
V _{2.a}	0,965	0,000
V _{2.b}	0,965	0,000
V _{2.c}	0,965	1,509
V _{3.a}	0,961	0,000
V _{3.b}	0,961	0,871
V _{3.c}	0,961	0,871

Neste teste houve uma sobretensão nos terminais do gerador na fase *c* de 155%, a tensão na fase *b* reduziu-se a zero e na fase *a* houve uma redução de aproximadamente 66% na tensão, se comparados com os resultados do caso base.

Houve também um deslocamento da tensão de neutro, devido ao desequilíbrio provocado pela presença dos defeitos. A explicação deste fato é análoga ao discutido no caso 3.

A Tabela 5 apresenta, para facilitar as comparações, os valores de tensão obtidos para todos os casos apresentados.

Tabela 5 – Módulo das tensões em todos os casos – AAI

Nó	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
$V_{1.a}$	0,973	0,059	0,000	0,329
$V_{1.b}$	0,973	1,649	1,732	0,000
$V_{1.c}$	0,973	1,707	1,732	1,509
$V_{1.n}$	0,000	0,965	1,000	0,526
$V_{2.a}$	0,965	0,000	0,000	0,000
$V_{2.b}$	0,965	1,672	1,732	0,000
$V_{2.c}$	0,965	1,672	1,732	1,509
$V_{3.a}$	0,961	0,961	1,000	0,000
$V_{3.b}$	0,961	0,961	1,000	0,871
$V_{3.c}$	0,961	0,961	1,000	0,871

Como dito anteriormente, a simulação do sistema sem a aplicação de curto-circuito (Caso 1) apresenta como resultados tensões equilibradas e ausência de tensão no neutro, entretanto, quando ocorre a aplicação de algum curto-circuito fase-terra, aparece uma tensão no neutro do gerador devido à presença do desequilíbrio causado pelo curto-circuito. Pode-se verificar também uma diferença média de 3% nos valores de tensões entre os casos 2 e 3, devido à consideração ou não da contribuição das cargas.

Na Tabela 6 apresenta-se resultados de correntes obtidas nos testes relativos aos quatro casos, onde:

$I_{ger,a}$, $I_{ger,b}$, $I_{ger,c}$, $I_{ger,n}$ são as correntes nas fases a, b, c e neutro do gerador, respectivamente;

$\Sigma I_{cap,a}$, $\Sigma I_{cap,b}$, $\Sigma I_{cap,c}$ são os somatórios das correntes dos capacitores conectados na barra 1, nas fases a, b, c, respectivamente;

I_{cc} é a corrente de curto-circuito.

Tabela 6 – Módulo das correntes em todos os casos – AAI

Corrente	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
$I_{ger,a}$	3080,9	3087,1	8,428	17148
$I_{ger,b}$	3080,9	3082,3	3,588	17145
$I_{ger,c}$	3080,9	3079,6	3,588	3,126
$\Sigma I_{cap,a}$	2,016	0,123	0,000	0,683
$\Sigma I_{cap,b}$	2,016	3,416	3,589	0,000
$\Sigma I_{cap,c}$	2,016	3,538	3,589	3,127
I_{cc}	0,000	8,137	8,428	17149/17145
$I_{ger,n}$	0,000	448,6	464,6	244,6

Assim como acontece para os valores de tensão, na análise do sistema sem a aplicação de curto-circuito (Caso 1), as correntes são equilibradas e não há circulação pelo neutro, neste caso, o sistema de aterramento do gerador não influencia na operação do sistema. Entretanto, quando ocorre a aplicação de curto-circuito fase-terra, há a circulação de corrente no aterramento do gerador devido ao desequilíbrio no sistema provocado pelo curto-circuito. No Caso 2, as correntes fornecidas pelo gerador apresentam uma pequena variação se comparadas com as do Caso 1 e um leve desequilíbrio, apesar dos grandes desequilíbrios observados nas tensões.

Pode-se verificar também uma diferença maior nos resultados das correntes fornecidas pelo gerador, entre os casos 2 e 3, principalmente na fase *a*, verificando a importância em se modelar de forma satisfatória as cargas.

No Caso 4 vale a pena observar os altos valores de correntes nas fases *a* e *b* dos geradores devido aos curtos-circuitos simultâneos nos nós 1 e 2 fases *b* e *a*, respectivamente. Este tipo de verificação só pode ser realizada por ferramentas que permitam realizar curtos simultâneos nas simulações.

3.2.2 – Análise do Sistema Isolado

Para este novo estudo, o aterramento do gerador da Figura 3.1 foi removido, tornando o sistema de 18 kV isolado. Foram consideradas três situações para testes que serão descritas a seguir.

Caso 1 – isolado (I):

Neste primeiro caso, o sistema simulado é o caso base apresentado na Figura 3.1, apenas retirando o aterramento do gerador, sem a aplicação de qualquer tipo de curto-circuito. Os resultados para as tensões obtidas neste teste estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Módulo das tensões - Caso 1 – I

Nó	Caso 1
V _{1.a}	0,973
V _{1.b}	0,973
V _{1.c}	0,973
V _{1.n}	0,000
V _{2.a}	0,965
V _{2.b}	0,965
V _{2.c}	0,965
V _{3.a}	0,961
V _{3.b}	0,961
V _{3.c}	0,961

Pode-se observar que as tensões terminais do gerador encontram-se equilibradas, assim como as tensões de todo o sistema.

Caso 2 – isolado e curto-circuito monofásico:

Neste segundo teste, houve a aplicação de um curto-circuito monofásico no nó 2, fase *a*. Os resultados para este teste, bem como os do caso base, são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Módulo das tensões - Caso 2 – I e curto-circuito monofásico

Nó	Caso 1	Caso 2
V _{1.a}	0,973	0,059
V _{1.b}	0,973	1,649
V _{1.c}	0,973	1,707
V _{1.n}	0,000	0,965
V _{2.a}	0,965	0,000
V _{2.b}	0,965	1,672
V _{2.c}	0,965	1,672
V _{3.a}	0,961	0,961
V _{3.b}	0,961	0,961
V _{3.c}	0,961	0,961

Houve uma sobretensão nos terminais do gerador nas fases *b* e *c* de, respectivamente, 169% e 175%, e uma redução de aproximadamente 94% na fase *a*, em relação aos resultados do caso base. Devido ao desequilíbrio provocado pela presença do defeito e o gerador estar isolado, houve um deslocamento da tensão de neutro.

Caso 3 - isolado, sem carga e curto-circuito monofásico:

Neste terceiro teste, houve a aplicação de um curto-circuito monofásico no nó 2, fase *a*, desconsiderando a contribuição das cargas.

Os resultados para este teste são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Módulo das tensões - Caso 3 – I e curto-circuito monofásico, sem carga

Nó	Caso 1	Caso 2	Caso 3
V _{1.a}	0,973	0,059	0,000
V _{1.b}	0,973	1,649	1,732
V _{1.c}	0,973	1,707	1,732
V _{1.n}	0,000	0,965	1,000
V _{2.a}	0,965	0,000	0,000
V _{2.b}	0,965	1,672	1,732
V _{2.c}	0,965	1,672	1,732
V _{3.a}	0,961	0,961	1,000
V _{3.b}	0,961	0,961	1,000
V _{3.c}	0,961	0,961	1,000

Novamente houve uma sobretensão nos terminais do gerador nas fases *b* e *c* de aproximadamente 178%, e a tensão na fase *a* reduziu para zero, comparando-se com os resultados do caso base. Da mesma forma como ocorreu no teste anterior, houve um deslocamento da tensão de neutro.

Assim como ocorrido no sistema aterrado por alta impedância, no caso 3, a corrente de curto-circuito está passando pela fase *a* do ramo 1-2 e esta corrente apresenta pequeno valor, menor que a corrente do caso 3 do sistema aterrado por alta impedância, assim a queda de tensão neste ramo é muito pequena e praticamente toda a tensão entre os terminais da fonte interna da fase *a* está no nó neutro. Sendo assim as tensões nas fases *b* e *c* possuirão o mesmo módulo e serão aumentadas de $\sqrt{3}$ da tensão fase-neutro.

No caso 2, existe uma considerável corrente de carga, assim há uma queda de tensão considerável no ramo 1-2, deste modo, parte da tensão interna do gerador da fase *a* estará no nó neutro do gerador e esta tensão poderá ter um ângulo diferente de zero. Este fato explica porque as tensões das fases *b* e *c* possuem módulos distintos.

Para facilitar as comparações, a Tabela 10 apresenta os valores de tensões para todos os casos apresentados.

Tabela 10 – Módulo das tensões em todos os casos – I

Nó	Caso 1	Caso 2	Caso 3
V _{1.a}	0,973	0,059	0,000
V _{1.b}	0,973	1,649	1,732
V _{1.c}	0,973	1,707	1,732
V _{1.n}	0,000	0,965	1,000
V _{2.a}	0,965	0,000	0,000
V _{2.b}	0,965	1,672	1,732
V _{2.c}	0,965	1,672	1,732
V _{3.a}	0,961	0,961	1,000
V _{3.b}	0,961	0,961	1,000
V _{3.c}	0,961	0,961	1,000

Analisando os resultados apresentados na Tabela 10 verifica-se que no sistema sem a aplicação de curto-circuito (Caso 1) as tensões são equilibradas e, portanto, não há deslocamento de neutro, situação esta que ocorre quando há a aplicação de curto-circuito, nos casos 2 e 3, devido ao desequilíbrio causado pelo curto-circuito.

Pode-se verificar também que as tensões em todos os nós do sistema nos casos 1, 2 e 3, obtiveram praticamente os mesmos valores para o sistema aterrado por alta impedância e isolado, ou seja, os valores de tensão não dependeram da estratégia de aterramento utilizada. Isto ocorre porque a corrente de curto-circuito retorna principalmente pelas capacitâncias parasitas que são as mesmas nos dois casos e apenas uma parcela menor retorna pelo aterramento do gerador quando aterrado por alta impedância. Esta diferença de corrente (a corrente no aterramento possui um pequeno valor no primário do aterramento) não é suficiente para causar grandes discrepâncias de tensão neste sistema entre os casos aterrado por alta impedância e isolado.

A Tabela 11 apresenta os resultados de correntes obtidos nas simulações dos casos com o sistema isolado.

Tabela 11 – Módulo das correntes em todos os casos – I

Corrente	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$I_{ger,a}$	3080,9	3081,4	6,217
$I_{ger,b}$	3080,9	3081,4	3,589
$I_{ger,c}$	3080,9	3081,4	3,589
$\Sigma I_{cap,a}$	2,016	0,123	0,000
$\Sigma I_{cap,b}$	2,016	3,416	3,589
$\Sigma I_{cap,c}$	2,016	3,538	3,589
I_{cc}	0,000	6,003	6,217
$I_{ger,n}$	0,000	0,000	0,000

Praticamente não há variações nos valores de correntes fornecidos pelo gerador nos casos 1 e 2, pois o sistema está isolado. Pode-se verificar novamente uma diferença maior nos resultados das correntes fornecidas pelo gerador, entre os casos 2 (com carga) e 3 (sem carga), ambos com o sistema isolado, principalmente na fase *a*, verificando a importância em se modelar de forma satisfatória as cargas.

Nos casos 2 e 3 a corrente de curto-circuito da fase *a* retornou pelas capacitâncias parasitas do sistema.

A Tabela 12 é mostrada para comparar os valores para os casos 1, 2 e 3 do sistema aterrado por alta impedância e do sistema isolado.

Tabela 12 – Módulo das correntes – aterrado por alta impedância x isolado

Corrente	Sistema aterrado por alta impedância			Sistema isolado		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$I_{ger,a}$	3080,9	3087,1	8,428	3080,9	3081,4	6,217
$I_{ger,b}$	3080,9	3082,3	3,588	3080,9	3081,4	3,589
$I_{ger,c}$	3080,9	3079,6	3,588	3080,9	3081,4	3,589
$\Sigma I_{cap,a}$	2,016	0,123	0,000	2,016	0,123	0,000
$\Sigma I_{cap,b}$	2,016	3,416	3,589	2,016	3,416	3,589
$\Sigma I_{cap,c}$	2,016	3,538	3,589	2,016	3,538	3,589
I_{cc}	0,000	8,137	8,428	0,000	6,003	6,217
$I_{ger,n}$	0,000	448,6	464,6	0,000	0,000	0,000

Diferentemente do ocorrido com as tensões, como dito anteriormente, as correntes no sistema isolado apresentaram variações se comparadas com os mesmos testes

realizados para o sistema aterrado por alta impedância. Isto pode ser verificado principalmente nas seguintes correntes: correntes de neutro no gerador, corrente de curto-circuito no caso 2, corrente fornecida pelo gerador na fase *a* e corrente de curto-circuito no caso 3. A exceção ocorre para os resultados do caso base (Caso 1), quando não foi aplicado curto-circuito, neste caso, com o sistema equilibrado, o sistema de aterramento não influencia nas condições operativas do sistema elétrico, e as correntes são as mesmas para os testes com o sistema aterrado por alta impedância ou isolado.

As análises realizadas e as diferenças apresentadas nos resultados, entre o caso aterrado por alta impedância e o caso isolado, demonstram a importância de se poder realizar representações detalhadas dos sistemas.

3.3 SISTEMA IEEE 4 BARRAS

O sistema IEEE 4 barras apesar de ser um sistema de pequeno porte, apresenta grandes desequilíbrios, sendo um bom sistema para testes em ferramentas de análise de sistemas elétricos de distribuição, onde seu propósito original é testar diversos tipos de conexões de transformadores (DSASC, 2014).

Este sistema possui um transformador conectado entre as barras 2 e 3, que pode operar como um transformador elevador ou abaixador de tensão, as linhas são desequilibradas, assim como a carga conectada na barra 4. A Figura 3.2 apresenta o diagrama unifilar do sistema IEEE 4 barras.

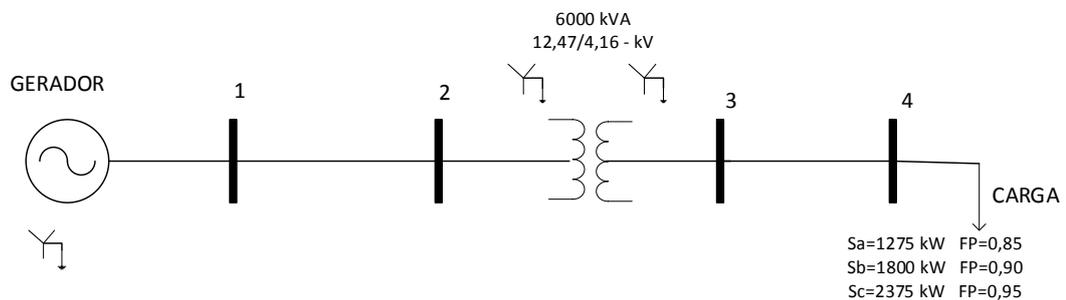


Figura 3.2 - Sistema IEEE 4 barras

Neste trabalho serão apresentadas simulações com a ferramenta proposta de quatro situações de curto-circuito interno no transformador conectado entre as barras 2 e 3 deste sistema.

As tensões nas fases a , b e c da barra de geração foram fixadas nos valores pré-falta iguais a $7200 \angle 0^\circ$ V, $7200 \angle -120^\circ$ V, e $7200 \angle 120^\circ$ V, respectivamente. Para verificar melhor as questões associadas às falhas, não foi representado o ramo de magnetização do transformador. Também foi considerado que existe um acoplamento magnético perfeito entre todas as espiras de um mesmo enrolamento do transformador, isto é uma aproximação, maiores detalhes sobre uma representação mais correta podem ser encontrados em FILIPOVIC-GRCIC *et al.* (2011), ARBOLEYA *et al.* (2004), BASTARD *et al.* (1994).

A seguir serão descritos os casos analisados neste trabalho sobre o IEEE 4 barras. Em suas descrições, o valor percentual do enrolamento do transformador ($p\%$) é definido a partir do nó neutro, ou seja, exatamente no nó neutro o valor seria 0%.

Caso 1: Curto-circuito em 50% do enrolamento de alta tensão

Neste caso, para simular uma falha interna do transformador, na fase a , um nó intermediário (2.f) foi criado a 50% do enrolamento de alta tensão do transformador. O curto-circuito foi representado por uma resistência desprezível ($10^{-8} \Omega$). A carga localizada no nó 4 foi desconsiderada.

O esquema representativo do sistema com a falha indicada neste caso e os resultados da simulação são apresentados na Figura 3.3.

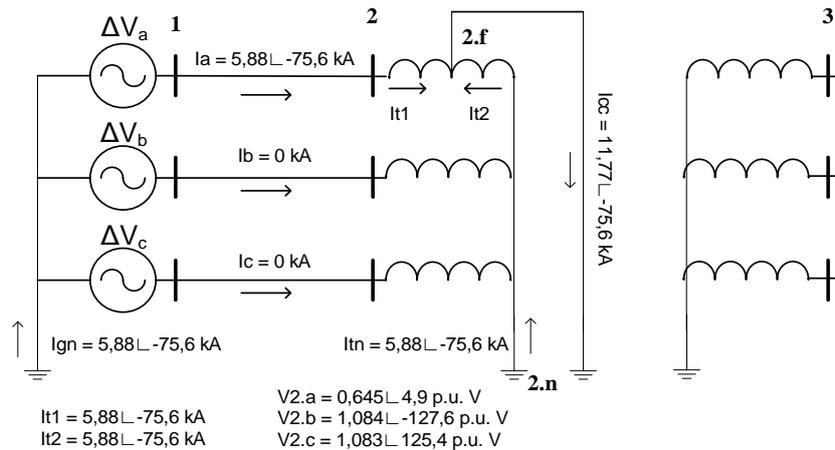


Figura 3.3 – Resultados da simulação

Observa-se também que, embora o circuito secundário esteja aberto, existe um fluxo de corrente de curto-circuito no enrolamento de alta tensão do transformador, mesmo com o enrolamento de baixa tensão aberto. Isto aconteceu porque uma tensão (tensão da fase *a* da fonte menos a queda de tensão na fase *a* do circuito) é aplicada ao segmento 2.a-2.f do transformador, e este segmento está magneticamente acoplado ao segmento 2.f-2.n (efeito de indução, semelhante a um autotransformador). Assim, as correntes (I_{t1} e I_{t2}) possuem magnitudes iguais e opostas em ambos os segmentos (2.a-2.f e 2.n-2.f), assim a corrente de curto-circuito será o somatório das correntes I_{t1} e I_{t2} , sendo que, a corrente no neutro de gerador será igual a I_{t1} , uma vez que não há correntes nas fases *b* e *c* no lado de alta do transformador, já que o circuito secundário está aberto.

Caso 2 - Curto-circuito no enrolamento de alta tensão, variando a posição do curto no enrolamento (chamado de percentual de enrolamento, $p\%$, do transformador)

Neste caso, foi variado o percentual do enrolamento ($p\%$) do transformador a ser considerado no curto na análise. A variação foi feita entre 100 % (curto-circuito fase-terra, no caso nó 2.a-terra) e 1% (praticamente curto-circuito neutro-terra, nó 2.n-terra). A contribuição da carga foi desconsiderada.

A Figura 3.4 apresenta as tensões nos terminais (2.a, 2.b e 2.c) do transformador obtidas nas simulações com a variação de $p\%$.

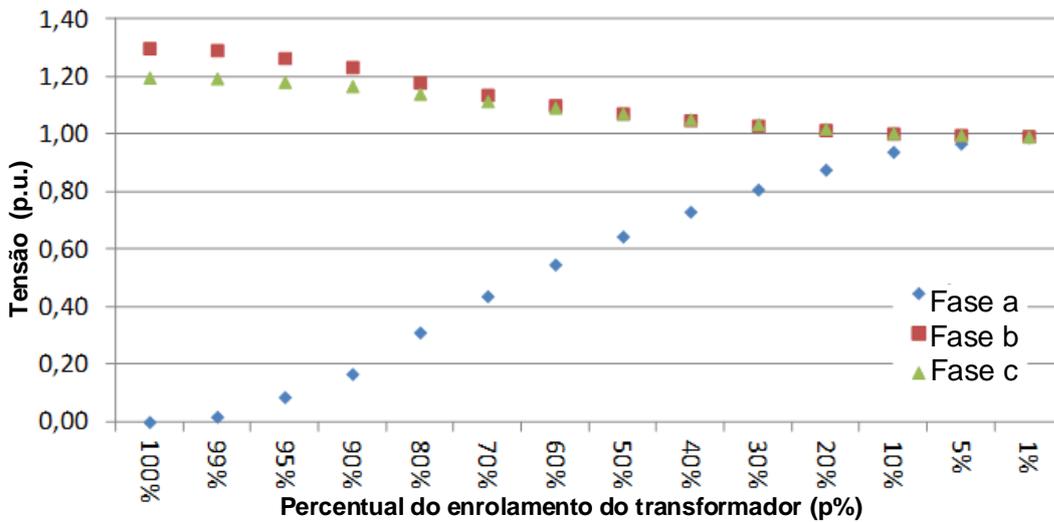


Figura 3.4 – Variação das tensões em relação ao percentual de enrolamento do transformador considerado no curto

Observa-se que as fases *b* e *c* apresentam sobretensão para curtos-circuitos no nó 2.a.

As correntes das fases *a*, *b* e *c* do circuito 1-2, a corrente de curto-circuito interno, a corrente no aterramento do gerador (Ater. Ger) e a corrente no aterramento do transformador (Ater. Trf) são apresentados na Figura 3.5.

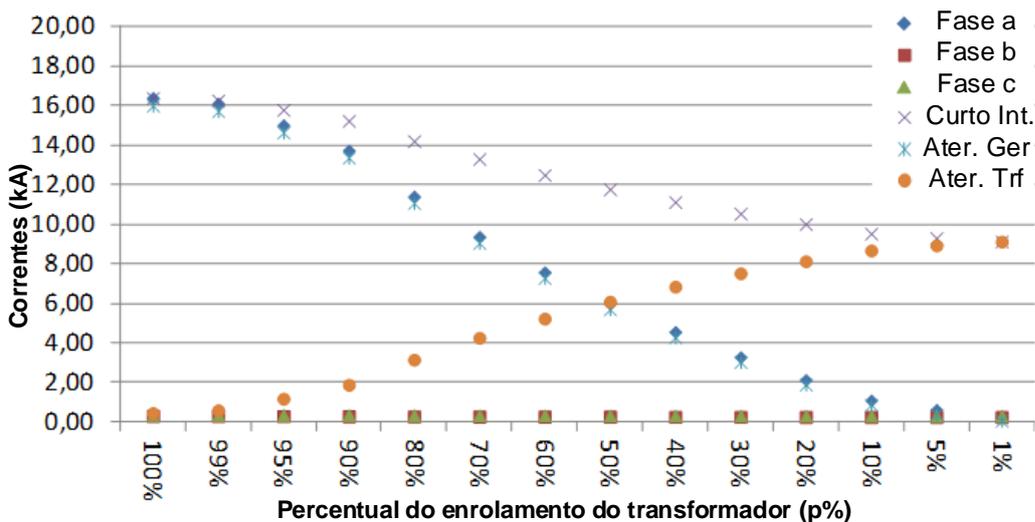


Figura 3.5 – Variação das correntes em relação ao percentual de enrolamento do transformador considerado no curto

Observa-se que:

(i) as correntes nas fases *b* e *c* são nulas em todas as simulações;

(ii) a corrente na fase *a* e a corrente no aterramento do gerador se reduzem no mesmo padrão. Isto ocorre porque a corrente no aterramento do gerador é a corrente que flui para a fase *a* do circuito 1-2 devido justamente à ausência de corrente nas fases *b* e *c*.

(iii) a corrente de curto-circuito interno é sempre maior do que a corrente de fase (fase *a*, neste caso). Isto ocorre porque a corrente de curto interno é a soma da corrente de fase mais a corrente induzida na outra parte do enrolamento do transformador;

(iv) a corrente no aterramento do transformador aumenta à medida que o ponto de curto-circuito se move para o neutro (percentual de enrolamento do transformador *p*% diminui). Isto ocorre devido ao acoplamento magnético e a corrente induzida.

Caso 3 - Curto-circuito no enrolamento de alta tensão variando o percentual de enrolamento (*p*%) do transformador com conexão delta-estrela aterrado

Neste caso, o transformador conectado entre os nós 2 e 3 do sistema foi modelado com a conexão delta-estrela aterrado, e o valor do percentual do enrolamento do transformador a ser considerado na análise (referente a posição do curto) foi variado entre 100% (curto-circuito fase *a* - terra) e 0% (curto-circuito fase *b* - terra). A contribuição da carga foi desconsiderada.

Na Figura 3.6 apresenta-se os resultados obtidos pela ferramenta proposta para as simulações indicadas para as tensões de fase nos terminais (2.a, 2.b e 2.c) do transformador.

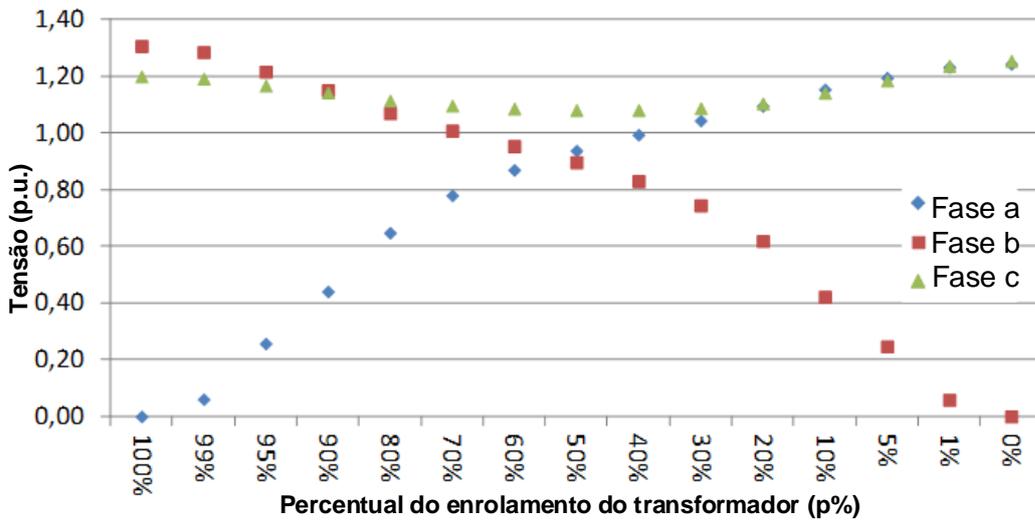


Figura 3.6 - Variação das tensões em relação ao percentual de enrolamento do transformador em delta considerado no curto

Observa-se que o módulo das tensões nas fases *a* e *b* variam com comportamento inverso conforme a diminuição do percentual de enrolamento do transformador e que a fase *c* apresenta uma pequena sobretensão.

Na Figura 3.7 são apresentadas as correntes das fases *a*, *b* e *c* do circuito 1-2, a corrente de curto-circuito interno, a corrente no aterramento do gerador (Ater. Ger).

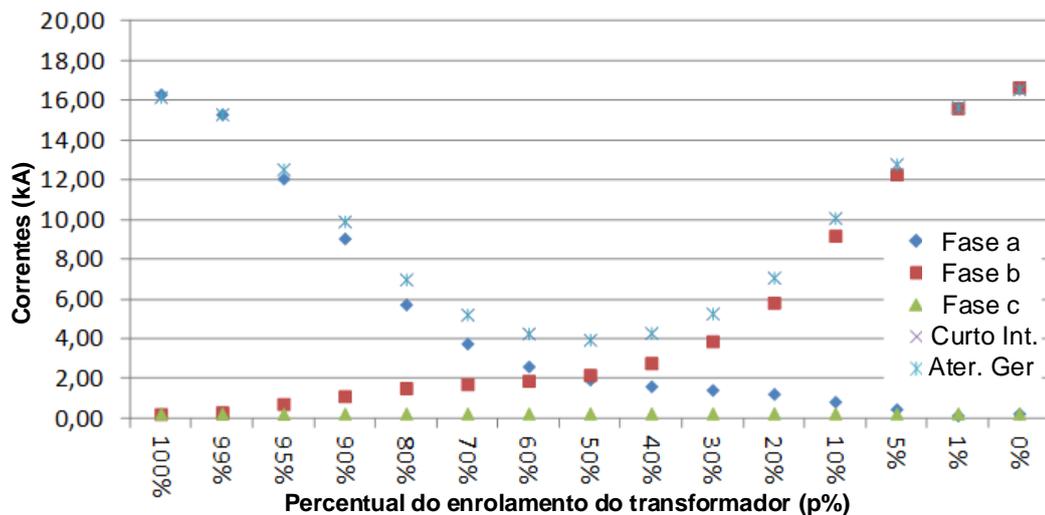


Figura 3.7 – Variação das correntes em relação ao percentual de enrolamento do transformador em delta considerado no curto

Observa-se que:

- (i) a corrente na fase *c* é nula em todos os momentos;
- (ii) a corrente no aterramento do gerador é igual à corrente de curto-circuito interno, porque esta é a única via de retorno da corrente;
- (iii) a corrente de curto-circuito interno é a soma das correntes de curto-circuito das fases *a* e *b*.

Caso 4 - Curto-circuito em enrolamentos de níveis de tensões diferentes (primário e secundário)

Neste caso, nós intermediários foram criados nos enrolamentos de alta e baixa tensão, na fase *a*, para simular um curto-circuito interno entre os enrolamentos de níveis de tensões diferentes.

Estes nós foram criados considerando a posição do curto como sendo a intermediária dos enrolamentos de cada lado (50% do enrolamento de cada lado)

A contribuição da carga foi desconsiderada.

Os resultados desta simulação são apresentados na Figura 3.8.

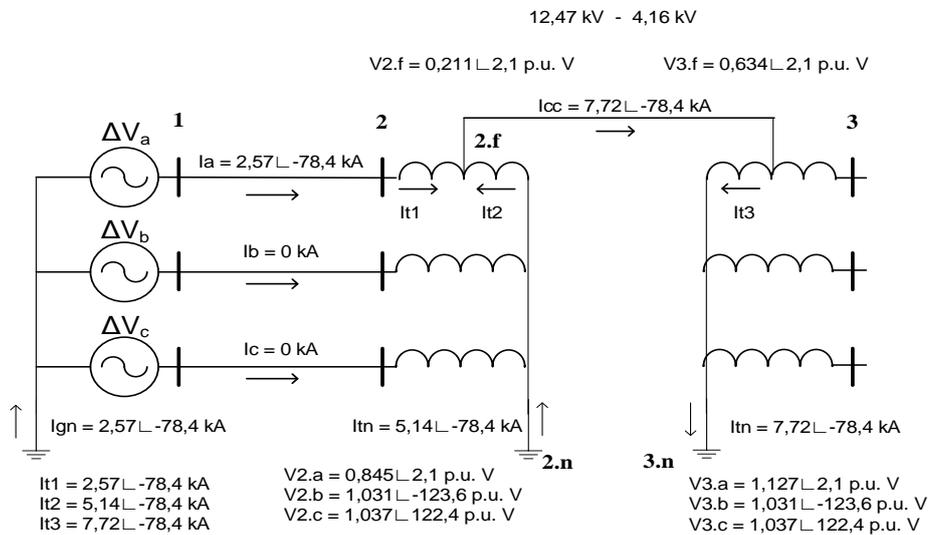


Figura 3.8 - Resultados da simulação

Observa-se pelos resultados apresentados na Figura 3.8 que:

- (i) as correntes nas fases *b* e *c* são nulas, já que não há corrente de carga no secundário do transformador;

(ii) a corrente na fase a e a corrente no aterramento do gerador são iguais, devido justamente à ausência de corrente nas fases b e c , já que o circuito secundário está aberto;

(iii) a corrente de curto-circuito interno é a soma da corrente na fase a mais a corrente induzida na outra parte do enrolamento do transformador;

(iv) a circulação de corrente de curto-circuito ocorreu do enrolamento de alta tensão para parte do enrolamento de baixa tensão do transformador.

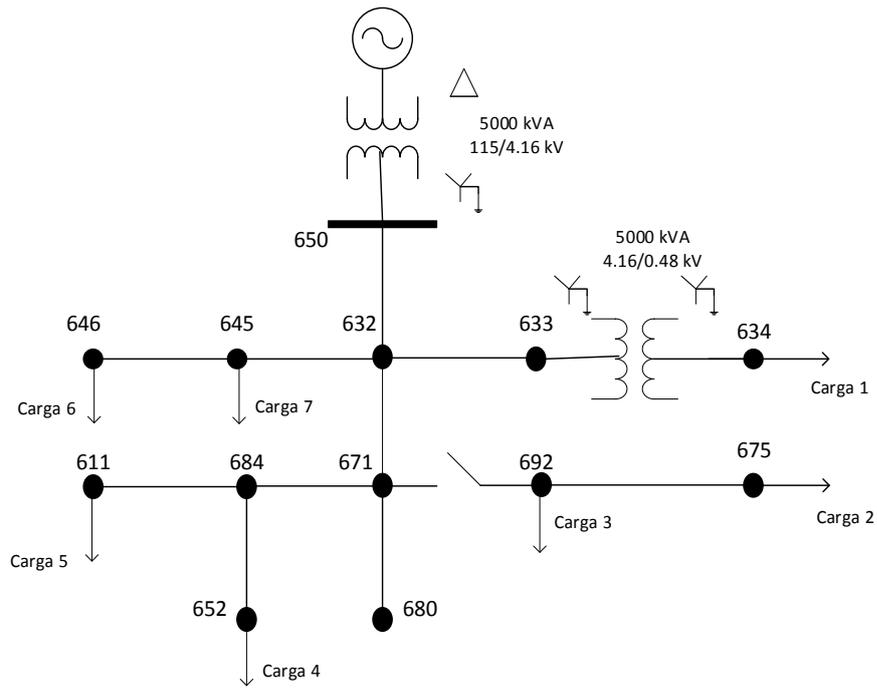
Ambos os efeitos (iii) e (iv) são explicados pelo acoplamento magnético entre os enrolamentos.

É importante ressaltar que, metodologias puramente trifásicas ou cuja solução é feita por componentes simétricas são limitadas, e a resolução deste caso, por exemplo, tornar-se-ia muito complicada ou até mesmo impossível para o tipo de representações e análises consideradas neste sistema.

3.4 SISTEMA IEEE 13 BARRAS

O sistema IEEE 13 barras, apesar de ser um sistema de pequeno porte proporciona um bom teste devido à assimetria e desequilíbrio existentes. Este sistema possui dois transformadores, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos e cargas desequilibradas (DSASC, 2014). Porém, na análise realizada nesta seção a contribuição das cargas foi desconsiderada, para que os efeitos somente da interação dos curtos com a configuração da rede pudessem ser claramente visualizados.

A Figura 3.9 apresenta o diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras.



645->646: ramal bifásico aéreo (C B N)
 671->684: ramal bifásico aéreo (A C N)
 684->611: ramal monofásico aéreo (C N)
 684->652: ramal monofásico subterrâneo (A N)
 Demais trechos são trifásicos

Figura 3.9 – Sistema IEEE 13 barras

No sistema IEEE 13 barras foram simulados vários testes, e dentre eles a aplicação de curtos-circuitos trifásicos sem a terra em todas as barras trifásicas.

Alguns resultados obtidos com as simulações são apresentados na Tabela 13. São mostradas as correntes de curto-circuito em cada nó e um cálculo de diferença percentual entre o maior e o menor valor entre as fases (Dif%).

Tabela 13 – Módulo das correntes de curto-circuito – IEEE 13 barras

Barra	I _a (kA)	I _b (kA)	I _c (kA)	Dif(%)
692	3,35	3,27	2,96	13,17
680	2,91	2,84	2,55	14,11
675	3,07	3,04	2,75	11,63
671	3,35	3,27	2,96	13,17
650	8,42	8,42	8,42	0
634	15,27	15,13	14,72	3,73
633	4,15	4,02	3,80	9,21
632	4,80	4,70	4,39	9,34

Destaca-se que mesmo na condição de curtos-circuitos trifásicos (curtos equilibrados) pode-se observar que em várias barras os valores das correntes de curto-circuito nas fases *a*, *b*, e *c* possuem uma diferença superior a 9%, devido ao desequilíbrio do sistema. Estas verificações e análises não poderiam ser efetuadas caso o sistema fosse representado da forma clássica por redes de sequencia para sua análise. Assim, verifica-se novamente a importância de uma modelagem multifásica mais detalhada do sistema elétrico, capaz de representar os desequilíbrios presentes neste sistema.

3.5 SISTEMA NEV

O sistema NEV (Neutral to Earth Voltages) (DSASC, 2014), assim como os outros casos desenvolvidos pelo DSASC, é baseado em um caso real. Seu principal foco é testar a capacidade das metodologias de calcular tensões de neutros para a terra, por isso o acrônimo utilizado em seu nome.

Estas tensões aparecem devido a desequilíbrios nos sistemas elétricos e podem ter valores consideráveis nos equipamentos dependendo da estratégia de aterramento utilizada.

Desta maneira, o sistema NEV também desafia as ferramentas de análise de sistemas de distribuição no que diz respeito à modelagem do sistema, necessitando das modelagens de condutores neutros e aterramentos de forma explícita. Assim, os valores

de tensão e corrente nestes condutores podem ser calculados, o que normalmente não acontece para diversas ferramentas, apesar da importância do conhecimento de tais grandezas, sobretudo para os sistemas de proteção. Logo, uma preocupação é justamente incentivar o desenvolvimento de ferramentas capazes de modelar estas e outras diversas características principalmente dos sistemas de distribuição e industriais.

Neste sistema, a subestação tem um transformador de três enrolamentos relativamente grande com um reator de $0,3 \Omega$ conectado no neutro para limitar as contribuições de correntes de curto-circuito.

Quatro alimentadores deixam a subestação, e compartilham um cabo neutro. Alguns se ramificam em ramais monofásicos. Também existem quatro circuitos de telecomunicações sobre os mesmos postes, cada um suspenso por um cabo mensageiro aterrado.

A maior parte da carga é modelada no final de cada alimentador como um equivalente trifásico, conectadas ao sistema por transformadores que possuem conexão Y aterrado-Y. As cargas são desequilibradas.

A Figura 3.10 apresenta o diagrama unifilar do sistema NEV.

Cabe observar que, os nós que possuem números circulados na Figura 3.10 são os denominados postes notáveis para efeitos de análise, definidos como os postes (nós) que fazem bifurcação de troncos ou ramais que possuem equipamentos como: transformadores, banco de capacitores ou cargas consideráveis.

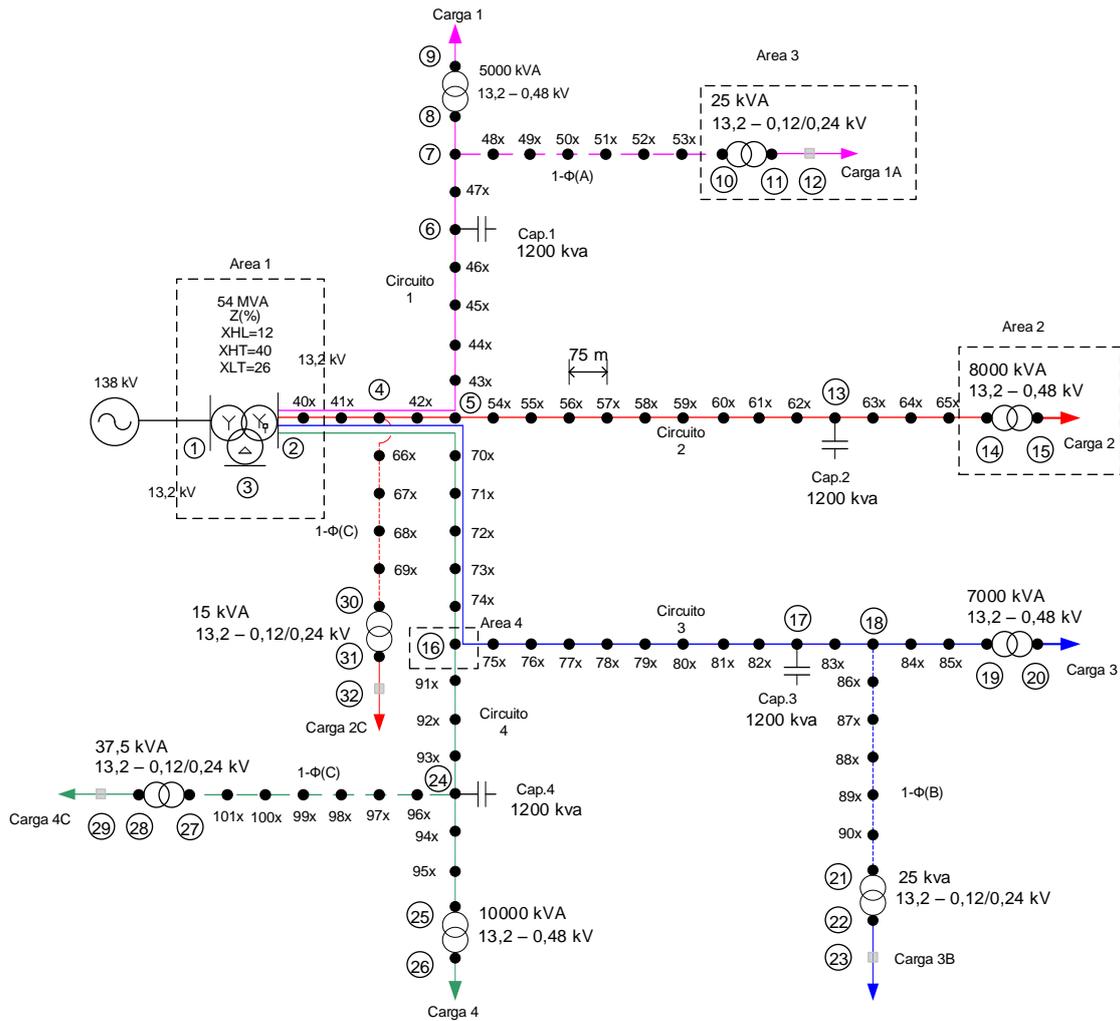


Figura 3.10 – Sistema NEV

O sistema teste NEV foi utilizado neste trabalho para demonstrar a eficiência da metodologia proposta na representação e solução de sistemas elétricos complexos. Foram realizados estudos para avaliar os efeitos das simplificações comumente utilizadas em várias metodologias de análises de falhas.

Dentre as analisadas realizadas, aqui serão apresentadas cinco situações:

(i) O sistema foi representado de forma completa e o curto-circuito foi aplicado entre o nó 16.4.a (leia: nó do poste 16, circuito 4, fase *a*) e o neutro do sistema, nó 16.n, com uma resistência de defeito R_{an} igual a $10^{-8} \Omega$. Ressalta-se que este curto fase-neutro é comum de acontecer em sistemas reais, mas não pode ser retratado e analisado em muitas metodologias, especialmente as que usam redes de sequência.

(ii) O sistema foi representado de forma completa e o curto-circuito foi aplicado entre o nó 16.4.a (poste 16, circuito 4, fase *a*) e a terra através de uma resistência de defeito R_{ag} igual a $10^{-8} \Omega$.

(iii) Curto-circuito entre o nó 16.4.a (poste 16, circuito 4, fase *a*) e a terra, sendo que neste caso as impedâncias mútuas entre os circuitos serão desconsideradas, mas as impedâncias mútuas entre as fases de mesmo circuito serão consideradas.

(iv) Curto-circuito entre o nó 16.4.a (poste 16, circuito 4, fase *a*) e a terra, sendo que neste caso serão representados apenas os postes notáveis (com números circulados na figura representativa do sistema), e todas as impedâncias mútuas serão consideradas.

(v) Defeito entre o nó 16.4.a (poste 16, circuito 4, fase *a*) e a terra, sendo que neste caso as impedâncias mútuas entre os circuitos não serão consideradas e também só serão representados os postes notáveis.

Na Figura 3.11 é apresentado um desenho detalhando as características de conexões entre os circuitos e são colocadas indicações de impedâncias para facilitar a visualização das falhas que foram analisadas nos casos descritos.

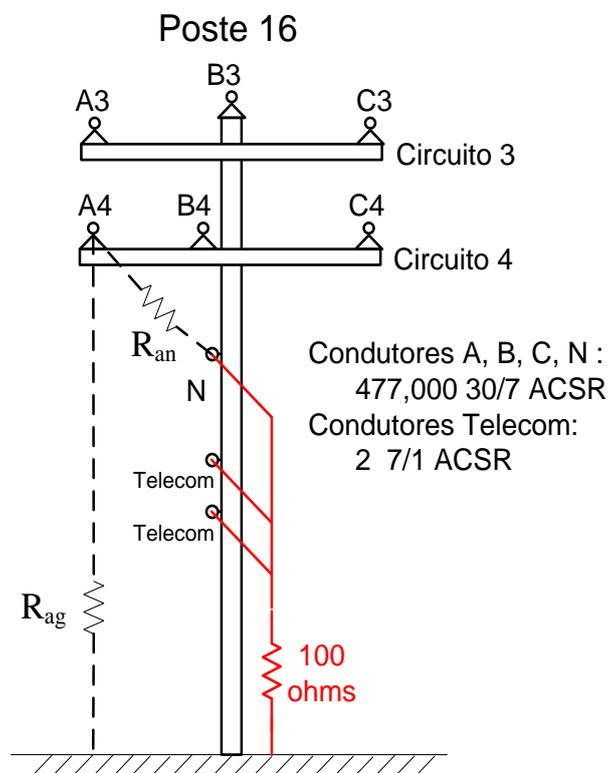


Figura 3.11 – Poste 16

Na Figura 3.12 são apresentados os módulos das correntes de curto-circuito no nó 16.4.a, para todos os cinco casos citados.

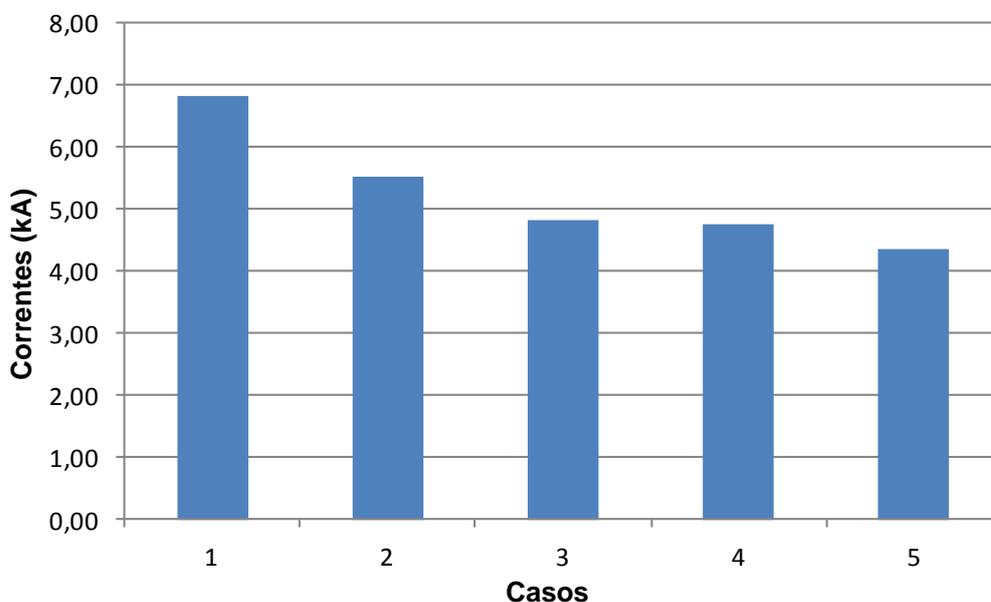


Figura 3.12 – Valores das correntes em cada caso

Pode-se observar uma diferença considerável entre o valor da corrente de curto-circuito fase-neutro (Caso1) para a corrente de curto-circuito fase-terra (Caso 2), ambos, considerando todos os aspectos do sistema teste. Esta comparação mostra claramente a importância da representação explícita do condutor neutro. Na verdade, a utilização da técnica de redução de Kron para a incorporação dos efeitos do condutor neutro nos condutores de fase, muito utilizada em várias metodologias, pode levar a grandes erros em sistemas que não são solidamente aterrados em todos os pontos e, portanto, não deve ser utilizada nestas situações. Neste caso, a diferença entre as correntes foi de aproximadamente 23%. Cabe ressaltar que o valor da resistência de 100Ω indicada no aterramento do neutro pode ser referente à malha de aterramento do poste.

Além disso, é possível observar ainda, pelos resultados apresentados na Figura 3.12, o aumento nos erros dos resultados à medida que as simplificações são adotadas, chegando a uma diferença de corrente de curto-circuito entre o caso 2 e o caso 5 de aproximadamente 26%.

Vale ressaltar que entre estes casos (2 a 5) as únicas simplificações foram a consideração ou não das impedâncias mútuas entre os circuitos e a representação ou não de todos os postes, sendo que as impedâncias mútuas entre as fases de cada circuito e os

desequilíbrios foram representadas em todos os casos. Neste ponto, analisando os resultados, nota-se novamente a importância da modelagem completa da rede.

Na Tabela 14 são apresentados os valores de correntes nos nós do alimentador de 13,2 kV na saída da subestação, onde a primeira coluna é representada por:

- Nós 1.a, 1.b e 1.c, representam as fases do circuito 1;
- Nós 2.a, 2.b e 2.c, representam as fases do circuito 2;
- Nós 3.a, 3.b e 3.c, representam as fases do circuito 3;
- Nós 4.a, 4.b e 4.c, representam as fases do circuito 4;
- ntr é o neutro do transformador;
- tc1, tc2, tc3 e tc4 são cabos de telecomunicação;

Tabela 14 – Módulos das correntes – Sistema NEV

	Casos – Correntes (A)					Diferenças (%)	
	1	2	3	4	5	d1	d2
1.a	59	81	82	94	92	38,1	15,6
1.b	211	218	213	216	212	3,0	2,8
1.c	224	207	214	199	206	7,7	7,7
2.a	141	185	198	227	223	38,7	16,3
2.b	376	388	371	385	371	3,1	4,5
2.c	358	331	346	318	333	7,4	8,5
3.a	89	158	161	191	186	77,8	21,0
3.b	281	288	271	285	272	2,8	6,4
3.c	345	304	324	290	309	11,8	11,9
4.a	6816	5741	4968	5059	4593	15,8	25,0
4.b	486	489	534	482	531	0,6	10,7
4.c	651	563	628	539	587	13,5	16,5
ntr	2657	1544	1062	1030	714	41,9	116
tc1	762	426	330	274	222	44,0	91,9
tc2	774	428	345	271	232	44,7	84,2
tc3	795	435	363	272	244	45,3	77,8
tc4	833	451	389	279	262	45,9	72,2

A coluna d1 das “Diferenças (%)” apresenta as diferenças percentuais entre o caso 1 e o caso 2, nota-se que há diversos valores muito discrepantes, destacando os valores nos cabos de telecomunicações, que possuem uma diferença superior a 40%. Vê-se as diferenças no cabo neutro em torno de 41,9%, uma diferença de aproximadamente 15% na fase *a* e 14% na fase *c* do circuito 4, e uma diferença de 77,8% na fase *a* do circuito 3.

Na coluna d2(%) são apresentadas as diferenças percentuais entre os maiores e menores valores obtidos nos casos 2, 3, 4 e 5. Notam-se claramente os altos valores de discrepância entre os resultados das simulações, destacando-se a diferença de 116% no valor da corrente de neutro entre os resultados dos casos 2 e 5, mostrando que as simplificações podem levar a resultados bastante errados e não aproximados (ou seja, na realidade não deveriam ser consideradas meras simplificações).

3.6 SISTEMA IEEE 34 BARRAS

Para validar a metodologia proposta foi realizado um estudo utilizando o PSCAD. O sistema utilizado para realizar esta comparação foi o IEEE 34 barras (DSASC, 2014).

Para mostrar algumas comparações de resultados obtidos, as correntes de falhas trifásicas em algumas barras, calculadas pela metodologia proposta são apresentadas na Tabela 15. As correntes indicadas com o subíndice “sub” representam as correntes medidas na saída da subestação e as correntes com o subíndice “cc” são as correntes no ponto de curto-circuito.

Na Tabela 16 são apresentados os valores RMS das correntes de curto-circuito calculados pelo PSCAD depois do transitório inicial. Como podem ser observados os valores são bastante próximos aqueles obtidos pela metodologia proposta indicando que a solução da mesma é eficiente. As pequenas diferenças de valores podem ser explicadas pelas pequenas diferenças nas entradas de dados (que acabam por impactar nas modelagens) entre os programas.

Tabela 15 - Correntes de curtos-circuitos trifásicos – metodologia proposta

Barra	$I_{a,sub}$	$I_{b,sub}$	$I_{c,sub}$	$I_{a,cc}$	$I_{b,cc}$	$I_{c,cc}$
812	764	810	744	764	806	742
848	260	275	245	250	268	249
890	93	92	83	413	437	413

Tabela 16 - Correntes de curtos-circuitos trifásicos – PSCAD

Barra	$I_{a,sub}$	$I_{b,sub}$	$I_{c,sub}$	$I_{a,cc}$	$I_{b,cc}$	$I_{c,cc}$
812	765	811	743	723	797	717
848	262	277	247	254	265	241
890	96	96	85	410	434	410

As formas de ondas apresentadas pelo PSCAD são mostradas na Figura 3.13, Figura 3.14, Figura 3.15 e Figura 3.16. Por questões de espaço no documento apenas algumas curvas serão apresentadas.

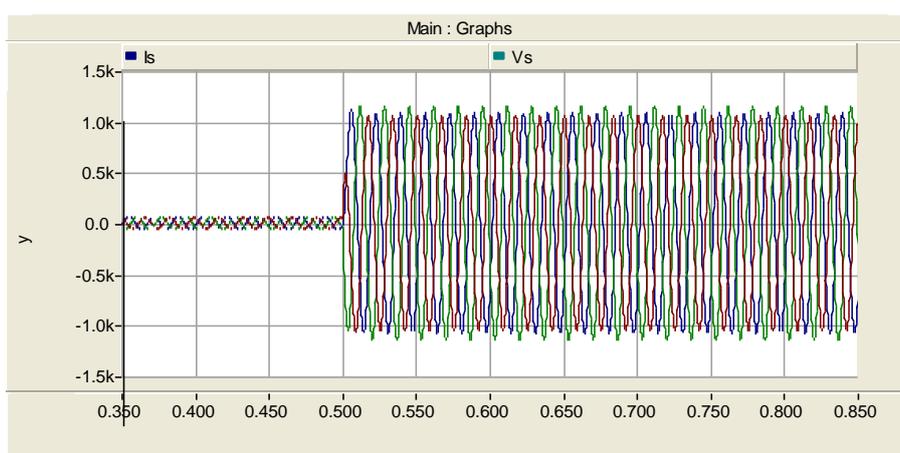


Figura 3.13 - Curto-circuito trifásico - Barra 812 - Correntes da subestação

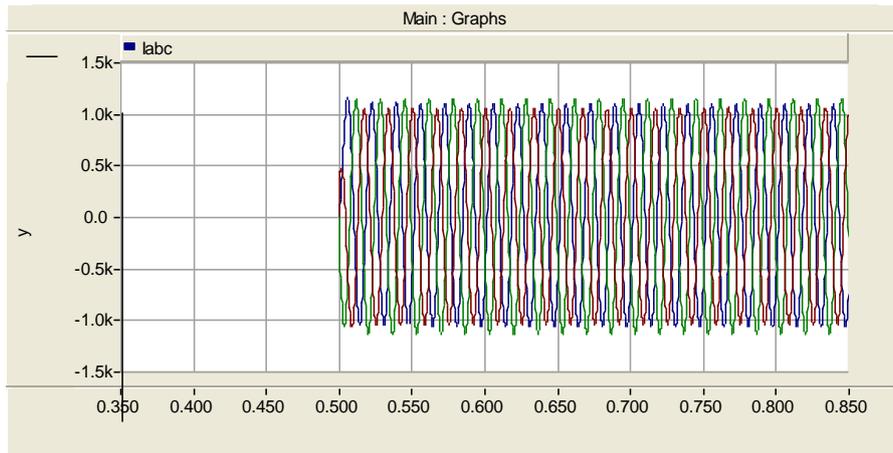


Figura 3.14 - Curto-circuito trifásico - barra 812 - Correntes no ponto de falha

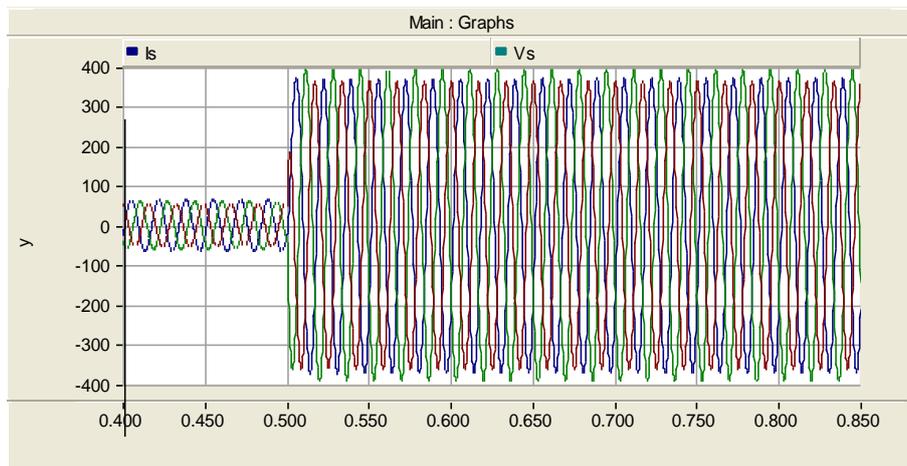


Figura 3.15 - Curto-circuito trifásico - barra 848 - Correntes da subestação

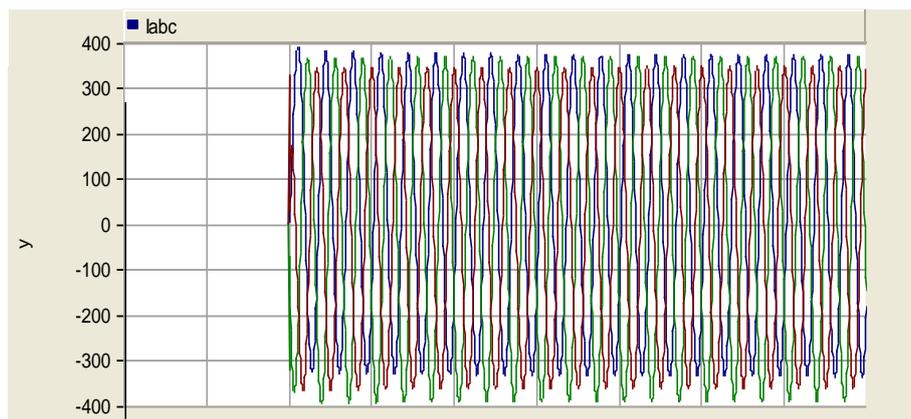


Figura 3.16 - Curto-circuito trifásico - barra 848 - Correntes no ponto de falha

Na Tabela 17 e Tabela 18 são apresentados os valores RMS das correntes de curto-circuito calculados pela metodologia proposta e pelo PSCAD para alguns curtos monofásicos. Novamente pode-se observar que os valores obtidos são praticamente os mesmos.

Tabela 17 - Correntes de curto-circuito monofásicas (A) – metodologia proposta

Barra (fase)	$I_{a,sub}$	$I_{b,sub}$	$I_{c,sub}$	$I_{a,cc}$	$I_{b,cc}$	$I_{c,cc}$
812(a)	570	45	28	560	0	0
848 (b)	37	207	38	0	191	0
890 (c)	43	36	72	0	0	342

Tabela 18 - Correntes de curto-circuito monofásicas (A) – PSCAD

Barra (fase)	$I_{a,sub}$	$I_{b,sub}$	$I_{c,sub}$	$I_{a,cc}$	$I_{b,cc}$	$I_{c,cc}$
812(a)	571	44	27	560	0	0
848(b)	38	210	39	0	192	0
890(c)	42	36	70	0	0	353

As formas de ondas apresentadas pelo PSCAD são mostradas na Figura 3.17 e Figura 3.18.

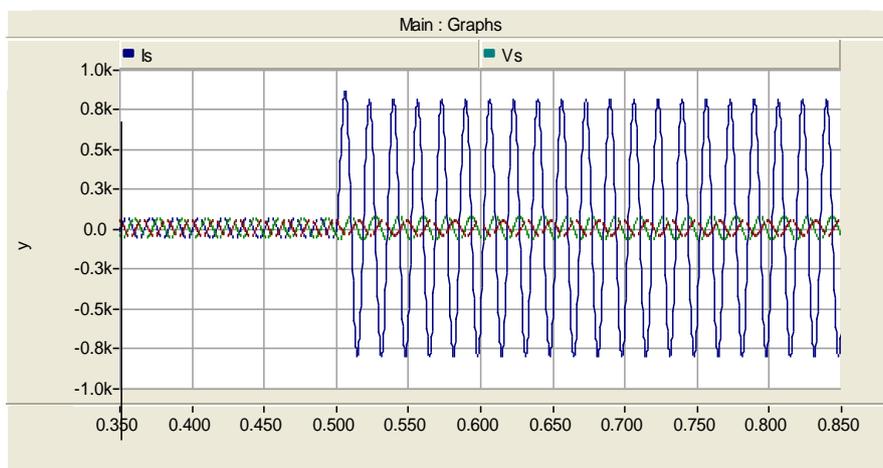


Figura 3.17 - Curto-circuito monofásico - barra 812 - Correntes da subestação

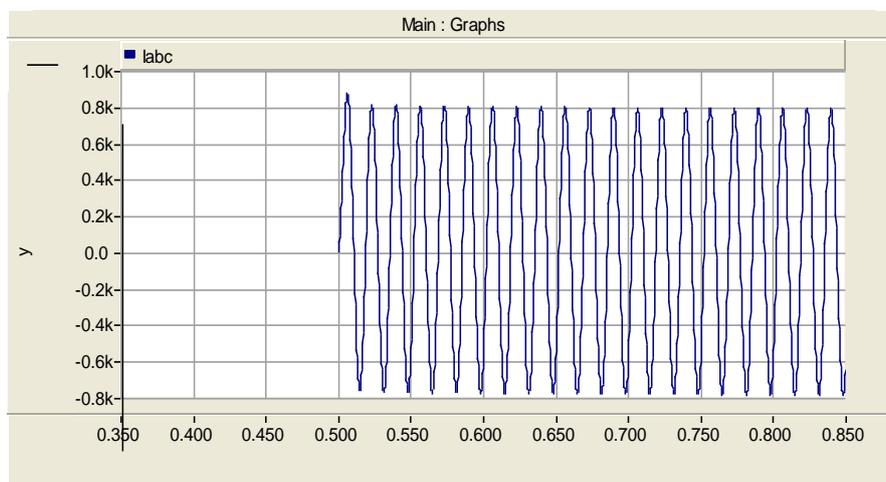


Figura 3.18 - Curto-circuito monofásico - barra 812 - Correntes no ponto de falha

Todas as comparações com o PSCAD levaram a resultados que validaram a metodologia proposta.

3.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentados os sistemas testes utilizados para validar a ferramenta de análise de falhas desenvolvida neste trabalho, bem como foi realizada a análise dos resultados obtidos nas simulações.

Através dos testes realizados no sistema 3 barras pôde-se verificar as diferentes respostas de valores e percursos de correntes entre sistemas isolados e aterrados por alta impedância em situações de curto-circuito. Com o sistema equilibrado, o sistema de aterramento não influencia nas condições operativas do sistema elétrico, porém, em situações de desequilíbrio ele faz toda a diferença, evidenciando a importância em representar os aterramentos e cabos neutros de maneira explícita, assim como, representar as cargas. Este teste também teve o objetivo de demonstrar a capacidade da metodologia proposta em simular curtos-circuitos simultâneos.

As análises realizadas no sistema IEEE 4 barras demonstraram a capacidade da metodologia proposta de solucionar curtos-circuitos internos em transformadores, inclusive entre enrolamentos de níveis de tensão diferentes (primário e secundário), o que seria muito complicado para metodologias puramente trifásicas ou por componentes simétricas.

Os resultados obtidos através das simulações no sistema IEEE 13 barras confirmaram a importância da representação multifásica para análise de sistemas elétricos de distribuição, necessária para representar, sobretudo, os fortes desequilíbrios presentes neste sistema, sem simplificações como em outras metodologias, como pode ser observado nos resultados.

Através das simulações realizadas no sistema NEV, verificou-se novamente a importância da modelagem completa do sistema, com a representação explícita dos cabos neutros, vários circuitos nos mesmos postes, a representação de impedâncias mútuas inclusive entre circuitos diferentes, dentre outras características, o que pode ser visto devido às grandes diferenças nos valores de correntes encontradas entre as situações estudadas. Destaca-se também a importância de a metodologia poder representar todos os nós existentes nos sistemas, o que pode ser verificado com alguns testes realizados no sistema NEV (comparando a representação total com a de apenas alguns pontos notáveis). Logo, para sistemas reais de distribuição (sistemas normalmente de grande porte), a metodologia a ser empregada precisa ser robusta computacionalmente e ter capacidade de solução de grandes sistemas.

Neste trabalho não se preocupou em mostrar a simulação de um sistema de porte ainda maior, pois se pretendia mostrar bem claramente as diferenças de resultados dadas algumas simplificações pontuais, e nos sistemas de maior porte as influências das características se misturam, sendo mais difícil mostrar análises mais específicas. Porém, é importante informar que por meio de outros testes verifica-se que quanto maiores forem os sistemas, e principalmente seus níveis de desequilíbrios, caso sejam feitas simplificações, maiores são os erros encontrados nos resultados e conseqüentemente pode-se estar realizando análises errôneas.

Muitas das características apresentadas neste capítulo de resultados, não poderiam ser consideradas e analisadas em algumas metodologias atuais, mesmo com simplificações, mostrando o potencial da metodologia desenvolvida.

4 CONCLUSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia desenvolvida e proposta neste trabalho quando comparada com algumas metodologias atuais para análise de falhas tem como vantagens:

i - Permite a modelagem direta de qualquer componente do sistema elétrico em coordenadas de fase, inclusive de impedâncias mútuas entre as fases do mesmo circuito ou entre fases de circuitos e níveis de tensões distintos;

ii - Possibilita a representação de qualquer tipo de conexão de transformador;

iii - Permite a representação de falhas em sistemas com ramais com qualquer número de fases, monofásicos, bifásicos, trifásicos, hexafásicos, etc.

iv - Permite representar qualquer tipo de sistema elétrico, seja de distribuição, de transmissão ou industrial, quer sejam radiais ou malhados, inclusive podendo representar a presença de geração dispersa;

v - Permite a representação explícita de cabos de neutros e aterramentos e a representação detalhada de qualquer tipo de filosofia de aterramento (isolado, alta impedância, impedância de aterramento, solidamente aterrado, ou qualquer combinação) e até mesmo os aterramentos de segurança;

vi - Permite a representação de falhas simultâneas de forma simples e intuitiva;

vii - Permite a representação de falhas internas em transformadores;

viii – Permite a análise direta (sem cálculos adicionais) das grandezas elétricas (tensões e correntes) em quaisquer nós e ramos do sistema elétrico, inclusive nos cabos neutros e aterramentos, fundamentais para análises de falhas;

ix – Permite a análise de curto-circuitos com conexão a cabos neutros;

x – Permite a representação e análise de sistemas de grande porte.

Salienta-se que todos estes pontos impactam nos resultados das análises de falhas. Também é importante ressaltar que todas as vantagens indicadas e suas possíveis análises podem ser feitas diretamente na ferramenta proposta, sem a necessidade de cálculos ou processos adicionais iterativos, que são usualmente utilizados em muitas das metodologias atuais.

De maneira geral, todos os sistemas testes propostos pelo DSASC puderam ser simulados e corretamente modelados pela metodologia proposta. A ferramenta mostrou-

se bastante robusta, eficiente e flexível, conseguindo modelar diversas características dos sistemas, como por exemplo, a representação de cabos neutros e aterramentos de forma explícita, os curto-circuitos ocorrendo exatamente nos nós reais, inclusive entre níveis de tensões diferentes, características diversas de desequilíbrios e de conexões de equipamentos, dentre outras características, e sem a necessidade de simplificações, o que é muito utilizado em outras metodologias, fato importantíssimo, uma vez que pode levar a aproximações não satisfatórias ou até a resultados errados, principalmente para análise de sistemas desequilibrados. Destaca-se que a metodologia proposta com sua representação completa possibilita inclusive a verificação direta das grandezas elétricas em todos os elementos dos sistemas, por exemplo nos cabos neutros e aterramentos, o que também pode ser considerado um diferencial, uma vez que várias simplificações utilizadas em outras metodologias acabam por impossibilitar as análises de algumas grandezas.

Portanto, a metodologia desenvolvida mostra-se bastante robusta e flexível capaz de representar as diferentes características de topologia e configurações dos sistemas elétricos de potência, com modelos detalhados de equipamentos e condições de falhas, além de permitir diversas análises.

E por fim, como os resultados das simulações utilizadas nas análises de falhas podem ter grande impacto nos estudos de dimensionamento de equipamentos, proteção elétrica e de segurança operacional e pessoal, dentre outras aplicações tão importantes, ou seja, corretos cálculos de falhas são essenciais, e devem ser muito bem executados. A partir do que foi mostrado nos testes, nas diferenças de resultados para cada situação, pode-se concluir que metodologias mais completas, que necessitem de menos simplificações, são sim necessárias. Espera-se que a metodologia proposta neste trabalho tenha sido uma contribuição neste sentido.

4.2 TRABALHOS FUTUROS

Pode-se pensar em melhorias para a metodologia proposta, especialmente na definição dos modelos dos vários equipamentos existentes nos sistemas e de seus controles. Além disso, existem análises relativas a falhas que podem também ser mais exploradas utilizando a metodologia proposta e estratégias diferenciadas de simulação

que podem ser implementadas nela. Assim, ficam como sugestões para trabalhos futuros:

- Melhorar os modelos e implementar outros equipamentos e controles existentes no sistema elétrico.
- Analisar impactos de geração distribuída nas questões associadas a falhas, como suas contribuições e melhoria de modelagens, buscando representar seus reais comportamentos perante falhas.
- Fazer análises de resultados considerando diferentes modelagens para cargas, buscando definir aquelas mais realistas para serem utilizadas em cada caso.
- Fazer análises de resultados considerando diferentes modelagens para geradores, buscando definir aquelas mais realistas para serem utilizadas em cada caso.
- Incrementar a análise quantitativa em relação a desequilíbrios e comparações com componentes simétricas.
- Fazer comparações de resultados entre a utilização ou não da redução de Kron.
- Fazer análise de sensibilidade da corrente de falha em relação aos arranjos dos alimentadores de distribuição.
- Melhorar a implementação e acrescentar análises relativas às normas IEEE e IEC para análise de falhas;
- Possibilitar análise de curtos internos em outros equipamentos.
- Definir representação de arco em análise de curto-circuito.
- Analisar e definir métodos para estimar melhor as correntes de pico de curto-circuito.

REFERÊNCIAS

ABDEL-AKHER, M.; NOR, K. M., “Fault Analysis of Multiphase Distribution Systems Using Symmetrical Components”, IEEE Transactions on Power Delivery, v.25, n.4, pp.2931-2939, 2010.

ANDERSON, P. M., "Analysis of Faulted Power Systems", Iowa State University Press, 3ª. Edição, 1973.

ARAUJO, L. R., “Uma Contribuição ao Fluxo de Potencia Ótimo Aplicado a Sistemas de Potencia Trifásicos Usando o Método dos Pontos Interiores”, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2005.

BARAN, M. E.; EL-MARKABY, I., “Fault Analysis on Distribution Feeders With Distributed Generators”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 4, pp. 1757-1764, 2005.

BASTARD, P.; BERTRAND, P.; MEUNIER, M., “A Transformer Model for Winding Fault Studies”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 9, n. 2, pp. 690-699, 1994.

BERMAN, A.; XU, W., “Analysis of Faulted Power Systems By Phase Coordinates”. IEEE Transactions on Power Delivery, v.13, n. 2, pp. 587-595, 1998.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J., “Protective Relaying: Principles and Applications”, Power Engineering, 3rd ed. CRC Press, 2006.

CAMPOS JR., I. G. “Aterramento do Ponto Neutro das Redes de Distribuição Através de Bobina Ressonante”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Itajubá, Itajubá MG, Brasil, 2009.

CHEN, T. -H.; CHEN, M. -S.; LEE, W. -J.; KOTAS, P.; OLINDA P. V., “Distribution System Short Circuit Analysis – A Rigid Approach”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 7, n. 1, pp.1332-1338, pp.444-450, 1992.

CHEN, T. -H; YANG, W. -C, “Analysis of Multi-Grounded Four-Wire Distribution Systems Considering the Neutral Grounding”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 16, n. 4, pp. 710 – 717, 2001.

CIRIC, R. M.; OCHOA, L. F.; FELTRIN, A. P.; NOURI, H., “Fault Analysis in Four-Wire Distribution Networks”, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, v. 152, n. 6, pp. 977 – 982, 2005.

DASH, P.K., “Analysis of Power Systems by Phase Impedance Matrix Method: Part 1 and 2”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.91, n.2, pp. 592-610, 1972.

DSASC – Distribution Test Feeders Working Group – IEEE PES Distribution System Analysis Subcommite. Disponível em:
<<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em 02/02/2014.

FILIPOVIC-GRCIC D.; FILIPOVIC-GRCIC, B.; CAPUDER K., “Modeling of Three-phase Autotransformer for Short-circuit Studies”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 56, pp. 228-234, 2013.

FILOMENA, D. A.; RESENER, M.; SALIM, H. R.; BRETAS, S. A., “Distribution Systems Fault Analysis Considering Fault Resistance Estimation”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, v. 33, n. 7, pp. 1326-1335, 2011.

FORTESCUE, C. L., “Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks”, AIEE Trans, vol. 37, pt. II, pp. 1027-1040, 1919.

GARCIA, F. H.; BRETAS, A. S.; OLIVEIRA, M. O., “Three-Phase Line Impedance and Load Level Effects on Fault Currents”, IEEE POWERTECH, pp. 1-6, 2013.

GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO JR., S.; COSTA, V. M.; MARTINS, N., “Three-phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method”, IEEE Transactions on Power Systems, v.15, n. 2, pp. 508-514, 2000.

GEVORGIAN, V.; SINGH, M.; MULJADI, E., “Symmetrical and Unsymmetrical Fault Currents of a Wind Power Plant”, IEEE PES General Meeting, pp.1-8, 2012.

GONZÁLEZ, G. D.; FERNÁNDEZ, J. G. –A.; ARBOLEYA, P., "Electromagnetic Model of Turn-to-turn Short-circuits in Transformers", COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, v. 23,n. 2, pp. 558 – 571, 2004.

HALPIN, S.M.; GRIGSBY, L. L.; GROSS, C. A.; NELMS, R. M., “An Improved Fault Analysis Algorithm for Unbalanced Multi-Phase Power Distribution Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 9, n. 3, pp. 1332-1338, 1994.

HE, W. X.; TEO, C. Y., “Unbalanced Short-Circuit Calculations by Phase Coordinates”, Proceedings of Energy Management and Power Delivery International Conference, v. 2, pp.744-748, 1995.

IEC 60909-X, “Short-circuit in three-phase a.c. systems”, Norma Técnica Internacional – IEC, 2001.

IEEE Std 551, “IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems”, Violet Book, Norma Técnica Internacional – IEEE, 2006.

KERSTING, W.H.; PHILLIPS, W. H., “Distribution System Short Circuit Analysis”,

Proceedings of the 25th Energy Conversion Engineering Conference, IECEC-90, Intersociety, v.1, pp. 310-315, 1990.

KINDERMANN, G., “Curto-circuito”, Porto Alegre, Sagra: DC Luzzatto, 1ª. Edição, 1992.

KOCAR, I.; LACROIX, J.; THERRIEN, F., “General and Simplified Computation of Fault Flow and Contribution of Distributed Sources in Unbalanced Distribution Networks”, IEEE PES General Meeting, pp.1-8, 2012.

LAUGHTON, M. A., “Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the method of phase co-ordinates, part 1: System representation in phase frame of reference”, Proceedings of IEE, v.115, n.8, pp.1163-1172, 1968.

LAUGHTON, M. A., “Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the method of phase co-ordinates, part 2: Fault Analysis”, Proceedings of IEE, v.116, n.5, pp.857-865, 1969.

LEDESMA, J. J. G., “Uma Metodologia para Análise da Coordenação e Seletividade da Proteção de Sistemas de Distribuição”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora MG, Brasil, 2012.

LIN, W. –M.; OU T. –C., “Unbalanced Distribution Network Fault Analysis with Hybrid Compensation”, IET Generation, Transmission & Distribution, v. 5, n. 1, pp. 92-100, 2011.

MAO, Y.; MIU, K., “Radial Distribution System Short Circuit Analysis with Lateral and Load Equivalencing: Solution Algorithms and Numerical Results”, IEEE PES Summer Meeting, v.1, pp. 449-453, 2000.

OU, T., “Ground Fault Current Analysis with a Direct Building Algorithm for Microgrid Distribution”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 53, pp. 867-875, 2013.

PENIDO, D. R. R., “Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Condutores”, Tese de M.Sc., UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2004.

PENIDO, D.R.R. “Uma metodologia para Análise de Sistemas Elétricos a N Condutores pelo Método de Injeção de Correntes”, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

PENIDO, D. R. R. ; ARAUJO, L. R. ; CARNEIRO JR, S. ; PEREIRA, J. L. R., “A New Tool for Multiphase Electrical Systems Analysis based on Current Injection Method”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 44, n. 1, pp. 410-420, 2013.

RIANI, L. M., “Análise de Defeitos em Coordenadas de Fase Utilizando Modelagem a Quatro Condutores e Fluxo de Potencia Continuado”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora MG, Brasil, 2008.

SOUZA, S. M., “Análise Trifásica de Defeitos Utilizando-se Fluxo de Potência Continuado Baseado no Método de Injeção de Correntes Trifásico - MICT”, Tese de M.Sc., UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2003.

STEVENSON JR., W. D., “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”, tradução e revisão técnica Arlindo Rodrigues Mayer, João Paulo Minussi, Somchai Ansuaj. – 2ª. Edição – São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TALAQ, J., “Fault Calculations Using Three Terminal Thevenin’s Equivalent Circuit”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 33, n. 8, pp. 1462-1469, 2011.

TAN, A.; LIU, W. -H. E.; SHIRMOHAMMADI, D., “Transformer and Load Modeling in Short Circuit Analysis for Distribution Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n. 3, pp. 1315-1322, 1997.

TENG, J. -H., “Systematic Short-circuit Analysis Method for Unbalanced Distribution Systems”, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, v. 152, n. 4, pp. 549-555, 2005.

TENG, J. -H., “Unsymmetrical Short-circuit Fault Analysis for Weakly Meshed Distribution Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, v.25, n.1, pp.96-105, 2010.

TERZIJA, V. V.; CIRIC, R.; NOURI, H., “Improved Fault Analysis Method Based on a New Arc Resistance Formula”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 26, n. 1, pp. 120-126, 2011.

WANG, A.; CHEN, Q.; ZHOU, Z., “An Improved Phase Coordinate Method for Fault Analysis in Inherently Unbalanced Power Systems”, IEEE PES General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-5, 2008.

WARD, D. J.; BUCH, J. F.; KULAS, T. M.; ROS, W. J., “An Analysis of the Five-Wire Distribution System”, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 18, n. 1, pp. 295-299, 2003.

YAN, X. Q.; XU, Z. Y.; WEN, A.; YANG, Q. X., “Fault Analysis Principle for Twelve-phase Transmission System”, IEEE PES General Meeting, pp.1-6, 2012.

ZHANG, X.; SOUDI, F.; SHIRMOHAMMADI, D.; CHENG, C. S., “A Distribution Short Circuit Analysis Approach Using Hybrid Compensation Method”. IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, n. 4, pp. 2053-2059, 1995.