

UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS A N  
CONDUTORES PELO MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTES

Débora Rosana Ribeiro Penido

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

---

Prof. Sandoval Carneiro Júnior, Ph.D.

---

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Nelson Martins, Ph.D.

---

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

---

Prof. Antônio Padilha Feltrin, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2008

PENIDO, DÉBORA ROSANA RIBEIRO

Uma Metodologia para Análise de Sistemas Elétricos a N Condutores pelo Método de Injeção de Correntes [Rio de Janeiro] 2008

IX, 266 p. 29,7 cm, (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia Elétrica, 2008)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Análise de Sistemas Elétricos
2. Fluxo de Potência Trifásico
3. Método de Injeção de Correntes em Coordenadas Retangulares
4. Sistemas Elétricos Desequilibrados
5. Controles
6. Distribuição
7. Geração Distribuída

I. COPPE/UFRJ    II. Título (Série)

Aos meus pais, Mirna e Geraldo,  
à minha irmã, Bárbara,  
ao meu sobrinho, João Victor,  
à minha avó, Conceição,  
ao meu esposo, Leandro.

## AGRADECIMENTOS

Ao orientador Sandoval Carneiro Jr. pela amizade, incentivo e colaboração na realização deste trabalho.

Ao co-orientador José Luiz Rezende Pereira pela amizade, pela oportunidade de realizar trabalhos que enriqueceram minha formação acadêmica, pelas sugestões e discussões técnicas.

Ao meu esposo Leandro Ramos de Araujo pelo amor, pela inestimável ajuda, por todos os conhecimentos partilhados, pelas discussões enriquecedoras, pelo grande apoio, paciência e dedicação.

Aos corpos docentes da COPPE/UFRJ e da Faculdade de Engenharia/UFJF, que ajudaram na minha formação, principalmente aos professores que se dedicam na transferência de seus conhecimentos, e aos que contribuíram de alguma forma para a execução deste trabalho, em especial ao professor Paulo Augusto Nepomuceno Garcia.

À Eletrobrás, em especial aos engenheiros Elizabeth Almeida Franceschett, Paulo César de Almeida e Marcos Simas Parentoni, pelo apoio para a realização desta tese e aos companheiros de trabalho pela amizade e incentivo.

Aos meus amigos e familiares pela torcida.

Aos meus pais, irmã, sobrinho e avó pelo apoio, dedicação, e grande amor, por toda minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

## UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS A N CONDUTORES PELO MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTES

Débora Rosana Ribeiro Penido

Março / 2008

Orientadores: Sandoval Carneiro Júnior  
José Luiz Rezende Pereira

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia para análise de sistemas elétricos a N condutores, o Método de Injeção de Correntes a N Condutores – MICN. Desenvolve-se um método, modelos de equipamentos e controles. Discute-se várias características da metodologia proposta e análises que podem ser realizadas.

O MICN baseia-se no Método de Injeção de Correntes em coordenadas retangulares, é definido diretamente em coordenadas de fase e utiliza o método de Newton-Raphson no processo de solução.

O desenvolvimento do MICN teve como premissa possibilitar representar os sistemas com tantos detalhes quanto for desejável e possível, de forma que análises mais completas possam ser realizadas. Para tanto a modelagem dos componentes do sistema foi feita baseando-se em seus elementos, tornando a metodologia bastante flexível, e a inclusão de controles foi feita de forma otimizada. Portanto, a dimensão do sistema a ser solucionado pelo método é a estritamente necessária, e pode-se modelar componentes com qualquer número de condutores, com as mais diferentes configurações. Permite-se representar desequilíbrios, acoplamentos mútuos, cabos neutros, aterramentos e solo de maneira explícita, geração distribuída, dentre várias outras características.

O MICN tem se mostrado eficiente e robusto computacionalmente, sendo um método de aplicação bem geral, podendo ser utilizado para análise de sistemas equilibrados ou desequilibrados, radiais ou reticulados, podendo simular sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, inclusive de grande porte.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

A METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF N-CONDUCTOR ELECTRICAL  
SYSTEMS USING THE CURRENT INJECTION METHOD

Débora Rosana Ribeiro Penido

March / 2008

Advisors: Sandoval Carneiro Júnior  
José Luiz Rezende Pereira

Department: Electrical Engineering

This work proposes the development of a methodology for analysis of n-conductor electrical systems, the N Conductor Current Injection Method – NCIM. The method, equipment models and controls are developed. Many characteristics of the proposed methodology are discussed as well as potential analysis.

NCIM is based on the Current Injection Method in rectangular coordinates; it is defined directly in phase coordinates and uses in the solution process the Newton-Raphson method.

The NCIM development had the proposal of represent the systems with many details since it was desirable and possible, thus more complete analysis could be realized. For that reason the component modeling was created based in the elements, as a result the methodology become very flexible, and the controls representation was done in an optimized way. As a consequence, the system dimension to be solved by the method is strictly necessary, and it is possible to model components with any number of conductors, in many configurations. It is possible to represent unbalances, mutual couplings, neutral conductors, groundings and the earth in an explicit manner, distributed generations, besides other characteristics.

NCIM is shown to be efficient and computationally robust, it can be used to analyze both balanced and unbalanced systems, radial or meshed, and can simulate the transmission, sub-transmission and distribution, including large-scale systems.

# SUMÁRIO

<b>Capítulo 1</b>	<b><i>Introdução</i></b> .....	<b>1</b>
1.1	Considerações Iniciais .....	1
1.2	Motivações .....	2
1.3	Revisão Bibliográfica .....	5
1.4	Objetivos do Trabalho.....	12
1.5	Publicações Relacionadas ao Trabalho.....	14
1.6	Estrutura do Trabalho .....	16
1.7	Convenções e Nomenclaturas Utilizadas .....	17
<b>Capítulo 2</b>	<b><i>Metodologia e Modelos de Componentes</i></b> .....	<b>21</b>
2.1	Introdução .....	21
2.2	Método de Injeção de Correntes a N Condutores.....	22
2.2.1	Idéia Básica da Metodologia Proposta e Diferenças com Relação ao MICQ.....	22
2.2.2	Estrutura Básica dos Modelos do MICN .....	24
2.2.3	Metodologia do MICN .....	25
2.2.4	Observações.....	28
2.3	Modelos dos Principais Componentes Implementados no MICN .....	30
2.3.1	RLC .....	30
2.3.2	Linhas .....	36
2.3.3	Cargas .....	43
2.3.4	Transformadores.....	48
2.3.4.1	Transformadores de Tape Variável.....	61
2.3.4.2	Reguladores de Tensão .....	64
2.3.5	Barras de Referência e Geradores Síncronos.....	68
2.3.6	Máquinas de Indução.....	76
2.3.6.1	Modelagem Básica.....	80
2.3.6.2	Máquina com Escorregamento Constante.....	82
2.3.6.3	Máquina com Potência Elétrica de Entrada Constante .....	84
2.3.6.4	Motor Atendendo a Potência Mecânica da Carga.....	89
2.3.6.5	Motor Atendendo o Conjugado da Carga .....	94
2.3.7	Correção de Fator de Potência.....	99
2.4	Conclusões do Capítulo .....	110

<b>Capítulo 3</b>	<b><i>Outros Aspectos do MICN</i></b> .....	<b>112</b>
<b>3.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>112</b>
<b>3.2</b>	<b>Análise de Características do Processo de Solução do MICN</b> .....	<b>113</b>
3.2.1	Sistema Base.....	114
3.2.1.1	Existência de Múltiplas Soluções .....	115
3.2.1.2	Viabilidade das Soluções .....	116
3.2.1.3	Influência da Impedância de Aterramento na Solução.....	118
3.2.1.4	Inicialização de Variáveis e Trajetórias de Convergência .....	123
3.2.2	Procedimentos Extras .....	130
3.2.2.1	Procedimento para Inicialização de Variáveis de Neutro .....	132
3.2.2.2	Procedimento para Determinação de Diversas Soluções .....	133
3.2.2.3	Procedimento para Busca de Soluções Viáveis .....	135
3.2.2.4	Procedimento para Inicialização de Variáveis .....	136
3.2.2.5	Procedimento para Auxiliar o Processo de Convergência .....	136
3.2.3	Análise de Números de Condicionamento.....	139
3.2.3.1	Embasamento Matemático.....	139
3.2.3.2	Influências de Números de Condicionamento no MICN .....	144
3.2.4	Análise da Influência da Relação R/X dos Alimentadores .....	145
<b>3.3</b>	<b>Método de Cálculo de Fluxo de Potência Utilizando o MICN</b> .....	<b>153</b>
<b>3.4</b>	<b>Comparação de Metodologias: MICN x FBS</b> .....	<b>154</b>
3.4.1	Algoritmos de Solução .....	156
3.4.2	Teste e Tempos de Processamento Computacional .....	157
3.4.3	Informações Comparativas .....	160
<b>3.5</b>	<b>Representação do Solo</b> .....	<b>161</b>
3.5.1	Linha Monofásica .....	161
3.5.2	Linha N-fásica .....	167
3.5.3	Solo Implícito x Solo Explícito – Sistema Exemplo .....	170
<b>3.6</b>	<b>Método para Cálculo de Curto-Circuito Baseado no MICN</b> .....	<b>176</b>
<b>3.7</b>	<b>Conclusões do Capítulo</b> .....	<b>178</b>
<b>Capítulo 4</b>	<b><i>Resultados</i></b> .....	<b>182</b>
<b>4.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>182</b>
<b>4.2</b>	<b>Testes com o Sistema IEEE4</b> .....	<b>183</b>
<b>4.3</b>	<b>Representação de um Transformador com Conexão Scott T</b> .....	<b>202</b>
<b>4.4</b>	<b>Análise de Inclusão de Geração Distribuída</b> .....	<b>203</b>
4.4.1	Sistema Teste IEEE34 Original .....	204



4.4.2	IEEE34 com Geradores de Indução.....	204
4.4.3	Correção de Fator de Potência no IEEE34 .....	206
4.4.4	Outros Testes com o IEEE34.....	213
<b>4.5</b>	<b>Sistema de uma Concessionária Brasileira.....</b>	<b>217</b>
<b>4.6</b>	<b>Sistema NEV.....</b>	<b>223</b>
<b>4.7</b>	<b>Sistema NEV Circuito Simples .....</b>	<b>232</b>
<b>4.8</b>	<b>Conclusões do Capítulo .....</b>	<b>247</b>
<b>Capítulo 5</b>	<b>Conclusões .....</b>	<b>250</b>
<b>5.1</b>	<b>Conclusões Gerais.....</b>	<b>250</b>
<b>5.2</b>	<b>Trabalhos Futuros .....</b>	<b>253</b>

# Capítulo 1      Introdução

## **1.1 Considerações Iniciais**

Nas últimas décadas ocorreram mudanças significativas nos sistemas elétricos em todo o mundo. Em muitos lugares observou-se um rápido crescimento da demanda de energia elétrica, e, ao contrário do necessário, uma diminuição significativa de investimentos. Esta contradição, gerada por problemas econômicos e reforçada por problemas de restrições ambientais, fez com que as empresas utilizassem cada vez mais dos seus sistemas de energia. Aliada a isto acrescenta-se, em vários sistemas, a mudança do modelo de monopólio para o modelo competitivo, o qual por sua própria natureza leva a intensificação da utilização do sistema elétrico, aproveitando ao máximo possível suas disponibilidades. Por estes e outros motivos vários sistemas de potência em todo o mundo passaram a operar muito próximos dos seus limites permissíveis, levando a diversos problemas e aumentando a complexidade operacional dos sistemas.

Também de considerável importância tem sido o incentivo a utilização de fontes alternativas de energia (eólica, solar, biomassa, etc...) e a exploração de usinas geradoras de baixa potência, além de ter ocorrido um aumento significativo no número de cogeneradores e autoprodutores independentes. Estes fatos contribuem para uma previsão atual de que principalmente os sistemas elétricos de distribuição irão experimentar um considerável crescimento da penetração da Geração Distribuída nos próximos anos, devido a vários fatores, especialmente ao aumento das preocupações com a parte ambiental e ao desenvolvimento de novas tecnologias. A tendência é que isto aumente mais ainda a complexidade dos sistemas, as dificuldades da operação e do planejamento, sendo que alguns aspectos de funcionamento ainda não têm regras bem definidas.

Outro fato que tem contribuído para as modificações no sistema elétrico é que, especialmente nos últimos anos, as exigências dos consumidores em relação à qualidade e à confiabilidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica tornaram-se crescentes, especialmente devido à proliferação do uso de equipamentos sensíveis e a maior conscientização da população sobre seus direitos. Somando-se a isso, os “apagões” ocorridos nos últimos anos, mostraram claramente que o sistema elétrico é uma infra-estrutura estratégica para o país, tanto para a economia quanto para a

qualidade de vida. E, a reestruturação sofrida pelo setor elétrico em muitos lugares, exigiu melhorias para a operação segura e eficiente dos sistemas.

Como consequência destes fatores, as empresas tem buscado a otimização de seus sistemas, de forma a cumprir com suas obrigações, assegurar um grau sempre crescente de qualidade de energia aos seus consumidores, e ao mesmo tempo reduzir seus custos operacionais e as perdas, com objetivo final de aumentar seus lucros. E neste processo, surgem novos equipamentos e novas filosofias para a operação e para o planejamento, no âmbito da geração, da transmissão e da distribuição. São efetuadas mudanças estruturais nos sistemas e novas tecnologias são implementadas, onde hoje pode-se destacar como exemplo a automação e o controle em tempo real dos sistemas de distribuição e transmissão.

Tudo isto reforçado pela comprovada importância da energia elétrica, tanto do ponto de vista econômico, de segurança e estratégico, determinam a necessidade de constantes melhorias nos procedimentos de operação, nos critérios e nos processos de planejamento, nos estudos, nos desenvolvimentos tecnológicos e, conseqüentemente, nas metodologias das ferramentas analíticas desenvolvidas para utilização no setor elétrico para auxiliar a execução de todos os processos citados. Considera-se então de grande relevância os desenvolvimentos de ferramentas avançadas, com novos algoritmos e modelos para análise dos sistemas elétricos.

## **1.2 Motivações**

Os sistemas elétricos possuem as mais variadas características. Na transmissão, uma vez que os principais troncos são transpostos, os efeitos causados pelos desequilíbrios normalmente são desprezados. Assim, nas metodologias para análise em regime permanente supõe-se que o sistema trifásico opera em condições de equilíbrio e adota-se uma modelagem monofásica (ou somente seqüência positiva) para resolver o problema. Essa aproximação não leva a grandes diferenças nos resultados, desde que os desequilíbrios nos sistemas sejam pequenos. Porém, caso seja necessário simular equipamentos com características especiais, como por exemplo as linhas de potência natural elevada (LPNE), com configurações assimétricas, ou para analisar curtos-circuitos assimétricos, ou ainda para estudos de harmônicos, é necessário utilizar

modelos e métodos que consigam tratar suas particularidades, e nestes casos a análise monofásica é insuficiente.

A distribuição apresenta comumente características que geram consideráveis desequilíbrios entre as fases: cargas distribuídas desequilibradas, assimetria nas linhas, circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos. Estas características, aliadas à não-linearidade dos equipamentos na rede podem gerar consideráveis correntes de retorno, tanto na frequência fundamental quanto correntes harmônicas (BALDA *et al.*, 1997). 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 humana, e o desequilíbrio dificulta a operação do sistema (PENIDO, 2004).

Sabe-se que muitos desses problemas nos sistemas de distribuição podem ser mitigados pela utilização de configuração apropriada, e por este motivo existe uma forte atividade no mundo no sentido de reexaminar e melhorar as práticas de configurações destes sistemas (MELIOPOULOS *et al.*, 1998). Com relação a configurações utilizadas, em áreas com alta densidade de carga, como por exemplo, os centros de algumas cidades, a topologia da rede de distribuição está se tornando fortemente malhada. Hoje a configuração trifásica a quatro condutores com múltiplo aterramento de neutro é largamente adotada nos sistemas mais modernos, devido ao fato da mesma possuir um custo menor de instalação e uma maior sensibilidade para proteção de faltas quando comparada aos sistemas trifásicos a três condutores (CHEN e YANG, 2001, SHORT *et al.*, 2002). E existem ainda inúmeras outras configurações nos sistemas de distribuição.

Apesar da grande utilização de cabos neutros nos sistemas, na maioria dos programas para análise e cálculo de fluxo de potência, seus efeitos são incorporados nas fases, utilizando-se uma aproximação com a redução de Kron, ou são até mesmo negligenciados, para simplificar a simulação (CHEN e YANG, 2001). Além disso, muitas vezes os aterramentos também não são considerados. Negligenciar os neutros e os sistemas de aterramento nas metodologias de cálculo pode levar a resultados imprecisos ou até mesmo incorretos.

Neste sentido, verificando-se as diversas configurações existentes encontra-se ainda muitas demandas a serem incorporadas nas metodologias para análise de sistemas

elétricos, como a representação de sistemas a cinco condutores, representação explícita das malhas de aterramento e retorno pelo solo, representação dos cabos para-raios, etc.

Nos sistemas elétricos existem ainda equipamentos com configurações das mais diversas. Como exemplos pode-se citar: os vários tipos de transformadores, com tape central no delta aterrado, transformadores com defasagens angulares diferentes de  $+30^\circ$  e  $-30^\circ$  (como exemplo  $7,5^\circ$  graus) (PAICE, 1999); equipamentos com várias fases (por exemplo os hexafásicos); e ainda equipamentos que possuem características de funcionamento específicas, determinadas por controles. Nestes casos a utilização de modelos padrões nas análises pode levar a resultados insatisfatórios, sendo necessária uma modelagem melhor. Porém atualmente muitas metodologias só possuem os modelos padrões e não conseguem tratar equipamentos diferentes.

Analisando-se os vários sistemas elétricos e seus equipamentos, a partir de alguns exemplos que foram relatados, pode-se verificar que os mesmos possuem uma grande variedade de configurações, de características distintas de construção e de comportamento. Sabe-se que para a análise e gerenciamento dos sistemas é importante buscar a representação mais fiel e adequada, de acordo com o estudo ou procedimento a ser realizado, das várias características das redes para melhorar a precisão dos resultados obtidos nas simulações.

As análises que precisam ser feitas também são as mais variadas, apenas como exemplos pode-se citar: analisar o sistema quando as conexões dos alimentadores resultam em tensões e correntes desequilibradas que podem afetar negativamente os motores trifásicos ou sobrecarregar os transformadores; ou ainda, analisar corretamente situações de falta no sistema, especialmente quando a conexão do transformador permite que as correntes de defeito no secundário possam realimentar o primário, dentre várias outras situações. E existem ainda análises onde metodologias muito adequadas para sistemas de transmissão não devem ser utilizadas para sistemas de distribuição.

Para atender a todos os aspectos mencionados é preciso melhorar as metodologias, os modelos e as bases de dados utilizados nas ferramentas empregadas na análise dos sistemas elétricos. A melhoria da base de dados é bastante dependente da atuação das empresas do setor que aos poucos têm se conscientizado da importância desta atividade, para suprir suas próprias necessidades de planejamento da expansão e da operação. Já a melhoria das metodologias e dos modelos tem sido uma atividade constante principalmente entre os pesquisadores.

Dentre as ferramentas empregadas para análise dos sistemas elétricos, os programas para cálculo de fluxo de potência são atualmente os mais utilizados. Na literatura pode-se encontrar inúmeras metodologias e modelos desenvolvidos, além de se verificar na prática o uso de muitos programas diferentes. Suas utilizações são determinadas pelos mais variados motivos, como facilidade de utilização, necessidades de precisão do estudo, disponibilidade de dados e características do sistema a ser simulado. Uma tendência é o aumento da busca por qualidade nos resultados, ou seja, maior detalhamento exigido. Mas de maneira geral, o que se observa é que existem várias ferramentas com suas particularidades, e por causa destas particularizações muitas vezes elas têm sua utilização restringida a determinados sistemas elétricos.

Considerando tudo o que foi descrito, vê-se a necessidade e tem-se a motivação de continuar a desenvolver metodologias para análise de sistemas elétricos, que sejam robustas computacionalmente, mas ao mesmo tempo flexíveis para poderem ser empregadas nos mais variados tipos de sistema (equilibrados ou desequilibrados, monofásicos, bifásicos, trifásicos, possuindo cabos neutros ou não, radiais ou reticulados, com diversos tipos de aterramento, com geração distribuída, etc) e cujos modelos também consigam representar satisfatoriamente as características dos diversos componentes dos sistemas (com qualquer quantidade de fases – “ $n$ ” fases, com mútuas ou não, com controles, com configurações especiais, etc).

### **1.3 Revisão Bibliográfica**

Os resultados de ferramentas de análise de sistemas e cálculo de fluxo de potência são utilizados no planejamento da expansão e da operação, na otimização dos sistemas, na análise de estabilidade, nos estudos de contingências, no controle e análise em tempo real, e em projetos de várias espécies. Constantemente são desenvolvidos e discutidos vários algoritmos para solução do fluxo de potência, utilizando as mais diversas metodologias.

Dentre os mais conhecidos, destacam-se os métodos de Newton-Raphson em coordenadas polares (TINNEY e HART, 1967, MONTICELLI, 1983) e o método Desacoplado Rápido (STOTT e ALSAC, 1974). A eficiência destes métodos na solução de sistemas de transmissão é bastante boa. Todavia, em sistemas de distribuição desequilibrados, as simplificações adotadas na modelagem dos sistemas (seqüência

positiva) não permitem a obtenção de resultados realísticos. Além disso, para sistemas com relação R/X das linhas elevada, característica comum aos sistemas de distribuição, o método Desacoplado Rápido apresenta dificuldade de convergência (ROYTELMAN, 1999).

Para solucionar o problema de representação de sistemas desequilibrados, adotou-se a formulação trifásica para o problema do fluxo de carga. Em WASLEY e SLASH (1974) e em BIRT, GRAFFY e MACDONALD (1976) foram apresentadas extensões trifásicas para os tradicionais métodos descritos em TINNEY e HART (1967) e em STOTT e ALSAC (1974). Porém, os acoplamentos mútuos e a necessidade de constantes refatorações da matriz Jacobiana na forma trifásica, tornaram estes métodos na época extremamente complexos (ROYTELMAN, 1999).

Uma metodologia trifásica, específica para sistemas de distribuição, foi descrita em KERSTING e MENDIVE (1976). Nesta formulação, explora-se a característica radial de grande parte dos sistemas de distribuição, sendo a solução do problema obtida adotando-se a teoria dos circuitos *Ladder*. Este método, o qual consiste em varreduras sucessivas do nó fonte em direção aos nós terminais e vice-versa, mostrou-se eficiente na solução de sistemas radiais sem a presença de derivações (ramos laterais). Contudo, para sistemas com ramificações laterais, é necessária a realização de iterações auxiliares para cada um destes ramos.

Como os programas de fluxo de potência trifásico demandavam esforços computacionais elevados, diversos pesquisadores optaram por algoritmos que utilizam modelagem de seqüência positiva. Assim sendo, em RAJICIC e BOSE (1988) apresentou-se um fluxo de carga desacoplado modificado, no qual utilizam-se técnicas de compensação para solucionar os problemas causados por ramos onde a relação R/X é elevada. Por considerar apenas seqüência positiva o método não é adequado para sistemas desequilibrados.

Em SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988) foi proposto um método para solução de sistemas radiais e fracamente malhados. Neste método, o sistema é primeiramente convertido em um sistema estritamente radial, sendo em seguida aplicado um procedimento que consiste na aplicação direta das leis de Kirchhoff em dois passos. No primeiro passo, partindo dos nós terminais em direção ao nó fonte, calculam-se as correntes nos ramos (“Backward Sweep”). No segundo passo, partindo do nó fonte em direção aos nós terminais, calculam-se as tensões nodais (“Forward Sweep”). Métodos deste tipo são chamados Forward-Backward Sweep (FBS) ou Varredura.

Rotinas para solução do fluxo de potência em sistemas puramente radiais foram propostas em BARAN e WU (1989), CHIANG (1991) e em CÉSPEDES (1990). Em BARAN e WU (1989), para cada ramo do sistema determina-se três equações fundamentais que representam a potência ativa, a potência reativa e o módulo da tensão, em seguida aplica-se o método de Newton-Raphson. Versões desacopladas para este método foram descritas em CHIANG (1991) e em CÉSPEDES (1990), onde fundamentados na pouca defasagem angular entre os nós adjacentes de um sistema de distribuição, os ângulos das tensões são desprezados, ou seja, considerou-se somente o módulo da tensão. Porém os resultados obtidos pelas metodologias são aproximados.

Uma formulação semelhante ao método descrito em SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988) foi apresentada em LUO e SEMLYEN (1990). Segundo seus autores a maior contribuição desse método consiste na substituição da corrente complexa pelas potências ativa e reativa como variáveis. Também foi desenvolvida uma metodologia mais simples e adequada para a representação de barras do tipo PV.

Em CHEN *et al.* (1991) uma formulação  $Z_{bus}$ , onde o método de Gauss é aplicado, foi descrita. Aplicando o princípio da superposição, considera-se neste caso que a tensão em cada barra é resultante de dois componentes: tensões especificadas para barras do tipo PV e injeções de correntes para barras do tipo PQ.

Em DAS *et al.* (1995), os módulos das tensões nodais são escritos em função do somatório das potências ativa e reativa das cargas e em função do somatório das perdas. Posteriormente, a partir do nó fonte em direção aos nós terminais (“Forward Sweep”), determina-se a solução do fluxo de carga.

Com o decorrer dos anos, devido ao grande desenvolvimento da informática, os engenheiros e pesquisadores voltaram a considerar as formulações trifásicas.

Uma análise trifásica dos métodos propostos em SHIRMOHAMMADI *et al.* (1988) e em LUO e SEMLYEN (1990), considerando análise em tempo real, foi apresentada em CHENG e SHIRMOHAMMADI (1995). Porém, segundo a própria discussão desse artigo, os algoritmos baseados na técnica de varredura tendem a divergir para sistemas que possuem barras do tipo PV e malhas.

Um algoritmo trifásico desacoplado, explorando a característica radial dos sistemas de distribuição, no qual um esquema de ordenação dos ramos laterais é aplicado visando à redução do número de equações é descrito em ZIMMERMAN (1995). Contudo, esse trabalho é deficiente na representação de outras unidades de geração.



Em GARCIA e ZAGO (1996) apresentou-se uma nova formulação trifásica desacoplada baseada na teoria descrita em MONTICELLI *et al.* (1990). Nesse método, o cálculo das correções dos ângulos e das tensões (matrizes  $B'$  e  $B''$ ) se dá de forma diferenciada das demais formulações desacopladas, sendo a metodologia proposta mais eficiente.

Em ZHANG e CHENG (1997) a estrutura radial dos sistemas de distribuição é explorada e a matriz Jacobiana é expressa pelo produto  $UDU^t$ , onde U é uma matriz triangular superior constante e D uma matriz diagonal cujos elementos são atualizados a cada iteração.

Em MIU *et al.* (1997) as equações das perdas de potência, tensão e fluxo de corrente nos ramos são escritas de forma explícita. Posteriormente adota-se um procedimento tipo varredura para determinação da solução do fluxo de carga. Porém, como é comum em muitos trabalhos que adotam esse tipo de procedimento, barras PV não são representadas.

Uma formulação trifásica onde a matriz Jacobiana é colocada na forma complexa é descrita em NGUYEN (1997). Contudo adota-se algumas simplificações onde a variação da tensão é desconsiderada para o cálculo dos resíduos de potência complexos o que pode causar dificuldades de obtenção da convergência.

Formulações que adotam o método de Newton-Raphson e são baseadas nas equações de injeção de corrente foram apresentadas em LIN *et al.* (1999) e em MOON *et al.* (1999). Porém, esses métodos não permitem a inclusão de barras do tipo PV e as simplificações adotadas não permitem a representação de equipamentos de controle.

Em TENG (2003) são desenvolvidas duas matrizes – *bus-injection to branch-current* e *branch-current to bus-voltage*, que são utilizadas para se obter soluções de fluxo de potência por meio de multiplicação simples de matrizes. Este método é utilizado apenas para sistemas com estrutura radial ou fracamente malhada, e assim, pode-se evitar o tempo consumido em fatoração LU e na solução da matriz Jacobiana ou da matriz admitância de barras, requerida nos métodos tradicionais. Porém, reduz a utilidade do algoritmo a apenas determinados sistemas, radiais ou fracamente malhados.

Existem diversas configurações para sistemas trifásicos. Em SHORT *et al.* (2002) é simulado e construído um sistema de distribuição a cinco condutores. Já em WARD *et al.* (2003) é realizada uma análise de sistemas de distribuição a cinco condutores, comparando-se suas características com as dos sistemas a quatro condutores, mostrando as configurações mais adequadas para cada caso.

Em BIJWE e KELAPURE (2003) é apresentado um método de fluxo de potência intitulado não-divergente, onde se utiliza a matriz Jacobiana constante, nas versões acoplado e desacoplado rápido, utilizando multiplicadores ótimos aplicados ao ajuste dos passos de iteração. O método não trata sistemas trifásicos desequilibrados e, devido às suas características, o processo converge em um número elevado de iterações.

Em CIRIC *et al.* (2003) é proposto um algoritmo de fluxo de potência para redes radiais de distribuição trifásicas, a quatro condutores, considerando aterramento de neutro, baseado na técnica FBS. Neste algoritmo uma vantagem é que tanto o fio neutro quanto o solo são explicitamente representados. Porém, métodos baseados em técnica de varredura, como o FBS, não se comportam bem quando aplicados a sistemas reticulados e apresentam dificuldade de convergência em alguns casos.

A preocupação com a representação explícita dos cabos neutros e dos aterramentos dos sistemas é um tema atual e com grande destaque na literatura. Um exemplo é BALDA *et al.* (1997) que apresenta vários problemas reais de correntes de neutro e métodos eficazes de medição destas grandezas. Em KERSTING (2004a) é demonstrado um procedimento para calcular as correntes de neutro e de aterramento, bem como as perdas associadas. Como ele utiliza um fluxo de potência trifásico sem a representação explícita do neutro, torna-se necessário usar uma aproximação com a redução de Kron na representação das linhas.

Várias análises relacionadas ao tipo de aterramento dos sistemas trifásicos a quatro condutores são apresentadas em OKA *et al.* (2002) e CHANG *et al.* (2003). Sendo que CHANG *et al.* (2003) analisa como as cargas desequilibradas, as conexões de bancos de transformadores, o defeito em bancos de capacitores e os circuitos utilizados para roubo de energia contribuem para o aumento da corrente de neutro.

Em CHEN e YANG (2001) foi proposto não um algoritmo de fluxo de potência, mas um programa de simulação de redes utilizando o PSpice para Windows, que usando modelos equivalentes representa e simula o sistema de distribuição, podendo ser utilizado para analisar os desequilíbrios, mas é limitado a sistemas pequenos.

Em ZHANG *et al.* (2005) é apresentado um algoritmo de fluxo de potência trifásico continuado para analisar os problemas de estabilidade de tensão em sistemas desbalanceados. Mostra-se que as curvas PV dos sistemas trifásicos desbalanceados não seguem os mesmos padrões que as curvas PV dos sistemas balanceados ou considerando seqüência positiva.

Em TONG e MIU (2005) são revistos os conceitos das barras PV para acomodar as gerações dispersas em sistemas de distribuição desequilibrados e é remodelado o conceito de fatores de participação para distribuir as perdas entre os geradores durante o cálculo do fluxo de potência.

Um algoritmo trifásico que se baseia em desacoplamento entre as componentes de seqüência é apresentado em ABDEL-AKHER *et al.* (2005), onde a parcela do problema relacionado com as componentes de seqüência positiva é solucionada utilizando o método de Newton e as componentes de seqüência negativa e zero por solução direta de sistemas ( $I=YV$ ). Apesar dos seus autores afirmarem que o método é mais robusto e eficiente que os métodos baseados em coordenadas de fase, várias questões não são resolvidas, entre elas: situações onde não ocorre desacoplamento entre as seqüências, como representar ramais monofásicos e bifásicos, diferenças encontradas nos resultados quando comparados com aqueles dos casos base, além de considerarem várias simplificações.

Novas metodologias baseadas em ferramentas de otimização e técnicas inteligentes para a solução do problema do fluxo de potência vêm sendo propostas na literatura. Em BIJWE e RAJU (2006) é modelado um fluxo de potência para sistemas desequilibrados utilizando lógica fuzzy para tratar as incertezas dos dados de entrada, mas os autores indicam que o método desenvolvido só pode ser utilizado em sistemas radiais ou fracamente malhados, e ainda não apresenta um bom desempenho computacional.

Em 2006, em vários artigos apresentados no General Meeting de 2006 do IEEE, dentre eles ASSIS *et al.* (2006), KEANE e O'MALLEY (2006), PRATA (2006), KASHEM *et al.* (2006), observou-se uma preocupação em obter metodologias que possam ser utilizadas para avaliar os impactos da geração distribuída nos sistemas de distribuição. Cada artigo apresenta normalmente solução para um determinado aspecto do problema.

Em 2007 notou-se especial interesse em ferramentas de análise de sistemas que possam representar e simular mais detalhes, permitindo análises mais apuradas de determinadas situações, especialmente na distribuição. Isto pode ser verificado em trabalhos como por exemplo MIU e CARNEIRO JR. (2007), SMITH *et al.* (2007), MCDERMOTT (2007), SHODER e FELIACHI (2007), DUGAN (2007).

Como se pode observar, muitas metodologias têm sido propostas para analisar os sistemas e para resolver o problema de fluxo de potência, e nos últimos anos tem se

dado ênfase às metodologias trifásicas, que são essenciais especialmente para utilização em sistemas de distribuição, por causa de sua natureza desequilibrada. A análise multifásica tem ganhado força principalmente devido ao interesse de conectar geração distribuída ao sistema de distribuição, além de ser útil na análise harmônica, e para tantos outros estudos, e de maneira geral é o meio para verificar como as características dos equipamentos influenciam no desequilíbrio e vice-versa, para que os sistemas possam ser corretamente analisados.

O método FBS tem sido mais utilizado pela maioria dos autores, devido a ser considerado de bom desempenho e simples de implementar. Entretanto, pode requerer um grande número de iterações para condições de carga pesada e especialmente quando equipamentos de controle e geração distribuída estão presentes no sistema (ARAUJO *et al.*, 2006a e 2006b). O FBS também apresenta limitações para resolver sistemas não radiais (malhados). Características adicionais têm sido incorporadas em alguns algoritmos que utilizam FBS para superar estas dificuldades (LUO e SEMLYEN, 1990, ZHU e TOMSOVIC, 2002, STOICESCU *et al.*, 2002, XIAO *et al.*, 2006, WANG *et al.*, 2004), mas na maioria dos casos o esforço computacional aumenta consideravelmente, e a convergência nem mesmo é atingida em alguns casos (ARAUJO *et al.*, 2006a e 2006b).

Em COSTA *et al.* (1999) foi desenvolvida inicialmente uma metodologia para sistemas em EAT e UAT baseada no método de injeção de correntes, que se mostrou 30% mais rápida que o método de Newton-Raphson convencional. Baseando-se nesta idéia, em seguida foi proposta por GARCIA *et al.* (2000) uma formulação que também utiliza as equações de injeções de correntes, porém em cada fase, que são escritas em coordenadas retangulares, o que resulta numa matriz Jacobiana formada por blocos (de dimensão 6 x 6) muito próxima da matriz admitância de barras. Esta metodologia para cálculo de fluxo de potência foi denominada Método de Injeção de Correntes Trifásico – MICT. Outros desenvolvimentos foram feitos no MICT para possibilitar a representação de equipamentos de controle (GARCIA, 2001, GARCIA *et al.*, 2001, GARCIA *et al.*, 2004).

Novas rotinas muito eficientes foram desenvolvidas para realizar ordenação e fatoração das matrizes (ARAUJO, 2000), as quais foram incorporadas no processo de solução, e assim o MICT tornou-se competitivo com o FBS até mesmo para sistemas puramente radiais e tem se mostrado mais robusto computacionalmente para sistemas malhados, bem como na presença de equipamentos de controle (ARAUJO *et al.*, 2007).

Entretanto, o MICT, em sua modelagem, utiliza uma consideração que é válida apenas para sistemas equilibrados ou solidamente aterrados em todas as barras: considera as tensões de neutro sempre nulas em todas as barras do sistema. Sabe-se que esta consideração é incorreta para a maioria dos sistemas desequilibrados, logo ao utilizar o MICT para solucioná-los o que se obtém são resultados aproximados. E o MICT também não permite a representação de aterramentos e condutores neutros. Além disso, sua implementação apresenta deficiências na representação de transformadores e cargas em delta.

Com o objetivo de eliminar as aproximações do MICT e melhorar a modelagem, utilizando-se a mesma filosofia, foi criado o Método de Injeção de Correntes a Quatro Condutores - MICQ (PENIDO, 2004; PENIDO *et al.*, 2004a e 2004b), que acrescenta a representação do quarto condutor, possibilitando valores diferentes de zero para tensões de neutro. Este método permite o cálculo direto de tensões e correntes nas fases bem como nos cabos neutros. Também foram desenvolvidas formas de representar aterramentos de neutros e foram modelados alguns equipamentos do sistema a quatro condutores. Nesta formulação, a matriz Jacobiana é composta por blocos de dimensão  $8 \times 8$ , e sua estrutura é esparsa.

## **1.4 Objetivos do Trabalho**

Em PENIDO (2004), verificou-se que ainda existiam melhorias a serem realizadas no MICQ, que ficaram como sugestões de trabalhos futuros, como por exemplo modelar outros equipamentos do sistema e desenvolver controles para serem acrescentados no método de solução do fluxo de potência. Desenvolver estas melhorias foi a proposta inicial para esta tese de doutorado.

Porém, no decorrer do trabalho, surgiu a necessidade de simular os sistemas criados pelo Subcomitê de Análise de Sistemas de Distribuição da PES do IEEE (DSASC), e ao tentar fazer isto utilizando o MICQ verificou-se que existem equipamentos no sistema com configurações bem diferentes e que para modelá-los seria necessário realizar aproximações e/ou usar artifícios no MICQ.

Além disso, o subcomitê tem lançado constantemente “desafios” para os desenvolvedores de programas para análise de sistemas elétricos de distribuição, com o objetivo de verificar quais metodologias são capazes de representar e simular

determinados sistemas, com características diferentes, principalmente bastante desequilibrados. A idéia do subcomitê é estimular a melhoria dos métodos preparando-os para as novas necessidades, como por exemplo, modelar melhor a geração distribuída, representar os diversos tipos de controles, e permitir análises mais complexas dos sistemas.

Ao tentar realizar estas tarefas encontrou-se dificuldades e até mesmo limitações no MICQ, especialmente por causa de sua estrutura blocada, onde todo componente gera blocos de dimensão fixa  $8 \times 8$  para a matriz Jacobiana, mesmo quando o equipamento não possui os quatro nós (relativos as fases *a*, *b*, *c* e neutro), e também os controles precisam ser definidos nesta estrutura blocada, o que aumenta muito, sem necessidade, a dimensão do sistema a ser solucionado e pode dificultar a convergência devido ao tratamento matemático necessário. E ainda, com o MICQ não se consegue, sem a utilização de artifícios, representar componentes que tenham mais de quatro nós.

A partir daí, teve-se a idéia de desenvolver uma metodologia para análise de sistemas elétricos, utilizando-se também o método de injeção de correntes, mas que fosse mais flexível, sem a estrutura fixa de blocos, para solucionar sistemas com equipamentos com “*n*” condutores. Neste caso, a modelagem de cada componente geraria apenas as contribuições dele, de acordo com os nós em que está conectado, representando apenas o que é existente, e os controles também acrescentariam apenas as equações necessárias. Assim, a dimensão do sistema a ser solucionado seria a estritamente necessária e poder-se-ia modelar componentes com qualquer número de condutores, com as mais diferentes configurações.

A metodologia proposta é mais otimizada e flexível permitindo inclusive a sua utilização (sem alterações nos códigos do programa) também para formulações puramente monofásicas, reduzindo-se consideravelmente os custos de manutenção, de desenvolvimento e testes do programa computacional.

É importante ressaltar que se considera o MICQ como uma metodologia que já apresenta muitas características boas e algumas vantagens, quando comparado com outros métodos existentes. Assim, é muito importante que ao desenvolver a nova metodologia, todas as boas características já observadas sejam mantidas, as quais somadas as melhorias propostas gerem um método melhor para análise dos sistemas elétricos de potência. Algumas características boas do MICQ que considera-se importante manter são: formulação direta em coordenadas de fase; aplicação do método de injeção de correntes em coordenadas retangulares, aproveitando sua estrutura esparsa

semelhante a da matriz admitância nodal; representação explícita de cabos neutros e aterramentos quando existentes; aplicação tanto para sistemas radiais quanto malhados; utilização do método de Newton-Raphson na solução do sistema de equações; possibilidade de modelar acoplamentos mútuos e desequilíbrios; dentre outras.

Portanto, resolveu-se focar este trabalho no desenvolvimento de uma nova metodologia para análise de sistemas elétricos, o Método de Injeção de Correntes a N Condutores - MICN, buscando incorporar as características descritas nos três parágrafos anteriores, bem como modelar equipamentos e controles que ainda não haviam sido desenvolvidos, incluindo modelos para geração distribuída. Deseja-se que o MICN possa ser utilizado para fazer diversas análises nos sistemas, dentre elas o cálculo do fluxo de potência, análise de desequilíbrios e estudos de impactos de geração distribuída.

Pretende-se que a metodologia desenvolvida seja eficiente e robusta computacionalmente e que o método seja de aplicação bem geral, podendo ser utilizado para análise de sistemas equilibrados ou desequilibrados, para sistemas radiais ou reticulados, com cargas ou ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, podendo ser utilizado em sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, inclusive sistemas de grande porte.

Com relação à implementação computacional, o MICN foi desenvolvido em MATLAB.

## **1.5 Publicações Relacionadas ao Trabalho**

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., CARNEIRO JR., S., 2004, “Fluxo de Potência a Quatro Condutores Baseado no Método de Injeção de Correntes”, *XV Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado, Rio Grande do Sul, Brasil, Setembro.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., CARNEIRO JR., S., 2004, “Four Wire Newton-Raphson Power Flow Based on the Current Injection Method”, *2004 IEEE Power Systems Conference & Exposition*, Nova York, Estados Unidos, Outubro.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2006, “Unbalanced Three-Phase Distribution System Load-Flow Studies Including

Induction Machines”, Panel on Induction Machine Modeling for Distribution System Analysis, *2006 IEEE PES General Meeting*, Montreal, Quebec, Canada, Junho.

ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2006, “Comparações entre o Método de Injeção de Correntes Trifásicas e o Forward/Backward Sweep em Grandes Sistemas de Distribuição”, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2006*, Campina Grande, Paraíba, Brasil, Julho.

ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2006, “A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Forward-Backward Power Flow Methods for Large Distribution Systems”, *2006 IEEE Power Systems Conference & Exposition*, Atlanta, Georgia, Estados Unidos, Outubro.

ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2007, “A Study on the Performance of TCIM Full Newton Power Flow for Large Distribution Systems”, *19th International Conference on Electricity Distribution – CIRED*, Viena, Áustria, Maio.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2007, “Power Factor Correction on Distribution Networks Including Distributed Generation”, *2007 IEEE PES General Meeting*, Tampa, Flórida, Estados Unidos, Junho.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2007, “Three-phase Power Flow Based on Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks”, aceito para publicação na revista *IEEE Transactions on Power Systems*.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2008, “Solving the NEV Test Case Using the Current Injection Full-Newton Power Flow”, *Advances in Distribution System Analysis Panel, 2008 Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Chicago, Abril.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2008, “Solving the Single-circuit NEV Test Case Using the Current Injection Full-Newton Power Flow”, *Stray Voltage Analysis Panel, 2008 IEEE PES General Meeting*, Pittsburgh, Junho.



## **1.6 Estrutura do Trabalho**

Este trabalho é composto de cinco capítulos, incluindo este de introdução e os outros que serão descritos a seguir.

No Capítulo 2 descreve-se as características básicas da metodologia proposta e desenvolve-se o Método de Injeção de Correntes a N Condutores - MICN. Apresenta-se os modelos utilizados e aqueles desenvolvidos neste trabalho para equipamentos dos sistemas elétricos, bem como a formulação desenvolvida para controles. Dentre os modelos desenvolvidos estão algumas possibilidades de representação da Geração Distribuída.

No Capítulo 3 discute-se aspectos adicionais do MICN, detalhando algumas de suas características e apresentando possibilidades de utilização. Analisa-se o processo de convergência, verificando seu relacionamento com as inicializações das variáveis e com os números de condicionamento das matrizes, analisa-se a utilização de procedimentos extras no método de Newton-Raphson e a possibilidade de múltiplas soluções, especialmente em sistemas desequilibrados que possuem neutros e aterramentos. Apresenta-se a utilização do MICN para cálculo de fluxo de potência em sistemas elétricos com “n” condutores, mostrando o algoritmo do método de cálculo. Realiza-se uma comparação entre o MICN e um método FBS de solução de sistemas. Faz-se uma análise de possibilidades de representação do solo na solução dos sistemas. E apresenta-se a utilização do MICN como base para uma metodologia de cálculo de curto-circuito.

No Capítulo 4 apresenta-se resultados alcançados e análises realizadas com a metodologia proposta, a partir de testes e simulações em sistemas reais e nos sistemas propostos pelo DSASC da PES/IEEE, incluindo os desafios de simulação mais recentes lançados pelo DSASC.

E finalmente no Capítulo 5 encontram-se as conclusões gerais do trabalho e as propostas de trabalhos futuros.

## 1.7 Convenções e Nomenclaturas Utilizadas

Apresenta-se nesta seção algumas convenções e nomenclaturas utilizadas neste trabalho, com o objetivo de facilitar a leitura e evitar possíveis interpretações errôneas.

Na Tabela 1.1 é apresentada a convenção utilizada para distinção dos tipos de variáveis:

**Tabela 1.1 – Convenções adotadas para escrita de variáveis**

Tipo da variável	Tipo de escrita	Exemplo
Escalar Real	Minúscula em itálico	$x$
Escalar Complexo	Maiúscula em itálico	$X$
Vetor	Minúscula em negrito	$\mathbf{x}$
Matriz	Maiúscula em negrito	$\mathbf{X}$

Todos os vetores são considerados como vetores colunas. Um vetor linha é representado pelo transposto de um vetor coluna (Exemplo:  $\mathbf{c}'$ ).

Na tabela a seguir apresenta-se os símbolos utilizados para designar funções ou operações, com seus respectivos significados.

**Tabela 1.2 – Convenções adotadas para funções e operações**

Símbolo	Exemplo	Significado
$t$ sobrescrito em itálico	$\mathbf{A}^t$	Matriz transposta de $\mathbf{A}$
* sobrescrito	$X^*$	Conjugado do complexo $X$
abs()	abs( $X$ )	Valor absoluto (módulo) do complexo $X$
	$ X $	Valor absoluto (módulo) do complexo $X$
arg()	arg( $X$ )	Argumento (ângulo) em radianos do complexo $X$ .
“Re” subscripto	$X_{\text{Re}}$	Parte real do complexo $X$
Re( )	Re( $X$ )	Parte real do complexo $X$
“Im” subscripto	$X_{\text{Im}}$	Parte imaginária do complexo $X$
Im( )	Im( $X$ )	Parte imaginária do complexo $X$

A seguir são mostrados os símbolos mais freqüentes utilizados para designar variáveis, grandezas ou entidades matemáticas.

**Tabela 1.3 – Convenções adotadas para designar grandezas e variáveis**

Símbolo	Exemplo	Significado
<b>0</b>	<b>0</b>	Matriz ou vetor nulo
<i>a</i>	<i>a</i>	Operador complexo $e^{j\frac{2\pi}{3}}$
<b>A</b>	<b>A</b>	Matriz de transformação de componentes simétricas
<i>j</i>	<i>j</i>	Complexo unitário, igual a uma das raízes quadradas de -1 (a raiz positiva), ou seja, $j = +\sqrt{-1}$
C	C	Capacitância
L	L	Indutância
R, <i>r</i>	R, <i>r</i>	Resistência
X, <i>x</i>	X, <i>x</i>	Reatância
Z, <i>z</i>	Z, <i>z</i>	Impedância ( $z=r+jx$ )
G, <i>g</i>	G, <i>g</i>	Condutância
B, <i>b</i>	B, <i>b</i>	Susceptância
Y, <i>y</i>	Y, <i>y</i>	Admitância ( $y=g+jb$ )
<i>v</i>	<i>v</i>	Módulo da tensão
<i>i</i>	<i>i</i>	Módulo da corrente
$\theta$	$\theta$	Ângulo em radianos
<i>V</i>	<i>V</i>	Tensão complexa $V = ve^{j\theta}$
$V_k$	$V_k$	Tensão entre o nó <i>k</i> e a referência
$V_{km}$	$V_{km}$	Tensão entre os nós <i>k</i> e <i>m</i>
<i>I</i>	<i>I</i>	Corrente complexa $I = ie^{j\theta}$
$I_k$	$I_k$	Contribuição de injeção de corrente de elemento conectado entre o nó <i>k</i> e a referência, corrente no sentido saindo do nó <i>k</i>
$I_{km}$	$I_{km}$	Contribuição de injeção de corrente de elemento conectado entre os nós <i>k</i> e <i>m</i> , corrente no sentido saindo do nó <i>k</i>
<i>P</i>	<i>P</i>	Potência ativa

$Q$	$Q$	Potência reativa
$S$	$S$	Potência aparente ( $S=P+jQ$ )
$T$	$T$	Conjugado, Torque
$s$	$s$	Escorregamento de máquina de indução
$\Delta$	$\Delta x$	Pequeno desvio de uma variável
$\mathbf{J}$	$\mathbf{J}$	Matriz Jacobiana
$\mathbf{f}$	$\mathbf{f}$	Vetor independente
$\mathbf{I}$	$\mathbf{I}$	Vetor de injeções de correntes
$\mathbf{V}$	$\mathbf{V}$	Vetor de tensões nodais
$\mathbf{z}$	$\mathbf{f}(\mathbf{z}), \Delta \mathbf{z}$	Vetor das variáveis de estado

As derivadas de funções complexas em relação aos parâmetros reais  $x$  podem ser calculadas diretamente utilizando-se as seguintes propriedades (1.1):

$$\frac{\partial \operatorname{Re}[f]}{\partial x_1} = \operatorname{Re} \left[ \frac{\partial f}{\partial x_1} \right] \quad \frac{\partial \operatorname{Im}[f]}{\partial x_1} = \operatorname{Im} \left[ \frac{\partial f}{\partial x_1} \right] \quad (1.1)$$

Seja  $\mathbf{F}$  uma matriz ou vetor de funções, como apresentado em (1.2):

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} f_{1,1} & f_{1,2} & \cdots & f_{1,n} \\ f_{2,1} & f_{2,2} & & f_{2,n} \\ \vdots & & \ddots & \\ f_{m,1} & f_{m,2} & & f_{m,n} \end{bmatrix} \quad (1.2)$$

As derivadas matriciais de primeira ordem em relação a uma variável  $x_1$  são dadas por (1.3):

$$\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial x_1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{1,1}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{1,2}}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_{1,n}}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f_{2,1}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{2,2}}{\partial x_1} & & \frac{\partial f_{2,n}}{\partial x_1} \\ \vdots & & \ddots & \\ \frac{\partial f_{m,1}}{\partial x_1} & \frac{\partial f_{m,2}}{\partial x_1} & & \frac{\partial f_{m,n}}{\partial x_1} \end{bmatrix} \quad (1.3)$$

Também é definido que a diferenciação de uma função complexa conjugada em relação a uma variável real é igual ao valor conjugado da diferenciação da função complexa em relação a variável real, conforme apresentado em (1.4).

$$\frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)^*}{\partial x_1} = \left( \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \right)^* \quad (1.4)$$

Neste trabalho será utilizado o termo “nó” para denotar qualquer ponto do sistema elétrico, onde se pode determinar a tensão elétrica utilizando o MICN. Já o termo “barra” será utilizado de uma maneira mais geral, para representar, por exemplo, um poste inteiro do sistema de distribuição, ou uma torre de transmissão, onde podem existir diversos nós. Assim, uma barra qualquer do sistema pode ter “n” nós, por exemplo, quatro nós, um nó para cada fase (a, b, c) e um nó para o neutro.

## Capítulo 2 Metodologia e Modelos de Componentes

### 2.1 Introdução

Ao desenvolver uma ferramenta para aplicação em análise de sistemas elétricos, existem duas etapas que merecem especial atenção: a primeira é o processo de solução em si, ou seja, a metodologia de cálculo, e a segunda é a definição e o equacionamento dos modelos que serão utilizados para representar os componentes do sistema. Os modelos formam a base sobre a qual os cálculos serão realizados e, dependendo do propósito da metodologia ou do estudo a ser realizado, deve-se defini-los da forma mais adequada para cada caso.

Desde o surgimento dos primeiros métodos para solução de sistemas, durante o processo de desenvolvimento muitas vezes esbarrava-se em limitações, como a falta de dados para os modelos ou até mesmo limites de processamento computacional, e por isso simplificações eram efetuadas e outros tantos artifícios eram criados para sobrepor estas dificuldades. Por exemplo, considerava-se o sistema suficientemente equilibrado e resolvia-se apenas a seqüência positiva, e neste caso eram necessários apenas os modelos equivalentes de seqüência positiva dos equipamentos. Pode-se citar o método das componentes simétricas tão largamente utilizado para solução de sistemas desequilibrados, que foi criado para sobrepor limitações computacionais de simulação. E também a falta de dados nas empresas contribuía para a utilização de modelos apenas equivalentes monofásicos.

Porém, mesmo com tantas simplificações, vários modelos e métodos foram e ainda continuam sendo amplamente e satisfatoriamente utilizados, pois os níveis de detalhamento e precisão requeridos nos resultados também dependem das necessidades dos estudos. Assim, considera-se que todos os métodos de solução possuem seu valor e importância, sendo necessário saber onde empregar cada um.

Atualmente ainda existem limitações para melhorar a modelagem, o que provavelmente sempre ocorrerá, uma vez que se busca cada vez mais construir modelos mais complexos com características mais próximas das reais. Hoje algumas modelagens são limitadas principalmente devido à falta de dados nas empresas, porém este fator aos poucos tem sido superado pela mudança de cultura, as empresas estão se dando conta da importância de terem uma base de dados integrada e consistente e estão partindo para

sua construção. Já a limitação de processamento computacional que antes era forte não existe mais, possibilitando que se utilize nas simulações modelos mais completos para os elementos e métodos que antes eram considerados computacionalmente “pesados”. Dois exemplos são a solução de fluxo de potência nas próprias coordenadas de fase, que é uma tendência atual, e a utilização dos valores reais das grandezas nas simulações, ao invés do sistema p.u..

É fato que quanto mais detalhados os modelos, incorporando as características reais dos equipamentos, melhores tendem a ser os resultados obtidos nas simulações. Porém, como já citado, este nível de detalhamento pode ser limitado pela disponibilidade dos dados ou até mesmo pelo grau de precisão necessário no estudo em questão. Assim uma idéia interessante seria desenvolver modelos bastante completos para os equipamentos, mas possibilitar também suas simplificações, de forma a atender todas as situações. Isto será uma das bases da metodologia aqui proposta para análise de sistemas a  $n$  condutores.

## **2.2 Método de Injeção de Correntes a $N$ Condutores**

### **2.2.1 Idéia Básica da Metodologia Proposta e Diferenças com Relação ao MICQ**

Dentre as metodologias utilizadas para análise de sistemas elétricos está o Método de Injeção de Correntes a Quatro Condutores (MICQ) (PENIDO, 2004), que já foi citado no Capítulo 1 deste trabalho e será aqui mais detalhado.

Modelos de componentes para serem utilizados com o método de injeção de correntes já foram apresentados em vários trabalhos, dentre os quais cita-se COSTA *et al.* (1999), GARCIA (2001), PENIDO (2004) e ARAUJO (2005). Particularmente no MICQ (PENIDO, 2004), toda barra do sistema é considerada trifásica com neutro (3F+N), e, devido à estrutura de solução do sistema lá definida, todo componente tem seu modelo completo a quatro condutores, formado por blocos de dimensão fixa 8x8. Em cada barra são sempre considerados quatro nós, para as fases  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e para o neutro. Além disso, os controles lá definidos também geram blocos de dimensão 8x8. Simplificações são realizadas dentro dos blocos dependendo da configuração de cada

elemento (por exemplo, eliminações de equações por “big numbers” quando o elemento não possui todas as fases).

Porém, nem sempre os componentes presentes nos sistemas elétricos são trifásicos, e muitos não possuem neutros, ou muitas vezes o que se deseja é exatamente determinar como o sistema vai operar quando um equipamento não tem determinada fase, ou a mesma está defeituosa (como por exemplo um banco de capacitores operando com uma fase queimada) para determinar a corrente de desequilíbrio, mas mesmo nestes casos a estrutura a ser resolvida no MICQ é sempre a completa. Portanto, os modelos geram matrizes de dimensão pré-definida, conseqüentemente elevando, sem necessidade, a dimensão do sistema a ser resolvido.

Além disso, no MICQ, a estrutura fixa dos blocos nos modelos gera dificuldades e até mesmo limitações na representação de alguns componentes do sistema. Por exemplo, existem barras onde pode ser necessário representar mais do que quatro nós, como exemplo cinco nós, três para as fases, um para o nó neutro e um para um aterramento, ou ainda, pode-se precisar representar explicitamente cabos pára-raios ou o solo. Sem artifícios ou aproximações não é possível fazer estas modelagens no MICQ.

A idéia proposta neste trabalho, utilizada para desenvolver uma metodologia para análise de qualquer sistema elétrico, com  $n$  condutores, chamada Método de Injeção de Correntes a N Condutores (MICN), também baseada no método de injeção de correntes, é que todos os nós do sistema sejam tratados de forma individualizada, representando apenas o que realmente existe de cada componente. Assim, os modelos não geram blocos de dimensões pré-definidas e representam estritamente o necessário, contribuindo para a otimização do processo de solução já que o sistema a ser resolvido pelo método proposto terá conseqüentemente a dimensão estritamente necessária. Esta nova estrutura, mais livre, facilita a formação dos modelos, especialmente de equipamentos com configurações diferentes.

Esta nova metodologia é desenvolvida para ser utilizada em qualquer tipo de sistema elétrico, radial ou malhado, equilibrado ou não, e é capaz de tratar sistemas monofásicos, bifásicos e/ou trifásicos, com qualquer combinação de configurações. Assim, os modelos de componentes deste trabalho são definidos seguindo estes propósitos. O tipo da formulação utilizada é baseado em ARAUJO (2005), onde as equações de injeção de correntes são trabalhadas até certo ponto com variáveis em sua forma complexa.



Procura-se assim desenvolver uma metodologia bastante completa, flexível para representar as várias características dos componentes, otimizada em termos de processamento, bastante robusta e eficiente.

### **2.2.2 Estrutura Básica dos Modelos do MICN**

Conforme já dito a metodologia proposta – MICN, baseia-se no método de injeção de correntes, que por sua vez se define sobre uma das bases da solução de sistemas elétricos, a 2<sup>a</sup>. Lei de Kirchhoff, que diz que a soma das correntes injetadas em cada um dos nós do sistema é igual a zero. Analisando-se as equações geradas a partir desta lei pode-se considerar que em cada nó o somatório de correntes injetadas é formado por parcelas relativas a todos os elementos conectados a ele, e assim pode-se considerar que cada elemento do sistema “gera” contribuições de injeções de corrente para os nós nos quais ele está conectado. Nesta seção um elemento é definido como uma “estrutura” conectada entre dois nós.

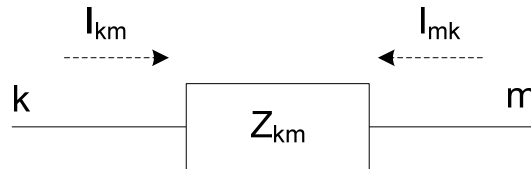
No MICN as equações de injeção de corrente são formadas a partir das contribuições de cada elemento que está ligado em um ou mais nós, sendo que cada elemento é considerado uma unidade básica. Assim, os modelos da maioria dos componentes (equipamentos do sistema) são na verdade formados por um ou mais elementos conectados nas mais diversas configurações.

Para alguns componentes do sistema é necessário dar algum tratamento extra ao modelo, pois não é possível utilizar diretamente ou unicamente as contribuições dos seus elementos. Em algumas situações utiliza-se a idéia de componente multifásico, pois o mesmo também gera contribuições para  $n$  nós, mas que não podem ser determinadas individualmente; isto ocorre, por exemplo, quando se modela linhas considerando-se as mútuas entre fases. Outra situação é quando o componente tem alguma característica ou função, de certa forma especial, que comumente é chamada de controle, o qual deve também ser determinado. Os controles são normalmente definidos por equações adicionais, que são determinadas de forma a representar uma característica ou função. Estas equações podem ser funções de variáveis dos próprios componentes bem como de outras variáveis do sistema.

A estrutura básica dos modelos será descrita a seguir. Esta idéia de contribuições geradas pelos diversos elementos é baseada na Modelagem Orientada a Objetos

(HORTON, 1999), onde cada elemento é um módulo, separado, com todas as suas atribuições e funções.

Seja, por exemplo, um elemento genérico apresentado na Figura 2.1, conectado entre os nós  $k$  e  $m$  do sistema, que tem impedância  $z_{km}$ , e admitância  $y_{km}$  igual a  $1/z_{km}$ .



**Figura 2.1 – Elemento genérico conectado entre os nós  $k$  e  $m$**

Segundo as considerações anteriores este elemento gera uma contribuição de injeção de corrente para o nó  $k$  e uma para o nó  $m$ , que podem ser definidas pelas equações (2.1) e (2.2) respectivamente.

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

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

### 2.2.3 Metodologia do MICN

O método de solução proposto consiste em:

1) Construir as equações de injeções de correntes para todos os nós do sistema a partir das contribuições de todos os elementos, e as equações de controle quando existentes, escritas em coordenadas retangulares, formando um sistema de equações não-lineares, que pode ser representado como:

$$\mathbf{f}(\mathbf{z})=0 \quad (2.3)$$

Onde,  $\mathbf{z}$  são as variáveis de estado e  $\mathbf{f}$  são as equações de injeções de correntes ou funções de controle.

2) Solucionar o conjunto de equações não-lineares, encontrando as variáveis de estado do sistema.

No caso utiliza-se o Método de Newton-Raphson que é um método iterativo para resolver um conjunto de equações  $\mathbf{f}(\mathbf{z})=0$ , onde  $\mathbf{f}$  possui derivadas de primeira ordem contínuas. Este algoritmo é bastante utilizado pelo seu ótimo desempenho computacional.

A expressão matemática do sistema (2.3) linearizado, escrito de forma matricial, é dada por (2.4):

$$\mathbf{J}(\mathbf{z})\Delta\mathbf{z} = -\mathbf{f}(\mathbf{z}) \quad (2.4)$$

Onde, em cada passo do processo iterativo:

$\mathbf{J}(\mathbf{z})$  é a matriz Jacobiana;

$\mathbf{f}(\mathbf{z})$  é o vetor independente, formado pelas equações a serem resolvidas. Em muitos trabalhos que utilizam o Método de Injeção de Correntes, prefere-se designar  $\mathbf{f}(\mathbf{z})$  como o vetor de resíduos de corrente durante o processo iterativo, pois a maioria das equações é de injeção de corrente, e na convergência do processo iterativo todos os seus elementos têm que ser muito próximos de zero, sendo então denominados resíduos. Neste trabalho optou-se por não utilizar a denominação resíduo de corrente.

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

Um algoritmo que representa o processo de solução do MICN é apresentado na Figura 2.2.

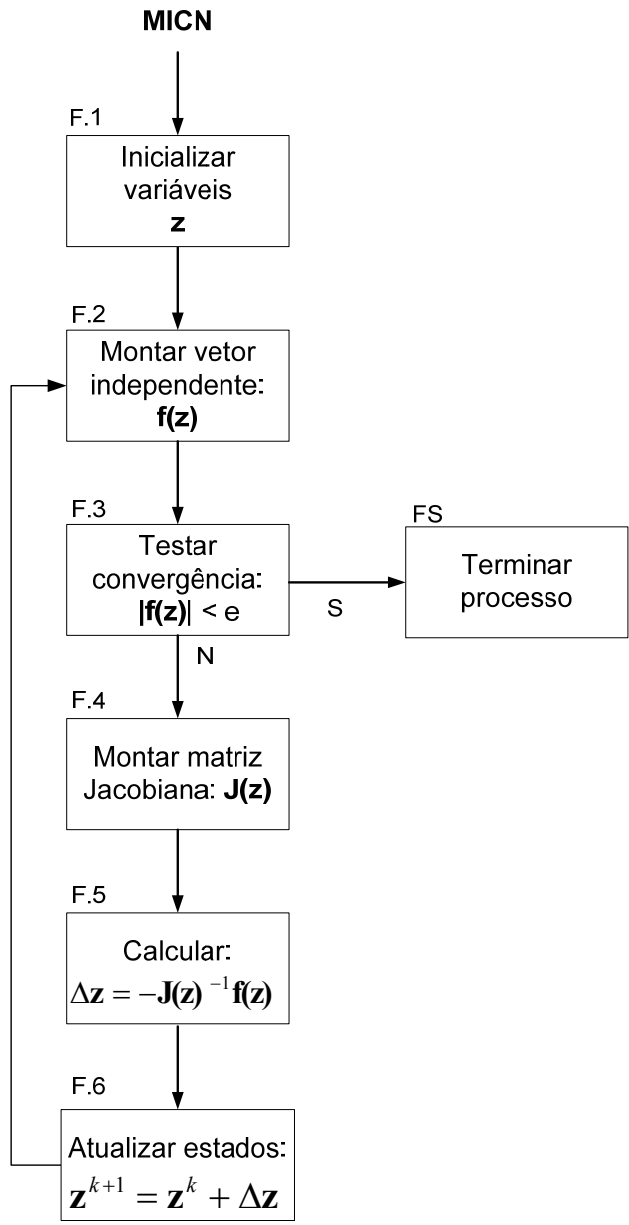


Figura 2.2 – Algoritmo do método de solução do MICN

Sobre o processo de solução considera-se os seguintes aspectos bastante relevantes:

- Neste trabalho, assim como em desenvolvimentos anteriores do MICT (GARCIA, 2001) e do MICQ (PENIDO, 2004), as equações são escritas em coordenadas retangulares, utilizando-se como principais variáveis de estado as partes real e imaginária das tensões nodais (fase-referência), além de outras variáveis, e separa-se as equações de injeção de correntes em partes real e imaginária;

- O tratamento inicial das equações de injeção de correntes é feito com as variáveis em forma complexa obtendo maior simplicidade e desempenho computacional, baseando-se no que foi feito em ARAUJO (2005);
- A convergência é verificada pelos elementos do vetor independente (alguns destes elementos são resíduos de corrente e sua utilização na verificação da convergência pode ser feita sem nenhuma perda de precisão quando comparada com a verificação por meio de resíduos de potência);
- A matriz Jacobiana (composta de derivadas de primeira ordem) tem uma grande quantidade de termos nulos ou constantes no MICN, devido à utilização da base do Método de Injeção de Correntes em coordenadas retangulares, o que é uma boa característica, uma vez que a ordem do sistema a ser resolvido pode ser elevada, e neste caso torna-se importante a utilização de técnicas de esparsidade para a solução dos sistemas de equações;
- É muito importante utilizar um método robusto no processo de solução, especialmente quando se pretende considerar nos sistemas a modelagem de neutros e aterramentos, pois nestes casos os modelos dos componentes ficam mais complexos e a convergência da maioria dos métodos muitas vezes fica mais complicada (CHEN e YANG, 2001). Por isso optou-se por utilizar o método de Newton-Raphson, sendo que o mesmo apresenta propriedade de convergência quadrática perto do ponto de solução. Porém uma característica deste método é a necessidade de inicializar bem as variáveis antes do processo iterativo para convergir para um ponto de solução do sistema. Esta questão será analisada no Capítulo 3 deste trabalho.

#### **2.2.4 Observações**

Neste ponto ressalta-se alguns aspectos relativos ao trabalho e ao MICN que se considera importantes:

1) Alguns dos modelos utilizados neste trabalho já existiam, não foram recriados para esta metodologia, apenas adaptados, a maioria é formada simplesmente a partir das equações de correntes sobre os ramos. A maneira na qual eles são utilizados no MICN é

que é diferente. Vários modelos foram melhorados e outros foram criados neste trabalho para serem utilizados na metodologia de injeção de correntes.

2) Os modelos de componentes neste trabalho não geram contribuições matriciais com dimensões pré-definidas para o sistema de solução. Cada componente gera somente as contribuições dos elementos que o compõem.

3) A montagem matricial das equações para o processo de solução é realizada elemento por elemento, de acordo com as suas contribuições e as posições relativas aos nós nos quais está conectado.

4) Devido à estrutura de montagem desenvolvida neste trabalho para as equações de solução, torna-se mais fácil definir os modelos de equipamentos, por mais diferentes que sejam suas configurações, uma vez que a montagem pode ser feita pelos elementos que o compõem, independentemente do número de nós a que o componente esteja conectado, ou seja, cada componente pode ter  $n$  fios. Por esse motivo, não há necessidade nesta metodologia de se ter prévia definição se o modelo é trifásico, bifásico ou monofásico, ou até possuir mais ramos, podendo o sistema a ser resolvido ter equipamentos de todas estas características ao mesmo tempo. A matriz formada para ser utilizada no processo de solução, automaticamente refletirá as corretas características do sistema, não havendo necessidade, por exemplo, de posterior eliminação de equações (por exemplo com “big numbers”) relativas a fases inexistentes em determinados componentes monofásicos ou bifásicos, conforme foi feito em GARCIA (2001) e PENIDO (2004). E ainda, como apenas os elementos realmente existentes são representados, a matriz de solução fica com a dimensão estritamente necessária.

5) Assim como em ARAUJO (2005), as equações de todos os nós do sistema são construídas, e não se utiliza daqueles já conhecidos “artifícios” de prévia eliminação de equações devido aos “tipos” de barras, por exemplo, barras PV, barras V $\theta$ . Todas as equações de injeções de correntes dos nós, em conjunto com as equações de controle, formam o sistema a ser resolvido no processo iterativo, até o alcance da solução.

6) A determinação das fases nos nós é feita a partir das ligações com os outros componentes do sistema, para a metodologia proposta um nó é apenas um ponto de conexão entre dois elementos, independente da fase.

7) Exceto em situações que se informe ao contrário, neste trabalho o solo será considerado ideal ou já terá seu efeito embutido nos parâmetros das linhas, e assim toda a terra será a referência de tensão no MICN.

Então para o MICN é necessário definir para cada componente do sistema elétrico:

- Suas contribuições de injeções de corrente para todos os nós em que está conectado;
- Suas contribuições para a matriz Jacobiana e para o vetor independente do método de solução de Newton-Raphson, a partir das contribuições de injeções de corrente já determinadas;
- E seus controles, se for o caso.

Estas definições formam o modelo de cada componente para o MICN, e serão apresentadas nas próximas seções para os principais equipamentos dos sistemas elétricos de potência.

Ressalta-se que os modelos serão aqui definidos com certo grau de detalhamento, de forma a facilitar a compreensão, mas de tal maneira que na prática possam ser simplificados dependendo da necessidade.

Neste capítulo, nas definições das contribuições para a matriz Jacobiana de todos os componentes, apenas para melhor entendimento, as equações correspondentes às parcelas das injeções de corrente em cada nó, geradas pelo elemento em questão, serão grafadas à esquerda da matriz, e acima da matriz Jacobiana serão grafadas as variáveis de estado em relação às quais estas equações foram derivadas.

## ***2.3 Modelos dos Principais Componentes Implementados no MICN***

### **2.3.1 RLC**

Existem diversos equipamentos nos sistemas elétricos que podem ser modelados por elementos contendo apenas resistências, indutâncias e/ou capacitâncias (elementos RLC), conectados das mais diversas maneiras, que serão chamados aqui de componentes RLC. Estes podem estar em série ou em paralelo com outros componentes do sistema. Podemos citar como exemplos de componentes com estas características os

capacitores em derivação para correção de fator de potência, os capacitores série para compensação de reatância de linha e os filtros de harmônicos.

### Contribuições de injeção de corrente

Cada elemento RLC do componente pode ser conectado entre dois nós ( $k$  e  $m$ ) ou entre um nó ( $k$ ) e a terra. Na primeira possibilidade o elemento gera contribuições de injeções de corrente para cada nó, as quais são calculadas segundo as equações (2.5) e (2.6).

$$I_{km,rlc} = y_{km}(V_k - V_m) \quad (2.5)$$

$$I_{mk,rlc} = y_{km}(V_m - V_k) \quad (2.6)$$

Caso o elemento RLC esteja conectado entre o nó  $k$  e a terra (referência) este gera contribuição de injeção de corrente apenas para o nó  $k$  conforme (2.7).

$$I_{k,rlc} = y_k(V_k) \quad (2.7)$$

Os elementos RLC do componente podem ser conectados em diversas configurações como, por exemplo, estrela aterrada (Figura 2.3) ou delta (Figura 2.4), formando vários tipos de componentes RLC.

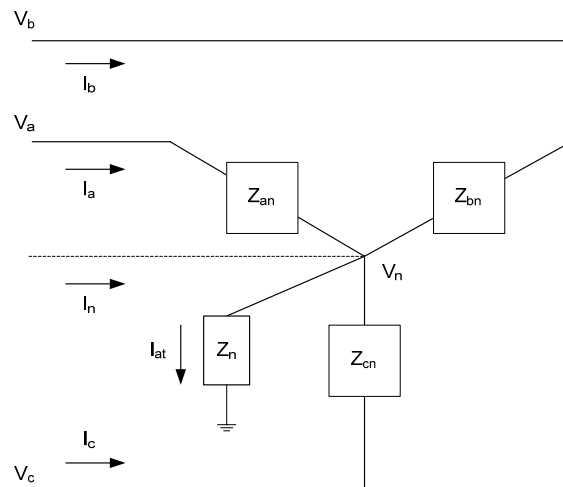
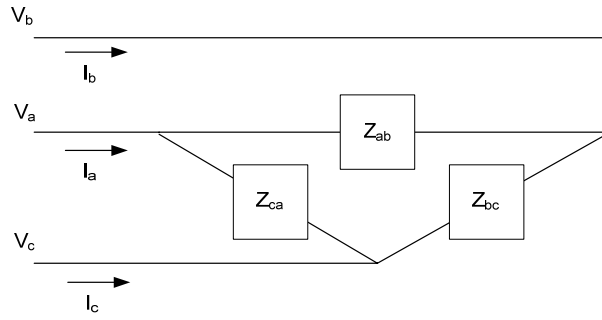


Figura 2.3 – Componente RLC com elementos conectados em estrela aterrada





**Figura 2.4 – Componente RLC com elementos conectados em delta**

É interessante notar que na metodologia proposta neste trabalho não são necessários equacionamentos particulares para cada tipo de componente RLC, pois cada configuração é implicitamente determinada a partir de seus elementos e dos nós nos quais estão conectados. Por exemplo, na Figura 2.3 foram utilizados quatro elementos RLC para determinar o componente RLC trifásico com neutro aterrado por impedância, sendo três elementos conectados entre dois nós e um elemento conectado entre um nó e a terra.

### **Contribuições para o vetor independente do MICN**

De forma geral, nas equações (2.8) e (2.9) são apresentadas as contribuições para o vetor independente de um elemento RLC conectado entre os nós  $k$  e  $m$ . Caso o elemento RLC se encontre conectado entre um nó  $k$  e a terra é gerada apenas a contribuição dada pela equação (2.10).

$$\mathbf{f}_{k,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{km,rlc}) \\ \text{Re}(I_{km,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_{km}(V_k - V_m)) \\ \text{Re}(y_{km}(V_k - V_m)) \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\mathbf{f}_{m,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{mk,rlc}) \\ \text{Re}(I_{mk,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_{km}(V_m - V_k)) \\ \text{Re}(y_{km}(V_m - V_k)) \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\mathbf{f}_{k,rlc}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{k,rlc}) \\ \text{Re}(I_{k,rlc}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Im}(y_k(V_k)) \\ \text{Re}(y_k(V_k)) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$



$$\begin{aligned}
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Re_k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_k} + jV_{Im_k} - V_{Re_m} - jV_{Im_m})}{\partial V_{Re_k}} = g + jb \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Im_k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_k} + jV_{Im_k} - V_{Re_m} - jV_{Im_m})}{\partial V_{Im_k}} = jg - b \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Re_m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_k} + jV_{Im_k} - V_{Re_m} - jV_{Im_m})}{\partial V_{Re_m}} = -g - jb \\
\frac{\partial I_{km,rlc}}{\partial V_{Im_m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_k} + jV_{Im_k} - V_{Re_m} - jV_{Im_m})}{\partial V_{Im_m}} = -jg + b
\end{aligned}
\tag{2.13}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial I_{mk,rlc}}{\partial V_{Re_k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_m} + jV_{Im_m} - V_{Re_k} - jV_{Im_k})}{\partial V_{Re_k}} = -g - jb \\
\frac{\partial I_{mk,rlc}}{\partial V_{Im_k}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_m} + jV_{Im_m} - V_{Re_k} - jV_{Im_k})}{\partial V_{Im_k}} = -jg + b \\
\frac{\partial I_{mk,rlc}}{\partial V_{Re_m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_m} + jV_{Im_m} - V_{Re_k} - jV_{Im_k})}{\partial V_{Re_m}} = g + jb \\
\frac{\partial I_{mk,rlc}}{\partial V_{Im_m}} &= \frac{\partial(g + jb)(V_{Re_m} + jV_{Im_m} - V_{Re_k} - jV_{Im_k})}{\partial V_{Im_m}} = jg - b
\end{aligned}$$

$$\mathbf{J}_{km,rlc} = \begin{bmatrix} \ddots & & \vdots & & \ddots \\ & b & g & -b & -g \\ & g & -b & -g & b \\ \cdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots \\ & -b & -g & b & g \\ & -g & b & g & -b \\ \ddots & & \vdots & & \ddots \end{bmatrix}
\tag{2.14}$$

Pode-se agora montar a matriz Jacobiana do componente apresentado na Figura 2.3 utilizando a metodologia proposta, ou seja, por meio das contribuições de seus quatro elementos. Os nós do componente serão denominados  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $n$ , que podem corresponder às fases de mesmo nome de um sistema trifásico com neutro. Os valores das admitâncias de cada elemento são:  $y_{an} = g_{an} + jb_{an}$ ,  $y_{bn} = g_{bn} + jb_{bn}$ ,  $y_{cn} = g_{cn} + jb_{cn}$ ,  $y_n = g_n + jb_n$ .

Nas equações (2.15) a (2.18) são apresentadas as contribuições individuais dos elementos que formam o componente. À esquerda de cada matriz foram indicados os nós a partir dos quais se calcula as injeções de corrente (define-se a corrente “saindo” destes nós) e acima de cada matriz foram indicados os nós das tensões em relações as quais as derivadas das equações foram feitas. As derivadas foram calculadas utilizando o mesmo procedimento apresentado nas equações de (2.13) e as contribuições individuais montadas de acordo com (2.14).

$$\mathbf{J}_{an,rlc} = \begin{matrix} & & a & & n & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ a & & b_{an} & g_{an} & & -b_{an} & -g_{an} \\ & & g_{an} & -b_{an} & & -g_{an} & b_{an} \\ \dots & & & \vdots & \ddots & \vdots & \dots \\ n & & -b_{an} & -g_{an} & & b_{an} & g_{an} \\ & & -g_{an} & b_{an} & & g_{an} & -b_{an} \\ & & & & & \vdots & \\ & & & & & & \ddots \end{matrix} \quad (2.15)$$

$$\mathbf{J}_{bn,rlc} = \begin{matrix} & & b & & n & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ b & & b_{bn} & g_{bn} & & -b_{bn} & -g_{bn} \\ & & g_{bn} & -b_{bn} & & -g_{bn} & b_{bn} \\ \dots & & & \vdots & \ddots & \vdots & \dots \\ n & & -b_{bn} & -g_{bn} & & b_{bn} & g_{bn} \\ & & -g_{bn} & b_{bn} & & g_{bn} & -b_{bn} \\ & & & & & \vdots & \\ & & & & & & \ddots \end{matrix} \quad (2.16)$$

$$\mathbf{J}_{cn,rlc} = \begin{matrix} & & c & & n & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ c & & b_{cn} & g_{cn} & & -b_{cn} & -g_{cn} \\ & & g_{cn} & -b_{cn} & & -g_{cn} & b_{cn} \\ \dots & & & \vdots & \ddots & \vdots & \dots \\ n & & -b_{cn} & -g_{cn} & & b_{cn} & g_{cn} \\ & & -g_{cn} & b_{cn} & & g_{cn} & -b_{cn} \\ & & & & & \vdots & \\ & & & & & & \ddots \end{matrix} \quad (2.17)$$

$$\mathbf{J}_{n,rlc} = n \begin{matrix} & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ n & & b_n & g_n & & & \\ & & g_n & -b_n & & & \\ \dots & & & \vdots & \ddots & & \end{matrix} \quad (2.18)$$

Juntando as contribuições individuais (2.15) a (2.18) dos elementos para modelar o componente obtém-se (2.19).

$$\mathbf{J}_{rlc} = \begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \end{array} \begin{array}{cccc} a & b & c & n \\ \left[ \begin{array}{cc|cc|cc|cc} b_{an} & g_{an} & & & & & -b_{an} & -g_{an} \\ g_{an} & -b_{an} & & & & & -g_{an} & b_{an} \\ \hline & & b_{bn} & g_{bn} & & & -b_{bn} & -g_{bn} \\ & & g_{bn} & -b_{bn} & & & -g_{bn} & b_{bn} \\ \hline & & & & b_{cn} & g_{cn} & -b_{cn} & -g_{cn} \\ & & & & g_{cn} & -b_{cn} & -g_{cn} & b_{cn} \\ \hline -b_{an} & -g_{an} & -b_{bn} & -g_{bn} & -b_{cn} & -g_{cn} & k_1 & k_2 \\ -g_{an} & b_{an} & -g_{bn} & b_{bn} & -g_{cn} & b_{cn} & k_2 & -k_1 \end{array} \right] \end{array} \quad (2.19)$$

Onde:

$$\begin{aligned}
 k_1 &= b_n + b_{an} + b_{bn} + b_{cn} \\
 k_2 &= g_n + g_{an} + g_{bn} + g_{cn}
 \end{aligned}$$

Neste último exemplo pode ser observada uma das grandes vantagens da metodologia proposta que é não necessitar de blocos pré-definidos para cada componente do sistema, o que é necessário em outras metodologias (GARCIA, 2001, PENIDO, 2004, ARAUJO, 2005). No MICN as contribuições dos elementos é que acabam por definir as matrizes, utilizando-se apenas a dimensão estritamente necessária. É importante ressaltar que a ordem relativa aos nós do sistema na matriz Jacobiana e no vetor independente pode ser qualquer uma, o importante é que as contribuições sejam colocadas nas posições corretas. No exemplo apresentado a ordem dos nós  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $n$  foi escolhida apenas para facilitar a compreensão. Também se pode observar a simplicidade de montagem da matriz Jacobiana.

### 2.3.2 Linhas

O modelo de linhas considerado neste trabalho é um circuito  $\pi$ -equivalente a parâmetros concentrados conforme representado de maneira genérica na Figura 2.5. A partir deste modelo é possível representar linhas com várias características, como parâmetros assimétricos, cabos pára-raios, cabos neutros, acoplamentos entre linhas próximas, ramais monofásicos, bifásicos e linhas multifásicas, importantes

especialmente para sistemas de distribuição (KERSTING, 2000), e LPNE (GOMES, 1995).

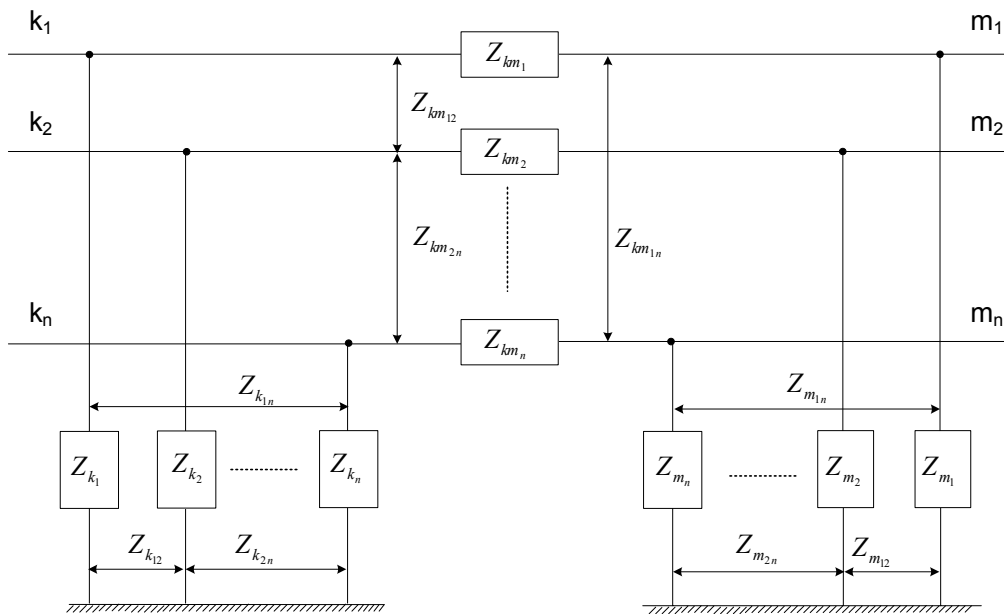


Figura 2.5 – Modelo de linha genérica

Seus parâmetros são definidos como:

$Z_{km_x}$  = impedância própria entre os nós  $k$  e  $m$  da fase  $x$ ;

$Z_{km_{xy}}$  = impedância mútua entre as fases  $x$  e  $y$ ;

$Z_{k_x}$  = impedância em derivação do nó  $k$  da fase  $x$ ;

$Z_{k_{xy}}$  = impedância em derivação mútua entre os nós  $k$  da fase  $x$  e  $k$  da fase  $y$ ;

$Z_{m_x}$  = impedância em derivação do nó  $m$  da fase  $x$ ;

$Z_{m_{xy}}$  = impedância em derivação mútua entre os nós  $m$  da fase  $x$  e  $m$  da fase  $y$ .

### Contribuições de injeção de corrente

Na Figura 2.6 é apresentado como exemplo um diagrama esquemático de um circuito de distribuição trifásico com retorno pelo neutro (DSASC, 2003). Na Figura 2.7 apresenta-se uma estrutura matricial genérica do modelo para este componente, onde, no caso, os blocos  $\mathbf{Z}_{km}$ ,  $\mathbf{Y}_k$  e  $\mathbf{Y}_m$  são matrizes complexas (4x4).

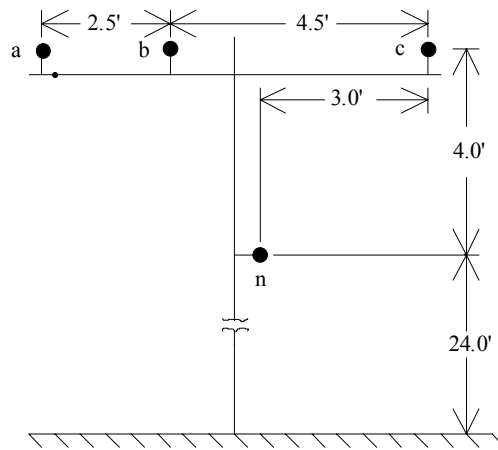


Figura 2.6 – Diagrama esquemático de um circuito de distribuição

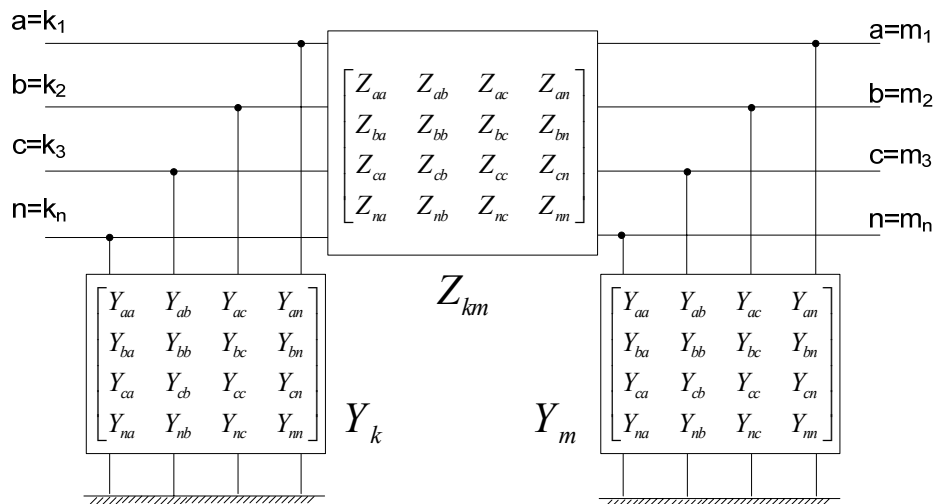


Figura 2.7 – Estrutura matricial de uma linha CA

Onde:

$Z_{km}$  – Matriz impedância série.

$Y_k$  e  $Y_m$  – Matrizes admitâncias em derivação.

$k_1, k_2, k_3$  e  $k_n$  – Pontos de conexão nodais do terminal  $k$  do componente.

$m_1, m_2, m_3$  e  $m_n$  – Pontos de conexão nodais do terminal  $m$  do componente.

Os parâmetros das linhas podem ser calculados de diversas maneiras, levando-se em conta tipos de torres, estruturas, os cabos e vários outros aspectos. Uma possibilidade para o cálculo da matriz dos parâmetros elétricos longitudinais por unidade de comprimento de uma linha, para uma frequência complexa  $s = \sigma + j\omega$ , pode ser

encontrada em GOMES (2002). Outras possibilidades de cálculos de parâmetros de linhas podem ser encontradas em ANDERSON (1995), KERSTING (2000) e DERI *et. al.* (1981).

É importante salientar que, no MICN, quando as mútuas são consideradas, são utilizadas inicialmente as matrizes descritas para definir o modelo, sendo necessário construir a matriz de admitâncias nodais da linha. Após obter esta matriz, as contribuições da linha para as equações de injeções de corrente de cada nó podem ser escritas separadamente, elemento por elemento da matriz, independentemente de ordem de fases, e sem a necessidade de serem escritas em blocos matriciais, como é feito em GARCIA (2001), PENIDO (2004) e ARAUJO (2005). Conseqüentemente no processo de solução suas contribuições para o vetor independente e para a matriz Jacobiana podem ser colocadas em quaisquer posições do sistema total de equações, desde que respeitadas as posições dos nós correspondentes.

Pode-se entender o modelo deste componente linha como se formado por nada mais que vários elementos, porém estes elementos são aqueles da matriz admitância nodal, conectados em uma configuração determinada pelas posições dos nós correspondentes a eles nesta matriz. Ou uma outra opção é considerar a linha como um componente multifásico, tratando seus “*n*” condutores em conjunto, o que não traz problemas na metodologia proposta.

Independentemente de como se entende o modelo, o que se faz após a obtenção da matriz admitância nodal é determinar as contribuições de injeções de correntes da linha para todos os nós nos quais ela se conecta. A seguir estas contribuições serão definidas de maneira matricial apenas para facilitar a escrita, mas reafirma-se que não há necessidade de serem implementadas matricialmente, e inclusive na implementação computacional decorrente deste trabalho não são, o que interessa é que todas as contribuições estejam computadas.

As equações complexas referentes às contribuições de injeções de correntes nos nós das barras *k* e *m* de uma linha genérica (Figura 2.5) são dadas por (2.20) e (2.21):

$$\mathbf{I}_{km,lin} = \begin{bmatrix} Z_{km_1} & Z_{km_{12}} & \cdots & Z_{km_{1n}} \\ Z_{km_{21}} & Z_{km_2} & & Z_{km_{2n}} \\ \vdots & & \ddots & \\ Z_{km_{n1}} & Z_{km_{n2}} & & Z_{km_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{k_1} - V_{m_1} \\ V_{k_2} - V_{m_2} \\ \vdots \\ V_{k_n} - V_{m_n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{k_1} & Z_{k_{12}} & \cdots & Z_{k_{1n}} \\ Z_{k_{21}} & Z_{k_2} & & Z_{k_{2n}} \\ \vdots & & \ddots & \\ Z_{k_{n1}} & Z_{k_{n2}} & & Z_{k_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{k_1} \\ V_{k_2} \\ \vdots \\ V_{k_n} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$



$$\mathbf{I}_{mk,lin} = \begin{bmatrix} Z_{km_1} & Z_{km_{12}} & \cdots & Z_{km_{1n}} \\ Z_{km_{21}} & Z_{km_2} & & Z_{km_{2n}} \\ \vdots & & \ddots & \\ Z_{km_{n1}} & Z_{km_{n2}} & & Z_{km_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{m_1} - V_{k_1} \\ V_{m_2} - V_{k_2} \\ \vdots \\ V_{m_n} - V_{k_n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{m_1} & Z_{m_{12}} & \cdots & Z_{m_{1n}} \\ Z_{m_{21}} & Z_{m_2} & & Z_{m_{2n}} \\ \vdots & & \ddots & \\ Z_{m_{n1}} & Z_{m_{n2}} & & Z_{m_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{m_1} \\ V_{m_2} \\ \vdots \\ V_{m_n} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

### Contribuições para o vetor independente do MICN

De forma geral, nas equações (2.22) e (2.23) são apresentadas as contribuições para o vetor independente de uma linha de  $n$  condutores conectada entre as barras  $k$  e  $m$ . Os sobrescritos nos vetores de correntes apresentados nestas equações referem-se às linhas dos vetores de correntes que são calculadas em (2.20) e (2.21).

$$\mathbf{f}_{k,lin}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{km,lin}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{km,lin}^1) \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{km,lin}^2) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{km,lin}^2) \\ \vdots \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{km,lin}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{km,lin}^n) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$\mathbf{f}_{m,lin}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{mk,lin}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{mk,lin}^1) \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{mk,lin}^2) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{mk,lin}^2) \\ \vdots \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{mk,lin}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{mk,lin}^n) \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

### Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições de uma linha, de  $n$  condutores, conectada entre as barras  $k$  e  $m$ , para a matriz Jacobiana são representadas na equação (2.24).

$$\mathbf{J}_{km,lin} = \begin{matrix} & & & \mathbf{V}_k & & \mathbf{V}_m & & \\ & & & & & & & \\ & & & \ddots & & & & \ddots \\ \mathbf{I}_{km,lin} & & & \mathbf{J}_1 & \cdots & \mathbf{J}_2 & & \\ & & & \vdots & \ddots & \vdots & & \\ \mathbf{I}_{mk,lin} & & & \mathbf{J}_3 & \cdots & \mathbf{J}_4 & & \\ & & & \ddots & & & & \ddots \end{matrix} \quad (2.24)$$

Onde, os termos indicados são dados por (2.25), (2.26), (2.27) e (2.28).

$$\mathbf{J}_1 = \mathbf{f}_{k,lin} \begin{matrix} & V_{Re_{k1}} & V_{Im_{k1}} & & V_{Re_{kn}} & V_{Im_{kn}} & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \cdots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \ddots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) & & \\ & \vdots & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) & & \end{matrix} \quad (2.25)$$

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{f}_{k,lin} \begin{matrix} & V_{Re_{m1}} & V_{Im_{m1}} & & V_{Re_{mn}} & V_{Im_{mn}} & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \cdots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \ddots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) & & \\ & \vdots & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{km,lin}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) & & \end{matrix} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{J}_3 = \mathbf{f}_{m,lin} \begin{matrix} V_{Re_{k1}} & V_{Im_{k1}} & \dots & V_{Re_{kn}} & V_{Im_{kn}} \\ \left[ \begin{array}{cccc} \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{k1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{k1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{kn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{kn}}} \right) \end{array} \right] \end{matrix} \quad (2.27)$$

$$\mathbf{J}_4 = \mathbf{f}_{m,lin} \begin{matrix} V_{Re_{m1}} & V_{Im_{m1}} & \dots & V_{Re_{mn}} & V_{Im_{mn}} \\ \left[ \begin{array}{cccc} \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^1}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{m1}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{m1}}} \right) & \dots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Re_{mn}}} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{mk,lin}^n}{\partial V_{Im_{mn}}} \right) \end{array} \right] \end{matrix} \quad (2.28)$$

## Representação de cabos neutros e aterramentos

Em muitas das metodologias atuais de solução de sistemas, particularmente na maioria das ferramentas de solução de fluxo de potência, ao simular linhas trifásicas com cabos neutros, estes são desconsiderados para simplificar a modelagem. Apenas em alguns métodos o efeito do cabo neutro é incorporado nas outras fases, utilizando-se redução de Kron, porém, muitas vezes o que se realiza é uma aproximação, pois a redução só seria correta caso os dois pontos neutros dos dois lados da linha fossem solidamente aterrados, o que normalmente não acontece.

Entretanto, considera-se que modelar os cabos neutros e os aterramentos pode ser muito importante, para poder conhecer as grandezas elétricas dos mesmos, para determinar corretamente os desequilíbrios, e ainda para estudos como análise de defeitos, qualidade de energia, análise de segurança e análise de perdas onde suas modelagens são praticamente indispensáveis (BALDA *et al.*, 1997, MELIPOULOS *et al.*, 1998).

Na metodologia proposta neste trabalho o cabo neutro quando existente pode ser explicitamente representado, modelado como se fosse qualquer outra fase da linha, sem precisar de equacionamento diferente para neutro ou de cálculos adicionais ao fim do processo iterativo para determinar suas grandezas. E qualquer aterramento existente pode ser modelado como um componente RLC, utilizando-se as equações já apresentadas na seção anterior.

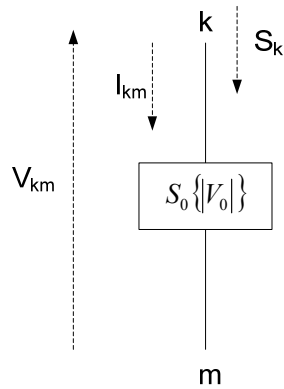
### **Representação de ramais monofásicos ou bifásicos**

Especialmente em sistemas de distribuição é muito comum a presença de derivações monofásicas e bifásicas. Para modelá-las na metodologia proposta basta representar apenas os elementos das fases existentes.

### **2.3.3 Cargas**

As cargas conectadas a um sistema elétrico de potência apresentam-se na realidade nas mais diversas formas como, por exemplo, motores, iluminação, resistências puras, etc. 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. São vários os modelos de carga tratados na literatura, e para métodos de solução de fluxo de potência os mais empregados são o ZIP e o exponencial (IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION, 1995).

Neste trabalho utilizou-se o modelo de carga exponencial, o qual permite a representação de cargas com várias características, inclusive os tipos potência constante, corrente constante e impedância constante. A representação do modelo utilizado é feita esquematicamente na Figura 2.8.



**Figura 2.8 – Representação de um elemento carga conectado entre dois nós**

Onde:

$$S_0 = P_0 + jQ_0 \quad (2.29)$$

$S_0$  Potência aparente da carga medida quando uma tensão  $V_0$  é aplicada aos seus terminais;

$P_0$  Potência ativa da carga medida quando uma tensão  $V_0$  é aplicada aos seus terminais;

$Q_0$  Potência reativa da carga medida quando uma tensão  $V_0$  é aplicada aos seus terminais.

Quando uma tensão  $V_{km}$  é aplicada na carga, os valores das potências ativa e reativa podem ser obtidos pelas expressões (2.30) e (2.31) respectivamente, sendo  $\alpha$  e  $\beta$  os coeficientes representativos do comportamento de variação desta carga com a tensão.

$$P_{km} = P_0 \left( \frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\alpha = P_{cor} |V_{km}|^\alpha \quad (2.30)$$

$$Q_{km} = Q_0 \left( \frac{|V_{km}|}{|V_0|} \right)^\beta = Q_{cor} |V_{km}|^\beta \quad (2.31)$$

$P_{cor}$  Potência ativa da carga corrigida pela tensão  $V_0$  na qual foi medida;

$Q_{cor}$  Potência reativa da carga corrigida pela tensão  $V_0$  na qual foi medida.

Tem-se então:

$$S_{km} = P_{km} + jQ_{km} = P_{cor} |V_{km}|^\alpha + jQ_{cor} |V_{km}|^\beta \quad (2.32)$$

Para simplificar as equações considera-se neste trabalho apenas a situação em que  $\alpha = \beta$ , e neste caso chega-se a (2.33).

$$S_{km} = P_{cor}|V_{km}|^\alpha + jQ_{cor}|V_{km}|^\alpha \quad (2.33)$$

### Contribuições de injeção de corrente

As contribuições de injeções de correntes de um elemento carga conectado entre os nós  $k$  e  $m$  podem ser calculadas utilizando-se as expressões (2.34) e (2.35):

$$I_{km,crg} = \left( \frac{S_{km}}{V_{km}} \right)^* \quad (2.34)$$

$$I_{mk,crg} = \left( \frac{S_{km}}{V_{mk}} \right)^* \quad (2.35)$$

Expandindo, chega-se as equações (2.36) e (2.37), e verifica-se (2.38).

$$I_{km,crg} = |V_k - V_m|^\alpha \left( \frac{P_{cor} + jQ_{cor}}{V_k - V_m} \right)^* \quad (2.36)$$

$$I_{mk,crg} = |V_m - V_k|^\alpha \left( \frac{P_{cor} + jQ_{cor}}{V_m - V_k} \right)^* \quad (2.37)$$

$$I_{km,crg} = -I_{mk,crg} \quad (2.38)$$

### Contribuições para o vetor independente do MICN

De forma geral as contribuições para o vetor independente geradas pelo elemento carga conectado entre os nós  $k$  e  $m$  são apresentadas nas equações (2.39) e (2.40).

$$\mathbf{f}_{k,crg}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{km,crg}) \\ \text{Re}(I_{km,crg}) \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

$$\mathbf{f}_{m,crg}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{mk,crg}) \\ \text{Re}(I_{mk,crg}) \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

## Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

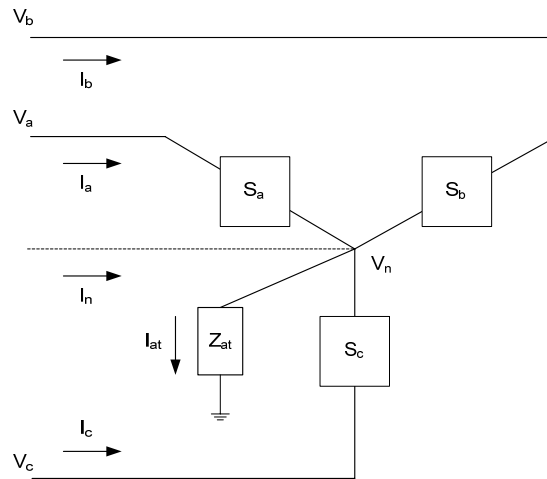
As contribuições de um elemento carga, conectado entre os nós  $k$  e  $m$ , para a matriz Jacobiana são apresentadas na equação (2.41). Algumas derivadas são mostradas em (2.42), sendo que as outras podem ser definidas de maneira análoga.

$$\mathbf{J}_{km,crg} = \begin{bmatrix} \vdots & & & & & \vdots \\ \text{Im}(I_{km,crg}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Re}_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Im}_k}}\right) & \dots & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Re}_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Im}_m}}\right) & \vdots \\ \text{Re}(I_{km,crg}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Re}_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Im}_k}}\right) & \dots & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Re}_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Im}_m}}\right) & \vdots \\ \dots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \dots \\ \text{Im}(I_{mk,crg}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Re}_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Im}_k}}\right) & \dots & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Re}_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Im}_m}}\right) & \vdots \\ \text{Re}(I_{mk,crg}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Re}_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Im}_k}}\right) & \dots & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Re}_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{mk,crg}}{\partial V_{\text{Im}_m}}\right) & \vdots \\ \vdots & & & & & & \vdots \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

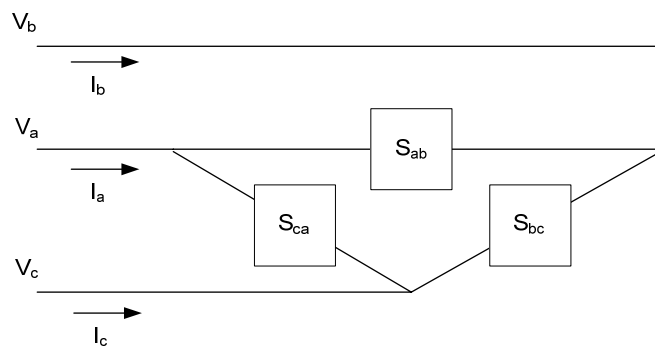
$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Re}_k}} &= \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{\text{Re}_k} - V_{\text{Re}_m}) V_{km}^* - |V_{km}|^\alpha (P_{cor} - jQ_{cor})}{(V_{km}^*)^2} \\ \frac{\partial I_{km,crg}}{\partial V_{\text{Im}_k}} &= \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{\text{Im}_k} - V_{\text{Im}_m}) V_{km}^* + j |V_{km}|^\alpha (P_{cor} - jQ_{cor})}{(V_{km}^*)^2} \end{aligned} \quad (2.42)$$

## Tipos de conexões

Principalmente para sistemas trifásicos, deve-se considerar dois tipos básicos de conexão de cargas: conexão em estrela (aterrada ou não) e conexão em delta. Estas conexões estão ilustradas nas Figura 2.9 e Figura 2.10 respectivamente.



**Figura 2.9 – Representação de carga conectada em estrela aterrada**



**Figura 2.10 – Representação de carga conectada em delta**

Estas conexões trifásicas são constituídas cada uma por três elementos carga de forma em tudo semelhante ao definido anteriormente. Para cada um dos elementos devem ser determinadas, conforme já descrito, as contribuições de injeção de corrente, do vetor independente e da matriz Jacobiana, de acordo com os nós em que cada elemento está conectado.

A metodologia proposta neste trabalho permite a representação destes tipos básicos e ainda de outros tipos diferentes de conexões, inclusive cargas monofásicas e bifásicas, muito comuns em sistemas de distribuição, que são modeladas da mesma maneira, bastando considerar apenas os elementos das fases existentes.

No MICN permite-se representar aterramento de neutro de carga, o qual pode ser feito por meio de um elemento RLC, conforme ilustrado na Figura 2.9, inclusive com impedância igual a zero, caso deseje-se modelar uma carga solidamente aterrada.

A importância de modelar corretamente os tipos de carga do sistema recai principalmente ao se analisar sistemas desequilibrados, onde se precisa verificar a



parcela do desequilíbrio do sistema que circula pelo cabo neutro e a parte que passa no aterramento, quando existentes. Isto só pode ser feito se as cargas e suas conexões estiverem modeladas o mais próximo da realidade possível.

### 2.3.4 Transformadores

A modelagem de transformadores desenvolvida neste trabalho foi inspirada em SILVA (2004) e melhorada para poder representar qualquer combinação de ligações de transformadores de  $n$  enrolamentos, como por exemplo, as conexões básicas estrela (Y) ou delta ( $\Delta$ ), conexões diferentes como o delta com tape central (“mid-tap”) aterrado, ligações de transformadores de eletrônica de potência, autotransformadores e reguladores de tensão, dentre outros tipos.

O modelo proposto para transformador pode utilizar apenas um núcleo, conforme representado na Figura 2.11, ou mais núcleos. Deve-se então determinar quantos núcleos são necessários e como conectar os enrolamentos de acordo com o transformador que se deseja representar. Denomina-se neste trabalho de transformador genérico um núcleo e os “ $n$ ” enrolamentos colocados nele.

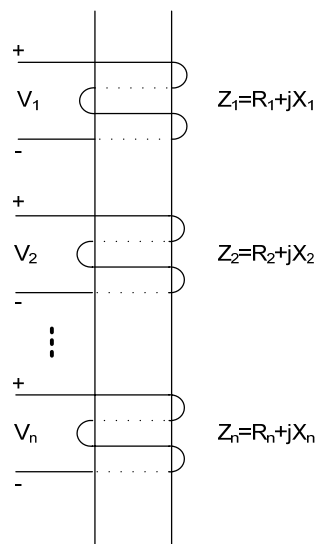


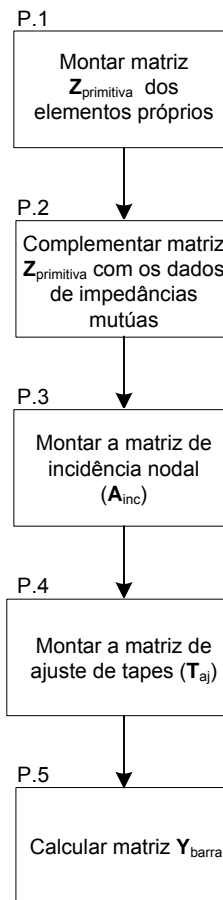
Figura 2.11 – Representação do modelo de um transformador genérico

Para cada enrolamento deve ser definida a tensão nominal, a impedância e a polaridade dos pontos de conexão. Neste trabalho optou-se por definir a polaridade de

cada enrolamento conforme apresentado na figura anterior. A potência total nominal do transformador também deve ser definida.

### Algoritmo de Montagem da Matriz Admitância Nodal

Na Figura 2.12 apresenta-se um algoritmo para a montagem da matriz admitância nodal de barras para um transformador genérico de  $n$  enrolamentos. Descrições detalhadas dos passos indicados no algoritmo estão apresentadas a seguir.



**Figura 2.12 – Algoritmo para cálculo da matriz  $Y_{barra}$  de transformadores**

No primeiro passo (P.1) é montada a matriz  $Z_{primitiva}$  que representa as impedâncias próprias dos enrolamentos. Esta é uma matriz quadrada, constituída de números complexos e possui dimensão igual ao número de enrolamentos do transformador genérico em questão. Para o transformador apresentado na Figura 2.11 tem-se a matriz  $Z_{primitiva}$  dada pela equação (2.43).

$$\mathbf{Z}_{primitiva} = \begin{bmatrix} Z_1 & & & \\ & Z_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & Z_n \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

No segundo passo (P.2) a matriz  $\mathbf{Z}_{primitiva}$  deve ser complementada com os dados de impedâncias mútuas (magnetização) entre os enrolamentos conforme apresentado em ANDERSON (1995) e em SILVA (2004). Caso o valor real da magnetização seja desconhecido, costuma-se utilizar no modelo um valor muito alto, sabendo-se que quanto maior for este valor utilizado mais o modelo se aproxima de um transformador com acoplamento magnético ideal. Na equação (2.44) é apresentada a matriz  $\mathbf{Z}_{primitiva}$  (2.43) acrescida dos dados de magnetização ( $Z_{mag}$ ) em um núcleo semelhante ao apresentado na Figura 2.11.

$$\mathbf{Z}_{primitiva} = \begin{bmatrix} Z_1 + Z_{mag} & Z_{mag} & & Z_{mag} \\ Z_{mag} & Z_2 + Z_{mag} & & Z_{mag} \\ & & \ddots & \\ Z_{mag} & Z_{mag} & & Z_n + Z_{mag} \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

No terceiro passo (P.3) é montada a matriz incidência nodal ( $\mathbf{A}_{inc}$ ). Esta matriz possui dimensão  $n \times m$ , onde as linhas representam os  $n$  enrolamentos (dimensão igual ao número de enrolamentos) e as colunas representam os  $m$  nós do sistema nos quais os enrolamentos do transformador estão conectados.

Neste trabalho, para facilitar a implementação, decidiu-se utilizar nos procedimentos o valor de  $m$  sendo sempre igual a  $2n$ . Por isso, existem alguns detalhes que devem ser tratados, como a eliminação do nó que representa a terra (quando aplicável) e a conexão de dois ou mais enrolamentos no mesmo nó (que ocorre por exemplo na configuração com tape central no delta), estes tratamentos são feitos em uma etapa posterior e serão discutidos adiante.

Para montar a matriz de incidência nodal procede-se da maneira descrita a seguir.

No cruzamento da linha representativa de cada enrolamento com a coluna representativa de cada nó coloca-se os seguintes valores:

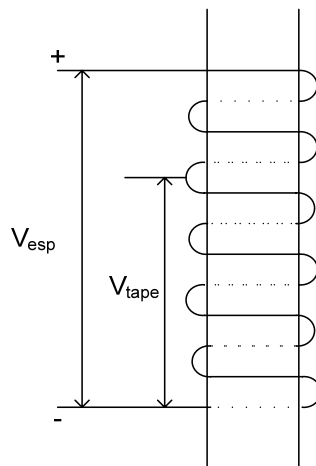
- 1 - Se o nó estiver conectado com o terminal positivo do enrolamento.

- 1 - Se o nó estiver conectado com o terminal negativo do enrolamento.
- 0 - Se não houver conexão do enrolamento com o nó indicado na posição.

A equação (2.45) representa a matriz incidência ( $\mathbf{A}_{inc}$ ) do transformador da Figura 2.11.

$$\mathbf{A}_{inc} = \begin{matrix} & V_{1+} & V_{1-} & V_{2+} & V_{2-} & \dots & V_{n+} & V_{n-} \\ \begin{matrix} Z_1 \\ Z_2 \\ \vdots \\ Z_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & & & & \\ & & & & & & & \\ & & & 1 & -1 & & & \\ & & & & & \dots & & \\ & & & & & & & 1 & -1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.45)$$

No quarto passo (P.4) é montada a matriz de ajuste de tapes ( $\mathbf{T}_{aj}$ ). Esta matriz é utilizada para fazer a manipulação dos tapes dos transformadores. Onde  $V_{x,tape}$  é o valor da tensão do tape do transformador em um enrolamento  $x$ , que pode ser um valor fixo, ou um valor variável nas iterações, dependendo do tipo de transformador a ser representado. Caso o enrolamento não possua tape basta considerar  $V_{x,tape} = V_{esp}$ , que é a tensão nominal do enrolamento. Um exemplo de enrolamento com tape está representado na Figura 2.13.



**Figura 2.13 – Representação do tape de um enrolamento**

A matriz  $\mathbf{T}_{aj}$  é diagonal, quadrada, e tem a dimensão de duas vezes o número de enrolamentos. Todos os terminais dos enrolamentos devem ser representados como posições nesta matriz. Na equação (2.46) é apresentado o modelo de preenchimento.

$$\mathbf{T}_{aj} = \begin{bmatrix} V_{1+} & V_{1-} & V_{2+} & V_{2-} & \dots & V_{n+} & V_{n-} \\ \frac{1}{V_{1,tape}} & & & & & & \\ & \frac{1}{V_{1,tape}} & & & & & \\ & & \frac{1}{V_{2,tape}} & & & & \\ & & & \frac{1}{V_{2,tape}} & & & \\ & & & & \ddots & & \\ & & & & & \frac{1}{V_{n,tape}} & \\ & & & & & & \frac{1}{V_{n,tape}} \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

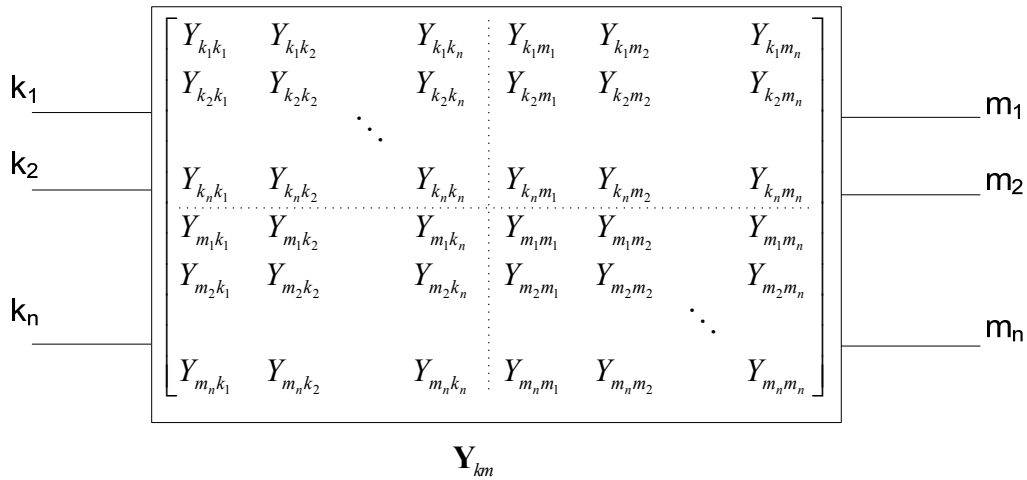
As tensões de tape podem ser consideradas variáveis de estado, mudando seus valores a cada iteração, em situações onde seja determinada a utilização de controles por tape, ou seja, o tape esteja definido para atuar.

No quinto passo (P.5) é calculada a matriz admitância nodal de barras ( $\mathbf{Y}_{barra}$ ) representativa do transformador genérico. A expressão utilizada para tanto é mostrada na equação (2.47).

$$\mathbf{Y}_{barra} = \mathbf{T}_{aj}^* \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \mathbf{T}_{aj} \quad (2.47)$$

### Contribuições de injeção de corrente

Na Figura 2.14 apresenta-se uma estrutura matricial para o modelo de transformador genérico, onde o bloco  $\mathbf{Y}_{km}$  corresponde a uma matriz admitância nodal de barras com elementos complexos de dimensão  $2n \times 2n$ , sendo  $n$  o número de enrolamentos. Para facilitar a compreensão, pode-se fazer comparações com o exemplo de transformador genérico apresentado na Figura 2.11, bastando corresponder os nós com polaridade positiva (+) com os nós denominados “ $k$ ” e os nós com polaridade negativa (-) com os nós denominados “ $m$ ”. Estes nós “ $k$ ” e “ $m$ ” são nós de conexão do transformador com o resto do sistema.



**Figura 2.14 – Modelo matricial de um transformador genérico**

O processo de representação de transformadores no MICN assemelha-se ao que é feito para modelar as linhas. Para cada transformador genérico, após obter a matriz admitância nodal, as contribuições deste transformador para as equações de injeções de corrente de cada nó podem ser escritas separadamente, elemento por elemento da matriz, independentemente de ordem de fases ou nós, e sem a necessidade de serem escritas em blocos matriciais. Porém, neste documento, as próximas equações apresentadas serão escritas na forma matricial apenas para facilitar a escrita.

As equações complexas referentes às contribuições de injeções de corrente para os nós  $k$  e  $m$ , que são os terminais dos enrolamentos nos quais o transformador genérico tem conexão com o sistema (Figura 2.14), são dadas por (2.48) e (2.49):

$$\mathbf{I}_{k,tr} = \begin{bmatrix} Y_{k_1k_1} & Y_{k_1k_2} & \cdots & Y_{k_1k_n} & Y_{k_1m_1} & Y_{k_1m_2} & \cdots & Y_{k_1m_n} \\ Y_{k_2k_1} & Y_{k_2k_2} & & Y_{k_2k_n} & Y_{k_2m_1} & Y_{k_2m_2} & & Y_{k_2m_n} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots & & \ddots & \\ Y_{k_nk_1} & Y_{k_nk_2} & & Y_{k_nk_n} & Y_{k_nm_1} & Y_{k_nm_2} & & Y_{k_nm_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k_1} \\ V_{k_2} \\ \vdots \\ V_{k_n} \\ \vdots \\ V_{m_1} \\ V_{m_2} \\ \vdots \\ V_{m_n} \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

$$\mathbf{I}_{m,tr} = \begin{bmatrix} Y_{m_1 k_1} & Y_{m_1 k_2} & \cdots & Y_{m_1 k_n} & \vdots & Y_{m_1 m_1} & Y_{m_1 m_2} & \cdots & Y_{m_1 m_n} \\ Y_{m_2 k_1} & Y_{m_2 k_2} & & Y_{m_2 k_n} & Y_{m_2 m_1} & Y_{m_2 m_2} & & & Y_{m_2 m_n} \\ \vdots & & \ddots & & \vdots & & & \ddots & \\ Y_{m_n k_1} & Y_{m_n k_2} & & Y_{m_n k_n} & Y_{m_n m_1} & Y_{m_n m_2} & & & Y_{m_n m_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k_1} \\ V_{k_2} \\ \vdots \\ V_{k_n} \\ \vdots \\ V_{m_1} \\ V_{m_2} \\ \vdots \\ V_{m_n} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

### Contribuições para o vetor independente do MICN

De forma geral, nas equações (2.50) e (2.51) são apresentadas as contribuições para o vetor independente de um transformador genérico de  $n$  enrolamentos conectado em nós “ $k$ ” (correspondentes aos terminais de polaridade positiva dos enrolamentos) e em nós “ $m$ ” (correspondentes aos terminais de polaridade negativa dos enrolamentos) do sistema. Os sobrescritos nos vetores de correntes apresentados nestas equações referem-se às linhas dos vetores de correntes que são calculadas em (2.48) e (2.49).

$$\mathbf{f}_{k,tr}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{k,tr}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{k,tr}^1) \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{k,tr}^2) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{k,tr}^2) \\ \vdots \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{k,tr}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{k,tr}^n) \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

$$\mathbf{f}_{m,tr}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(\mathbf{I}_{m,tr}^1) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{m,tr}^1) \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{m,tr}^2) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{m,tr}^2) \\ \vdots \\ \text{Im}(\mathbf{I}_{m,tr}^n) \\ \text{Re}(\mathbf{I}_{m,tr}^n) \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

## Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições de um transformador genérico de  $n$  enrolamentos, conectado em nós “ $k$ ” e “ $m$ ” do sistema, para a matriz Jacobiana são representadas na equação (2.52).

$$\mathbf{J}_{km,tr} = \begin{matrix} & & \mathbf{V}_k & & \mathbf{V}_m & & \\ & & & & & & \\ & & & & & & \\ \mathbf{I}_{k,tr} & & \mathbf{J}_1 & \cdots & \mathbf{J}_2 & & \\ & & \vdots & \ddots & \vdots & & \\ \mathbf{I}_{m,tr} & & \mathbf{J}_3 & \cdots & \mathbf{J}_4 & & \\ & & & & & & \end{matrix} \quad (2.52)$$

Onde, os termos indicados são dados por (2.53), (2.54), (2.55) e (2.56).

$$\mathbf{J}_1 = \mathbf{f}_{k,tr} \begin{matrix} & V_{\text{Re}_k}^1 & V_{\text{Im}_k}^1 & & V_{\text{Re}_k}^n & V_{\text{Im}_k}^n & \\ & & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & \cdots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & \cdots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) & & \\ \vdots & & \ddots & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) & & \end{matrix} \quad (2.53)$$

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{f}_{k,tr} \begin{matrix} & V_{\text{Re}_m}^1 & V_{\text{Im}_m}^1 & & V_{\text{Re}_m}^n & V_{\text{Im}_m}^n & \\ & & & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & \cdots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & \cdots & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) & & \\ \vdots & & \ddots & & & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) & & \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) & & \end{matrix} \quad (2.54)$$



$$\mathbf{J}_3 = \mathbf{f}_{m,tr} \begin{bmatrix} V_{\text{Re}_k}^1 & V_{\text{Im}_k}^1 & V_{\text{Re}_k}^n & V_{\text{Im}_k}^n \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) \\ \vdots & & \ddots & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_k}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_k}^n} \right) \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

$$\mathbf{J}_4 = \mathbf{f}_{m,tr} \begin{bmatrix} V_{\text{Re}_m}^1 & V_{\text{Im}_m}^1 & V_{\text{Re}_m}^n & V_{\text{Im}_m}^n \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & \dots & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^1}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) \\ \vdots & & \ddots & & \\ \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) \\ \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^1} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^1} \right) & & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Re}_m}^n} \right) & \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}^n}{\partial V_{\text{Im}_m}^n} \right) \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

### Tratamentos extras: Transformador com conexão de dois ou mais terminais de enrolamentos no mesmo nó do sistema ou conexão para a terra

Analisando cuidadosamente o procedimento de montagem da matriz  $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$  pode-se notar que a dimensão do modelo matricial, apresentado na Figura 2.14, é  $2n \times 2n$ , pode-se verificar também que a quantidade de elementos das equações de contribuições de injeção de corrente é igual a  $2n$ , e que a dimensão do vetor de tensão apresentado nas equações (2.48) e (2.49) é  $2n \times 1$ , onde  $n$  é o número de enrolamentos do transformador genérico.

Entretanto, na realidade para modelar um transformador o que se precisa é determinar as suas contribuições para os nós do sistema nos quais ele está conectado. Em casos onde o transformador não possui mais de um terminal de enrolamento conectado em um mesmo nó as dimensões apresentadas são as exatas, porém, em situações onde mais de um terminal dos enrolamentos do transformador genérico

estejam conectados em um mesmo nó do sistema, tem-se na verdade uma repetição deste nó, em mais de uma posição das matrizes e dos vetores apresentados.

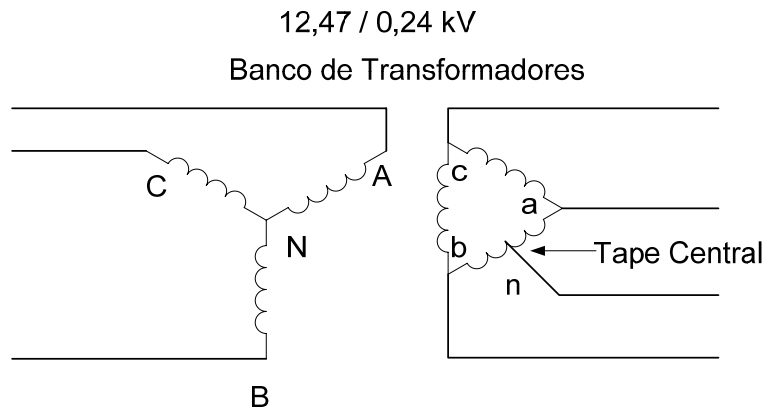
Isto ocorre porque para não perder a generalidade do algoritmo de modelagem descrito anteriormente, optou-se por fazer os procedimentos descritos para a montagem das contribuições considerando  $n$  como o número de enrolamentos do transformador, independente do número de nós de conexão do transformador ao sistema.

É necessário então um cuidado extra, na implementação computacional, de forma a encaixar corretamente todas as contribuições dos transformadores genéricos nas devidas posições dos vetores e das matrizes completas de solução do sistema, de acordo com os nós correspondentes para os quais as parcelas de contribuições foram geradas. É preciso somar todas as contribuições relativas a cada nó. Este cuidado precisa ser tomado também para as contribuições de elementos de transformadores com conexão ao nó referente à terra, uma vez que o nó de referência não é explicitamente representado na matriz do sistema. Um exemplo da situação descrita e do procedimento extra a ser considerado será apresentado a seguir.

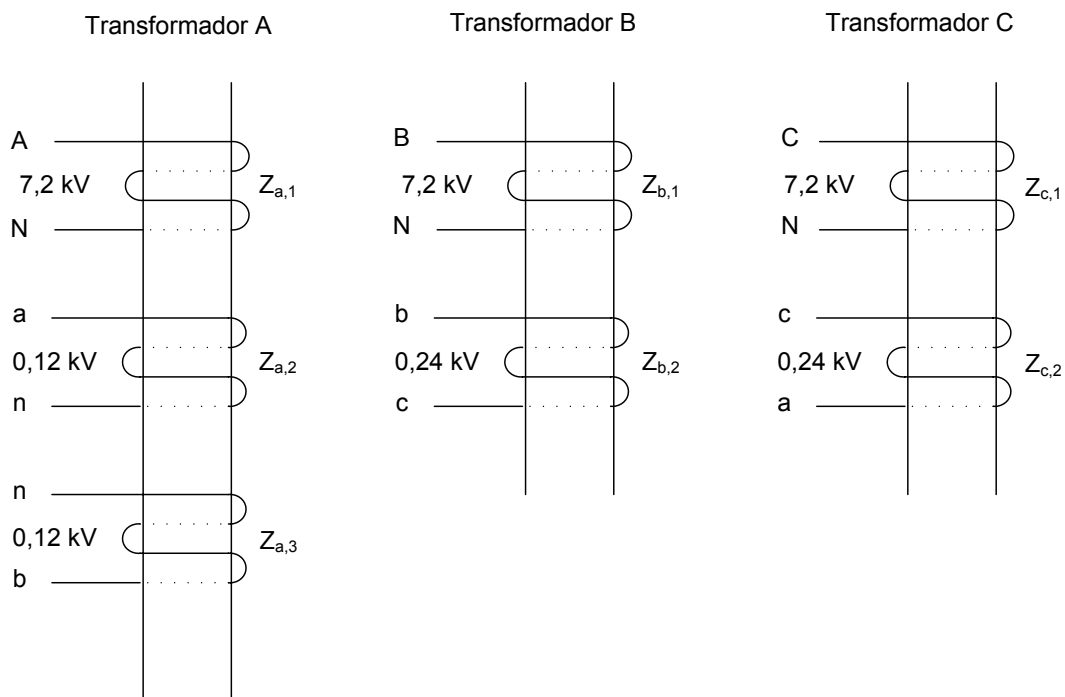
Esta é uma possibilidade de modelagem para os transformadores que se considerou mais geral e foi adotada neste trabalho, sendo necessário apenas um cuidado extra na parte de implementação computacional.

### **Exemplo:**

Para exemplificar o processo de montagem das matrizes relativas aos transformadores será apresentado um exemplo de um transformador do tipo estrela – delta com tape central (DUGAN, 2004, KERSTING, 2004a e 2004b) representado na Figura 2.15. Para tanto pode-se utilizar, em termos de modelagem e de acordo com o definido anteriormente, três transformadores genéricos, sendo dois possuindo dois enrolamentos e um possuindo três enrolamentos, conforme mostrados na Figura 2.16. As letras grafadas nos terminais dos esquemas da Figura 2.15 e da Figura 2.16 representam os nós de conexões dos transformadores com o sistema elétrico.



**Figura 2.15 – Esquema de um transformador estrela-delta com tape central**



**Figura 2.16 – Representação de três transformadores genéricos**

Neste caso, como são utilizados três transformadores genéricos para alcançar a configuração desejada não existe acoplamento magnético entre eles (seus núcleos) e, portanto, podem ser modelados de forma individualizada.

No primeiro e no segundo passos, (P.1) e (P.2), monta-se as matrizes  $\mathbf{Z}_{\text{primitiva}}$  referentes aos transformadores A, B e C da Figura 2.16 que resultam no conjunto de equações (2.57).

$$\begin{aligned}
\mathbf{Z}_{a,prim} &= \begin{bmatrix} Z_{a,1} & & \\ & Z_{a,2} & \\ & & Z_{a,3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{mag} & Z_{mag} & Z_{mag} \\ Z_{mag} & Z_{mag} & Z_{mag} \\ Z_{mag} & Z_{mag} & Z_{mag} \end{bmatrix} \\
\mathbf{Z}_{b,prim} &= \begin{bmatrix} Z_{b,1} & \\ & Z_{b,2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{mag} & Z_{mag} \\ Z_{mag} & Z_{mag} \end{bmatrix} \\
\mathbf{Z}_{c,prim} &= \begin{bmatrix} Z_{c,1} & \\ & Z_{c,2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{mag} & Z_{mag} \\ Z_{mag} & Z_{mag} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{2.57}$$

Onde:

$Z_{k,i}$  é a impedância de dispersão do enrolamento  $i$  do transformador genérico  $k$ ;

$Z_{mag}$  é a impedância de magnetização do núcleo.

No terceiro passo (P.3) monta-se as matrizes  $\mathbf{A}_{inc}$  referentes aos transformadores A, B e C da Figura 2.16, estas matrizes são dadas pelo conjunto de equações (2.58).

$$\begin{aligned}
& \begin{matrix} A & N & a & n & n & b \end{matrix} \\
\mathbf{A}_{a,inc} &= \begin{matrix} Z_{a,1} \\ Z_{a,2} \\ Z_{a,3} \end{matrix} \begin{bmatrix} 1 & -1 & & & & \\ - & - & & & & \\ & & 1 & -1 & & \\ - & - & - & - & & \\ & & & & 1 & -1 \end{bmatrix} \\
& \begin{matrix} B & N & b & c \end{matrix} \\
\mathbf{A}_{b,inc} &= \begin{matrix} Z_{b,1} \\ Z_{b,2} \end{matrix} \begin{bmatrix} 1 & -1 & & \\ - & - & & \\ & & 1 & -1 \end{bmatrix} \\
& \begin{matrix} C & N & c & a \end{matrix} \\
\mathbf{A}_{c,inc} &= \begin{matrix} Z_{c,1} \\ Z_{c,2} \end{matrix} \begin{bmatrix} 1 & -1 & & \\ - & - & & \\ & & 1 & -1 \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{2.58}$$

No quarto passo (P.4) monta-se as matrizes  $\mathbf{T}_{aj}$  referentes aos transformadores A, B e C da Figura 2.16. Estas matrizes são dadas por (2.59).

$$\begin{aligned}
\mathbf{T}_{a,aj} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{V_{AN,tape}} & & & & & \\ & \frac{1}{V_{AN,tape}} & & & & \\ & & \frac{1}{V_{an,tape}} & & & \\ & & & \frac{1}{V_{an,tape}} & & \\ & & & & \frac{1}{V_{nb,tape}} & \\ & & & & & \frac{1}{V_{nb,tape}} \end{bmatrix} \\
\mathbf{T}_{b,aj} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{V_{BN,tape}} & & & \\ & \frac{1}{V_{BN,tape}} & & \\ & & \frac{1}{V_{bc,tape}} & \\ & & & \frac{1}{V_{bc,tape}} \end{bmatrix} \\
\mathbf{T}_{c,aj} &= \begin{bmatrix} \frac{1}{V_{CN,tape}} & & & \\ & \frac{1}{V_{CN,tape}} & & \\ & & \frac{1}{V_{ca,tape}} & \\ & & & \frac{1}{V_{ca,tape}} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{2.59}$$

Após a montagem das matrizes  $\mathbf{Z}_{primitiva}$ ,  $\mathbf{A}_{inc}$ , e  $\mathbf{T}_{aj}$  pode-se encontrar a matriz de admitância nodal relativa a cada transformador genérico ( $\mathbf{Y}_{barra}^{tg}$ ) utilizando-se a expressão (2.60).

$$\mathbf{Y}_{barra}^{tg} = \mathbf{T}_{aj}^* \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \mathbf{T}_{aj} \tag{2.60}$$

Assim cada transformador genérico tem uma matriz de admitância nodal, com as posições dos elementos correspondentes aos nós de seus enrolamentos. Após o cálculo destas matrizes deve-se utilizar o procedimento descrito anteriormente para obter as contribuições de injeção de corrente, do vetor independente e da matriz Jacobiana, para cada elemento destas matrizes, montando-se o modelo do transformador. Ou ainda, para transformadores também é possível fazer o tratamento do componente como multifásico, tratando cada matriz diretamente.

Porém para transformadores, conforme já citado, é preciso um cuidado extra após as determinações de suas contribuições para o MICN. Neste exemplo pôde-se verificar a situação descrita anteriormente onde um mesmo nó de conexão do sistema (no caso o nó  $n$ ) fica representado em mais de uma posição de uma mesma matriz, uma vez que é terminal de dois enrolamentos do transformador genérico. Esta possibilidade mantém o algoritmo do MICN de forma geral, não acarretando problema, bastando tomar cuidado de considerar todas as contribuições de todos os elementos da matriz admitância nodal ao incorporá-las nas matrizes e vetores completos de solução do sistema.

#### **2.3.4.1 Transformadores de Tape Variável**

Tapes em transformadores podem ser utilizados para controlar o nível de tensão de barras dos sistemas elétricos. Este controle é mais eficiente em sistemas radiais ou em sistemas onde o acoplamento entre as duas barras nas quais o transformador está conectado não seja forte.

Na modelagem deste controle no MICN, pode-se utilizar um tape de um enrolamento de um transformador genérico para controlar a tensão em algum lugar do sistema. Neste caso, o tape do enrolamento do transformador genérico torna-se uma variável de estado, modificando seu valor a cada iteração, e assim, a própria matriz admitância nodal do transformador genérico tem elementos modificados a cada passo do processo iterativo.

Na dedução das equações seguintes para controle de tensão por tape presumiu-se que o mecanismo de mudança de tape (o controle) estivesse sempre no lado de alta tensão do transformador. Isto normalmente é feito na realidade, pois neste caso a corrente no lado do tape será mais baixa, e assim os equipamentos para mudança de tape serão mais baratos.



Sendo que:

$\mathbf{J}_{\mathbf{km},tr}$  representa as contribuições básicas do transformador definidas em (2.52).

O valor de  $J_{f_1,tape}$  é nulo.

Em (2.63) e (2.64) são apresentadas as outras parcelas de contribuições para a Jacobiana relativas ao controle.

$$\begin{aligned}
 J_{f_1,u_{Re}} &= -2V_{Re_{uv}} \\
 J_{f_1,u_{Im}} &= -2V_{Im_{uv}} \\
 J_{f_1,v_{Re}} &= 2V_{Re_{uv}} \\
 J_{f_1,v_{Im}} &= 2V_{Im_{uv}}
 \end{aligned} \tag{2.63}$$

$$\begin{aligned}
 \mathbf{J}_{k_{im},f_1} &= \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}}{\partial V_{X,tape}} \right) \\
 \mathbf{J}_{k_{Re},f_1} &= \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{k,tr}}{\partial V_{X,tape}} \right) \\
 \mathbf{J}_{m_{im},f_1} &= \text{Im} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}}{\partial V_{X,tape}} \right) \\
 \mathbf{J}_{m_{Re},f_1} &= \text{Re} \left( \frac{\partial \mathbf{I}_{m,tr}}{\partial V_{X,tape}} \right)
 \end{aligned} \tag{2.64}$$

As derivadas apresentadas em (2.64) podem ser calculadas a partir das expressões das contribuições de injeções de correntes do transformador genérico que faz o controle nos nós em que ele se encontra conectado, apresentadas em (2.48), (2.49). Salienta-se apenas que neste caso de controle de tensão por tape, o tape utilizado para o controle não é mais um valor fixo, mas sim uma variável de estado, e portanto a matriz admitância nodal do transformador genérico precisa ser recalculada a cada iteração e também contém esta variável internamente em alguns de seus elementos, o que precisa ser levado em consideração ao determinar as derivadas.

Para facilitar o entendimento, apresenta-se em (2.65), (2.66) e (2.67) algumas equações matriciais, na forma geral, que podem ser utilizadas no cálculo das injeções de correntes nos nós do transformador genérico, e conseqüentemente na obtenção das derivadas das injeções de corrente em relação ao tape.



$$\mathbf{I}_{trafo} = \mathbf{Y}_{trafo} \mathbf{V}_{trafo} = \mathbf{T}_{aj} \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \mathbf{T}_{aj} \mathbf{V}_{trafo} \quad (2.65)$$

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{trafo}}{\partial V_{X,tape}} = \left( \frac{\partial \mathbf{T}_{aj}}{\partial V_{X,tape}} \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \mathbf{T}_{aj} + \mathbf{T}_{aj} \mathbf{A}_{inc}^t \mathbf{Z}_{primitiva}^{-1} \mathbf{A}_{inc} \frac{\partial \mathbf{T}_{aj}}{\partial V_{X,tape}} \right) \mathbf{V}_{trafo} \quad (2.66)$$

$$\frac{\partial \mathbf{T}_{aj}}{\partial V_{X,tape}} = \begin{bmatrix} V_{X+} & V_{X-} & V_{2+} & V_{2-} & V_{n+} & V_{n-} \\ -\frac{1}{(V_{X,tape})^2} & & & & & \\ & -\frac{1}{(V_{X,tape})^2} & & & & \\ & & 0 & & & \\ & & & 0 & & \\ & & & & \ddots & \\ & & & & & 0 \\ & & & & & & 0 \end{bmatrix} \quad (2.67)$$

### 2.3.4.2 Reguladores de Tensão

Um tipo comum de regulador de tensão em sistemas de distribuição é o compensador de queda de linha que consiste basicamente de um autotransformador e de um mecanismo de mudança de tape sob carga, acoplado a um circuito de medição e controle (KERSTING, 2001), conforme representado na Figura 2.17 conectado a um circuito de um sistema elétrico.

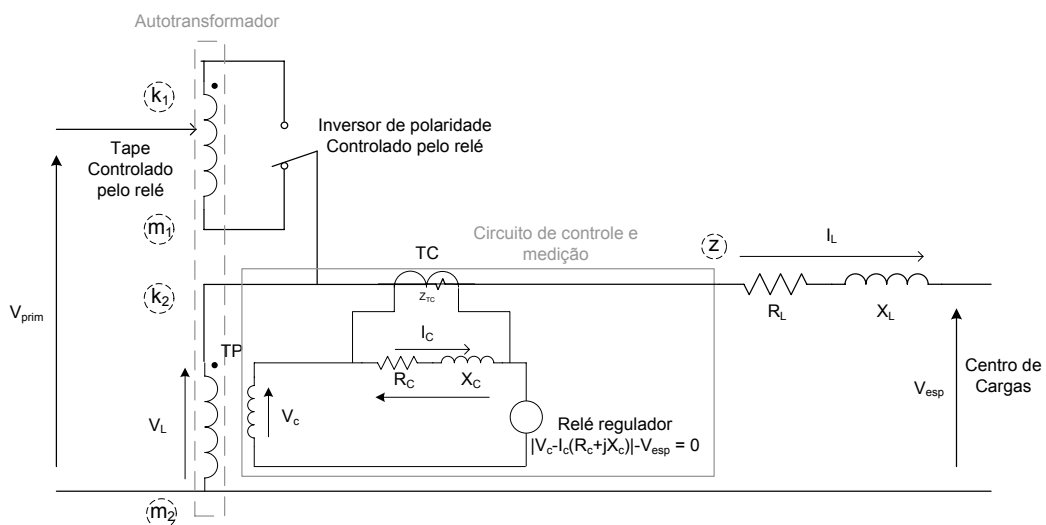


Figura 2.17 – Representação de um regulador de tensão (Compensador de Queda de Linha)

A mudança de nível de tensão é obtida pela variação do tape do autotransformador, sendo a posição do tape determinada e controlada pelo circuito de medição e controle. Os reguladores típicos possuem também uma chave inversora de polaridade permitindo uma regulação de  $\pm 10\%$ . Estes reguladores geralmente permitem até 16 passos (tapes), onde cada tape corresponde a uma mudança de 0,625% na tensão nominal do secundário (KERSTING, 2001).

Para a correta implementação computacional de um modelo para este regulador de tensão necessita-se dos seguintes dados:

Tensão especificada ( $V_{esp}$ ) – É a tensão desejada no chamado centro de cargas. O centro de cargas pode ser o terminal de saída do regulador ou um ponto remoto do alimentador. Geralmente esta tensão é especificada em uma base de 120 V, e portanto 120 V é a tensão correspondente a 1 p.u..

Largura de banda – É a variação permitida da tensão do centro de carga em relação à tensão especificada. A tensão no centro de carga pode variar de mais ou menos a metade da largura de banda. Por exemplo, se a tensão especificada for 122 V e a largura de banda for 2 V, o regulador tentará ajustar a tensão entre 121 V e 123 V. Esta característica foi implementada no MICN como o erro máximo permitido na equação de controle do regulador de queda de linha, sendo o erro máximo igual a metade da largura da banda.

Parâmetros do circuito de medição e controle do compensador de queda de linha – Devem ser especificadas as relações de transformação dos TCs e TPs, bem como os valores que foram setados para  $R_C$  e  $X_C$ , de forma a corresponderem a impedância equivalente entre o regulador e o centro de carga ( $R_L$  e  $X_L$ ). Caso os valores de  $R_C$  e  $X_C$  sejam nulos os terminais de saída do regulador serão considerados como centro de carga.

Em um regulador existe ainda a característica de Atraso de Tempo, que representa o período de tempo para ocorrer a atuação do regulador. Este controle previne a atuação indevida de tapes durante fenômenos transitórios. Porém, esta característica não foi implementada no MICN, pois esta ferramenta é utilizada apenas para estudos em regime permanente.

Na modelagem deste controle no MICN, pode-se utilizar um tape de um enrolamento de um transformador genérico para tentar regular a tensão em algum lugar do sistema. Neste caso, o tape do enrolamento do transformador genérico torna-se uma

variável de estado, modificando seu valor a cada iteração, e assim, a própria matriz admitância nodal do transformador genérico tem elementos modificados a cada passo do processo iterativo.

A seguir será apresentado o equacionamento desenvolvido para o controle do regulador de tensão do tipo compensador de queda de linha implementado no MICN.

### **Contribuição para o vetor independente do MICN (parcela relativa ao controle)**

A equação de controle de tensão pela compensação da queda de linha é dada por (2.68). Para cada equação de controle deve-se criar uma nova variável de estado, neste caso será utilizado o próprio tape do autotransformador do regulador.

$$\mathbf{f}_{1,V_{queda}}(\mathbf{z}) = V_{esp}^2 - |V_L - I_L(Z_L + Z_{TC})|^2 \quad (2.68)$$

Onde:

$V_{esp}$  é o módulo do fasor de tensão especificado no centro de carga.

$V_L$  é a tensão no secundário do regulador.

$I_L$  é a corrente no secundário do regulador.

$Z_{TC}$  é a impedância relativa ao circuito de medição, é um valor muito pequeno.

Caso não informado a metodologia utiliza um valor de 0,0001 ohms.

$Z_L = R_L + jX_L$ , é a impedância estimada da linha até o centro de carga. Estes valores podem ser calculados utilizando os dados de  $R_C$  e  $X_C$  juntamente com os dados de placa dos reguladores.

Utilizando a Figura 2.17 escreve-se o conjunto de equações (2.69).

$$\begin{aligned} V_L &= V_{k2} - V_{m2} \\ I_L &= (V_{k2} - V_z)Y_{TC} \end{aligned} \quad (2.69)$$

Reescrevendo (2.68) utilizando as equações (2.69), chega-se a (2.70).

$$\mathbf{f}_{1,V_{queda}}(\mathbf{z}) = V_{esp}^2 - |V_{k2} - V_{m2} - (V_{k2} - V_z)Y_{TC}(Z_L + Z_{TC})|^2 \quad (2.70)$$

Reordenando os termos de (2.70) tem-se (2.71):



Onde:

$$A_x = V_{Re_z} a_{Re} - V_{Im_z} a_{Im} - V_{Re_{k2}} b_{Re} + V_{Im_{k2}} b_{Im} - V_{Re_{m2}} \quad (2.74)$$

$$B_x = V_{Re_z} a_{Im} + V_{Im_z} a_{Re} - V_{Re_{k2}} b_{Im} - V_{Im_{k2}} b_{Re} - V_{Im_{m2}} \quad (2.75)$$

$$a_{Re} = \text{Re}(Y_{CT} Z_L + 1) \quad (2.76)$$

$$a_{Im} = \text{Im}(Y_{CT} Z_L + 1) \quad (2.77)$$

$$b_{Re} = \text{Im}(Y_{CT} Z_L) \quad (2.78)$$

$$b_{Im} = \text{Re}(Y_{CT} Z_L) \quad (2.79)$$

A partir daí pode-se deduzir as derivadas restantes das contribuições da equação de controle de tensão de queda de linha para a matriz Jacobiana, as quais estão apresentadas no conjunto (2.80).

$$\begin{aligned} J_{f_1, k2_{Re}} &= -2A_x(-b_{Re}) - 2B_x(-b_{Im}) \\ J_{f_1, k2_{Im}} &= -2A_x(b_{Im}) - 2B_x(-b_{Re}) \\ J_{f_1, m2_{Re}} &= -2A_x(-1) \\ J_{f_1, m2_{Im}} &= -2B_x(-1) \\ J_{f_1, z_{Re}} &= -2A_x(a_{Re}) - 2B_x(a_{Im}) \\ J_{f_1, z_{Im}} &= -2A_x(-a_{Im}) - 2B_x(a_{Re}) \end{aligned} \quad (2.80)$$

### 2.3.5 Barras de Referência e Geradores Síncronos

A modelagem da geração na maioria dos programas de análise de sistemas tem sido feita representando-se características básicas, os geradores são considerados como fontes de tensão ou fontes de potência, de acordo com seu funcionamento. Especialmente em programas para cálculo de fluxo de potência, normalmente são modelados apenas os geradores síncronos, e para modelá-los, utiliza-se um artifício de formulação que consiste em considerar tipos para as barras de geração do sistema (o que também é feito algumas vezes para cargas), sendo os principais tipos V $\theta$ ,  $\theta$ , PV e PQ.

O mais comum é utilizar os tipos V $\theta$  ou  $\theta$  para representar a geração da barra de referência do sistema. Estas são barras onde a tensão e o ângulo (V $\theta$ ), ou somente o ângulo ( $\theta$ ), são previamente especificados, e são utilizadas para fazer o fechamento angular do sistema e o fechamento de perdas. Pode-se considerar a barra V $\theta$  como uma

fonte de tensão. No caso da utilização da barra tipo  $\theta$  deve existir alguma outra barra do sistema cuja tensão é controlada.

A representação das outras barras de geração síncrona do sistema é feita utilizando-se principalmente o que se chama de barras do tipo PV, nas quais a potência ativa e o módulo de tensão são especificados, funcionando como fonte de potência ativa e de tensão. E ainda, existem gerações que são representadas como barras do tipo PQ, nas quais a potência ativa e a reativa são especificadas. Este último tipo funciona como fonte de potência.

Utiliza-se então estes tipos de barras como aproximação das características de funcionamento dos geradores e esta formulação é satisfatória para a maioria dos estudos. Porém, no processo de solução da maioria das metodologias costuma-se adotar um tratamento diferente para cada tipo de barra, que resumidamente consiste em eliminar determinadas equações de acordo com seu tipo durante o processo iterativo de solução ou ainda nem mesmo escrever estas equações.

Analisando-se esta abordagem convencional considera-se que seu processo de solução apresenta algumas desvantagens, como por exemplo: o cálculo da potência da barra de referência não é feito automaticamente pelo processo; é necessário criar rotinas de eliminação de equações dos sistemas a serem solucionados (comumente é utilizada a colocação de grandes números na diagonal principal das matrizes dos sistemas para eliminar estas equações (GARCIA, 2001)); a representação de geradores onde os neutros são aterrados por impedâncias ou estão flutuantes, que é importante na análise de sistemas desequilibrados, não é possível utilizando esta abordagem, o que se faz são aproximações, considerando-se que todos estão solidamente aterrados; e especialmente em estudos de curto-circuito pode-se obter resultados errados com as simplificações.

Devido às desvantagens observadas na abordagem convencional, que já foram analisadas em ARAUJO (2005), neste trabalho optou-se por não utilizar o tipo de formulação e o processo de solução convencionais. O que se faz aqui, assim como foi feito em ARAUJO (2005), é escrever as equações de injeções de corrente para todos os nós, de todas as barras, independente de seus tipos, considerando-se inclusive aterramentos nos geradores quando existentes, portanto permitindo que as tensões de neutro dos geradores sejam diferentes de zero dependendo do desequilíbrio. Desta maneira, especialmente para sistemas desequilibrados considera-se ter uma melhor representação. E, além disso, nos testes executados o método adotado não apresentou

desvantagem computacional no processo iterativo em relação aos métodos convencionais.

Como neste trabalho não se elimina equações de nenhum tipo de barra, não é necessário pós-processamento para calcular potências das barras.

Na metodologia adotada neste trabalho, para representação de geradores com características de barras  $V\theta$  ou PV, ou qualquer outro tipo que não seja PQ, são utilizados controles, ou seja, são introduzidas equações extras no sistema de equações não-lineares a ser resolvido e conseqüentemente são criadas novas variáveis de estado. Estas equações extras necessárias são definidas para representar determinadas características ou funções do gerador no modelo.

É importante destacar também que na realidade a maioria absoluta dos geradores são trifásicos, porém, neste trabalho, para efeitos de construção do modelo básico de gerador, pode-se considerar que o gerador trifásico é formado por três elementos monofásicos. Isto será feito no equacionamento dos modelos nesta seção, apenas para manter a generalidade da filosofia da modelagem a  $n$  condutores, que considera os elementos individualmente.

### Contribuições de injeção de corrente

Para a geração da barra de referência (tipo  $V\theta$  ou  $\theta$ ) e para as outras barras de geração síncrona (tipos PV ou PQ) o tratamento neste trabalho é semelhante àquele utilizado para representar as cargas, porém os sinais das equações são invertidos. Assim, temos de maneira geral para cada elemento:

$$I_{km,ger} = -|V_k - V_m|^{\alpha} \left( \frac{P_{ger} + jQ_{ger}}{V_k - V_m} \right)^* \quad (2.81)$$

$$I_{mk,ger} = -|V_m - V_k|^{\alpha} \left( \frac{P_{ger} + jQ_{ger}}{V_m - V_k} \right)^* \quad (2.82)$$

$$I_{km,ger} = -I_{mk,ger} \quad (2.83)$$

Onde:

$P_{ger}$  e  $Q_{ger}$  serão valores especificados ou variáveis dependendo de cada caso, os quais serão definidos mais à frente.





Onde:

$$\frac{\partial I_{km,ger}}{\partial V_{Re_k}} = - \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{Re_k} - V_{Re_m}) V_{km}^* - |V_{km}|^\alpha}{(V_{km}^*)^2} (P_{ger} - jQ_{ger}) \quad (2.87)$$

$$\frac{\partial I_{km,ger}}{\partial V_{Im_k}} = - \frac{\alpha |V_{km}|^{\alpha-2} (V_{Im_k} - V_{Im_m}) V_{km}^* + j |V_{km}|^\alpha}{(V_{km}^*)^2} (P_{ger} - jQ_{ger}) \quad (2.88)$$

E as outras derivadas podem ser obtidas de maneira análoga.

Neste caso  $P_{ger}$  e  $Q_{ger}$  são valores especificados, ou seja, constantes.

### - Geradores com módulo e ângulo de tensão especificados entre nós (barras tipo V $\theta$ – barra de referência)

#### Contribuições para o vetor independente do MICN (básicas e parcelas relativas aos controles)

Para representar o elemento da barra de referência (que funciona como uma fonte de tensão), com módulo e ângulo da tensão especificados entre nós, é utilizado um modelo semelhante ao modelo de geração com potência ativa e reativa definidas, sendo necessária apenas a inclusão de controles.

Neste caso os controles são definidos para fixar a tensão entre dois pontos e o ângulo, o que se traduz na metodologia proposta em duas equações extras, (2.89) e (2.90), e conseqüentemente na criação de duas novas variáveis de estado, que no caso utiliza-se:  $P_{ger}$  e  $Q_{ger}$ . Lembra-se que estas variáveis terão seus valores atualizados a cada passo do processo iterativo. Assim, as contribuições para o vetor independente são dadas pelas equações básicas (2.84) e (2.85), e pelas equações de controle (2.89) e (2.90).

$$\mathbf{f}_{1,ger}(\mathbf{z}) = \text{Re}(V_{esp} e^{j\theta_{esp}} - V_{km}) = V_{Re_{esp}} - V_{Re_{km}} \quad (2.89)$$

$$\mathbf{f}_{2,ger}(\mathbf{z}) = \text{Im}(V_{esp} e^{j\theta_{esp}} - V_{km}) = V_{Im_{esp}} - V_{Im_{km}} \quad (2.90)$$



$$\begin{aligned}
J_{f_2, k_1} &= 0 \\
J_{f_2, k_2} &= -1 \\
J_{f_2, m_1} &= 0 \\
J_{f_2, m_2} &= 1
\end{aligned}
\tag{2.93}$$

$$\begin{aligned}
J_{k_1, f_1} &= -\text{Im}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{k_2, f_1} &= -\text{Re}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_1, f_1} &= \text{Im}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_2, f_1} &= \text{Re}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right)
\end{aligned}
\tag{2.94}$$

$$\begin{aligned}
J_{k_1, f_2} &= -\text{Im}\left(\frac{-j}{V_{km}^*}\right) \\
J_{k_2, f_2} &= -\text{Re}\left(\frac{-j}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_1, f_2} &= \text{Im}\left(\frac{-j}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_2, f_2} &= \text{Re}\left(\frac{-j}{V_{km}^*}\right)
\end{aligned}
\tag{2.95}$$

**- Geradores com potência ativa e módulo de tensão entre nós especificados (barras tipo PV)**

**Contribuições para o vetor independente do MICN (básicas e parcela relativa ao controle)**

Para representar os elementos dos geradores com características de potência ativa e módulo de tensão especificados o tratamento é análogo àquele dado aos elementos das barras tipo V $\theta$ . Neste caso adiciona-se uma equação extra de controle para fixar o módulo da tensão entre os dois pontos em um valor especificado (2.96), e



$$\begin{aligned}
J_{f_1, k_1} &= -2V_{\text{Re}_{km}} \\
J_{f_1, k_2} &= -2V_{\text{Im}_{km}} \\
J_{f_1, m_1} &= 2V_{\text{Re}_{km}} \\
J_{f_1, m_2} &= 2V_{\text{Im}_{km}}
\end{aligned} \tag{2.98}$$

$$\begin{aligned}
J_{k_1, f_1} &= -\text{Im}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{k_2, f_1} &= -\text{Re}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_1, f_1} &= \text{Im}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right) \\
J_{m_2, f_1} &= \text{Re}\left(\frac{1}{V_{km}^*}\right)
\end{aligned} \tag{2.99}$$

### 2.3.6 Máquinas de Indução

Atualmente considera-se que dois fatos tornam imperativa a representação das máquinas de indução nos programas de solução de sistemas. O primeiro fato consiste na tendência do aumento da geração distribuída, onde boa parte dos geradores utilizados são máquinas de indução, especialmente na geração eólica. O segundo fato é que mais do que 60% do consumo de energia em sistemas industriais é oriundo de motores de indução, e dependendo do estudo estas máquinas precisam estar bem representadas.

Esta preocupação de se representar corretamente máquinas de indução nos programas de análise de sistemas tem sido tema de discussão, como se pode verificar em DUGAN e KERSTING (2006) e em PENIDO *et al.* (2006), sendo a determinação desta representação considerada um dos desafios atuais do DSASC do IEEE. Assim, neste trabalho considera-se um dos pontos mais importantes desenvolver estes modelos para o MICN, especialmente para análises em sistemas desequilibrados.

Na maior parte da bibliografia consultada, como exemplos STEVENSON (1986), IEEE BROWN BOOK (1997), IEEE RED BOOK (1993), encontra-se o modelo clássico da máquina de indução, monofásico, para ser utilizado em sistemas equilibrados, onde se monta apenas o circuito equivalente de seqüência positiva. Quando é necessário um modelo mais completo para a máquina de indução, normalmente monta-se um modelo em coordenadas de fase, porém quase sempre

utiliza-se a transformação de Park, passando as equações das coordenadas  $abc$  para as coordenadas  $dq0$  e não se trabalha mais em coordenadas de fase diretamente (LIU e MEYER, 1987, GOURISHANKAR e KELLY, 1973, CHAPMAN, 1991). Em HENRIQUES (2002) utiliza-se o modelo clássico do motor de indução e desenvolve-se equações extras para definir estratégias de controle para o motor, porém, o modelo é monofásico, limitando sua utilização a sistemas elétricos equilibrados.

Como o objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia geral para solução de qualquer sistema elétrico, com  $n$  condutores, inclusive desequilibrados, é necessário utilizar um modelo trifásico para as máquinas de indução, e, além disso, seguindo as premissas adotadas no desenvolvimento do método, as contribuições do modelo devem ser dadas em coordenadas de fase.

Porém, sabe-se que as máquinas girantes operando em um sistema elétrico desequilibrado apresentam características especiais e nesta situação não se consegue montar um circuito elétrico trifásico equivalente em coordenadas de fase que as represente. Por este motivo, a solução utilizada neste trabalho, para a montagem do modelo da máquina de indução trifásica em coordenadas de fase, foi realizar uma passagem intermediária pelas componentes simétricas, uma vez que os circuitos elétricos nas componentes simétricas representativos das características de comportamento da máquina de indução em um sistema desequilibrado são conhecidos (ANDERSON, 1995).

Uma modelagem que utiliza esta mesma idéia foi realizada em ANDERSON (1995), porém, na metodologia proposta neste trabalho algumas considerações diferentes foram feitas, como não utilizar a seqüência zero da máquina por exemplo.

Conseguiu-se então a partir dos circuitos de seqüência positiva e negativa da máquina de indução desenvolver o modelo trifásico em coordenadas de fase para análise em regime permanente para o MICN. Este modelo será apresentado nesta seção.

Além desta modelagem básica é necessário definir estratégias de controle para as máquinas, uma vez que elas podem apresentar diversas características de funcionamento que também precisam ser representadas, as quais são determinadas por suas cargas ou pelos próprios tipos de máquina utilizados. O funcionamento dos motores de indução, por exemplo, são definidos muitas vezes pelas cargas acopladas em seus eixos. Para se ter uma idéia da variedade de características que precisam ser modeladas, a seguir apresenta-se uma breve descrição das principais cargas rotóricas, as quais podem ser divididas em três grandes grupos de acordo com seus comportamentos (WEG, 2005):

## Conjugado Constante

Neste tipo de carga, o torque (conjugado) permanece constante durante a variação da velocidade e a potência aumenta com a velocidade. Pode ser utilizado quando não existem dados suficientes para modelar corretamente a carga. Cargas de atrito são do tipo conjugado constante. O gráfico representativo do comportamento deste tipo de carga é apresentado na Figura 2.18.

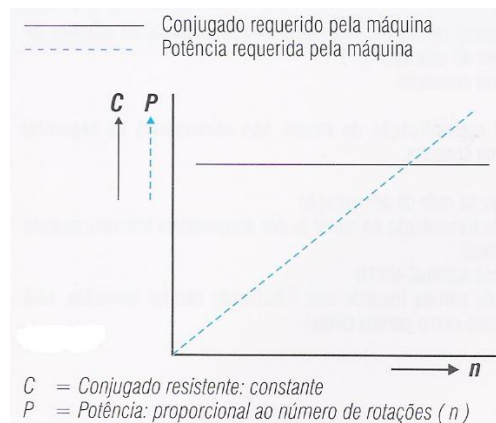


Figura 2.18 – Carga rotórica – conjugado constante (WEG, 2005)

## Conjugado Variável

Neste caso tanto o torque (conjugado) quanto a potência mecânica requerida pela carga variam com a velocidade do acionamento. São exemplos de cargas deste tipo as bombas e os ventiladores. Os gráficos representativos do comportamento deste tipo de carga são apresentados na Figura 2.19.

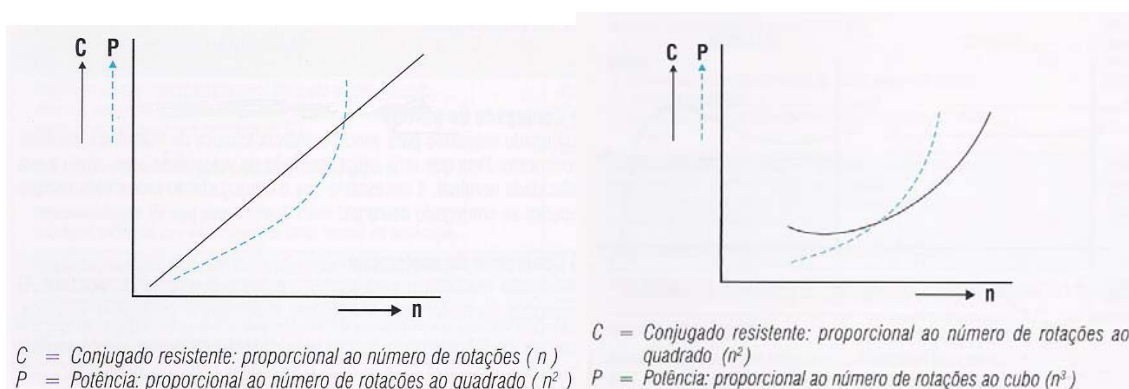


Figura 2.19 – Carga rotórica- conjugado variável (WEG, 2005)

### Potência Mecânica Constante

As aplicações de potência mecânica constante requerem uma potência igual à nominal para qualquer velocidade. Máquinas-ferramentas, como as de cortar metal, são exemplos deste tipo de carga, cujo gráfico representativo é apresentado na Figura 2.20.

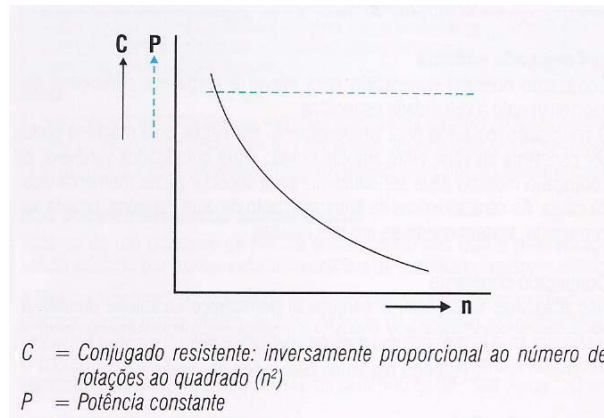


Figura 2.20 – Carga rotórica – potência mecânica constante (WEG, 2005)

Vê-se então que para os motores de indução, a carga é geralmente fornecida como uma curva de potência mecânica ou torque (conjugado) em função da velocidade do acionamento.

Uma observação é que neste trabalho as definições dos modelos de máquinas de indução serão feitas de forma trifásica. As máquinas de indução precisam ser tratadas como componentes multifásicos até a formação da matriz admitância nodal de barras do modelo, da mesma maneira que é feito com linhas que têm mútuas e com os modelos de transformadores. Isto porque as equações de funcionamento das máquinas de indução utilizadas como base são formadas considerando-se o comportamento da máquina trifásica na presença de um possível desequilíbrio no sistema trifásico, utilizando-se inicialmente componentes simétricas. A partir daí, a matriz admitância nodal resultante que se desenvolve como modelo para este trabalho é obtida de forma trifásica, representando as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$ .

Para não perder a generalidade da metodologia proposta, após o momento em que a matriz trifásica é formada, seus elementos admitância (de maneira semelhante ao que ocorre com o componente linha), com posições correspondentes a determinados nós podem ser tratados individualmente. Ou seja, o procedimento para obter as contribuições de injeção de corrente, do vetor independente e da matriz Jacobiana, para cada elemento desta matriz trifásica, pode ser feito elemento a elemento. Ou ainda, para



máquinas de indução também se pode fazer o tratamento do componente como multifásico, tratando a matriz trifásica diretamente. Nos modelos que serão apresentados a seguir optou-se por escrever o equacionamento de forma trifásica, apenas para facilitar o entendimento.

Na seqüência apresenta-se a modelagem básica da máquina de indução para o MICN, o modelo de funcionamento com escorregamento constante, e três outras possibilidades de modelos que consideram estratégias de controle.

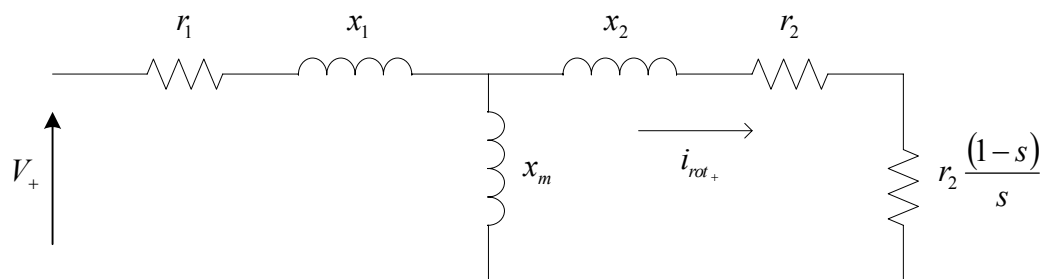
### 2.3.6.1 Modelagem Básica

A base do modelo da máquina de indução trifásica, em coordenadas de fase, para análise em regime permanente, utilizado no MICN, é a matriz admitância nodal representativa da máquina (PENIDO *et al.*, 2006). Para sua montagem foram utilizados inicialmente os circuitos elétricos em componentes simétricas, que representam as características de comportamento da máquina de indução em um sistema desequilibrado.

Os passos para a montagem desta matriz admitância nodal são:

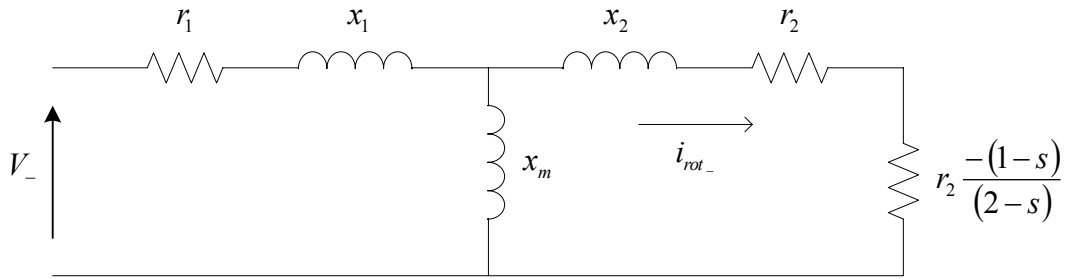
1) Calcular as impedâncias equivalentes da máquina de indução, de seqüência positiva ( $Z_1(s)$ ) e de seqüência negativa ( $Z_2(s)$ ), vistas da barra de entrada (terminal) da máquina, considerando o escorregamento  $s$ , a partir dos circuitos equivalentes apresentados na Figura 2.21 e Figura 2.22.

**Seqüência positiva:**



**Figura 2.21 – Circuito equivalente de seqüência positiva da máquina de indução**

**Seqüência negativa:**



**Figura 2.22 – Circuito equivalente de seqüência negativa da máquina de indução**

No desenvolvimento do modelo deste trabalho considerou-se apenas os circuitos de seqüência positiva e negativa, e optou-se por não utilizar o circuito de seqüência zero. Assim, consideramos  $Z_0 \approx \infty$ .

2) Montar a matriz de impedâncias de seqüência 012 para a máquina de indução conforme (2.100):

$$\mathbf{Z}_{012}(s) = \begin{bmatrix} Z_0(s) & & \\ & Z_1(s) & \\ & & Z_2(s) \end{bmatrix} \quad (2.100)$$

3) Montar a matriz de admitâncias de seqüência 012 invertendo a Equação (2.100) e obtendo a Equação (2.101):

$$\mathbf{Y}_{012}(s) = \mathbf{Z}_{012}(s)^{-1} = \begin{bmatrix} 0 & & \\ & 1/Z_1(s) & \\ & & 1/Z_2(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & & \\ & Y_1(s) & \\ & & Y_2(s) \end{bmatrix} \quad (2.101)$$

4) Encontrar a matriz de admitâncias nodais nas coordenadas de fase  $abc$ , realizando a transformação de componentes simétricas para coordenadas de fase, conforme a Equação (2.102):

$$\mathbf{Y}_{abc}(s) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{Y}_{012}(s) \cdot \mathbf{A}^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa}(s) & Y_{ab}(s) & Y_{ac}(s) \\ Y_{ba}(s) & Y_{bb}(s) & Y_{bc}(s) \\ Y_{ca}(s) & Y_{cb}(s) & Y_{cc}(s) \end{bmatrix} \quad (2.102)$$

Onde:

$$Y_{aa}(s) = g_{aa}(s) + jb_{aa}(s)$$

Sendo os outros elementos dados de forma análoga.

E as matrizes utilizadas são aquelas da transformação de Fortescue:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.103)$$

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.104)$$

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (2.105)$$

É importante destacar que se substituirmos os valores dos parâmetros de uma máquina de indução e fizermos os cálculos anteriores temos que a matriz de admitâncias nodais da máquina de indução em coordenadas de fase é assimétrica, refletindo o que já foi citado, que não se consegue com esta modelagem criar diretamente um circuito elétrico trifásico equivalente em coordenadas de fase para a máquina de indução na presença de desequilíbrio.

### 2.3.6.2 Máquina com Escorregamento Constante

O modelo de escorregamento constante é o mais simples, onde se considera a máquina de indução trabalhando com um escorregamento constante e especificado. Os circuitos de seqüência têm impedâncias equivalentes constantes para o valor de  $s$  especificado. Assim, pode-se montar a matriz de admitâncias nodais da máquina em coordenadas de fase utilizando o mesmo procedimento da modelagem básica, porém substituindo o valor do escorregamento. Portanto a matriz admitância nodal é formada por elementos constantes para este valor de escorregamento determinado.

$$\mathbf{Y}_{abc} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{Y}_{012} \cdot \mathbf{A}^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.106)$$

## Contribuições de injeção de corrente

Após a montagem da matriz admitância nodal pode-se calcular as injeções de correntes relativas à máquina de indução.

As correntes injetadas nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$  (que podem representar as fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  onde a máquina de indução está conectada) referentes às contribuições da máquina de indução com o modelo de escorregamento constante são descritas pelas equações (2.107), (2.108) e (2.109).

$$I_{k,maq} = Y_{aa} \cdot V_k + Y_{ab} \cdot V_m + Y_{ac} \cdot V_z \quad (2.107)$$

$$I_{m,maq} = Y_{ba} \cdot V_k + Y_{bb} \cdot V_m + Y_{bc} \cdot V_z \quad (2.108)$$

$$I_{z,maq} = Y_{ca} \cdot V_k + Y_{cb} \cdot V_m + Y_{cc} \cdot V_z \quad (2.109)$$

## Contribuições para o vetor independente do MICN

De forma geral, nas equações (2.110), (2.111) e (2.112) são apresentadas as contribuições da máquina de indução para o vetor independente nas posições  $k$ ,  $m$  e  $z$  dos nós onde a máquina está conectada.

$$\mathbf{f}_{k,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{k,maq}) \\ \text{Re}(I_{k,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.110)$$

$$\mathbf{f}_{m,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{m,maq}) \\ \text{Re}(I_{m,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.111)$$

$$\mathbf{f}_{z,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{z,maq}) \\ \text{Re}(I_{z,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.112)$$

## Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições da máquina de indução conectada nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$ , para a matriz Jacobiana são apresentadas na equação (2.113). Neste caso do modelo de escorregamento constante todos os elementos da Jacobiana são valores constantes de acordo com o valor de escorregamento determinado.

$$\mathbf{J}_{kmz,maq} = \begin{matrix} \dots & & & & & & \dots \\ \text{Im}(I_{k,maq}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \text{Re}(I_{k,maq}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{k,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \dots & & & & & & & \dots \\ \text{Im}(I_{m,maq}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \text{Re}(I_{m,maq}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{m,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \dots & & & & & & & \dots \\ \text{Im}(I_{z,maq}) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Im}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \text{Re}(I_{z,maq}) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_k}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_m}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Re_z}}\right) & \text{Re}\left(\frac{\partial I_{z,maq}}{\partial V_{Im_z}}\right) & \dots \\ \dots & & & & & & & \dots \end{matrix} \quad (2.113)$$

### 2.3.6.3 Máquina com Potência Elétrica de Entrada Constante

Neste modelo a potência elétrica ativa de entrada é especificada. Decidiu-se implementar esta estratégia no processo de solução do sistema como um controle, utilizando a definição da potência elétrica ativa de entrada como uma equação a mais a ser resolvida, aliada a uma variável de estado adicional, no caso o escorregamento  $s$ . Portanto, a matriz admitância nodal construída neste modelo é dependente do escorregamento que neste caso é variável, conforme (2.102), ou seja, é uma função de  $s$ .

Além das contribuições das injeções de corrente relativas à máquina de indução, é necessário para este modelo desenvolver a nova equação de potência elétrica de entrada constante e as derivadas relativas a ela, representadas de forma geral em (2.114) por  $\mathbf{J}_{III}$  e  $\mathbf{J}_{IV}$ . E também, é necessário calcular as derivadas das equações de injeção de corrente em relação à nova variável de estado  $s$ , representadas por  $\mathbf{J}_{II}$ , e lembrar que neste modelo as derivadas das equações de injeção de corrente em relação às partes real e imaginária das tensões, que são representadas por  $\mathbf{J}_I$ , são dependentes do escorregamento. Este desenvolvimento será descrito a seguir.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{Im} \\ \mathbf{I}_{Re} \\ \Delta P_{elet,ent} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_I & \mathbf{J}_{II} \\ \mathbf{J}_{III} & \mathbf{J}_{IV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{Re} \\ \Delta \mathbf{V}_{Im} \\ \Delta s \end{bmatrix} \quad (2.114)$$

## Contribuições de injeção de corrente

Neste caso todas as admitâncias são funções da variável  $s$ , conforme visto na equação (2.102). Após a montagem da matriz admitância nodal, calcula-se as contribuições de injeções de correntes nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$  (fases onde a máquina de indução está conectada) que são descritas pelas equações (2.115), (2.116) e (2.117).

$$I_{k,maq} = Y_{aa}(s) \cdot V_k + Y_{ab}(s) \cdot V_m + Y_{ac}(s) \cdot V_z \quad (2.115)$$

$$I_{m,maq} = Y_{ba}(s) \cdot V_k + Y_{bb}(s) \cdot V_m + Y_{bc}(s) \cdot V_z \quad (2.116)$$

$$I_{z,maq} = Y_{ca}(s) \cdot V_k + Y_{cb}(s) \cdot V_m + Y_{cc}(s) \cdot V_z \quad (2.117)$$

## Desenvolvimentos

Para este modelo o desenvolvimento das contribuições para o vetor independente e para a Jacobiana será apresentado de forma matricial. Inclusive o desenvolvimento dos elementos  $\mathbf{J}_{II}$ ,  $\mathbf{J}_{III}$  e  $\mathbf{J}_{IV}$  em (2.114), será apresentado sob a forma de cálculos com matrizes complexas, apenas para facilitar o entendimento e diminuir o tamanho das equações. O mesmo será feito para a equação extra deste modelo, ou seja, a equação de controle da potência elétrica de entrada constante.

Separando-se as equações em partes real e imaginária e aplicando-se o método de Newton-Raphson nas equações de injeção de corrente encontramos os elementos  $\mathbf{J}_I$  de (2.114), que são parte das contribuições da máquina de indução para a matriz Jacobiana, apresentados em (2.118).

$$\mathbf{J}_I = \begin{bmatrix} b_{aa}(s) & g_{aa}(s) & b_{ab}(s) & g_{ab}(s) & b_{ac}(s) & g_{ac}(s) \\ g_{aa}(s) & -b_{aa}(s) & g_{ab}(s) & -b_{ab}(s) & g_{ac}(s) & -b_{ac}(s) \\ b_{ba}(s) & g_{ba}(s) & b_{bb}(s) & g_{bb}(s) & b_{bc}(s) & g_{bc}(s) \\ g_{ba}(s) & -b_{ba}(s) & g_{bb}(s) & -b_{bb}(s) & g_{bc}(s) & -b_{bc}(s) \\ b_{ca}(s) & g_{ca}(s) & b_{cb}(s) & g_{cb}(s) & b_{cc}(s) & g_{cc}(s) \\ g_{ca}(s) & -b_{ca}(s) & g_{cb}(s) & -b_{cb}(s) & g_{cc}(s) & -b_{cc}(s) \end{bmatrix} \quad (2.118)$$

A cada passo do processo iterativo substitui-se o valor da variável  $s$  e tem-se a submatriz  $\mathbf{J}_I$  determinada.

Também aplicando o método de Newton-Raphson nas equações de injeção de corrente encontramos os elementos  $\mathbf{J}_{II}$  de (2.114), que são as derivadas das equações de injeção de corrente em relação à nova variável de estado  $s$ . Tem-se que:

$$\begin{aligned}\frac{\partial[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} &= \frac{\partial}{\partial s} \{[\mathbf{Y}_{abc}(s)] \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]\} = \frac{\partial[\mathbf{Y}_{abc}(s)]}{\partial s} \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}] = \frac{\partial[\mathbf{A} \cdot \mathbf{Y}_{012}(s) \cdot \mathbf{A}^{-1}]}{\partial s} \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}] \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} &= \mathbf{A} \cdot \frac{\partial[\mathbf{Y}_{012}(s)]}{\partial s} \cdot \mathbf{A}^{-1} \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]\end{aligned}\quad (2.119)$$

Onde:

$$\frac{\partial[\mathbf{Y}_{012}(s)]}{\partial s} = \begin{bmatrix} 0 & & \\ & \frac{\partial Y_1(s)}{\partial s} & \\ & & \frac{\partial Y_2(s)}{\partial s} \end{bmatrix}\quad (2.120)$$

E ainda:

$$\frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Im}_{k,m,z}}]}{\partial s} = \frac{\partial \text{Im}[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} = \text{Im} \left\{ \frac{\partial[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} \right\}\quad (2.121)$$

$$\frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Re}_{k,m,z}}]}{\partial s} = \frac{\partial \text{Re}[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} = \text{Re} \left\{ \frac{\partial[\mathbf{I}_{k,m,z}]}{\partial s} \right\}\quad (2.122)$$

Enfim, a submatriz  $\mathbf{J}_{II}$  apresenta-se com a seguinte composição:

$$\mathbf{J}_{II} = \begin{bmatrix} \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Im}_k}]}{\partial s} \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Re}_k}]}{\partial s} \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Im}_m}]}{\partial s} \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Re}_m}]}{\partial s} \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Im}_z}]}{\partial s} \\ \frac{\partial[\mathbf{I}_{\text{Re}_z}]}{\partial s} \end{bmatrix}\quad (2.123)$$

Neste modelo, a equação a mais a ser resolvida no processo iterativo, deve determinar que a potência elétrica de entrada seja constante na máquina de indução, igual a uma potência pré-especificada, definindo a sua estratégia de controle. Esta equação é adicionada em conjunto com a variável de estado escorregamento e é definida a seguir.

$$f_1(\mathbf{V}_{Re}, \mathbf{V}_{Im}, s) = P_{elet,ent}^{especificada} - P_{elet,ent}^{calculada} = P_{elet,ent}^{especificada} - \text{Re}(\mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^*) \quad (2.124)$$

Que pode ser escrita como:

$$f_{1,maq}(z) = \Delta P_{elet,ent} \quad (2.125)$$

E assim tem-se a derivada da função de controle em relação à tensão de uma determinada fase dada por:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial V_{Re}} &= \frac{\partial}{\partial V_{Re}} \left\{ P_{elet,ent}^{especificada} - \text{Re}(\mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^*) \right\} = \\ &= -\text{Re} \left\{ \frac{\partial \left( \mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^* \right)}{\partial V_{Re}} \right\} \end{aligned} \quad (2.126)$$

Para exemplificar, esta derivada com relação à parte real da tensão na fase  $k$  está desenvolvida a seguir:

$$\frac{\partial f_1}{\partial V_{Re_k}} = -\text{Re} \left\{ \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^* + \mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right\} \quad (2.127)$$

Analogamente:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial V_{Im}} &= \frac{\partial}{\partial V_{Im}} \left\{ P_{elet,ent}^{especificada} - \text{Re}(\mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^*) \right\} = \\ &= -\text{Re} \left\{ \frac{\partial \left( \mathbf{V}_{k,m,z}^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot \mathbf{V}_{k,m,z}^* \right)}{\partial V_{Im}} \right\} \end{aligned} \quad (2.128)$$



Também exemplificando, esta derivada com relação à parte imaginária da tensão na fase  $k$  está desenvolvida a seguir:

$$\frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Im}_k}} = -\text{Re} \left\{ \begin{bmatrix} j & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]^* + [\mathbf{V}_{k,m,z}]^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)] \cdot \begin{bmatrix} -j \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right\} \quad (2.129)$$

Onde:  $j = \sqrt{-1}$

E a submatriz  $\mathbf{J}_{\text{III}}$  apresenta-se com a seguinte composição:

$$\mathbf{J}_{\text{III}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Re}_k}} & \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Im}_k}} & \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Re}_m}} & \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Im}_m}} & \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Re}_z}} & \frac{\partial f_1}{\partial V_{\text{Im}_z}} \end{bmatrix} \quad (2.130)$$

Falta apenas definir a submatriz  $\mathbf{J}_{\text{IV}}$ , que é formada por apenas um elemento:

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_{\text{IV}} &= \frac{\partial f_1}{\partial s} = \frac{\partial \left\{ P_{\text{elet,ent}}^{\text{especificada}} - \text{Re} \left( [\mathbf{V}_{k,m,z}]^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]^* \right) \right\}}{\partial s} = \\ &= -\text{Re} \left\{ \frac{\partial \left\{ ([\mathbf{V}_{k,m,z}]^t \cdot [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^* \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]^*) \right\}}{\partial s} \right\} = -\text{Re} \left\{ [\mathbf{V}_{k,m,z}]^t \cdot \frac{\partial [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^*}{\partial s} \cdot [\mathbf{V}_{k,m,z}]^* \right\} \end{aligned} \quad (2.131)$$

Onde  $\frac{\partial [\mathbf{Y}_{abc}(s)]^*}{\partial s}$  pode ser obtida de forma análoga ao que foi feito em (2.119).

### Contribuições para o vetor independente do MICN

De forma geral, nas equações (2.132), (2.133) e (2.134) são apresentadas as contribuições para o vetor independente da máquina de indução relativas às injeções de correntes nas posições  $k$ ,  $m$  e  $z$  dos nós onde a máquina está conectada e na equação (2.135) a contribuição relativa à equação de controle deste modelo.

$$\mathbf{f}_{k,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{k,maq}) \\ \text{Re}(I_{k,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.132)$$

$$\mathbf{f}_{m,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{m,maq}) \\ \text{Re}(I_{m,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.133)$$

$$\mathbf{f}_{z,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \text{Im}(I_{z,maq}) \\ \text{Re}(I_{z,maq}) \end{bmatrix} \quad (2.134)$$

$$f_{1,maq}(\mathbf{z}) = [\Delta P_{elet,ent}] \quad (2.135)$$

### Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições da máquina de indução conectada nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$ , para a matriz Jacobiana, neste caso do modelo de potência elétrica de entrada constante, são escritas de forma compacta pela equação (2.136).

$$\mathbf{J}_{kmz,maq}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_I & \mathbf{J}_{II} \\ \mathbf{J}_{III} & \mathbf{J}_{IV} \end{bmatrix} \quad (2.136)$$

Onde, seus elementos são aqueles das equações (2.118), (2.123), (2.130) e (2.131).

#### 2.3.6.4 Motor Atendendo a Potência Mecânica da Carga

Neste modelo a potência mecânica no eixo do motor é especificada em função de sua rotação e deve atender à potência mecânica solicitada pela carga. Considera-se esta modelagem mais complexa do que o modelo de potência elétrica de entrada constante. Decidiu-se implementar esta estratégia de controle porque parte das cargas e dos motores são especificados por sua potência mecânica.

Para representar este controle uma equação a mais, que define a potência mecânica no eixo em função da rotação do motor, deve ser resolvida no processo iterativo de solução aliada a uma variável de estado a mais, no caso o escorregamento  $s$ .

De modo semelhante ao modelo de potência elétrica de entrada constante, é necessário para este modelo desenvolver a nova equação de potência mecânica e as derivadas relativas a ela, representadas de forma geral em (2.137) por  $\mathbf{J}_{III}$  e  $\mathbf{J}_{IV}$ , para a

aplicação do MICN. Os elementos representados por  $\mathbf{J}_I$  e  $\mathbf{J}_{II}$ , dependentes do escorregamento, são os mesmos do modelo de potência elétrica de entrada constante.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{Im} \\ \mathbf{I}_{Re} \\ \frac{1}{f_1} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_I & \mathbf{J}_{II} \\ \mathbf{J}_{III} & \mathbf{J}_{IV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{Re} \\ \Delta \mathbf{V}_{Im} \\ \Delta s \end{bmatrix} \quad (2.137)$$

### Contribuições de injeção de corrente

Para calcular as equações das contribuições de injeção de corrente o procedimento é o mesmo do modelo anterior, sendo a matriz de admitâncias nodais do motor em coordenadas de fase também dependente do escorregamento neste modelo, formada conforme já apresentado nos passos da modelagem básica e podendo ser vista em (2.102). E as contribuições de injeções de correntes relativas ao motor de indução nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$  (fases onde o motor de indução está conectado) deste modelo também são iguais às descritas pelas equações (2.115), (2.116) e (2.117).

### Desenvolvimentos

A equação extra (representativa do controle) a ser resolvida no processo iterativo, deve determinar que a potência mecânica requerida do motor de indução na sua velocidade de operação seja igual a uma potência demandada da carga, que também é função da velocidade. Esta equação é adicionada ao processo de solução em conjunto com a variável de estado escorregamento.

A potência mecânica no eixo da máquina é dada segundo a equação (2.138) (ANDERSON, 1995).

$$P_{mec}(\mathbf{V}_{Re}, \mathbf{V}_{Im}, s) = 3i_{rot+}^2 r_2 \frac{(1-s)}{s} - 3i_{rot-}^2 r_2 \frac{(1-s)}{(2-s)} \quad (2.138)$$

Onde se tem as expressões de (2.139) a (2.144).

$$i_{rot+}^2 = \frac{x_m^2 s^2 (V_{Re+}^2 + V_{Im+}^2)}{den_+} \quad (2.139)$$

$$den_+ = r_1^2 r_2^2 + x_1^2 x_2^2 s^2 + 2x_1^2 x_2 s^2 x_m + 2x_1 x_2^2 s^2 x_m + x_1^2 x_m^2 s^2 + 2x_1 x_m^2 s^2 x_2 + x_m^2 x_2^2 s^2 + r_1^2 x_2^2 s^2 + 2r_1^2 x_2 s^2 x_m + r_1^2 x_m^2 s^2 + 2r_1 x_m^2 s r_2 + x_1^2 r_2^2 + 2x_1 r_2^2 x_m + x_m^2 r_2^2 \quad (2.140)$$

$$i_{rot-}^2 = \frac{k_1^2 + k_2^2}{den_-} \quad (2.141)$$

$$k_1 = (2-s)x_m (V_{Im-} denr_- - V_{Re-} denm_-) \quad (2.142)$$

$$k_2 = (2-s)x_m (-V_{Re-} denr_- + V_{Im-} denm_-)$$

$$den_- = (denr_-^2 + denm_-^2) \quad (2.143)$$

$$denr_- = -r_1 r_2 + r_1 r_2 s + 2x_1 x_2 - x_1 x_2 s + 2x_1 x_m + x_1 x_m s + 2x_m x_2 - x_m^2 x_2 s$$

$$denm_- = -2r_1 x_2 + x_m r_2 + x_m r_2 s - x_1 r_2 - 2r_1 x_m + r_1 x_m s + x_1 r_2 s + r_1 x_2 s$$

$$\mathbf{V}_{0,+,-} = \begin{bmatrix} V_{Re_0} + jV_{Im_0} \\ V_{Re_+} + jV_{Im_+} \\ V_{Re_-} + jV_{Im_-} \end{bmatrix} = \mathbf{A}^{-1} \cdot \mathbf{V}_{k,m,z} = \mathbf{A}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V_{Re_k} + jV_{Im_k} \\ V_{Re_m} + jV_{Im_m} \\ V_{Re_z} + jV_{Im_z} \end{bmatrix} \quad (2.144)$$

A equação da potência requerida pela carga em função da velocidade é dada por (2.145):

$$P_{crg}(s) = P_0 + (1-s)P_1 + (1-s)^2 P_2 + (1-s)^3 P_3 \quad (2.145)$$

Onde  $P_0$ ,  $P_1$ ,  $P_2$  e  $P_3$  são fatores que representam o comportamento da carga em função da velocidade e são informados pelos fabricantes de equipamentos (WEG, 2005).

Logo a equação extra de controle para definir que o motor atenda a potência mecânica da carga é dada por (2.146):

$$f_1(\mathbf{V}_{Re}, \mathbf{V}_{Im}, s) = P_{crg}(s) - P_{mec}(\mathbf{V}_{Re}, \mathbf{V}_{Im}, s) \quad (2.146)$$

Que pode ser escrita como:

$$f_{1,mot}(z) = \Delta P_{mec} \quad (2.147)$$



$$\begin{aligned}
J_{f_1, z_1} &= \left( -\frac{2}{6}V_{Re_+} + \frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m(2-s)}{den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_z}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_z}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_z}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_z}} denm_- \right) \\
J_{f_1, z_2} &= \left( \frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Re_+} - \frac{2}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m(2-s)}{den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_z}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_z}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_z}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_z}} denm_- \right)
\end{aligned}$$

Onde:

$$ind_+ = \frac{-3x_m^2 r_2 s(1-s)}{den_+} \quad (2.150)$$

$$V_{Re_+} = \frac{1}{3} \left( V_{Re_k} - \frac{V_{Re_m}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Im_m}}{2} - \frac{V_{Re_z}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.151)$$

$$V_{Im_+} = \frac{1}{3} \left( V_{Im_k} + \frac{\sqrt{3}V_{Re_m}}{2} - \frac{V_{Im_m}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Re_z}}{2} - \frac{V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.152)$$

$$V_{Re_-} = \frac{1}{3} \left( V_{Re_k} - \frac{V_{Re_m}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Im_m}}{2} - \frac{V_{Re_z}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.153)$$

$$V_{Im_-} = \frac{1}{3} \left( V_{Im_k} - \frac{\sqrt{3}V_{Re_m}}{2} - \frac{V_{Im_m}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Re_z}}{2} - \frac{V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.154)$$

O valor  $J_{IV}$  é dado pela equação (2.155):

$$\begin{aligned}
J_{IV} &= \frac{\partial f_1}{\partial s} = -P_1 - 2(1-s)P_2 - 3(1-s)^2 P_3 - \\
&\quad - 3 \left( \frac{\partial i_{rot_+}^2}{\partial s} r_2 \frac{(1-s)}{s} - \frac{i_{rot_+}^2 r_2}{s^2} \right) + 3 \left( \frac{\partial i_{rot_-}^2}{\partial s} r_2 \frac{(1-s)}{(2-s)} - \frac{i_{rot_-}^2 r_2}{(s-2)^2} \right)
\end{aligned} \quad (2.155)$$

Onde:

$$\frac{\partial i_{rot_+}^2}{\partial s} = \frac{2r_2 x_m^2 s (V_{Re_+}^2 + V_{Im_+}^2) (r_1^2 r_2 + r_1 x_m^2 s + x_1^2 r_2 + 2x_1 r_2 x_m + x_m^2 r_2)}{den_+^2} \quad (2.156)$$

### Contribuições para o vetor independente do MICN

Da mesma maneira que no modelo anterior, as equações (2.132), (2.133) e (2.134) apresentam as contribuições para o vetor independente da máquina de indução relativas às injeções de correntes nas posições  $k$ ,  $m$  e  $z$  dos nós onde a máquina está conectada, e na equação (2.157) apresenta-se a contribuição relativa à equação de controle deste modelo.

$$f_{1,mot}(\mathbf{z}) = [\Delta P_{mec}] \quad (2.157)$$

### Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições do motor de indução conectado nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$ , para a matriz Jacobiana, neste caso de modelo do motor atendendo a potência mecânica da carga, são apresentadas de forma compacta pela equação (2.158):

$$\mathbf{J}_{kmz,mot}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_I & \mathbf{J}_{II} \\ \mathbf{J}_{III} & \mathbf{J}_{IV} \end{bmatrix} \quad (2.158)$$

Onde seus elementos são aqueles apresentados nas equações (2.118), (2.123), (2.149) e (2.155).

#### 2.3.6.5 Motor Atendendo o Conjugado da Carga

Neste modelo o torque (conjugado) é especificado em função da velocidade. Decidiu-se implementar esta estratégia de controle porque grande parte das cargas rotóricas são especificadas pelo torque. Neste caso uma equação a mais deve ser resolvida no processo iterativo aliada a uma variável de estado a mais. A nova equação é a que define o conjugado em função da velocidade. Da mesma maneira que no modelo anterior, o escorregamento  $s$  é a variável de estado extra utilizada correspondente à nova equação. E, a matriz admitância nodal construída neste modelo também é dependente do escorregamento.

De modo semelhante à modelagem do motor atendendo a potência mecânica da carga é necessário desenvolver a equação de controle, neste caso do conjugado, e as derivadas relativas a ela, cuja representação geral é a mesma feita em (2.137), para a aplicação do Método de Newton-Raphson na solução do sistema. Os valores representados por  $\mathbf{J}_I$  e  $\mathbf{J}_{II}$ , dependentes do escorregamento, são os mesmos do modelo de motor atendendo a potência mecânica da carga.

### Contribuições de injeção de corrente

O cálculo das equações de contribuições de injeção de corrente relativas a este modelo do motor de indução é o mesmo do modelo anterior. Estas contribuições nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$  (fases onde o motor está conectado) estão descritas pelas equações (2.115), (2.116) e (2.117).

### Desenvolvimentos

Neste modelo, a equação extra de controle deve determinar que o conjugado requerido do motor de indução na sua velocidade de operação seja igual ao conjugado demandado pela carga rotórica, que também é função da velocidade.

O conjugado no eixo do motor é dado segundo a equação (2.159) (ANDERSON, 1995).

$$T_{mot}(\mathbf{V}_{Re}, \mathbf{V}_{Im}, s) = 3 \frac{i_{rot+}^2 r_2}{w_{sinc} s} - 3 \frac{i_{rot-}^2 r_2}{w_{sinc} (2-s)} \quad (2.159)$$

Onde as variáveis são calculadas utilizando-se as expressões (2.139) a (2.144).

A equação do conjugado da carga em função da velocidade é dada por (2.160).

$$T_{crg}(s) = T_0 + (1-s)T_1 + (1-s)^2 T_2 + (1-s)^3 T_3 \quad (2.160)$$

Onde  $T_0$ ,  $T_1$ ,  $T_2$  e  $T_3$  são fatores que representam o comportamento da carga em função da velocidade e são informados pelos fabricantes de equipamentos (WEG, 2005).





$$\begin{aligned}
J_{f_1, m_1} &= \left( -\frac{2}{6}V_{Re_+} - \frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m}{w_{sinc}den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_m}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_m}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_m}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_m}} denm_- \right) \\
J_{f_1, m_2} &= \left( -\frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Re_+} - \frac{2}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m}{w_{sinc}den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_m}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_m}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_m}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_m}} denm_- \right) \\
J_{f_1, \bar{r}_1} &= \left( -\frac{2}{6}V_{Re_+} + \frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m}{w_{sinc}den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_2}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_2}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Re_2}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Re_2}} denm_- \right) \\
J_{f_1, \bar{r}_2} &= \left( \frac{2\sqrt{3}}{6}V_{Re_+} - \frac{2}{6}V_{Im_+} \right) ind_+ - \\
&\quad - \frac{2x_m}{w_{sinc}den_-} \left( k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_2}} denr_- - k_1 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_2}} denm_- - k_2 \frac{\partial V_{Re_-}}{\partial V_{Im_2}} denr_- + k_1 \frac{\partial V_{Im_-}}{\partial V_{Im_2}} denm_- \right)
\end{aligned}$$

Onde:

$$ind_+ = \frac{-3x_m^2 r_2 s}{w_{sinc}den_+} \quad (2.165)$$

$$V_{Re_+} = \frac{1}{3} \left( V_{Re_k} - \frac{V_{Re_m}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Im_m}}{2} - \frac{V_{Re_z}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.166)$$

$$V_{Im_+} = \frac{1}{3} \left( V_{Im_k} + \frac{\sqrt{3}V_{Re_m}}{2} - \frac{V_{Im_m}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Re_z}}{2} - \frac{V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.167)$$

$$V_{Re_-} = \frac{1}{3} \left( V_{Re_k} - \frac{V_{Re_m}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Im_m}}{2} - \frac{V_{Re_z}}{2} - \frac{\sqrt{3}V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.168)$$

$$V_{Im_-} = \frac{1}{3} \left( V_{Im_k} - \frac{\sqrt{3}V_{Re_m}}{2} - \frac{V_{Im_m}}{2} + \frac{\sqrt{3}V_{Re_z}}{2} - \frac{V_{Im_z}}{2} \right) \quad (2.169)$$

O valor  $J_{IV}$  é dado pela equação (2.170).

$$J_{IV} = \frac{\partial f_1}{\partial s} = -T_1 - 2(1-s)T_2 - 3(1-s)^2 T_3 - \frac{3}{w_{sinc}} \left( \frac{\partial i_{rot+}^2}{\partial s} \frac{r_2}{s} - \frac{i_{rot+}^2 r_2}{s^2} \right) + \frac{3}{w_{sinc}} \left( \frac{\partial i_{rot-}^2}{\partial s} \frac{r_2}{(2-s)} - \frac{i_{rot-}^2 r_2}{(2-s)^2} \right) \quad (2.170)$$

Onde:

$$\frac{\partial i_{rot+}^2}{\partial s} = \frac{2r_2 x_m^2 s (V_{Re+}^2 + V_{Im+}^2) (r_1^2 r_2 + r_1 x_m^2 s + x_1^2 r_2 + 2x_1 r_2 x_m + x_m^2 r_2)}{den_+^2} \quad (2.171)$$

### Contribuições para o vetor independente do MICN

Da mesma maneira que no modelo anterior, as equações (2.132), (2.133) e (2.134) apresentam as contribuições para o vetor independente da máquina de indução relativas às injeções de correntes nas posições  $k$ ,  $m$  e  $z$  dos nós onde a máquina está conectada, e na equação (2.172) apresenta-se a contribuição relativa à equação de controle deste modelo.

$$f_{1,mot}(\mathbf{z}) = [\Delta T] \quad (2.172)$$

### Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

As contribuições do motor de indução conectado nos nós  $k$ ,  $m$  e  $z$ , para a matriz Jacobiana, neste caso do modelo do motor atendendo ao conjugado da carga, são apresentadas de forma compacta pela equação (2.173):

$$\mathbf{J}_{mot}(\mathbf{z}) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_I & \mathbf{J}_{II} \\ \mathbf{J}_{III} & \mathbf{J}_{IV} \end{bmatrix} \quad (2.173)$$

Onde, os elementos de  $\mathbf{J}_{mot}(\mathbf{z})$  são aqueles apresentados nas equações (2.118), (2.123), (2.164) e (2.170).

### 2.3.7 Correção de Fator de Potência

Nos sistemas elétricos, principalmente ao conectar geração distribuída, uma questão que merece especial atenção é a correção de fator de potência. Esta compensação muitas vezes traz também o benefício de melhoria no perfil de tensão, e pode ser adotada inclusive para reduzir perdas de energia, a partir da liberação do transporte de potência reativa, aumentando a vida útil do alimentador (SUNDHARARAJAN e PAHWA, 1994).

Na prática, bancos de capacitores é que são largamente utilizados para realizar esta correção em sistemas de distribuição e industriais, mas generalizando, qualquer equipamento “gerador” de potência reativa e que seja de certa forma controlável pode ser utilizado para realizar a compensação.

Nesta seção serão apresentados os procedimentos desenvolvidos no MICN para realizar correção de fator de potência, os quais foram desenvolvidos como controles. Buscando generalizar o desenvolvimento considerou-se que qualquer equipamento “gerador” de reativos poderia ser utilizado e, portanto as variáveis consideradas são exatamente suas gerações de reativos (representadas por  $Q$ ). Caso seja necessário obter maior precisão no estudo, dependendo na realidade do equipamento utilizado na correção, é preciso realizar alguns ajustes na metodologia desenvolvida, mas estes detalhes não serão aqui tratados e serão deixados para trabalhos futuros. A idéia aqui é apresentar a metodologia básica.

Resumidamente, o procedimento básico para incorporar controles na metodologia proposta é modelar os equipamentos de controle utilizando-se equações adicionais para representar suas ações de controle, resultando em um sistema e conseqüentemente em uma matriz Jacobiana extendidos. É necessário determinar quais são as variáveis que farão o controle e escrever as equações de controle em termos das variáveis de estado. Neste trabalho já foram definidos controles para transformadores, reguladores, geradores e motores.

A Figura 2.23 mostra um diagrama esquemático de parte de um sistema no qual se deseja realizar a correção do fator de potência. Teoricamente, qualquer equipamento gerador de reativos e controlável, conectado a um barramento  $z$ , pode ser utilizado para controlar o fator de potência em um ramo  $k-m$  qualquer. Porém, na prática, quanto maior a proximidade elétrica deste ramo  $k-m$  à barra onde o equipamento está conectado

mais efetivo será o controle. Matematicamente, o controle será desenvolvido de maneira geral, considerando um ramo  $k-m$  e uma barra  $z$  quaisquer do sistema.

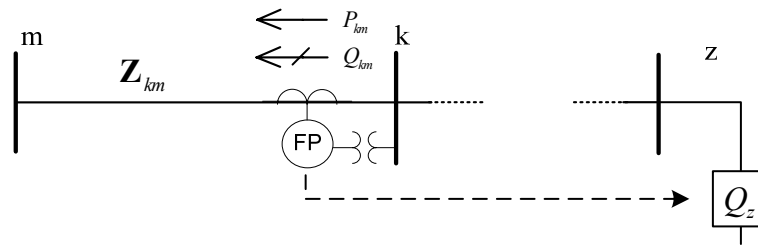


Figura 2.23 – Representação da correção de fator de potência

Dois tipos de ações de controle de fator de potência foram implementados: controle trifásico e controle independente em cada uma das fases. Na prática normalmente o que é realizado é o controle trifásico, porém, considera-se importante para a ferramenta de análise a implementação dos dois tipos de controle, pois pode ser interessante realizar testes com as duas possibilidades e ainda ao simular sistemas monofásicos é necessário utilizar o controle em apenas uma fase. Os dois tipos de controles serão discutidos a seguir.

### Controle de Fator de Potência por Fase

Nesta estratégia de controle, o fator de potência é especificado individualmente em cada fase do ramo a ser compensado e cada fase do equipamento gerador de reativos é utilizada para realizar o controle em uma determinada fase do ramo. Neste caso, os valores encontrados para a geração de reativos nas fases do equipamento podem assumir valores distintos entre si, determinando uma geração assimétrica. Este tipo de controle também pode ser empregado em ramais monofásicos e bifásicos.

Pode-se determinar o ângulo entre as componentes da potência elétrica ativa e reativa na fase  $s$  de um ramo  $k-m$  a partir da equação (2.174).

$$\tan \theta_{PQ}^s = \frac{Q_{km}^s}{P_{km}^s} \quad (2.174)$$

O fator de potência na fase  $s$  deste ramo ( $fp^s$ ) é dado pelo valor do cosseno deste ângulo, conforme equação (2.175).

$$fp^s = \cos \theta_{pQ}^s \quad (2.175)$$

Onde:

- $\theta_{pQ}^s$  - Ângulo entre as componentes da potência elétrica ativa e reativa na fase  $s$  de um ramo  $k-m$ , medidas no terminal da barra  $k$ ;
- $P_{km}^s$  - Potência elétrica ativa na fase  $s$  do ramo  $k-m$ , medida no terminal da barra  $k$ ;
- $Q_{km}^s$  - Potência elétrica reativa na fase  $s$  do ramo  $k-m$ , medida no terminal da barra  $k$ ;
- $s \in \alpha_p$        $\alpha_p = \{a, b, c\}$ ;

Para controlar o fator de potência na fase  $s$  do ramo  $k-m$ , determina-se que o mesmo seja um valor especificado  $fp_{esp}^s$ . Temos então (2.176) e (2.177), onde vê-se que o ângulo torna-se especificado.

$$fp_{esp}^s = \cos \theta_{fp,esp}^s \quad (2.176)$$

$$\theta_{fp,esp}^s = \arccos(fp_{esp}^s) \quad (2.177)$$

Assim, a equação (2.174) pode ser reescrita como (2.178):

$$\tan(\arccos(fp_{esp}^s)) = \frac{Q_{km}^s}{P_{km}^s} \quad (2.178)$$

Para simplificar a equação define-se:

$$\tau_{fp}^s = \tan(\arccos(fp_{esp}^s)) \quad (2.179)$$

Substituindo (2.179) em (2.178) e manipulando os termos tem-se a equação de controle para fixar o fator de potência por fase:

$$P_{km}^s \tau_{fp}^s - Q_{km}^s = 0 \quad (2.180)$$

Finalmente, esta equação de controle é reescrita conforme (2.181) e pode ser acrescentada ao sistema de equações a ser resolvido pelo método de Newton-Raphson no MICN. Na convergência  $\Delta f_{fp}^s$  será igual a zero.

$$\Delta f_{fp}^s = \operatorname{Re}(S_{km}^s) \tau_{fp}^s - \operatorname{Im}(S_{km}^s) \quad (2.181)$$

Sendo que  $S_{km}^s$ , potência aparente na fase  $s$  do ramo  $k-m$  no terminal da barra  $k$ , é dada por.

$$S_{km}^s = V_k^s (I_{km}^s)^* \quad (2.182)$$

$$S_{km}^s = V_k^s \left( \frac{V_k^s - V_m^s}{Z_{km}^s} \right)^* \quad (2.183)$$

$$S_{km}^s = \frac{1}{(Z_{km}^s)^*} \left[ (V_{\operatorname{Re}_k}^s)^2 + (V_{\operatorname{Im}_k}^s)^2 \right] - (V_{\operatorname{Re}_k}^s + jV_{\operatorname{Im}_k}^s)(V_{\operatorname{Re}_m}^s - jV_{\operatorname{Im}_m}^s) \quad (2.184)$$

Onde:

- $V_k^s = V_{\operatorname{Re}_k}^s + jV_{\operatorname{Im}_k}^s$  - Fasor de tensão fase  $s$  para terra na barra  $k$ ;
- $V_m^s = V_{\operatorname{Re}_m}^s + jV_{\operatorname{Im}_m}^s$  - Fasor de tensão fase  $s$  para terra na barra  $m$ ;
- $Z_{km}^s = r_{km}^s + jx_{km}^s$  - Impedância do elemento  $k-m$  na fase  $s$ ;

Para o controle do fator de potência por fase, utiliza-se as gerações de reativos em cada fase do equipamento conectado em uma barra  $z$  ( $Q_z^s$ ) como as novas variáveis de estado, correspondentes às equações de controle.

Para ilustrar, apresenta-se o formato do sistema de equações a ser solucionado (representação matricial) destacando as contribuições relativas aos controles para um caso de correção de fator de potência individual por fase, nas fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  de um ramo  $k-m$  do sistema, feita pela geração reativa de cada fase de um equipamento também trifásico conectado na barra  $z$ .





## Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN

Analogamente às contribuições para o vetor independente, para representar no MICN um equipamento gerador de reativos controlando o fator de potência por fase, deve-se equacionar suas contribuições básicas e também as contribuições relacionadas aos controles para a matriz Jacobiana, estas últimas estão representadas na última linha e na última coluna da equação matricial (2.185) para o exemplo apresentado e têm seus elementos dados pelas equações seguintes.

$$J_{fk}^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta f_{fp}^a}{\partial V_{Re_k}^a} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^a}{\partial V_{Im_k}^a} & & \\ & \frac{\partial \Delta f_{fp}^b}{\partial V_{Re_k}^b} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^b}{\partial V_{Im_k}^b} & \\ & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^c}{\partial V_{Re_k}^c} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^c}{\partial V_{Im_k}^c} \end{bmatrix} \quad (2.187)$$

Onde:

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^s}{\partial V_{Re_k}^s} = \text{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_k}^s} \right) \tau_{fp}^s - \text{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_k}^s} \right) \quad (2.188)$$

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^s}{\partial V_{Im_k}^s} = \text{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_k}^s} \right) \tau_{fp}^s - \text{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_k}^s} \right) \quad (2.189)$$

$$\frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_k}^s} = \frac{1}{(Z_{km}^s)^*} (2V_{Re_k}^s - (V_{Re_m}^s - jV_{Im_m}^s)) \quad (2.190)$$

$$\frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_k}^s} = \frac{1}{(Z_{km}^s)^*} (2V_{Im_k}^s - j(V_{Re_m}^s - jV_{Im_m}^s)) \quad (2.191)$$

$$J_{fm}^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta f_{fp}^a}{\partial V_{Re_m}^a} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^a}{\partial V_{Im_m}^a} & & \\ & \frac{\partial \Delta f_{fp}^b}{\partial V_{Re_m}^b} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^b}{\partial V_{Im_m}^b} & \\ & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^c}{\partial V_{Re_m}^c} & & \frac{\partial \Delta f_{fp}^c}{\partial V_{Im_m}^c} \end{bmatrix} \quad (2.192)$$



$$\Delta Q_z^{abc} = \begin{bmatrix} \Delta Q_z^a \\ \Delta Q_z^b \\ \Delta Q_z^c \end{bmatrix} \quad (2.201)$$

### Controle de Fator de Potência Trifásico

Para realizar o controle trifásico, deve-se especificar o fator de potência trifásico desejado no terminal de um ramo  $k-m$  do sistema. Definiu-se que neste caso a geração de reativos do equipamento controlador do fator de potência seria equilibrada.

Sejam as seguintes definições:

- $P_{km}^{3f}$  - Potência elétrica ativa trifásica no ramo  $k-m$ , no terminal da barra  $k$   
( $P_{km}^{3f} = P_{km}^a + P_{km}^b + P_{km}^c$ );
- $Q_{km}^{3f}$  - Potência elétrica reativa trifásica no ramo  $k-m$ , no terminal da barra  $k$   
( $Q_{km}^{3f} = Q_{km}^a + Q_{km}^b + Q_{km}^c$ );
- $fp_{esp}^{3f}$  - Fator de potência trifásico especificado em um dado ramo  $k-m$ , no terminal da barra  $k$ ;
- $\theta_{fp,esp}^{3f}$  - Ângulo da potência complexa trifásica no ramo  $k-m$ , no terminal da barra  $k$ , fixado pelo fator de potência especificado.

O ângulo da potência complexa trifásica em um ramo  $k-m$  pode ser obtido por:

$$\tan \theta_{fp,esp}^{3f} = \frac{Q_{km}^{3f}}{P_{km}^{3f}} \quad (2.202)$$

A relação do fator de potência trifásico especificado com o ângulo é expressa conforme (2.203):

$$fp_{esp}^{3f} = \cos \theta_{fp,esp}^{3f} \quad (2.203)$$

Por conveniência a seguinte relação é introduzida:

$$\tau_{fp}^{3f} = \tan(\arccos(fp_{esp}^{3f})) \quad (2.204)$$

Substituindo (2.203) em (2.202) e considerando a relação (2.204) obtém-se a seguinte equação de controle para definir o fator de potência trifásico:

$$P_{km}^{3f} \tau_{fp}^{3f} - Q_{km}^{3f} = 0 \quad (2.205)$$

Esta equação pode ser reescrita como:

$$\Delta f_{fp}^1 = \operatorname{Re}(S_{km}^{3f}) \tau_{fp}^{3f} - \operatorname{Im}(S_{km}^{3f}) \quad (2.206)$$

Onde  $\Delta f_{fp}^1$  representa a equação de controle para obter o fator de potência trifásico desejado.

A potência complexa trifásica no ramo  $k$ - $m$  da barra  $k$ , pode ser expressa como:

$$S_{km}^{3f} = \sum_s V_k^s (I_{km}^s)^* \quad (2.207)$$

$$S_{km}^{3f} = \sum_s V_k^s \left( \frac{V_k^s - V_m^s}{Z_{km}^s} \right)^* \quad (2.208)$$

De maneira a obter geração balanceada do equipamento gerador de reativos para o controle, mesmo em sistemas desequilibrados, as seguintes equações de controle também devem ser introduzidas:

$$\Delta f_{fp}^2 = Q_z^a - Q_z^b \quad (2.209)$$

$$\Delta f_{fp}^3 = Q_z^b - Q_z^c \quad (2.210)$$

Também neste caso, de controle do fator de potência trifásico, as gerações de potência reativa por fase do equipamento ( $Q_z^a$ ,  $Q_z^b$  e  $Q_z^c$ ) são as novas variáveis de estado. As equações (2.206), (2.209) e (2.210) podem ser então linearizadas e adicionadas ao sistema de equações a ser resolvido no MICN pelo Método de Newton-Raphson, e na convergência serão iguais a zero.

A estrutura matricial do sistema a ser resolvido para o controle de fator de potência trifásico em um ramo  $k-m$ , com geração simétrica de reativos no equipamento controlador conectado a uma barra  $z$  qualquer, é idêntica à estrutura do sistema para o controle individual por fase, cujo formato está apresentado em (2.185). É necessário apenas redefinir os termos relativos ao controle.

### **Contribuições para o vetor independente do MICN**

Neste caso de correção de fator de potência trifásico deve-se equacionar as contribuições relativas aos controles, além de determinar as contribuições básicas dos elementos do equipamento gerador de potência reativa do controle. De forma semelhante ao que ocorre no controle por fase, ao utilizar as gerações de reativos do equipamento como variáveis de estado as mesmas mudam a cada iteração, o que precisa ser considerado ao montar as contribuições básicas também.

As contribuições para o vetor independente do MICN relativas a este controle, definidas nas equações (2.206), (2.209) e (2.210), são representadas na equação matricial (2.185) da seguinte forma:

$$\Delta f_{fp}^{abc} = \Delta f_{fp}^{123} = \begin{bmatrix} \Delta f_{fp}^{c1} \\ \Delta f_{fp}^{c2} \\ \Delta f_{fp}^{c3} \end{bmatrix} \quad (2.211)$$

### **Contribuições para a matriz Jacobiana do MICN**

Analogamente às contribuições para o vetor independente, para representar no MICN o controle de fator de potência trifásico, deve-se equacionar para a matriz Jacobiana as contribuições básicas dos elementos geradores de reativos e também as contribuições relacionadas aos controles. Estas contribuições relativas ao controle têm o mesmo formato apresentado na última linha e na última coluna da equação matricial (2.185) e seus elementos são dados pelas equações seguintes.

$$J_{fk}^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_k}^a} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_k}^b} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_k}^c} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_k}^a} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_k}^b} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_k}^c} \end{bmatrix} \quad (2.212)$$

Onde:

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_k}^s} = \operatorname{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_k}^s} \right) \tau_{fp}^s - \operatorname{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_k}^s} \right) \quad (2.213)$$

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_k}^s} = \operatorname{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_k}^s} \right) \tau_{fp}^s - \operatorname{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_k}^s} \right) \quad (2.214)$$

Sendo que alguns termos destas equações já estão definidos em (2.190) e (2.191).

$$J_{fm}^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_m}^a} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_m}^b} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_m}^c} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_m}^a} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_m}^b} & \frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_m}^c} \end{bmatrix} \quad (2.215)$$

Onde:

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Re_m}^s} = \operatorname{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_m}^s} \right) \tau_{fp}^s - \operatorname{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Re_m}^s} \right) \quad (2.216)$$

$$\frac{\partial \Delta f_{fp}^1}{\partial V_{Im_m}^s} = \operatorname{Re} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_m}^s} \right) \tau_{fp}^s - \operatorname{Im} \left( \frac{\partial S_{km}^s}{\partial V_{Im_m}^s} \right) \quad (2.217)$$

Alguns termos destas equações já estão definidos em (2.195) e (2.196). E os elementos de  $J_{zf}^{abc}$  e de  $\Delta Q_z^{abc}$  são idênticos aqueles apresentados no controle de fator de potência individual por fase. E por último neste caso temos:

$$J_{zf}^{abc} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.218)$$

## **2.4 Conclusões do Capítulo**

Neste capítulo apresentou-se a metodologia proposta para solução de sistemas a  $n$  condutores (MICN). Apresentou-se também modelos para os principais componentes dos sistemas elétricos, alguns desenvolvidos neste trabalho, alguns melhorados em relação a trabalhos anteriores e outros apenas adaptados de forma a serem utilizados na metodologia proposta.

Para cada componente do sistema foram definidas as contribuições de injeções de corrente, para o vetor independente e para a matriz Jacobiana do método de solução desenvolvido. Os equacionamentos foram tratados em sua forma complexa, baseando-se no que foi feito em ARAUJO (2005), de forma a simplificar a escrita e a implementação computacional.

A convergência do método é verificada diretamente pelos elementos do vetor independente, sendo que alguns destes elementos são resíduos de corrente e sua utilização na verificação da convergência pode ser feita sem nenhuma perda de precisão, quando comparada com a verificação por meio de resíduos de potência utilizada em outros métodos.

Todos os modelos foram definidos neste trabalho de forma bastante geral, procurando equacionar todas as contribuições de cada elemento, possibilitando assim que os modelos possam ser facilmente adaptados ou simplificados para outros componentes do sistema com características particulares.

No MICN componentes que possuem muitas características e detalhes podem ser também facilmente modelados, sem precisar de simplificações. Por exemplo todas as linhas de transmissão e cabos podem ser representados por modelos mais completos, podendo incluir os pára-raios, as impedâncias de aterramento, o retorno pelo solo, caso se conheça os parâmetros. Todas as conexões e tipos de transformadores, autotransformadores e reguladores de tensão tipo compensador de queda em linha, inclusive transformadores Scott T e outros transformadores de eletrônica de potência podem ser simulados, bastando que seus elementos sejam corretamente definidos. Com o modelo desenvolvido para transformadores também é possível a simulação de curto-circuito no interior de enrolamentos, que é um tipo de defeito comum. Vários tipos de cargas, com os mais variados comportamentos podem ser representados. As impedâncias de aterramento em todo o sistema podem ser sempre modeladas, desde que se conheça seus valores, inclusive aterramento na geração da barra de referência.

Com a modelagem proposta, especialmente para transformadores, cargas e outros elementos ligados em delta, foram superados problemas de modelagem encontrados em GARCIA (2001) e em PENIDO (2004).

Considera-se como um dos pontos mais importantes da metodologia proposta a possibilidade de que para cada componente do sistema, somente os elementos realmente existentes sejam modelados, fazendo com que as matrizes e vetores utilizados no processo de solução tenham as dimensões estritamente necessárias e que não seja necessária a utilização de artifícios computacionais extras no processo de solução, melhorando o desempenho computacional.

A modelagem apresentada foi definida para ser utilizada em sistemas com  $n$  condutores, com representação explícita de cabos neutros e aterramentos quando existentes no componente, permitindo que seus efeitos no desempenho dos sistemas sejam analisados e explorados. Esta modelagem consegue representar desequilíbrios, assimetrias e acoplamentos mútuos. Pode ser utilizada para sistemas radiais ou reticulados. E permite a representação de basicamente qualquer tipo de componente do sistema, com conexões em  $n$  nós, desde que se consiga montar suas contribuições de injeções de corrente para os nós em que estiver conectado e se necessário suas equações de controle.

É importante ressaltar que nas implementações computacionais deste trabalho as posições dos elementos de contribuição nas matrizes e nos vetores utilizados no processo de solução não são necessariamente consecutivas, por fases e/ou por componentes, como estão representadas nas equações para alguns componentes nas seções deste capítulo (foram apresentados assim apenas para facilitar o entendimento). O que importa para esta metodologia é que todas as equações de injeções de corrente em cada nó do sistema estejam definidas corretamente, ou seja, estejam computadas todas as contribuições de todos os elementos, nas posições corretas do vetor independente e da matriz Jacobiana do processo de solução, mas não há necessidade de prévia ordenação de nós.



## Capítulo 3 Outros Aspectos do MICN

### 3.1 Introdução

Neste capítulo são analisados diversos aspectos do Método de Injeção de Correntes a N Condutores (MICN) para verificar características e capacidades da metodologia proposta, e são abordadas algumas possíveis utilizações do método.

Vários pontos analisados fazem parte do processo de solução do método. Verificam-se trajetórias de convergência, a influência da inicialização das variáveis (especialmente das tensões de neutro), o significado dos números de condicionamento das matrizes utilizadas no processo de solução, a utilização de modificação de passo no método de Newton-Raphson em situação de difícil convergência, e a existência de múltiplas soluções para os sistemas.

Considera-se importante realizar estas análises especialmente em sistemas desequilibrados que possuem neutros e aterramentos, pois autores de algumas referências relatam que quando consideram neutros e aterramentos os modelos que eles desenvolvem ficam mais complexos e a convergência dos métodos que eles utilizam fica mais complicada (CHEN e YANG, 2001, DUGAN, 2004).

Outro ponto também citado em várias referências (GARCIA, 2001, SRINIVAS, 1999, SAAVEDRA e RODRIGUES, 2002, ZHANG e CHENG, 1997, PIRES, 2004) é que para sistemas de distribuição onde os alimentadores possuem a relação R/X elevada esta característica pode gerar problemas de “mal condicionamento” das matrizes durante o processo de solução computacional, levando a oscilações ou divergência em vários métodos. Esta questão também é analisada com o MICN.

Apresenta-se um método de cálculo de fluxo de potência para sistemas elétricos com “ $n$ ” condutores, que utiliza a solução do sistema obtida com o MICN.

Procurando verificar a eficiência do método proposto, são realizadas comparações entre o MICN e um FBS na solução de sistemas elétricos.

Aproveitando a capacidade do MICN de representar “ $n$ ” condutores, faz-se uma análise de possibilidades de representação do solo na solução dos sistemas.

E finalmente, apresenta-se uma aplicação do MICN como base para uma metodologia de cálculo de curto-circuito.

### **3.2 Análise de Características do Processo de Solução do MICN**

Com o intuito de analisar o processo de solução do MICN, em sistemas trifásicos desequilibrados, procurando entender algumas situações de convergência e o relacionamento das variáveis do problema com os resultados alcançados, foram feitos vários testes, convergindo-se sistemas e observando as variáveis nos processos.

Considerando-se as simulações realizadas verificou-se que para sistemas pouco desequilibrados e pouco carregados a solução do sistema normalmente é alcançada e com poucas iterações (ressalta-se que foram simulados apenas sistemas que possuem solução). Sabe-se que a convergência do método de Newton-Raphson utilizado no MICN é dependente de uma boa inicialização de variáveis, porém nestes casos a inicialização é bem simples de ser feita, uma vez que os módulos das tensões em todos os nós, de todas as fases, normalmente não ficam muito longe na solução da condição de 1 p.u. utilizada na inicialização das variáveis, e ainda, caso existam nós neutros seus módulos de tensões ficam próximos na solução do valor de 0 p.u. utilizado na inicialização.

Porém, verifica-se que quanto mais se desequilibra os sistemas, ou em sistemas muito carregados, e dependendo dos parâmetros dos cabos neutros e principalmente dos aterramentos, a convergência do método pode tornar-se mais complicada, o que já foi citado em algumas referências (CHEN e YANG, 2001, DUGAN, 2004). Verifica-se também que as inicializações adotadas para as variáveis, de módulos de tensões nos nós das fases iguais a 1 p.u. e módulos de tensões nos nós neutros iguais a 0 p.u., podem não ser adequadas para alguns casos. Em testes feitos nestas situações às vezes a convergência nem mesmo era alcançada. E ainda verificou-se que a variável mais importante de ser analisada nestes casos é a tensão de neutro.

É importante salientar que existem muitas variáveis no problema de solução de um sistema elétrico, e sua análise completa seria muito complicada. Além disso, quanto maior o sistema maior o número de variáveis envolvidas, sendo que umas têm influência nas outras. Portanto aqui não se teve a pretensão de realizar uma análise completa, ou ainda quantitativa do problema, mas sim, procurou-se realizar análises mais qualitativas, focando-se principalmente nas variáveis de neutros, e utilizando-se sistemas de dimensões reduzidas para facilitar as análises.

A seguir serão descritos os principais testes e análises que foram realizados, na tentativa de entender melhor algumas trajetórias de solução, características do problema e ainda buscar alguma melhoria para o processo de solução do MICN.

### 3.2.1 Sistema Base

Os testes sobre o processo de solução podem ser efetuados em qualquer sistema elétrico, e durante este trabalho foram feitos em diversos sistemas. Mas para realizar algumas análises é mais fácil utilizar um sistema pequeno, sendo suficiente um sistema com apenas uma barra. Assim, nesta seção será utilizado o sistema apresentado na Figura 3.1, para facilitar o entendimento e possibilitar a ilustração das características mais importantes.

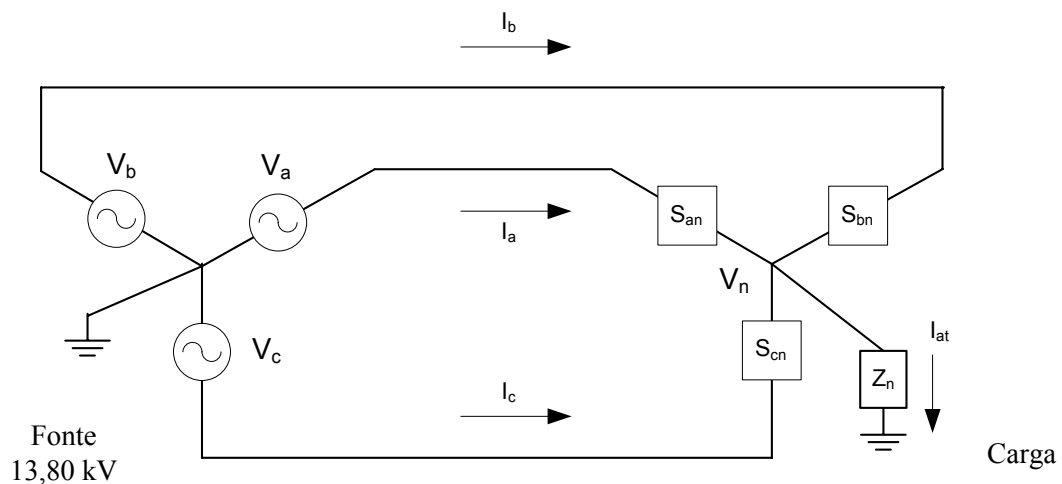


Figura 3.1 – Sistema geração – carga

Este sistema possui uma barra, com uma geração e uma carga conectadas nela. Considere que na geração os módulos das tensões das fases  $a$ ,  $b$ , e  $c$  (entre a fase e o neutro do gerador) sejam mantidos fixos no valor de  $\frac{13,80}{\sqrt{3}}$  kV (equivalente a 1 p.u.), e que estas tensões possuam as defasagens características ( $0^\circ$ ,  $-120^\circ$ ,  $120^\circ$ ).

A carga é desbalanceada, modelada com o tipo potência constante, conectada em estrela com ponto de conexão no neutro e aterrada por uma impedância  $Z_n$ . Neste caso considerou-se  $S_{an} = 1000$  kVA ( $fp = 1$ ),  $S_{bn} = 1200$  kVA ( $fp = 1$ ) e  $S_{cn} = 800$  kVA ( $fp = 1$ ).

### 3.2.1.1 Existência de Múltiplas Soluções

Na literatura que trata de solução de sistemas e de fluxo de potência pode-se encontrar diversas citações sobre a existência de múltiplas soluções. Alguns trabalhos analisaram exatamente esta questão (TAMURA *et al*, 1983, KLOS e KERNER, 1975). Um exemplo de metodologia que apresenta claramente mais de uma solução para um mesmo sistema é o método de fluxo de potência continuado. Em ZHANG *et al*. (2005) mostra-se inclusive que as trajetórias do fluxo de potência continuado podem diferir entre as fases *a*, *b* e *c*, e apresenta-se duas das soluções para cada ponto de carregamento do sistema.

Em um sistema elétrico, quando se representa explicitamente cabos neutros e/ou aterramentos, também pode-se encontrar mais de uma solução para as variáveis de neutro para um determinado carregamento do sistema. O número de soluções pode depender dos tipos de componentes que estão conectados ao nó neutro.

Considere o sistema apresentado na Figura 3.1.

Equacionando-se a injeção líquida de corrente no nó neutro da carga chega-se a equação seguinte, que na solução deve ser igual a zero.

$$I_n = -I_a - I_b - I_c + I_{at} = 0 \quad (3.1)$$

Explicitando os elementos da equação, tem-se:

$$I_n = \left( \frac{S_{an}}{V_n - V_a} \right)^* + \left( \frac{S_{bn}}{V_n - V_b} \right)^* + \left( \frac{S_{cn}}{V_n - V_c} \right)^* + \frac{V_n}{Z_n} = 0 \quad (3.2)$$

Neste sistema as tensões de todos os nós, exceto a do nó neutro da carga, já estão definidas (são fixas), e as potências e a impedância são constantes, e para solucioná-lo basta resolver a equação anterior. Analisando-se esta equação verifica-se que ela tem quatro soluções matemáticas para a variável tensão de neutro que a satisfaçam, porém dependendo dos valores dos elementos algumas destas soluções podem ser iguais.

Este simples exemplo já nos mostra a possibilidade da existência de mais de uma solução para o sistema.

Apenas como informação, complementando a parte matemática, a álgebra demonstra-nos que qualquer polinômio de grau *n* em *C* (conjunto dos números complexos) tem *n* soluções (Faculdade de Ciências, 2001).

### 3.2.1.2 Viabilidade das Soluções

No item anterior apresentou-se com um exemplo a possibilidade de se encontrar mais de uma solução para um sistema elétrico. Lembra-se que o processo de solução computacional de um sistema nada mais é que a solução de um conjunto de equações matemáticas, que pode ter mais de uma solução. Mas na realidade, nem todas as soluções obtidas matematicamente podem ser verificadas na prática na operação de um sistema elétrico. É preciso determinar se a solução matemática é viável. Uma análise da viabilidade das soluções foi realizada para o sistema base.

Na Figura 3.2 é apresentado um gráfico 3D dos valores de  $|I_n|$  da equação (3.2), sendo  $Z_n = 10$  ohms, para uma variação das partes real ( $V_r = \text{Re}(V_n)$ ) e imaginária ( $V_m = \text{Im}(V_n)$ ) da tensão de neutro da carga ( $V_n$ ) entre os seguintes intervalos:  $-1 \text{ p.u.} \leq \text{Re}(V_n) \leq 1 \text{ p.u.}$  e  $-1 \text{ p.u.} \leq \text{Im}(V_n) \leq 1 \text{ p.u.}$ .

Apenas por questões de escala, para apresentação no trabalho, o valor máximo de  $|I_n|$  plotado foi limitado em 5 p.u., por isto aparecem algumas partes do gráfico com formato plano (a mesma limitação será feita em outros gráficos neste capítulo).

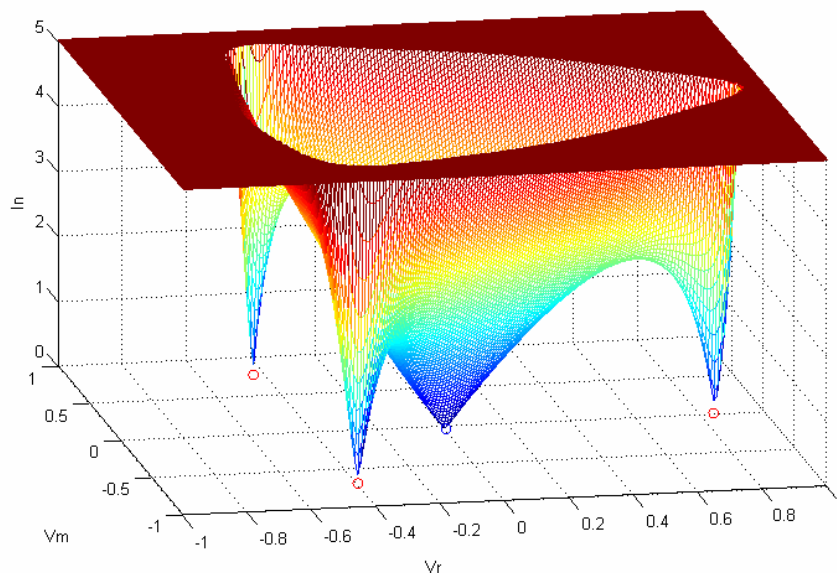


Figura 3.2 – Gráfico 3D da função do módulo de  $I_n$  (grandezas em p.u.)

Na solução do sistema deve-se ter o valor de  $|I_n|$  nulo, logo para as condições descritas existem quatro soluções matemáticas diferentes possíveis, que podem ser observadas no gráfico. Estas possíveis soluções serão chamadas de Casos 1, 2, 3 e 4. Os

resultados das tensões de neutro em cada uma destas soluções são apresentados na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 – Resultados das tensões de neutro em cada solução**

Caso	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Ângulo (°)
1	0,43999	0,0552	-94,607
2	6,72485	0,8440	-0,193
3	6,38649	0,8016	-119,863
4	7,02146	0,8813	120,067

Na Tabela 3.2 apresenta-se os resultados encontrados para a potência ativa fornecida pelo gerador para o sistema, em cada uma das soluções, sendo que em todos os casos a carga total, modelada como potência constante, é de 3000 kW. Percebe-se que os valores das perdas para os Casos 2, 3 e 4 são demasiadamente elevados, e portanto estas soluções não são factíveis na prática, pode-se ver inclusive que nestes casos as perdas são muito maiores do que as próprias cargas.

**Tabela 3.2 – Resultados das gerações de potência ativa em cada solução**

Caso	Potência Gerada (kW)	Perdas (kW)
1	3019,35	19,35
2	7522,36	4522,36
3	7078,72	4078,72
4	7930,08	4930,08

Da Tabela 3.3 a Tabela 3.6 são apresentados resultados das correntes no sistema. Percebe-se que os Casos 2, 3 e 4 apresentam correntes elevadas em uma das fases e no aterramento, indicando novamente que estas soluções não são factíveis.

**Tabela 3.3 – Correntes (Caso 1)**

	Corrente (A)	Ângulo (°)
$I_a$	124,770	3,137
$I_b$	158,473	-121,428
$I_c$	96,001	118,282
$I_{at}$	43,999	-94,607

**Tabela 3.4 – Correntes (Caso 2)**

	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
$I_a$	804,639	1,042
$I_b$	94,290	-147,290
$I_c$	62,739	147,119
$I_{at}$	672,485	-0,193

**Tabela 3.5 – Correntes (Caso 3)**

	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
$I_a$	80,337	26,420
$I_b$	759,012	-120,551
$I_c$	64,183	93,697
$I_{at}$	638,649	-119,863

**Tabela 3.6 – Correntes (Caso 4)**

	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
$I_a$	76,960	-27,883
$I_b$	92,414	-92,056
$I_c$	845,683	119,504
$I_{at}$	702,146	120,067

Assim, nesta configuração do sistema apenas a solução correspondente ao Caso 1 é viável.

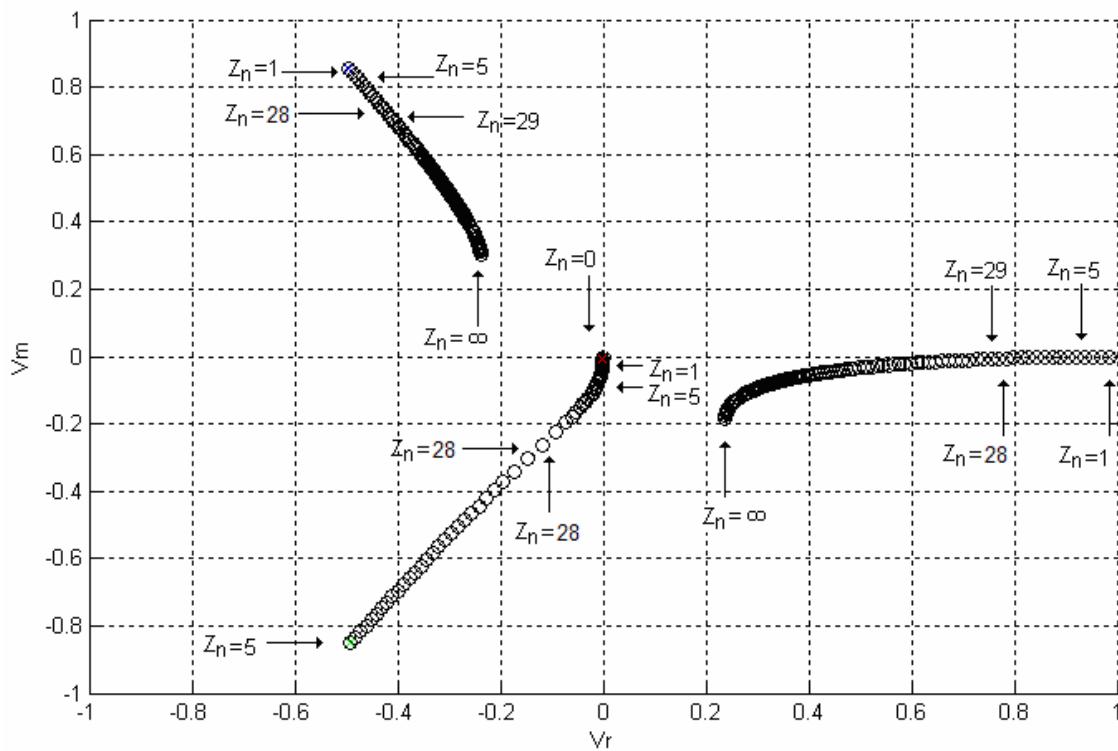
A questão da viabilidade deve ser observada em todas as soluções computacionais de sistemas elétricos.

### 3.2.1.3 Influência da Impedância de Aterramento na Solução

Nos testes realizados verificou-se que os valores e tipos das impedâncias de aterramentos influenciavam nas soluções dos sistemas. Para o sistema base, o comportamento da tensão de neutro da carga quando se varia a impedância de aterramento (que neste caso foi considerada como uma resistência) no intervalo  $0 \leq Z_n < \infty$  é apresentado na Figura 3.3.

Como já visto, este sistema tem quatro soluções, sendo que, por exemplo, para  $Z_n = 0$  ohms o sistema apresenta quatro soluções iguais, para  $Z_n = 1$  ohms o sistema apresenta três soluções diferentes e uma igual a uma das outras, e para  $Z_n = 5$  ohms o sistema apresenta quatro soluções distintas, já a partir do valor de resistência de neutro

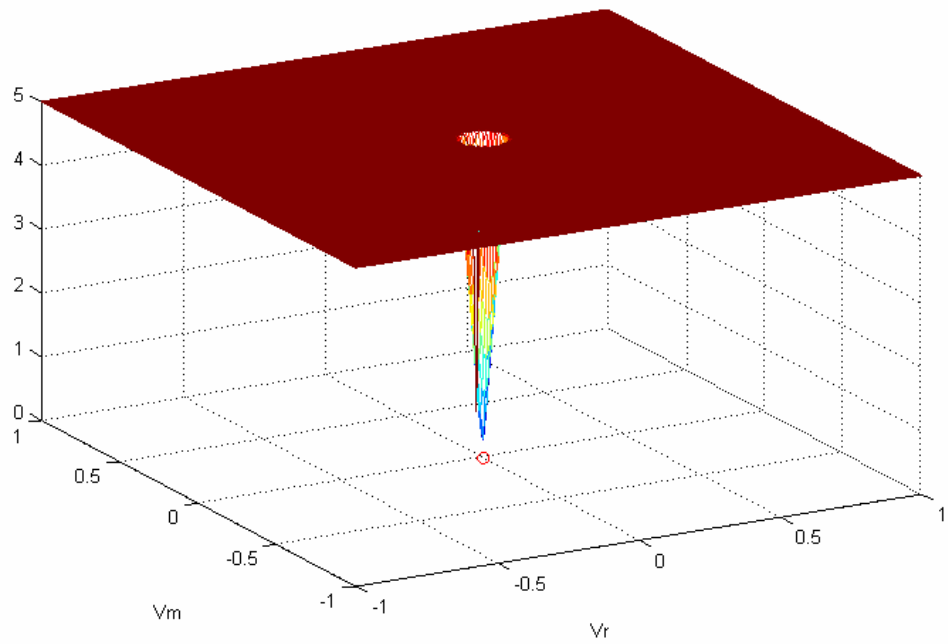
de 28,45 ohms o sistema passa a ter duas soluções diferentes e duas iguais as anteriores. Alguns pontos de solução foram destacados no gráfico onde estão explicitados os valores de  $Z_n$ .



**Figura 3.3 – Valores das tensões de neutro em p.u. das soluções (raízes da equação) quando a resistência de aterramento de neutro é variada**

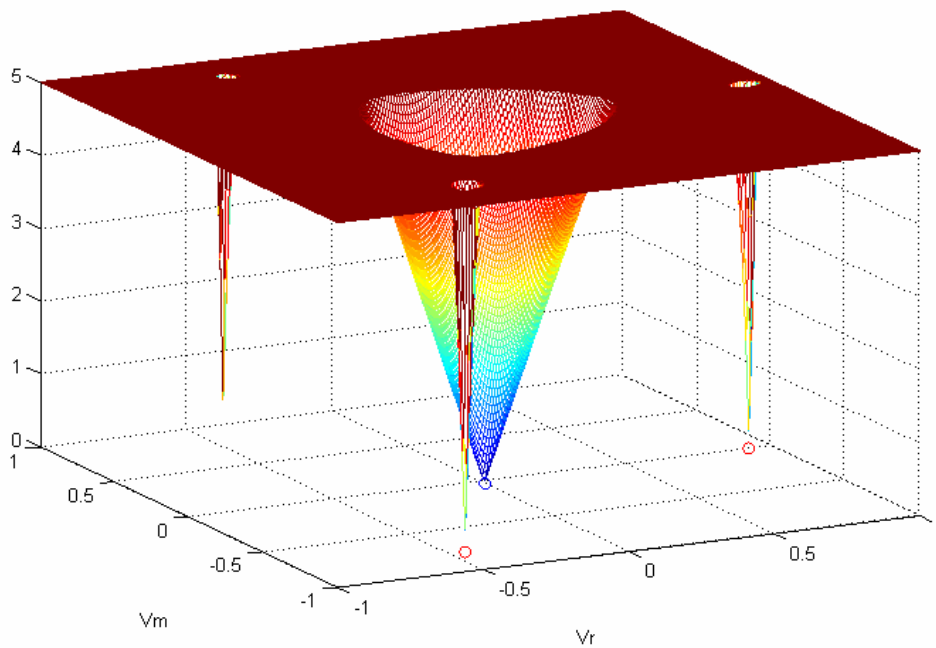
Na Figura 3.4 é apresentado o gráfico 3D de  $|I_n|$  da equação (3.2) para uma variação das partes real ( $V_r$ ) e imaginária ( $V_m$ ) da tensão de neutro da carga ( $V_n$ ) entre os seguintes intervalos:  $-1 p.u. \leq \text{Re}(V_n) \leq 1 p.u.$  e  $-1 p.u. \leq \text{Im}(V_n) \leq 1 p.u.$  (este tipo de gráfico será tratado neste trabalho a partir daqui como: gráfico 3D da função  $I_n$ ), sendo  $Z_n = 0$  ohms. Neste caso existem quatro soluções iguais.





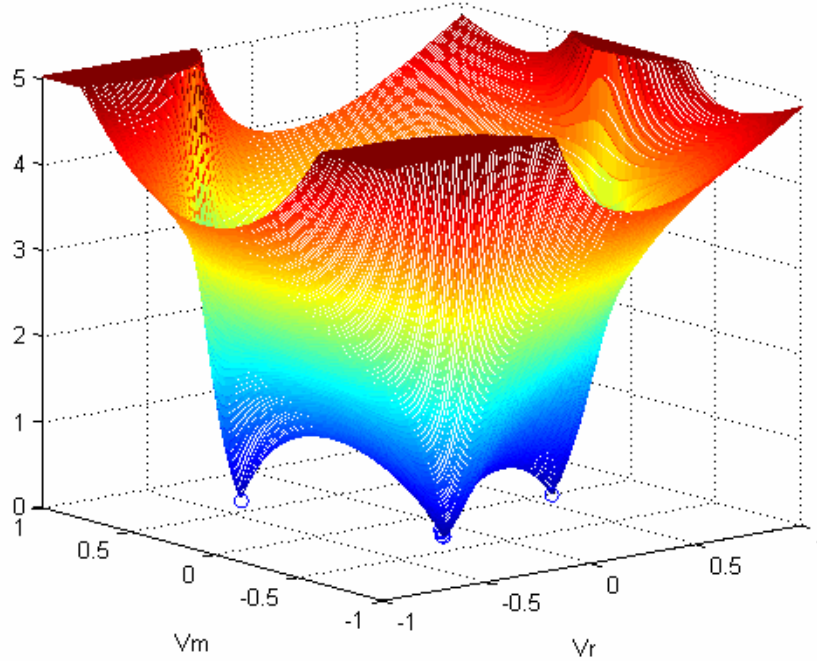
**Figura 3.4 – Gráfico 3D da função  $I_n$  para  $Z_n=0$  ohms (grandezas em p.u.)**

Na Figura 3.5 apresenta-se o gráfico 3D da função  $I_n$  para  $Z_n = 4$  ohms. Neste caso existem três soluções diferentes e uma igual a uma das outras. Percebe-se que com o aumento da impedância, a equação está caminhando para ter quatro soluções distintas (verifica-se neste gráfico a tendência de formação de uma outra solução).



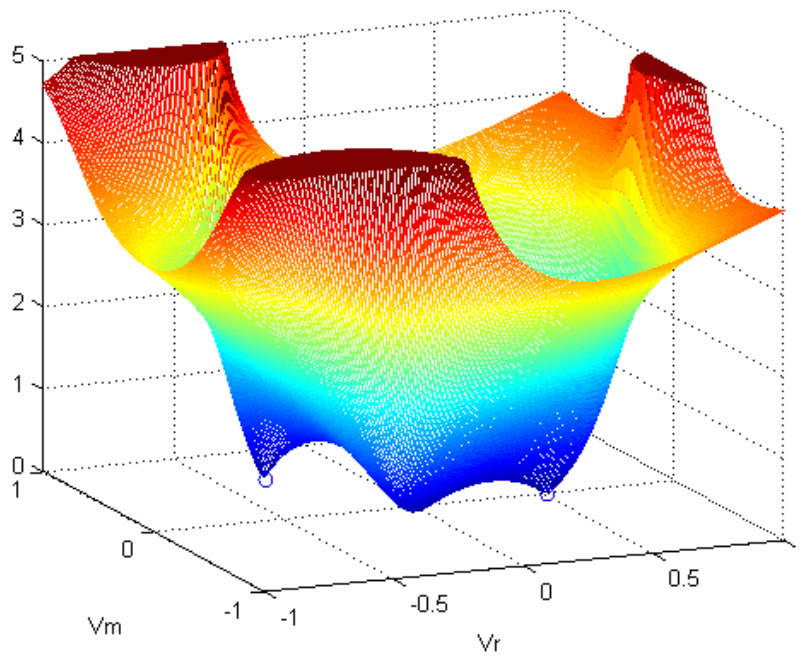
**Figura 3.5 – Gráfico 3D da função  $I_n$  para  $Z_n=4$  ohms (grandezas em p.u.)**

Para valores da impedância de aterramento no intervalo  $5 \leq Z_n \leq 28,4$  ohms o sistema apresenta quatro soluções distintas para a tensão de neutro. Como exemplo apresenta-se na Figura 3.6 o gráfico para  $Z_n = 28$  ohms.



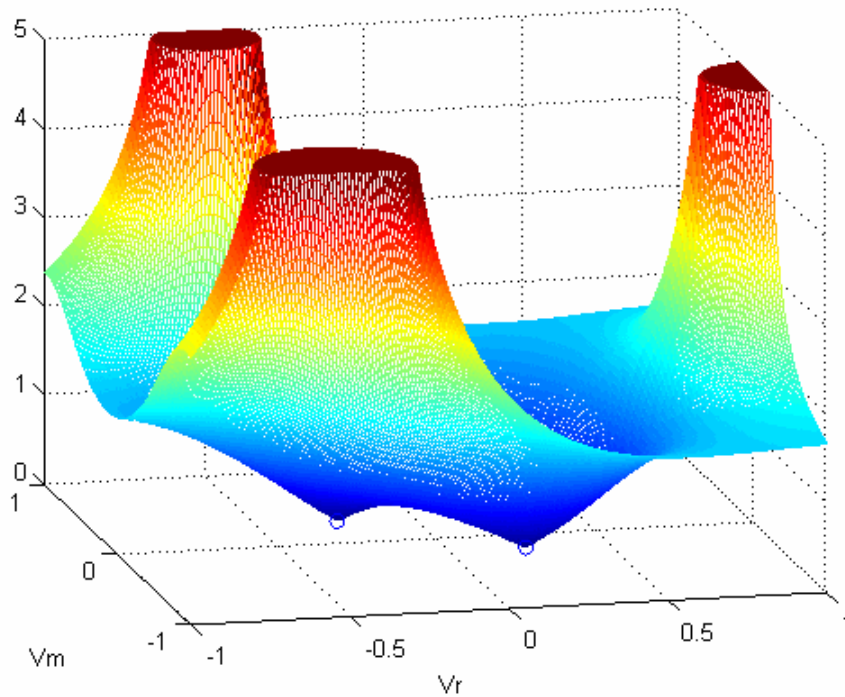
**Figura 3.6 – Gráfico 3D da função  $I_n$  para  $Z_n=28$  ohms (grandezas em p.u.)**

E para valores de  $Z_n$  maiores que 28,5 ohms existem duas soluções diferentes e duas iguais as anteriores. Como exemplo pode-se verificar o gráfico na Figura 3.7 para  $Z_n = 35$  ohms.



**Figura 3.7 – Gráfico 3D da função  $I_n$  para  $Z_n=35$  ohms (grandezas em p.u.)**

Na Figura 3.8 apresenta-se o gráfico para a situação em que o neutro está praticamente flutuante, ou seja,  $Z_n$  tende para  $\infty$ . Observe que quando  $Z_n = \infty$  a equação passa a ser de segunda ordem, tendo apenas duas soluções.



**Figura 3.8 – Gráfico 3D da função  $I_n$  para neutro praticamente flutuante (grandezas em p.u.)**

A partir do exemplo apresentado e também em outros testes verifica-se que os valores e tipos das impedâncias de aterramentos influenciam nas soluções dos sistemas. Verificou-se também que dependendo dos valores das impedâncias dos aterramentos, e dependendo do desequilíbrio dos sistemas, pode-se atingir valores consideráveis de tensões de neutro, dificultando a obtenção da solução, uma vez que o “chute” inicial para esta variável normalmente é feito como 0 p.u., que seria no caso longe do ponto de solução. Aspectos relativos à inicialização de variáveis serão tratados na próxima seção.

### **3.2.1.4 Inicialização de Variáveis e Trajetórias de Convergência**

Durante os testes iniciais com a metodologia proposta, percebeu-se que algumas vezes o processo de solução da metodologia divergia ao simular sistemas muito desequilibrados quando existiam neutros aterrados com impedância  $Z_n$  diferente de zero, mesmo havendo soluções para o sistema que poderiam ser calculadas de forma analítica. Em algumas destas situações quando se utilizava valores próximos de zero para a inicialização da tensão de neutro o método divergia e quando se utilizava valores mais distantes de zero o método convergia. As situações de divergência descritas apresentavam comportamentos que variavam de caso para caso e a busca pela convergência por troca das inicializações de variáveis era feita por tentativas.

Percebeu-se que poderiam ocorrer várias situações durante o processo de convergência, que são intrínsecas do método de solução de Newton-Raphson, e estão intimamente ligadas a inicialização das variáveis do problema. Análises de situações análogas já foram descritas em outros trabalhos que tratavam de solução de sistemas, onde se abordava situações de convergência, não-convergência e divergência do método de Newton-Raphson.

Em alguns trabalhos (CHEN e YANG, 2001, DUGAN, 2004) cita-se que ao simular sistemas com neutros e aterramentos as situações de não-convergência se tornam mais freqüentes, ou seja, o processo de convergência fica mais complicado. Considera-se que o principal fator complicador nestes casos é a dificuldade de uma boa inicialização das variáveis tensões de neutros, uma vez que em sistemas desequilibrados estas variáveis podem atingir valores muito diferentes, e a inicialização mais comum destas variáveis com 0 p.u. pode não ser adequada.

Na tentativa de ilustrar o problema, que talvez deva ser mais bem considerado como uma característica do método, apresenta-se uma análise realizada no sistema base da Figura 3.1, considerando o neutro da carga flutuante. Este exemplo foi escolhido porque muitos sistemas reais possuem neutro da carga flutuante e, além disso, neste sistema é possível encontrar as soluções por métodos analíticos, para isto basta substituir os valores conhecidos em (3.2), chegando-se a (3.3), onde a única variável desconhecida é a tensão de neutro ( $V_n$ ).

$$I_n = \left( \frac{1}{V_n - 1} \right)^* + \left( \frac{1,2}{V_n - 1e^{-j120}} \right)^* + \left( \frac{0,8}{V_n - 1e^{j120}} \right)^* = 0 \quad (3.3)$$

Após algumas manipulações matemáticas chega-se a (3.4):

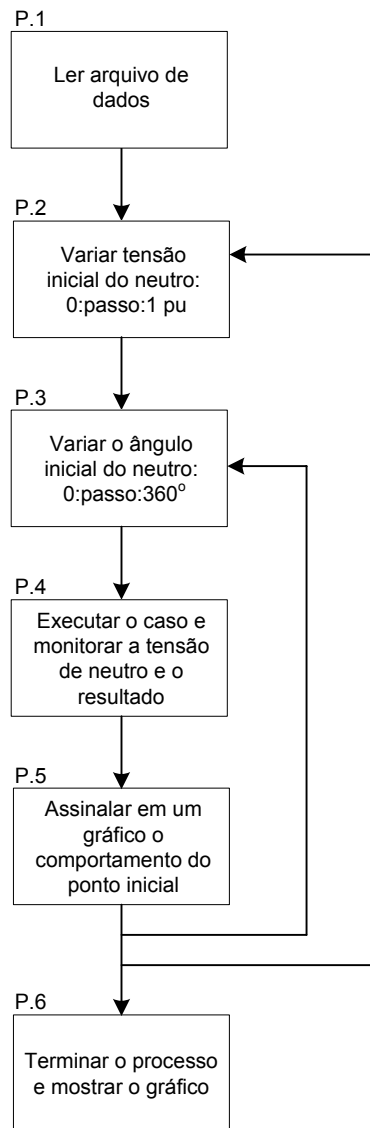
$$3(V_n^*)^2 - 0,346e^{-j90}V_n^* + 0,346e^{-j90} = 0 \quad (3.4)$$

Onde as soluções são:

$$V_n = 0,383e^{j128,15} \text{ p.u.} = \text{Solução 1}$$

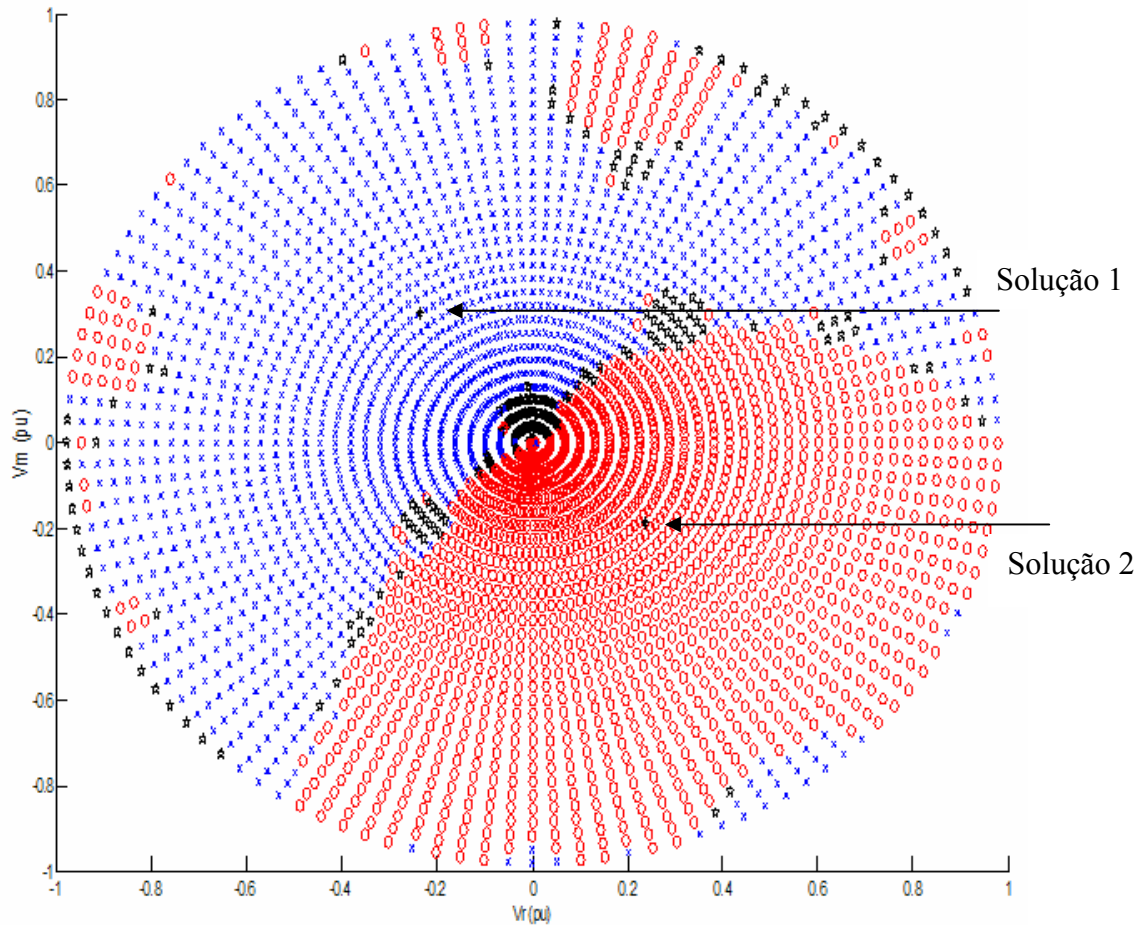
$$V_n = 0,300e^{-j38,15} \text{ p.u.} = \text{Solução 2}$$

Na Figura 3.9 apresenta-se um algoritmo criado para analisar vários pontos iniciais (“chutes” iniciais) para a tensão de neutro que poderiam ser utilizados para tentar solucionar o problema.



**Figura 3.9 – Algoritmo para avaliar as inicializações da tensão de neutro (para sistemas simples)**

No passo P.5 o algoritmo relaciona o ponto inicial e a solução correspondente. Para o caso exemplo, se a partir de um determinado ponto inicial a tensão de neutro convergiu para a Solução 1 da equação (3.4) o ponto inicial é marcado com uma cruz azul; se convergiu para a Solução 2 o ponto inicial é marcado com um círculo vermelho; se o caso divergiu este ponto inicial é assinalado como uma estrela preta. Após o fim do algoritmo todos os pontos iniciais testados estarão plotados em um gráfico como o da Figura 3.10, que é o que se encontrou para o sistema base proposto, com os símbolos correspondentes ao que se atingiu na solução. Plotou-se também neste gráfico as duas soluções possíveis para o sistema base com o neutro flutuante: Solução 1 e Solução 2.



**Figura 3.10 – Mapa de convergência dos pontos iniciais da tensão de neutro para o sistema base**

Analisando-se o gráfico da Figura 3.10 vê-se que grande parte dos pontos iniciais converge para a solução de valor mais próximo ao valor da própria inicialização, mas existem pontos iniciais que convergem para a solução de valor mais distante e ainda outros pontos iniciais que divergem. Para tentar entender estas situações foram analisadas as trajetórias de convergências de alguns pontos. Pontos iniciais que levam a divergência são considerados os maiores problemas, assim algumas destas análises estão mostradas na seqüência.

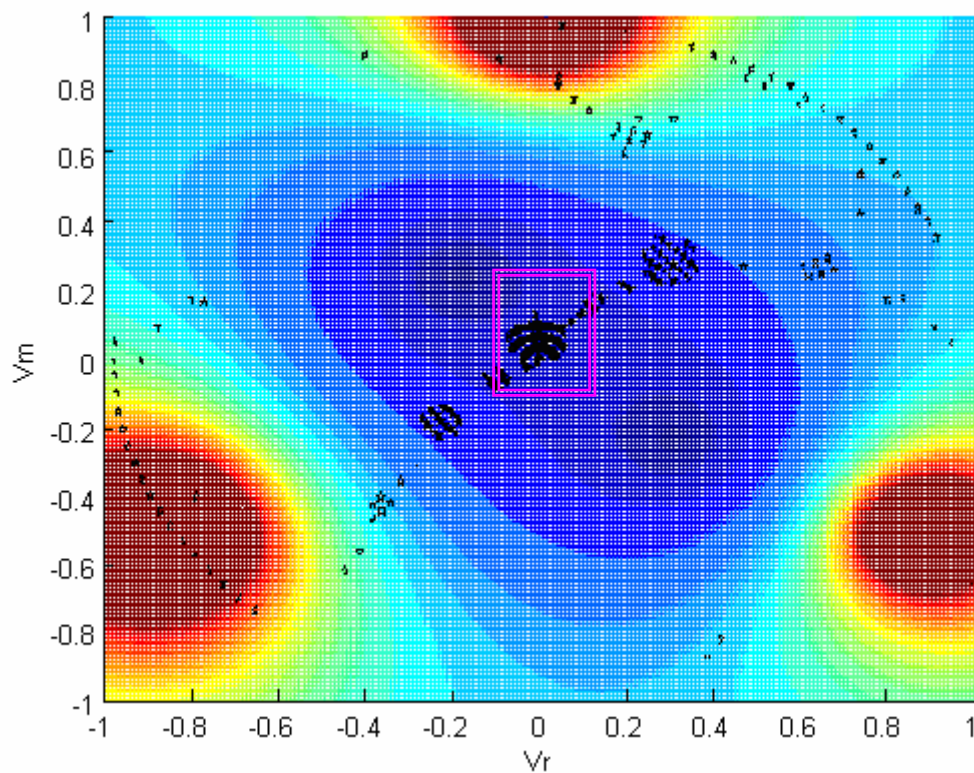
A Figura 3.11 é a representação 2D das curvas de contorno da Figura 3.8, onde as áreas em azul escuro representam os menores valores da função  $|I_n|$  e as áreas em vermelho os maiores valores. Sobre esta figura foram marcados os pontos iniciais de tensão de neutro que levam o caso à divergência. Estes pontos são os que foram marcados na Figura 3.10 com estrelas pretas.

A área lilás demarcada aproximadamente na Figura 3.11, é uma região de sela. Se em qualquer momento do processo iterativo (inclusive na inicialização, ou seja, na

primeira iteração) a variável tensão de neutro obtiver um valor que caia nesta região o incremento desta variável neste ponto será muito grande, levando a variável para “longe” de um ponto de solução, e o processo acaba por divergir.

Os pontos iniciais que estão marcados mais perto dos limites do gráfico, e que levaram o processo a divergência, de maneira geral estão bem longe da zona de atração das soluções, ou estão atrás dos “picos” (áreas em vermelho), e por estes motivos acabam levando o processo à divergência.

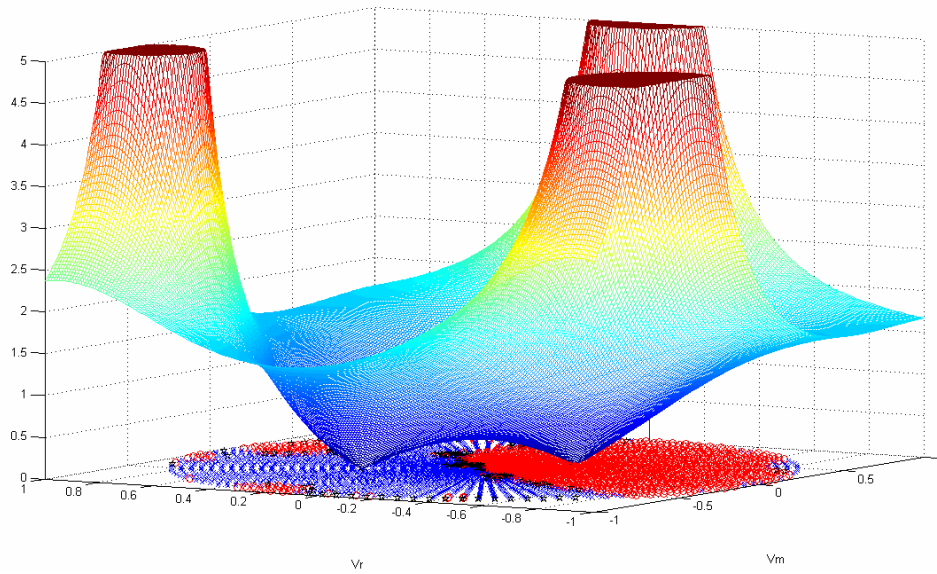
Analisando-se o processo iterativo com pontos iniciais que levaram o processo a divergência e que não estão na zona lilás e não estão perto dos limites do gráfico verifica-se que a divergência ocorre porque no segundo ou terceiro passo do processo o valor da tensão de neutro na iteração recai em algum ponto da área lilás e isto leva a divergência.



**Figura 3.11 – Marcação dos pontos iniciais que levam a não convergência (grandezas em p.u.)**

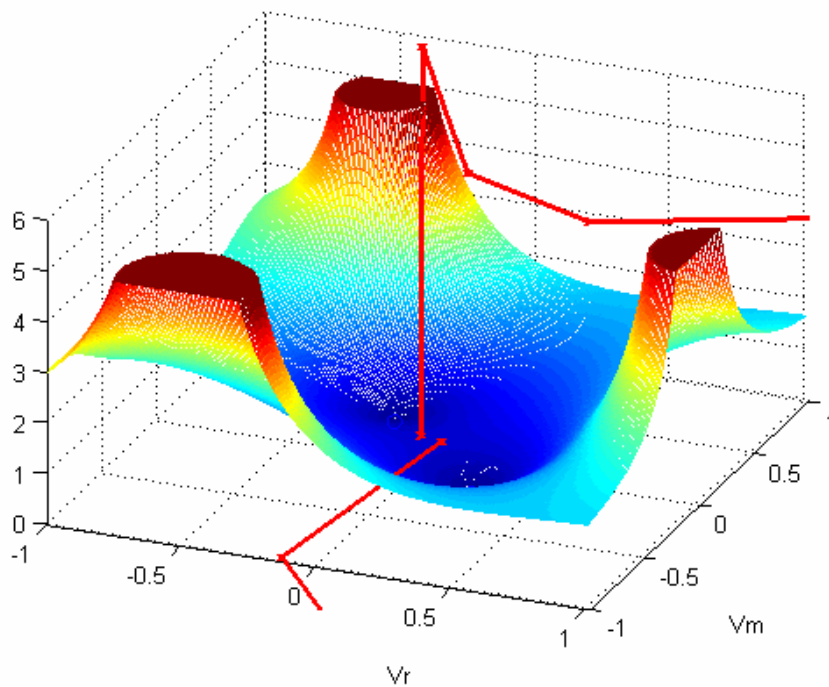
Na Figura 3.12 é apresentada uma visão 3D da Figura 3.11 combinada com o mapa de convergência apresentado na Figura 3.10.





**Figura 3.12 – Representação dos pontos iniciais testados para a variável tensão de neutro e da região de solução da função  $|In|$  (Mapa de convergência e Gráfico da função) (grandezas em p.u.)**

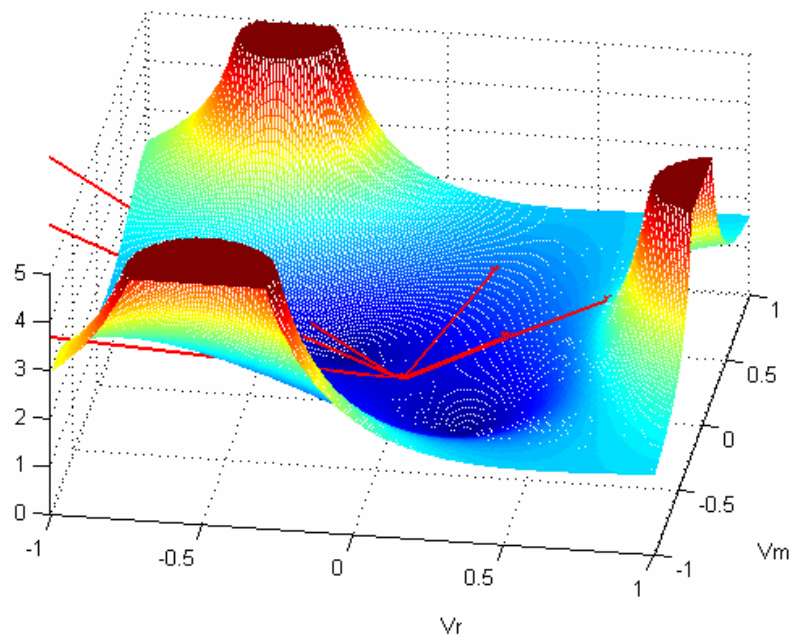
Na Figura 3.13 mostra-se duas trajetórias de convergência da variável tensão de neutro, correspondentes a dois casos onde os pontos iniciais estão na área lilás demarcada na Figura 3.11, que é uma região que leva o processo à divergência.



**Figura 3.13 – Exemplos de trajetórias de convergência a partir de valores iniciais de tensões de neutro na área de divergência (grandezas em p.u.)**

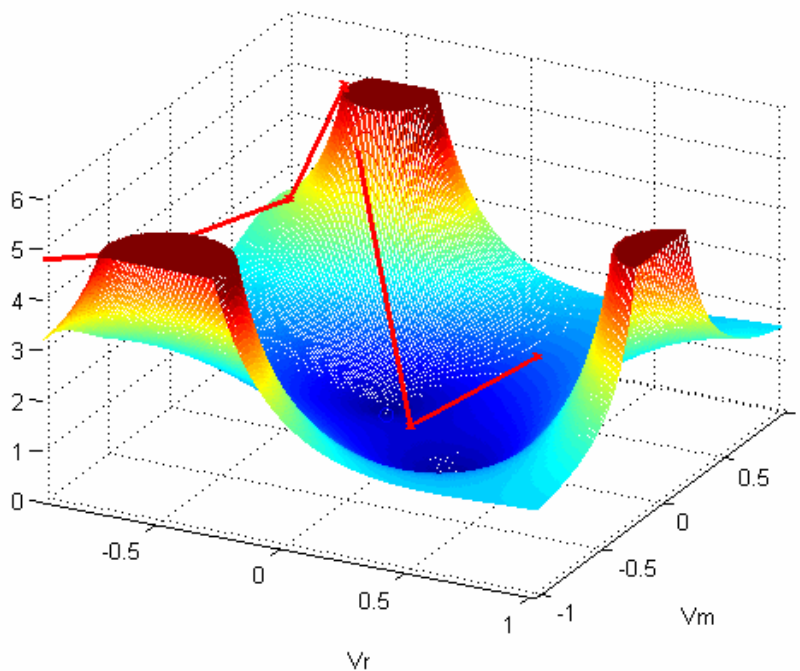
Observando-se o gráfico percebe-se que o incremento para a variável tensão de neutro já na primeira iteração foi suficientemente grande para levar a variável para um ponto muito longe da área de convergência, ocasionando a divergência nos dois casos.

Na Figura 3.14 mostra-se trajetórias de convergência a partir de pontos iniciais que estavam situados fora da área lilás demarcada na Figura 3.11, mas que também levam o processo à divergência. Observa-se que nas iterações subseqüentes à inicial o valor da variável tensão de neutro cai na área lilás e o caso acaba por divergir.



**Figura 3.14 – Exemplos de trajetórias divergentes a partir de valores iniciais de tensões de neutro fora da área de convergência (grandezas em p.u.)**

Na Figura 3.15 mostra-se em detalhes a trajetória de convergência de um outro ponto inicial que também não converge.



**Figura 3.15 – Detalhe de uma trajetória divergente (grandezas em p.u.)**

A partir dos testes realizados verifica-se que mesmo em um sistema muito simples podem ocorrer várias situações. Nota-se que uma boa inicialização de variáveis é realmente fundamental ao se utilizar o método de Newton-Raphson. Porém, confirma-se também o que vem sendo dito por outros autores que esta inicialização fica dificultada especialmente quando o sistema está muito desequilibrado, ou muito carregado, principalmente quando existem neutros e aterramentos. Nas análises deste trabalho verificou-se que as variáveis de neutro são as maiores complicadoras para a inicialização. Nestas situações talvez seja interessante utilizar alguma técnica de melhoria do processo de solução.

### **3.2.2 Procedimentos Extras**

Após realizar vários testes e análises com relação ao processo de solução do MICN entende-se um pouco melhor a parte matemática inerente ao método de Newton-Raphson e conclui-se que é muito difícil definir procedimentos gerais que garantam a convergência para o ponto de solução desejado.

Felizmente, o MICN com seu algoritmo original, conforme apresentado no Capítulo 2, tem alcançado a convergência para a maioria dos sistemas elétricos simulados e normalmente para pontos de solução viáveis, mostrando-se um método bastante robusto.

Verificando-se nos testes a importância e a influência de uma boa inicialização de variáveis no MICN, devido à utilização do método de Newton-Raphson, conclui-se que a que é originalmente feita tem sido suficientemente boa na maioria dos casos. Esta inicialização de variáveis no MICN será chamada a partir daqui, neste Capítulo, de “inicialização básica”, onde valores pré-determinados são utilizados. Na inicialização básica são considerados valores correspondentes a módulos de tensões iguais a 1 p.u. nos nós das fases e 0 p.u. nos nós dos neutros, além de outros valores fixos para as outras variáveis.

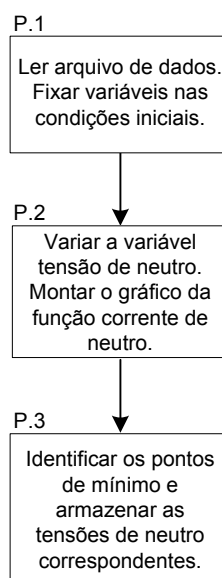
Porém, existem também os casos “difíceis” em termos de convergência e quanto mais se estressa os sistemas, especialmente com o aumento dos desequilíbrios, tende-se a aumentar o número de casos que podem apresentar problemas. Ou ainda, pode ser desejável encontrar outras soluções do sistema, que não são encontradas utilizando-se a inicialização básica. Torna-se então importante o desenvolvimento de procedimentos extras para facilitar o processo nesses casos de difícil convergência ou mesmo para direcionar o processo de solução.

Verificando-se os casos “problemáticos” testados neste trabalho confirma-se uma observação que tem sido feita por vários autores, de que quando se trata neutros e aterramentos o processo de convergência pode ficar dificultado. E ainda mais, nos testes deste trabalho notou-se que as variáveis de neutro são as mais interessantes e complicadoras neste aspecto, assim, da mesma maneira que nas análises apresentadas, a maioria dos procedimentos desenvolvidos mantem o foco principalmente nas variáveis de neutro.

Alguns procedimentos desenvolvidos e utilizados neste trabalho são sugeridos nas próximas seções. Compõe-se basicamente de passos adicionais ao algoritmo original do MICN. Salienta-se que não é necessário (e nem se indica) utilizá-los ao solucionar todos os sistemas elétricos, mas sim em casos especiais, onde podem ser bastante úteis. Exemplos de casos onde algum destes procedimentos foi utilizado serão apresentados no Capítulo 4 nos resultados.

### 3.2.2.1 Procedimento para Inicialização de Variáveis de Neutro

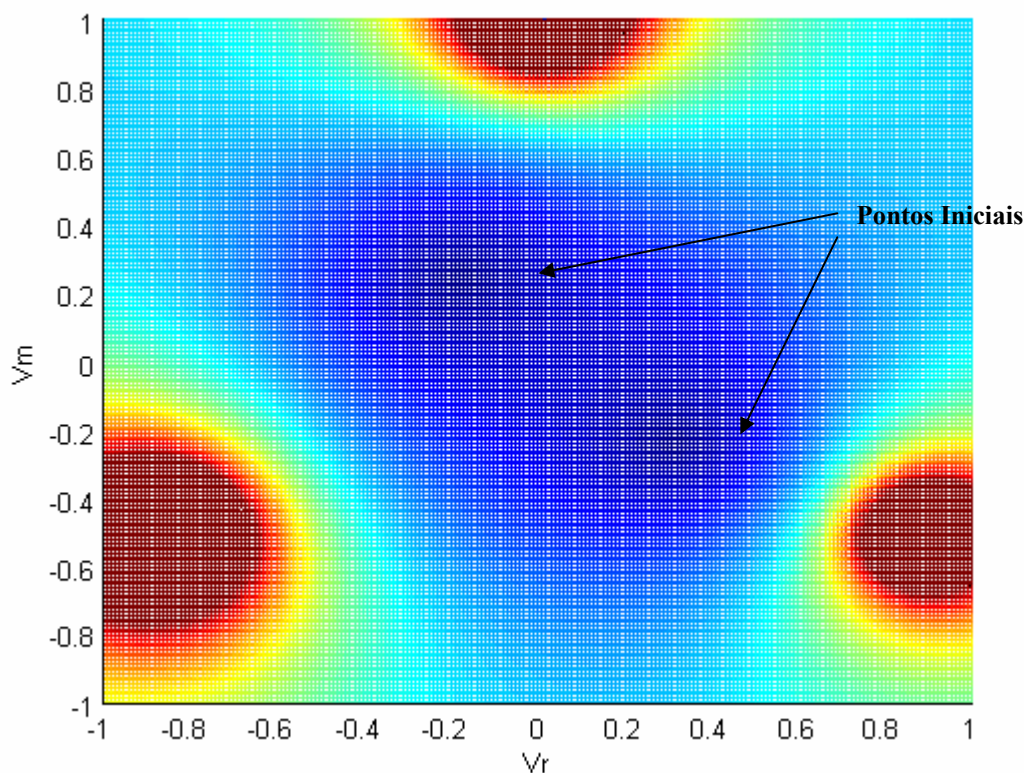
Conforme já citado em seções anteriores, uma boa inicialização de variáveis pode garantir a convergência ou até mesmo permitir o alcance de outras soluções. As variáveis mais complicadas em termos de inicialização são aquelas relacionadas aos neutros, especialmente em sistemas desequilibrados onde estas apresentam maior variação. Na Figura 3.16 apresenta-se um pequeno algoritmo para definir possíveis condições iniciais boas para as variáveis tensões de neutros.



**Figura 3.16 – Algoritmo para encontrar boas condições iniciais – “Pontos Iniciais”**

Este algoritmo deve ser executado para todos os nós neutros do sistema e será chamado algoritmo “Pontos Iniciais”.

No passo P.1 todas as variáveis do sistema são inicializadas da “maneira básica” do MICN e são fixadas nestes valores. A única variável de estado que permanece com grau de liberdade é a variável tensão do nó neutro em questão. No passo P.2 varia-se o valor da tensão deste nó neutro em uma faixa de valores, calculando-se a injeção líquida de corrente neste nó para cada valor da tensão de neutro, montando-se um gráfico desta função injeção de corrente pela variação do valor da tensão de neutro, semelhante ao apresentado na Figura 3.17, que está apresentado em duas dimensões. E no passo P.3 determina-se e armazena-se os valores da tensão de neutro correspondentes aos pontos de mínimo da função plotada.



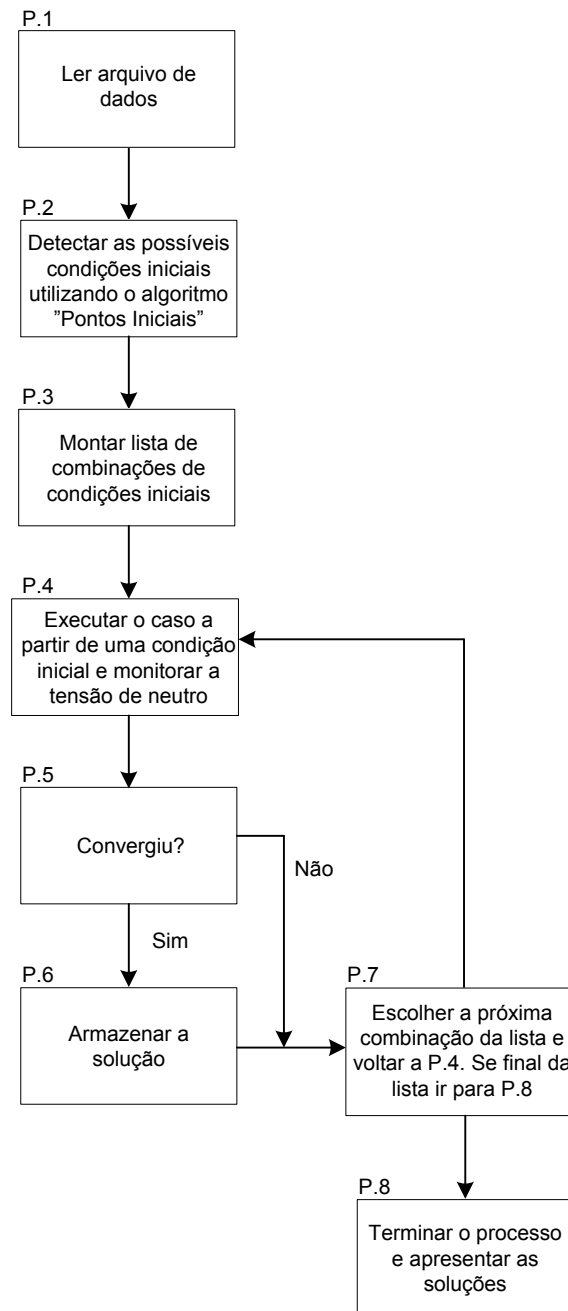
**Figura 3.17 – Exemplo de gráfico para um nó neutro (grandezas em p.u.)**

Ao final da aplicação deste algoritmo tem-se para cada nó neutro do sistema um gráfico da função semelhante ao apresentado na Figura 3.17 e os valores de tensão de neutro correspondentes aos pontos de mínimo encontrados para cada função (relativa a cada neutro). Estes valores são boas condições iniciais para as variáveis tensão de neutro para serem utilizados em um processo de solução.

No exemplo da Figura 3.17 os pontos marcados em azul-escuro (correspondentes às posições dos mínimos da função do gráfico) indicam dois possíveis bons pontos iniciais a serem utilizados para a variável tensão do neutro do exemplo.

### **3.2.2.2 Procedimento para Determinação de Diversas Soluções**

Para tentar encontrar diversas soluções de um sistema elétrico, pode-se utilizar o procedimento descrito no algoritmo apresentado na Figura 3.18. Onde o passo P.2 é exatamente a aplicação do algoritmo definido na seção anterior (Pontos Iniciais - Figura 3.16). As boas condições iniciais determinadas para as tensões de neutro são pontos de partida para a busca de diversas soluções.



**Figura 3.18 – Algoritmo para encontrar diversas soluções de um sistema**

O passo P.3 deste algoritmo é a montagem de uma lista de combinações de possíveis boas condições iniciais a serem utilizadas para buscar diversas soluções. Esta lista é construída a partir dos resultados obtidos para o sistema com o algoritmo da Figura 3.16, sendo formada pela combinação de todos os valores de tensões de neutros correspondentes a pontos de mínimo encontrados para as funções de injeção líquida de

corrente em cada nó neutro do sistema. Estas combinações se mostram boas condições iniciais para a busca de soluções.

Porém, pode-se perceber que esse procedimento tende a consumir um grande tempo computacional quando executado em sistemas reais de grande porte, pois normalmente existe um grande número de nós neutros no sistema e com isto, devido ao número de combinações, a lista de possíveis boas condições iniciais é muito grande. A dimensão desta lista é o produtório do número de mínimos encontrados em cada função de cada nó neutro do sistema.

Este procedimento é interessante quando se deseja encontrar diversas soluções matemáticas para o sistema. Seu alcance pode ser entendido considerando que de certa forma o que ele faz é uma varredura de tentativas, organizada e com boas inicializações. Por causa destas características este procedimento se apresentou como uma possibilidade interessante de encontrar a convergência em alguns casos “patológicos”, onde a inicialização básica ou outras tentativas mais simples levavam a divergência.

### **3.2.2.3 Procedimento para Busca de Soluções Viáveis**

Vários testes realizados em sistemas elétricos reais apontaram que para nós neutros aterrados com baixa impedância a condição inicial correspondente à tensão de menor módulo geralmente é aquela que leva para a solução viável do sistema e as demais condições iniciais levam a divergência ou para soluções infactíveis. Para nós neutros flutuantes ou onde o aterramento é feito por alta impedância normalmente as duas condições iniciais correspondentes aos menores módulos de tensão são as que conseguem levar o processo para soluções factíveis.

Assim, pode-se definir um procedimento que procure encontrar somente as soluções viáveis a partir da observação empírica descrita. De maneira geral, as informações obtidas servem para restringir a gama de condições iniciais a serem testadas buscando somente soluções desejadas.

Sugere-se então como procedimento para inicializar as variáveis, já direcionando para obter a solução de maior factibilidade, executar o algoritmo apresentado na Figura 3.16 antes de utilizar o MICN e inicializar as variáveis de tensões de neutro apenas com os menores valores encontrados para possíveis pontos iniciais de tensão de cada neutro obtidos a partir da execução do algoritmo.



Este procedimento apresentou resultados superiores (melhoria nas convergências) aos alcançados comparando-se com quando se fazia somente a “inicialização básica” do MICN (inicializando as tensões de todos os nós neutros com o valor de 0 p.u.).

#### **3.2.2.4 Procedimento para Inicialização de Variáveis**

Um outro procedimento, bem mais simples, que foi utilizado nos testes para calcular bons pontos iniciais para as variáveis (neste caso não só para as variáveis de neutro do sistema, mas para outras também), foi executar o caso em uma primeira etapa considerando todas as cargas do sistema modeladas como impedância constante ( $\alpha = 2$ ) e considerar todos os controles desativados, e em uma segunda etapa utilizar os valores convergidos das variáveis, obtidos na primeira etapa, como valores iniciais para a solução do caso original.

Este procedimento, considerando-se todos os testes, apresentou resultados melhores do que quando se utiliza a “inicialização básica” do MICN e ligeiramente inferiores ao procedimento extra proposto que utiliza o algoritmo apresentado na Figura 3.18, com a vantagem de ser bem mais simples.

#### **3.2.2.5 Procedimento para Auxiliar o Processo de Convergência**

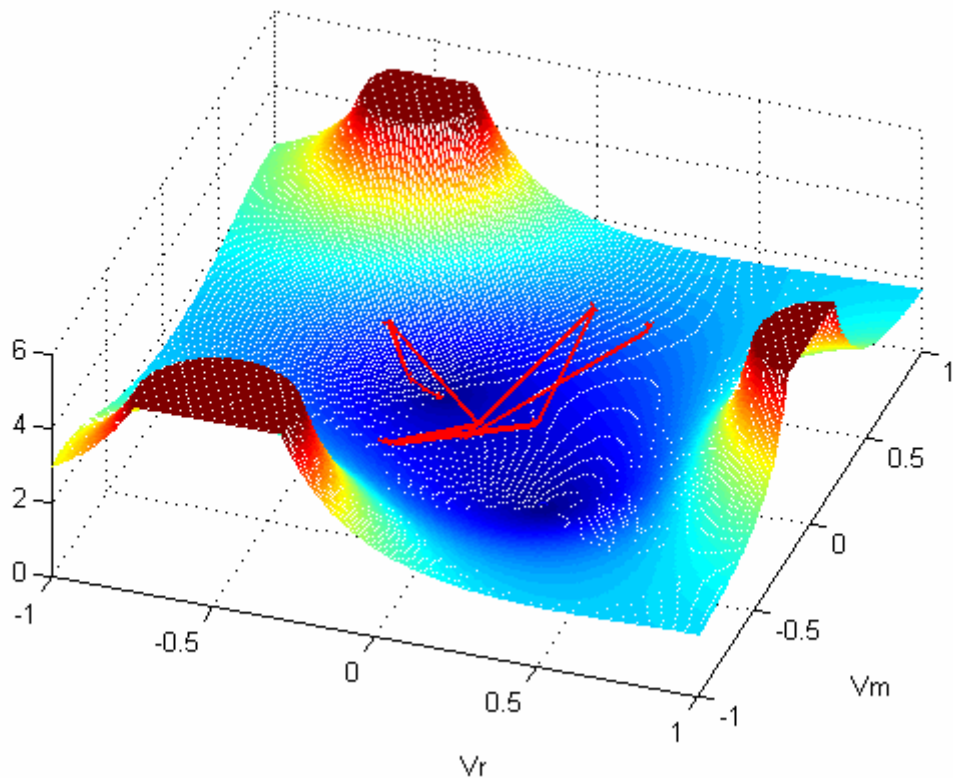
Em alguns casos “patológicos” nem mesmo uma boa inicialização de variáveis é capaz de levar o processo a convergência, mesmo sabendo que o caso tem solução. Uma possível estratégia para melhorar e alcançar a convergência nestes casos é alterar um pouco o método de Newton-Raphson modificando a trajetória de convergência durante o processo iterativo.

Durante os testes realizados percebeu-se que na maioria das vezes as variáveis das tensões de neutros é que apresentam um comportamento “instável” nestes casos de difícil convergência. Analisando-se seus comportamentos no processo de solução verifica-se uma das duas seguintes possibilidades:

a) Durante o processo iterativo, algum ponto da trajetória de convergência da variável cai sobre uma região de sela, o que causa um grande incremento para esta

variável. Este fato resulta no distanciamento da variável de estado da zona de convergência e o caso diverge. Este comportamento está ilustrado na Figura 3.14.

b) Alguma variável de estado que representa tensão de neutro fica oscilando ao redor do ponto de convergência antes de convergir. Este comportamento não leva a divergência do caso, mas o número de iterações necessário para alcançar a convergência torna-se excessivo. Este comportamento é representado na Figura 3.19.



**Figura 3.19 – Trajetória de convergência em caso de oscilação da variável ao redor da solução (grandezas em p.u.)**

Na tentativa de solucionar o problema apresentado no item (a) e mitigar o que foi apresentado no item (b) pode-se utilizar um procedimento que corresponde a uma sutil modificação na programação do MICN, na parte relativa ao método de Newton-Raphson utilizado no processo de solução. Este procedimento está descrito nos passos do algoritmo a seguir:

1) Durante o processo de convergência, a cada iteração, monitora-se o incremento das variáveis de estado referentes a tensões de neutros.

2) Verifica-se se ocorreu um grande incremento de tensão ( $> 0,5$  p.u.) em alguma variável de tensão de neutro. Caso isto ocorra é possível que esta variável tenha encontrado um ponto de sela e isto pode ocasionar um problema no processo.

3) Monta-se uma lista contendo todos os nós e todos os equipamentos que estão conectados diretamente ao nó neutro da variável em que ocorreu o possível problema, armazenando-se seus atributos (por exemplo tensões para os nós, impedâncias ou potências para os equipamentos).

4) Verifica-se as tensões nodais destes nós adjacentes ao nó de neutro em questão, caso as tensões de fase estejam em intervalos definidos aceitáveis  $0,5 \text{ p.u.} < V < 1,5 \text{ p.u.}$  mantem-se estes valores das tensões na lista criada, caso não estejam nos intervalos modifique estas tensões na lista para as condições da inicialização básica do MICN.

5) Utilizando-se a lista de nós e equipamentos, mais precisamente seus atributos, após possíveis modificações nas tensões pelo passo anterior, executa-se os passos P.2 e P.3 do algoritmo apresentado na Figura 3.16 para o nó neutro da variável tensão que apresentou grande incremento (“fugiu”). Ao final desta execução tem-se armazenados possíveis valores para esta tensão de neutro, correspondentes a pontos de mínimo da função módulo de injeção líquida de corrente deste nó.

6) Toma-se o menor valor para a tensão do neutro (que não necessariamente corresponde ao menor valor de mínimo da função) encontrado no passo anterior, e modifica-se para ele o valor da referida variável de estado nesta iteração do MICN e, além disso, caso no passo 4 tenham sido modificadas tensões de fase de alguns nós estas modificações também são consideradas como condições destas variáveis para o próximo passo do processo iterativo do MICN.

7) Continua-se o processo iterativo a partir destas condições.

Pode-se considerar que este algoritmo, incorporado no MICN na parte correspondente ao método de Newton-Raphson, fiscaliza as variáveis de tensões de neutros e na iminência de um possível problema de convergência ele troca os valores de variáveis mais envolvidas para valores de melhores condições para a próxima iteração, como se estivesse “reiniciando” estas variáveis novamente, mas no meio do processo iterativo.

Em todos os casos em que este procedimento foi testado e havia uma solução, esta foi encontrada. Este mesmo procedimento foi utilizado para reduzir o número de iterações de alguns casos, sendo que nestas situações o problema consiste em detectar a

dificuldade de convergência, ou seja, este problema só é encontrado após várias iterações já terem sido realizadas.

É importante ressaltar que ao decidir utilizar algum destes procedimentos extras deve-se sempre tentar verificar a relação entre o aumento do custo computacional e o benefício trazido, onde normalmente conclui-se que estes procedimentos só devem ser utilizados para casos mais complicados ou para situações e necessidades especiais.

### **3.2.3 Análise de Números de Condicionamento**

Quando se trabalha com metodologias que possuem rotinas de solução de sistemas de equações lineares surgem questionamentos sobre a possibilidade de aparecimento de problemas relativos ao condicionamento numérico das matrizes durante o processo de solução. Estes problemas numéricos podem resultar em dificuldades de convergência ou em resultados errôneos. O MICN utiliza o método de Newton-Raphson para solucionar sistemas de equações não lineares, este método por sua vez lineariza as equações, solucionando a cada iteração um sistema linear. Nesta seção será feita uma pequena descrição destes aspectos numéricos e seus relacionamentos com a metodologia proposta.

#### **3.2.3.1 Embasamento Matemático**

A expressão “sistema mal condicionado” é utilizada na literatura com várias interpretações, para denotar situações diversas. As definições e o significado matemático para o condicionamento em sistemas lineares, baseando-se em HNMI (2007), serão apresentados a seguir.

*“Um sistema de equações é considerado bem condicionado se uma pequena mudança nos coeficientes da matriz ou uma pequena mudança no vetor independente (lado direito da igualdade) resulta em uma pequena mudança no vetor solução”.*

*“Um sistema de equações é considerado mal condicionado se uma pequena mudança nos coeficientes da matriz ou uma pequena mudança no vetor independente (lado direito da igualdade) resulta em uma grande mudança no vetor solução”.*

Para ilustrar estes conceitos serão apresentados dois exemplos.

Considere o sistema linear mostrado na equação (3.5):

$$\begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 2 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 7 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Sua solução é dada por (3.6):

$$\begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Considere que seja efetuada uma pequena modificação na matriz dos coeficientes do sistema, conforme (3.7):

$$\begin{bmatrix} 1,001 & 2,001 \\ 2,001 & 3,001 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 7 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

A solução para o sistema com as pequenas modificações é apresentada em (3.8):

$$\begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,003 \\ 0,997 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Como se pode observar uma pequena mudança nos coeficientes da matriz causou uma pequena mudança nos resultados, logo este sistema é definido como bem condicionado.

Agora considere o sistema linear apresentado em (3.9):

$$\begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 2 & 3,999 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 7,999 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Sua solução é dada por (3.10):

$$\begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Considere que seja efetuada uma pequena modificação na matriz dos coeficientes deste sistema, conforme (3.11):

$$\begin{bmatrix} 1,001 & 2,001 \\ 2,001 & 3,998 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ 7,999 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

A solução para este sistema com as pequenas modificações é apresentada em (3.12):

$$\begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3,994 \\ 0,0014 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Como se pode observar uma pequena mudança nos coeficientes da matriz do sistema causou uma grande mudança nos resultados, logo este sistema é definido como mal condicionado.

Como conseqüência desta característica matemática, caso um sistema de uma iteração qualquer do método de Newton-Raphson seja mal condicionado, não se poderia confiar muito na solução encontrada, pois até mesmo pequenos erros numéricos nos elementos das matrizes do processo de solução poderiam levar para resultados longe das soluções desejadas.

Felizmente, o problema de mau condicionamento pode ser mitigado com a utilização de números com maior precisão, ou seja, um maior número de casas decimais confiáveis. Sendo que dependendo do processo de solução em questão, este problema pode ser praticamente eliminado desde que uma precisão adequada seja utilizada nos números.

Serão apresentados a seguir uma explicação e alguns fundamentos, baseados em HNMI (2007) de como se relaciona o condicionamento de matrizes com o número de casas decimais em que se pode confiar, sendo que a partir destas análises pode-se verificar se os tipos de variáveis utilizadas estão adequados para o processo de solução empregado no método.

Para avaliar o grau de confiança de uma solução de um sistema linear, ou seja, quantificar o número de dígitos da solução que são confiáveis, deve-se calcular o número de condicionamento do sistema e combiná-lo com um parâmetro de precisão numérica do computador no qual o sistema está sendo solucionado. Este parâmetro é denominado *epsilon* e representa a precisão numérica do computador.

O número de condicionamento de uma matriz (Cond) pode ser calculado conforme a equação (3.13). A dedução completa desta fórmula por ser encontrada em HNMI (2007). Para uma determinada matriz  $\mathbf{A}$ , tem-se:

$$\text{Cond}(\mathbf{A}) = \|\mathbf{A}\|_{\infty} \|\mathbf{A}^{-1}\|_{\infty} \quad (3.13)$$

Onde:

$$\|\mathbf{A}\|_{\infty} = \max_{1 \leq i \leq \text{lin}} \sum_{j=1}^{\text{col}} |a_{ij}| \quad (3.14)$$

Sendo *col* o número de colunas e *lin* o número de linhas da matriz  $\mathbf{A}$ .

Em HNMI (2007) deduz-se que quanto maior o número de condicionamento da matriz, maior é o grau de mau condicionamento do sistema.

Seja o seguinte exemplo numérico:

Em (3.15) é calculado o número de condicionamento da matriz do sistema linear apresentado em (3.5) e em (3.16) calcula-se o número de condicionamento da matriz do sistema linear da equação (3.9).

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 2 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 4 \\ 7 \end{bmatrix} \\ \|\mathbf{A}\|_{\infty} &= \max[(|1| + |2|), (|2| + |3|)] = 5 \\ \|\mathbf{A}^{-1}\|_{\infty} &= \max[(-3| + |2|), (|2| + |-1|)] = 5 \\ \text{Cond}(\mathbf{A}) &= 25 \end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ 2 & 3,999 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 4 \\ 7,999 \end{bmatrix} \\ \|\mathbf{A}\|_{\infty} &= \max[(|1| + |2|), (|2| + |3,999|)] = 5,999 \\ \|\mathbf{A}^{-1}\|_{\infty} &= \max[(-3999,31| + |2000,1|), (|2000,1| + |-1000,1|)] = 5999,4 \\ \text{Cond}(\mathbf{A}) &= 35990 \end{aligned} \quad (3.16)$$

Neste exemplo, pode-se conferir os resultados com o que já havia sido anteriormente apresentado pela definição: sistema linear com número de condicionamento da matriz de valor elevado tende a ser mal condicionado, já sistema linear com número de condicionamento de valor baixo tende a ser bem condicionado.

A primeira vista a questão seria definir o que é um número de condicionamento grande ou pequeno para a matriz de um sistema linear. Mas na verdade, o mais importante é verificar o número de casas decimais da solução em que se pode confiar. Assim, o que se precisa definir são números de condicionamento aceitáveis para as matrizes e utilizar tipos de variáveis com precisões adequadas a eles. Assim, é necessário saber também dados da linguagem de programação utilizada.

Para tanto, utiliza-se a fórmula (3.17), sendo que o número de casas decimais confiáveis que se deseja saber é o valor do módulo do expoente do número encontrado pelo cálculo da fórmula (Resultado), considerando que a mantissa do número “Resultado” deva estar entre os valores 0 e 0,5.

$$\text{Resultado} = \text{Cond}(\mathbf{A}) \cdot \varepsilon_{\text{precisão}} \quad (3.17)$$

Onde:

$$\varepsilon_{\text{precisão}} = 2^{1-8 \cdot n\text{Bytes}} \text{ é a precisão numérica da variável;}$$

nBytes é o número de bytes utilizado para armazenar um número ponto flutuante. Por exemplo, o tipo REAL\*4 (FORTRAN) e o tipo float (C++) são unidades de quatro bytes, já o tipo REAL\*8 (FORTRAN) e o tipo double (C++) são unidades de oito bytes.

Para exemplificar, na Tabela 3.7 são apresentados resultados de cálculos da fórmula anterior (3.17) e, portanto o número de casas decimais confiáveis na solução, relativos aos dois sistemas apresentados pelas equações (3.5) e (3.9), para quatro tipos numéricos de variáveis bastante utilizados nas linguagens computacionais C++ e FORTRAN. Os números de dígitos confiáveis, para cada situação, estão apresentados entre parênteses.



**Tabela 3.7 – Exemplos de cálculos de números de casas decimais confiáveis**

	REAL*4 float	REAL*8 double
Cond(A)=25	0,12e <sup>-8</sup> (8)	0,27e <sup>-18</sup> (18)
Cond(A)=35990	0,16e <sup>-4</sup> (4)	0,39e <sup>-14</sup> (14)

Estes resultados mostram, por exemplo, que para o sistema mal condicionado testado, utilizando-se o tipo REAL\*4, ainda assim tem-se 4 casas decimais confiáveis nesta situação.

Analisando a questão de uma outra maneira, poderia ser necessário definir o número de condicionamento máximo de uma matriz de um sistema linear de forma a obter seis dígitos de precisão utilizando o tipo numérico double do C++. Este cálculo está apresentado em (3.18):

$$\begin{aligned} 0,5e^{-6} &= \text{Cond}(\mathbf{A}) \cdot 2^{1-64} \\ \text{Cond}(\mathbf{A}) &= 5,9e^{20} \end{aligned} \tag{3.18}$$

### 3.2.3.2 Influências de Números de Condicionamento no MICN

Uma observação feita com alguns métodos de análise de sistemas e discutida neste trabalho, de que ao solucionar sistemas com neutros e aterramentos ocorre um aumento da incidência de processos divergentes, já foi questionada por alguns pesquisadores com relação a problemas de condicionamento das matrizes destes sistemas.

Para verificar no MICN a possibilidade de aparecimento de problemas numéricos devido a números de condicionamento, muitas análises foram feitas nas matrizes Jacobianas calculadas para resolver diferentes sistemas testes. Foram encontradas diferenças consideráveis entre os números de condicionamento das matrizes de sistemas a três fios comparando-se com os de sistemas a quatro fios (com neutro), algumas vezes duas ordens de magnitude maior. Porém, verifica-se que como é utilizada dupla precisão

nas variáveis em todos os casos, uma precisão de dez casas decimais é obtida, mesmo com o maior número de condicionamento encontrado em uma matriz nos sistemas.

Nos testes encontrou-se inclusive as seguintes situações: em um sistema de difícil convergência as matrizes Jacobianas formadas no processo tinham números de condicionamento baixos, e em um sistema de fácil convergência formaram-se matrizes com números de condicionamento altos.

Portanto, não se verificou com o MICN a existência de relacionamento entre a dificuldade de processos de convergência e os números de condicionamento das matrizes dos processos. Provavelmente porque estes possíveis problemas já são eliminados com a utilização de números de maior precisão, ou seja, utilização de um maior número de casas decimais confiáveis. O MICN tem se mostrado bastante robusto em todos os casos.

### **3.2.4 Análise da Influência da Relação R/X dos Alimentadores**

Em alguns trabalhos encontra-se relatos sobre metodologias que apresentam dificuldades para solucionar sistemas elétricos que apresentam relação R/X (resistência/reatância) elevada em seus alimentadores, sendo notada uma maior dificuldade de convergência de algumas metodologias nestes casos (GARCIA, 2001, SRINIVAS, 1999, SAAVEDRA e RODRIGUES, 2002, ZHANG e CHENG, 1997, PIRES, 2004).

Utilizando o MICN não se verificou a princípio esta associação, mas como isto já foi relatado em uma quantidade considerável de trabalhos, resolveu-se realizar estudos adicionais para verificar a questão. Assim, nesta seção será apresentada uma análise da influência da relação R/X dos alimentadores no processo de convergência do método proposto (MICN).

Avaliações preliminares de trabalhos sugerem que em alguns casos o que poderia estar levando aos problemas de convergência seria a utilização pelos métodos de rotinas de solução de sistemas lineares que não se preocupam em fazer uma fatoração robusta para evitar problemas numéricos. A colocação de contribuições relativas às reatâncias de valores muito baixos ou muito grandes nas diagonais principais das matrizes do processo de solução pode ser uma fonte de problemas com rotinas simples, podendo

levar a divergência do processo de solução. Neste caso o que pode estar pouco desenvolvida é a rotina de solução numérica que é apenas uma parte interna do método.

Uma outra dúvida que surge ao analisar alguns trabalhos é se os autores, ao testar o relacionamento da relação R/X com o processo de solução, não cometeram o engano de ir aumentando as resistências (R) deixando os valores das reatâncias (X) fixos, onde entende-se que se estaria cometendo um equívoco nos testes, pois neste caso o valor total das impedâncias ( $|Z|$ ) estaria também aumentando, invalidando as conclusões obtidas.

Assim, considera-se que o primeiro procedimento a ser tomado nesta análise é uma avaliação da rotina de solução de sistemas lineares utilizada pelo método. Sendo que o ideal é utilizar rotinas de solução de sistemas lineares robustas, preparadas para lidar com vários tipos de sistemas, inclusive os “numericamente problemáticos”. No caso do MICN as rotinas utilizadas são disponibilizadas no MATLAB e uma análise das mesmas, além de testes, mostram que estas rotinas foram bastante melhoradas nos últimos anos, e têm se mostrado bastante robustas.

Para fazer a verificação da influência da variação da relação R/X dos alimentadores no comportamento da convergência de um método entende-se que o procedimento mais correto seria a partir do sistema elétrico original ir substituindo os cabos e as configurações dos condutores nas linhas deste sistema, de forma a obter relações R/X diferentes, porém mantendo-se o mesmo módulo da impedância (Z). Este procedimento exato é complicado de ser realizado, assim, neste trabalho os testes foram feitos considerando procedimentos que aproximam o que seria obtido com o procedimento exato. Os procedimentos realizados neste trabalho para testar o método proposto são levantados nos passos a seguir, sendo que se decidiu considerar o seguinte:

- É preciso ter especial atenção nas mudanças da relação R/X dos alimentadores onde deve-se manter constantes os valores dos módulos de todas as impedâncias próprias (elementos da diagonal) da matriz representativa de cada linha ( $Z_{lin}$ ) do sistema elétrico.

- Neste procedimento, os valores das impedâncias mútuas da matriz representativa de cada circuito ( $Z_{lin}$ ) não sofreram variações, pois os principais fatores que as determinam são: o comprimento dos cabos (influência da resistência de retorno pelo solo) e a disposição geométrica dos cabos.

Passo 1) Fazer uma variação da relação R/X das impedâncias próprias das linhas de zero até infinito (com os incrementos entre os pontos que achar convenientes), correspondendo a uma variação de impedâncias (Z) de mesmo módulo desde totalmente indutivas até totalmente resistivas.

Onde para encontrar os valores de R e X para cada ponto, de acordo com as informações anteriores, utiliza-se as equações (3.19) e (3.20).

$$R_{\text{ponto}} = \frac{k|Z|}{\sqrt{1 + \frac{1}{(R/X)^2}}} \quad (3.19)$$

$$X_{\text{ponto}} = \frac{k|Z|}{\sqrt{1 + (R/X)^2}} \quad (3.20)$$

Onde  $k$  é o parâmetro de aumento da impedância.

Para uma determinada impedância própria, quando a relação R/X tiver valor infinito significa que o alimentador em questão será totalmente resistivo ( $X = 0$  e  $|Z| = R$ ), quando a relação R/X tiver valor igual a zero significa que o alimentador será puramente indutivo ( $R = 0$  e  $|Z| = X$ ). Salientando-se que apenas valores finitos podem ser utilizados para R e para X nesta variação.

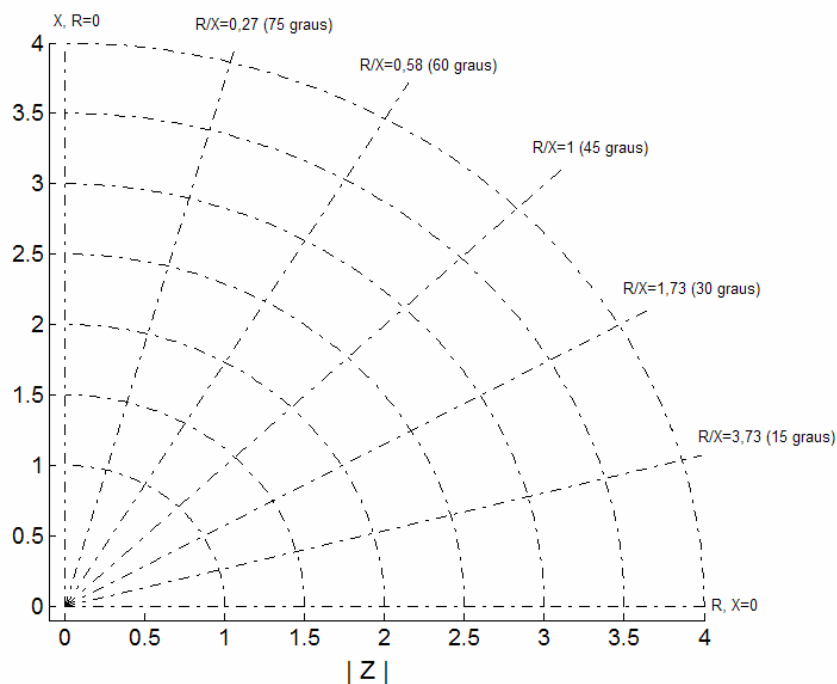
Observação: Considere na primeira variação o valor do parâmetro de aumento da impedância ( $k$ ) como sendo igual a 1.

A cada ponto da variação da relação R/X, considerar as resistências ( $R_{\text{ponto}}$ ) e as reatâncias ( $X_{\text{ponto}}$ ) calculadas como novos parâmetros das impedâncias próprias das linhas, e solucionar o sistema pelo método proposto, armazenando para cada ponto a situação final do processo de convergência: se convergiu, o número de iterações necessárias ou se divergiu.

Passo 2) Incrementar gradativamente o parâmetro de aumento da impedância ( $k$ ) (com o incremento que achar conveniente) e para cada valor de  $k$  refazer o Passo 1.

Após realizar estes procedimentos para uma determinada quantidade de pontos pode-se plotar um gráfico relacionando a relação  $R/X$  empregada com a situação final de convergência do método em cada ponto.

Na Figura 3.20 apresenta-se um modelo de gráfico que pode ser utilizado para apresentar os resultados dos testes da variação da relação  $R/X$  com o processo de solução. Cada curva representa uma região na qual as impedâncias próprias das linhas mantiveram os mesmos valores de seus módulos ( $|Z|$ ) para as diversas relações de  $R/X$  testadas. E as linhas que seguem direções radiais a partir do ponto (0,0) indicam retas onde existe uma mesma relação  $R/X$  para os diversos valores de  $|Z|$  testados para as impedâncias próprias. Os números indicados no gráfico (um relativo a cada curva) correspondem aos valores adotados na variação do parâmetro multiplicativo ( $k$ ) de aumento da impedância  $|Z|$  considerada nos testes.



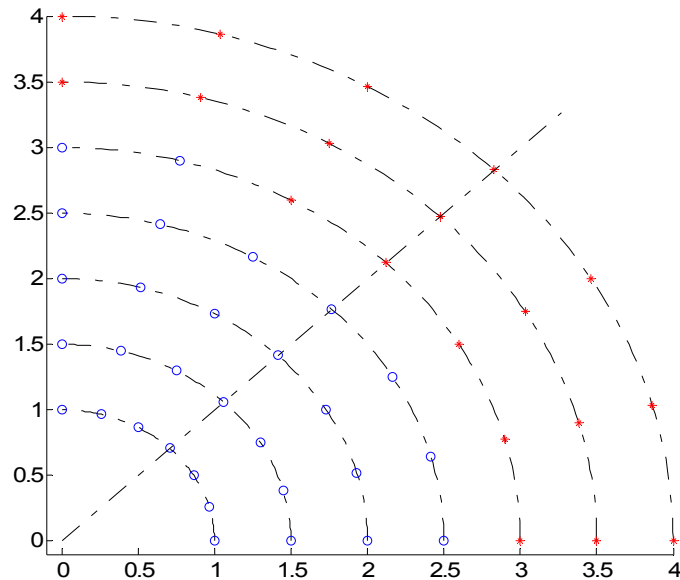
**Figura 3.20 – Modelo de gráfico para apresentação de resultados de testes da relação  $R/X$**

Para realizar estes testes não devem ser utilizados procedimentos extras para alcançar a convergência, na tentativa de verificar puramente a influência da relação  $R/X$  dos alimentadores no processo.

Alguns resultados de testes, efetuados com o MICN, encontram-se a seguir. Foram realizados os procedimentos sugeridos e os resultados encontrados foram plotados em gráficos seguindo exatamente o modelo apresentado na Figura 3.20,

inclusive foram utilizadas as mesmas variações do parâmetro  $k$  e da relação R/X mostrados no modelo. Foram considerados ainda os seguintes padrões: os pontos marcados com asteriscos vermelhos sinalizam as condições em que os casos divergiram, os pontos marcados com círculos azuis representam casos que convergiram com até cinco iterações e os casos marcados com círculos vermelhos representam casos que convergiram com mais de cinco iterações. Estes parâmetros devem ser considerados ao analisar todos os gráficos dos testes seguintes.

Um caso testado foi o IEEE-34 barras (DSASC, 2006), onde todos os controles foram desativados para não influenciar nos resultados, os quais estão resumidos no gráfico da Figura 3.21.

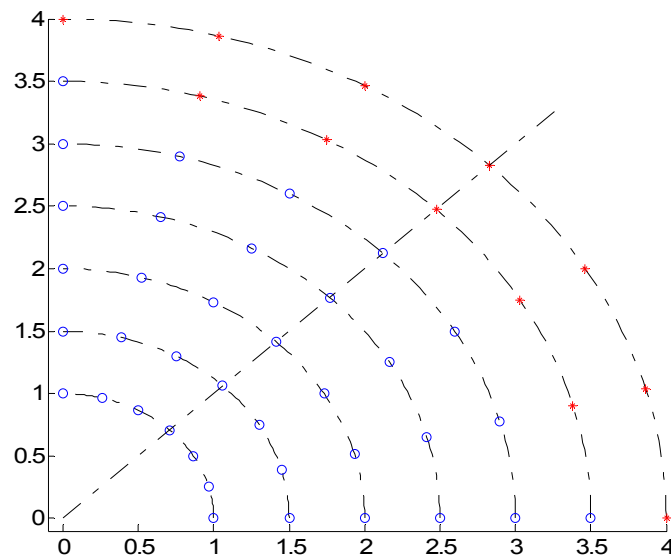


**Figura 3.21 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso IEEE-34 barras**

Analisando-se estes resultados, verifica-se que o MICN ao solucionar o sistema nas condições dos módulos das impedâncias próprias das linhas iguais aos valores de módulos originais (pontos da curva onde  $k = 1$ ) não apresenta problemas de convergência em nenhuma situação, inclusive converge facilmente com relações R/X elevadas. Observa-se também que, quanto mais vai se aumentando os valores dos módulos das impedâncias próprias (incrementados pelo parâmetro  $k$ ) mais complicada se torna a convergência do método, de uma maneira geral, o que já era esperado. E

ainda, tomando-se, por exemplo, apenas os resultados dos pontos da curva onde os valores das impedâncias próprias estavam pesados pelo parâmetro  $k = 3$ , vê-se que o MICN convergiu os dois casos onde a relação R/X era mais baixa, não conseguindo convergir os outros pontos testados.

Outro caso testado foi o NEV (DUGAN, 2008), que será mais analisado no capítulo 4, e os resultados alcançados são representados no gráfico da Figura 3.22.



**Figura 3.22 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso NEV**

Os resultados alcançados com este sistema são semelhantes àqueles encontrados para o sistema apresentado anteriormente. De maneira geral, o MICN apresenta boas características de convergência para vários pontos testados, inclusive para pontos com alta relação R/X das impedâncias próprias dos alimentadores. Atenta-se apenas para os resultados dos pontos da curva onde os valores das impedâncias próprias estavam pesados pelo parâmetro  $k = 3,5$ , pode-se ver que nesta região o MICN só conseguiu convergir dois casos: o de relação R/X mais baixa e o de relação R/X mais alta.

Testou-se também um caso proposto por KERSTING (2008), que é um sistema radial, a quatro condutores, com possibilidade de aterramento em todos os nós neutros, onde foram consideradas seis barras (postes) para estes testes, para quatro condições distintas as quais estão descritas a seguir junto com seus resultados correspondentes.

1) Sistema solidamente aterrado em todos os nós neutros:

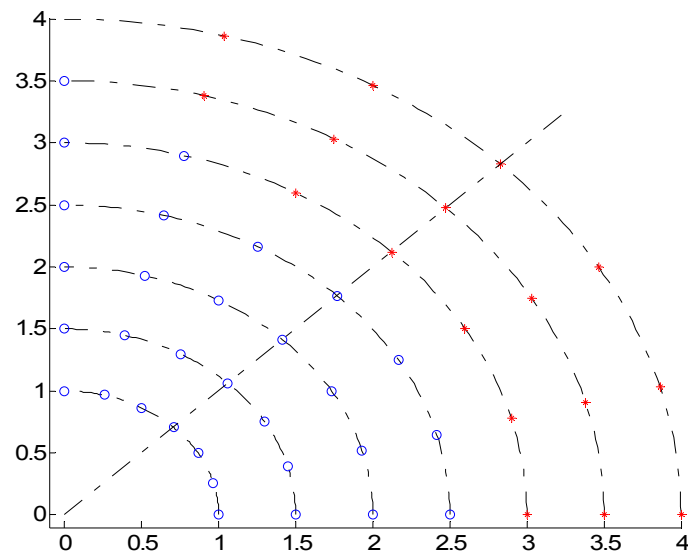


Figura 3.23 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso de 6 barras (neutros solidamente aterrados)

2) Sistema aterrado por impedância de 10 ohms em todos os pontos de neutro:

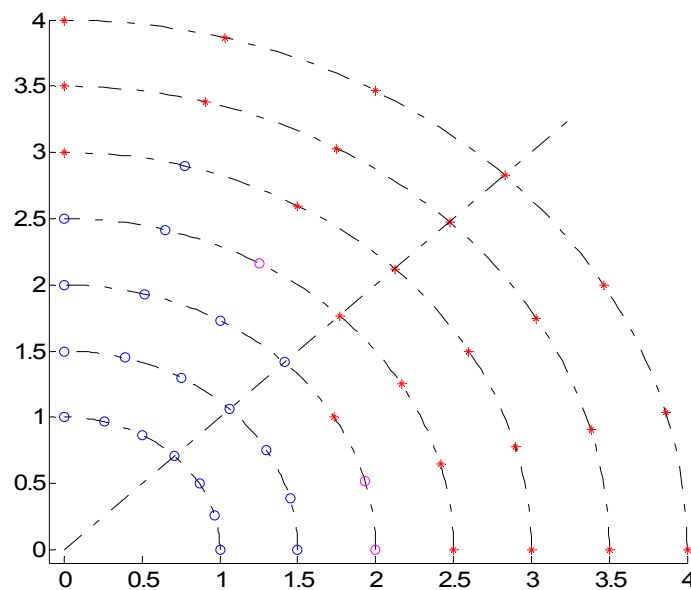


Figura 3.24 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso de 6 barras (neutros aterrados por 10 ohms)



3) Sistema aterrado por impedância de 100 ohms em todos os pontos de neutro:

Observação: Neste teste o gráfico está com mais detalhes, pois mais pontos foram simulados, sendo que a montagem segue a mesma lógica dos anteriores.

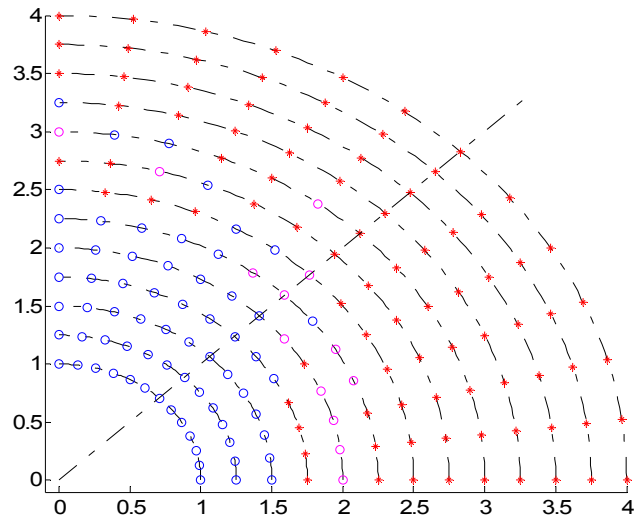


Figura 3.25 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso de 6 barras (neutros aterrados por 100 ohms)

4) Sistema com todos os nós neutros flutuantes (exceto o da barra de referência):

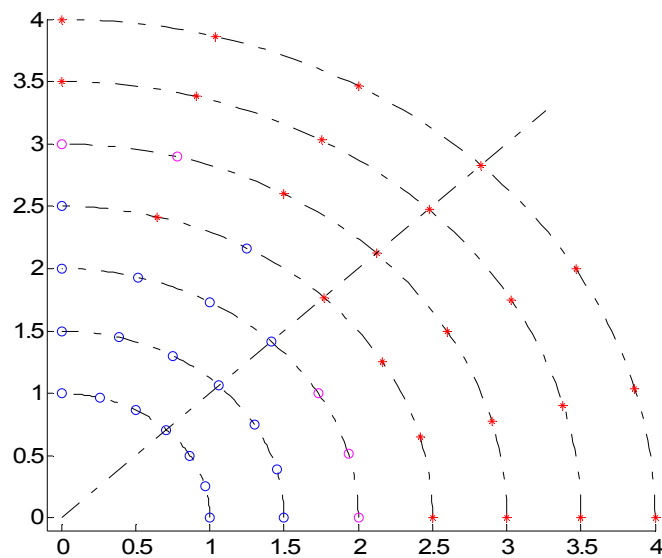


Figura 3.26 – Resultados de testes da influência da relação R/X no processo de convergência do MICN com o caso de 6 barras (neutros flutuantes)

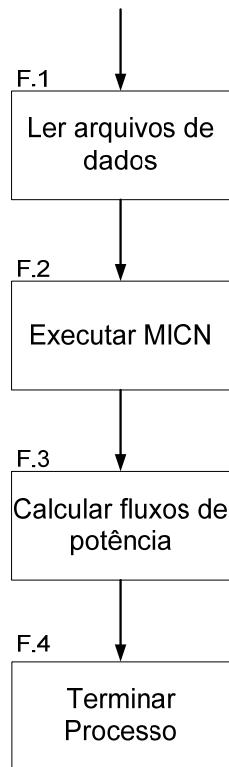
Nos resultados destes últimos casos encontra-se uma variedade de situações, com uma pequena tendência de que o MICN teve mais dificuldade de convergir os sistemas com relação R/X mais elevada. Porém, não se verifica de maneira geral uma lógica de convergência nos resultados que possa ser realmente relacionada com o aumento/diminuição da relação R/X.

Considera-se que após todos os testes realizados sobre a questão levantada não se conseguiu concluir se a relação R/X dos alimentadores influencia no processo de convergência do método proposto de forma geral, não podendo afirmar que no MICN sistemas com relação R/X mais elevada dificultam a convergência.

### ***3.3 Método de Cálculo de Fluxo de Potência Utilizando o MICN***

Uma das principais finalidades de métodos de solução de sistemas elétricos é seu uso no cálculo do fluxo de potência. Após a determinação da solução de todas as variáveis de estado do sistema pode-se calcular os fluxos de potência ativa e reativa em todos os ramos. Utiliza-se muito o termo método de fluxo de potência para métodos que antes de tudo determinam a solução de sistemas.

Na Figura 3.27 apresenta-se um algoritmo de um método para cálculo de fluxo de potência desenvolvido utilizando o MICN para solucionar o sistema.



**Figura 3.27 – Algoritmo de método de cálculo de fluxo de potência utilizando o MICN**

Pode-se dizer que as características deste método de fluxo de potência são as mesmas características do método de solução de sistemas (MICN), pois o método de fluxo de potência é basicamente a solução iterativa do sistema acrescida de alguns cálculos posteriores, de forma a determinar os fluxos nos elementos.

### **3.4 Comparação de Metodologias: MICN x FBS**

O Forward/Backward Sweep (FBS) é um método bastante utilizado para a solução de sistemas elétricos radiais ou fracamente malhados (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988, CIRIC *et al.*, 2003). Muitos autores consideram que este método apresenta um bom desempenho computacional e sua implementação computacional é relativamente simples, por isto se tornou uma das principais ferramentas de solução do fluxo de potência para os sistemas elétricos de distribuição. Porém, este método apresenta limitações, especialmente na solução de sistemas malhados e/ou com controles.

Ressalta-se que ultimamente vem ocorrendo um aumento do uso de equipamentos que possuem características de controle nos sistemas de distribuição, especialmente por causa da relativa diminuição dos preços, onde como exemplo podemos citar o aumento

do uso de reguladores de tensão e SVCs. O aumento da penetração da geração distribuída também torna necessária a utilização de mais dispositivos de controle nos sistemas de distribuição. Além disso, muitas concessionárias de energia elétrica têm mudado suas filosofias de operação, permitindo cada vez mais operação em malhas nas redes, uma vez que isto aumenta a confiabilidade da operação e os avanços na área de proteção permitem isto, inclusive no Brasil já existem sistemas de distribuição totalmente malhados.

De maneira geral estas novas características têm gerado problemas para a utilização do FBS na solução destas redes, e para resolver isto têm sido desenvolvidos vários artifícios, descritos em novos artigos que detalham os problemas e apresentam soluções pontuais (LUO e SEMLYEN, 1990, ZHU e TOMSOVIC, 2002, STOICESCU *et al.*, 2002, XIAO *et al.*, 2006, WANG *et al.*, 2004). Porém, o custo computacional para a solução destes problemas tem aumentado gradativamente, uma vez que na maioria das vezes é necessário um aumento do número de iterações para se chegar à solução (RAJICIC *et al.*, 1994). E, ainda, a robustez do método começa a ficar prejudicada, sendo que em diversas situações o mesmo não alcança a convergência. Isto pode ser verificado por meio de simulações e também nas descrições feitas por diversos autores que muitas vezes precisam mudar substancialmente seus algoritmos de solução do fluxo de potência, de forma a adequá-lo a solução de um caso particular, por exemplo, para resolver um sistema com um tipo diferente de conexão de transformador ou com reguladores de compensação de queda de tensão de linha.

Apesar das dificuldades de simulação de alguns sistemas descritas para o FBS, este método ainda é muito utilizado na solução de sistemas e cálculo de fluxo de potência, e por isso será utilizado como base de comparação para o MICN. Cabe ressaltar que o MICN não apresenta as limitações do FBS, podendo ser normalmente utilizado (sem mudanças em seu algoritmo) para sistemas malhados e com controles.

Nas próximas seções serão comparadas importantes características do MICN e do FBS. Para possibilitar a comparação entre as metodologias foi implementado um algoritmo FBS, desenvolvido para solução de sistemas com até quatro condutores. Não serão tratados aqui os artifícios adicionais que têm sido implementados em métodos de FBS pra convergir casos especiais, e nem rotinas adicionais para a solução de controles. Decidiu-se comparar o MICN e o FBS apenas com sistemas a quatro condutores, radiais, na busca por comparações mais equânimes.

### 3.4.1 Algoritmos de Solução

Na Figura 3.28 apresenta-se fluxogramas dos algoritmos das metodologias comparadas: MICN e FBS. Mais detalhes sobre cada passo de métodos baseados no FBS podem ser encontrados facilmente na literatura (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988, CIRIC *et al.*, 2003, ARAUJO *et al.*, 2006a, 2006b, 2007). Na seqüência apresenta-se detalhes sobre partes dos processos de solução.

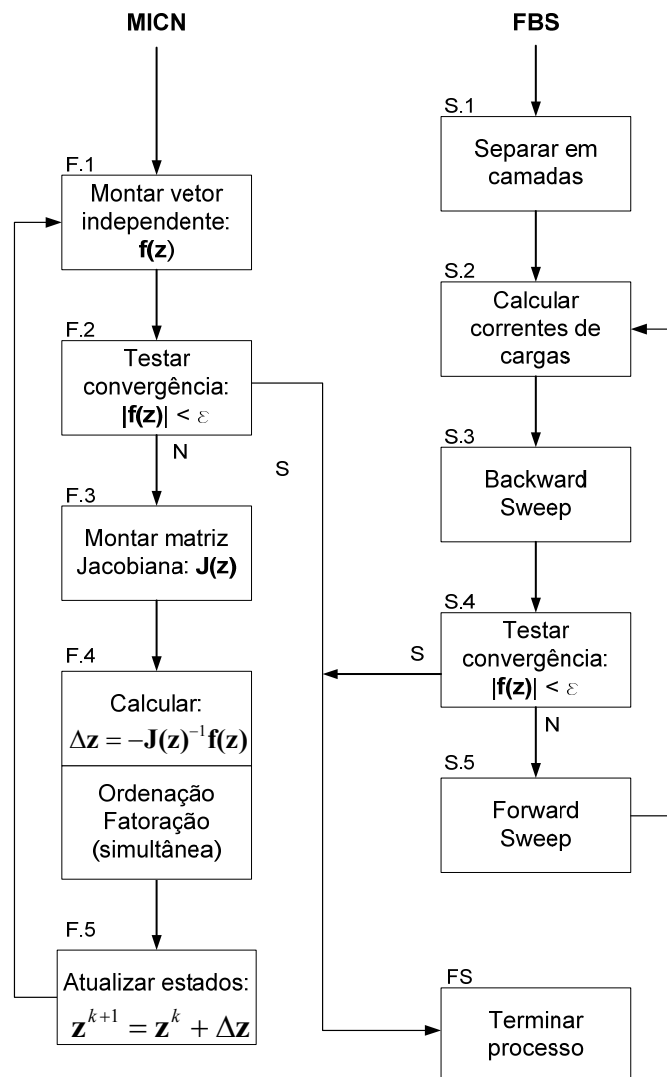


Figura 3.28 – Algoritmos do MICN e do FBS

#### Pré Processamento

Antes de iniciar o processo iterativo do FBS, é necessário fazer o tratamento de camadas (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988, LUO e SEMLYEN, 1990), passo S.1. É

importante enfatizar que este passo não faz parte do “loop” principal do algoritmo, mas o esforço computacional para realizar este passo cresce exponencialmente com o número de barras dos sistemas. Para sistemas com mais do que 5000 barras, o tempo necessário para realizar este passo é consideravelmente maior que o tempo de solução.

### **Processamento Iterativo**

Para facilitar a análise considere o passo F.1 (montar vetor solução) utilizando 1 unidade de tempo de processamento computacional para ser realizado. O tempo necessário para realizar o passo F.1 é equivalente ao tempo utilizado na realização dos passos S.2, S.3 e S.5. Os passos F.2, F.5 e S.4 possuem tempos desprezíveis se comparados às outras etapas.

Nos sistemas testados o tempo necessário para a realização do passo F.3 é em média aproximadamente igual a 1,5 vezes o tempo necessário para o passo F.1 e o tempo necessário para realizar o passo F.4 é equivalente a 4 vezes o tempo utilizado no passo F.1. Em sistemas radiais o tempo da fatoração aumenta linearmente com o número de barras dos sistemas (em sistemas malhados a relação não é linear e depende do sistema).

Sendo assim, é esperado que uma iteração do FBS seja em média entre cinco a seis vezes mais rápida que uma iteração do MICN. Mas isto só pode ser afirmado para sistemas radiais.

### **3.4.2 Teste e Tempos de Processamento Computacional**

Nesta seção serão apresentadas comparações de desempenho computacional realizadas entre o MICN e o FBS implementado. Para as comparações ficarem condizentes com as duas metodologias escolheu-se um alimentador trifásico, radial e desequilibrado. A tolerância para convergência foi definida em  $10^{-4}$  p.u. de corrente. As simulações foram efetuadas em um computador Pentium IV 3.0 GHz com 512 Mb de RAM. Na Tabela 3.8 apresenta-se detalhes do caso testado.

**Tabela 3.8 – Caso teste MICN x FBS**

Número de barras	Número de nós	Níveis de carregamento	Controles ativos
173	520	3	Não

Na Tabela 3.9 e na Tabela 3.10 apresenta-se os resultados deste sistema de distribuição. O tempo total de solução é praticamente o mesmo em ambas as metodologias. No caso de carga pesada o método FBS não convergiu.

**Tabela 3.9 – Resultados do sistema de 173 barras**

Carregamento	FBS		MICN	
	Número de iterações	Tempo total (s)	Número de iterações	Tempo total(s)
Leve	9	0,712	2	0,813
Médio	18	1,291	3	1,211
Pesado	-----	-----	5	2,022
Tempo médio por iteração (s)				
		0,074	0,404	
Tempo da identificação de camadas (s)				
< 0,010				

**Tabela 3.10 – Relação de tempos do sistema de 173 barras**

Carregamento	Relação de tempo total (MICN/FBS)	Relação dos tempos médios por iteração (MICN/FBS)
Leve	1,126	5,138
Médio	0,930	5,628
Pesado	-----	-----

Apresenta-se dois gráficos de resultados de simulações com o sistema de 173 barras para ilustrar a influência do modelo de carga sobre o número de iterações requeridas por cada metodologia para chegar à solução. Na Figura 3.29 apresenta-se o número de iterações necessárias para alcançar a convergência estando todas as cargas modeladas como potência constante. Na Figura 3.30 apresenta-se os resultados quando o modelo de carga foi mudado para impedância constante. Nos dois casos a carga total foi sendo aumentada de um fator (Carregamento).

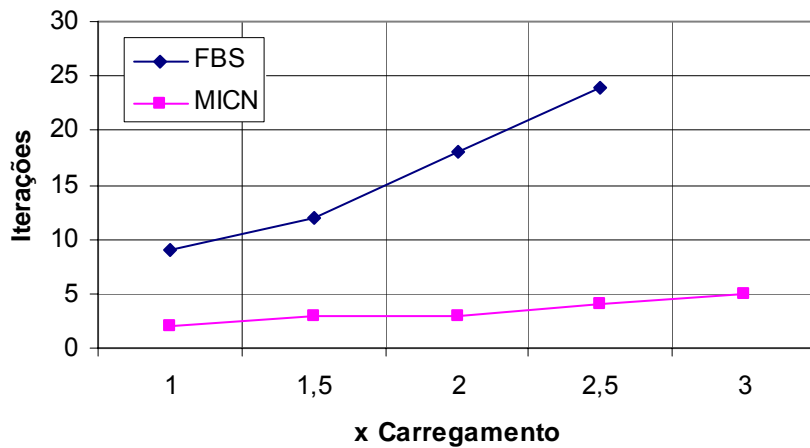


Figura 3.29 – Resultados utilizando o modelo de potência constante para a carga

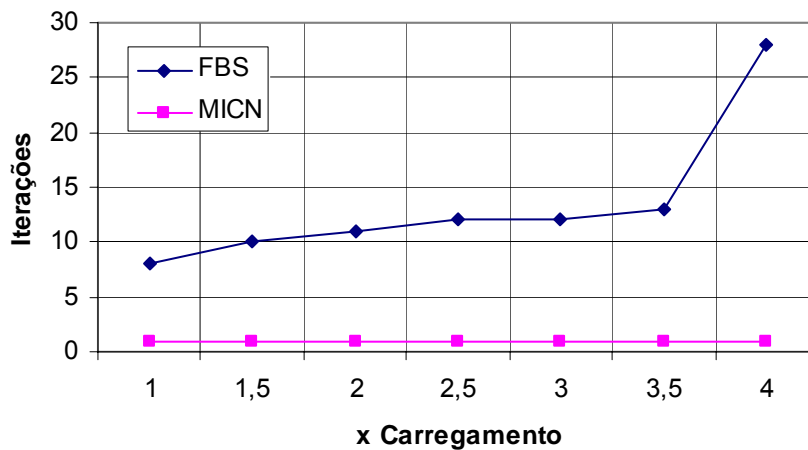


Figura 3.30 – Resultados utilizando o modelo de impedância constante para a carga

Comparando-se as duas figuras anteriores pode-se verificar que o método FBS apresenta características semelhantes de convergência para os dois modelos de carga testados, já o MICN precisa de apenas uma iteração para encontrar a solução quando as cargas são modeladas como do tipo impedância constante, e apresenta apenas um ligeiro aumento do número de iterações quando se utiliza o modelo de potência constante nas cargas. Pode-se verificar também que em sistemas muito carregados o MICN requer um número muito menor de iterações para alcançar a convergência do que o FBS.

A partir das tabelas de resultados e de vários outros testes realizados observa-se que o tempo total de solução nas duas metodologias é dependente de características do sistema, mas são todos bem aceitáveis. Porém, o MICN apresenta maior robustez convergindo também casos de carregamento pesado, o que algumas vezes não se consegue realizar com o FBS. Nota-se também que o tempo de processamento de uma



iteração do FBS é em média entre 5 a 6 vezes menor que o tempo de uma iteração do MICN, conforme já havia sido citado anteriormente, porém, o FBS normalmente necessita de muito mais iterações do que o MICN para convergir os sistemas.

### 3.4.3 Informações Comparativas

Na Tabela 3.11 estão sumarizadas informações comparativas entre os dois métodos. É importante ressaltar que os resultados e observações apresentados neste trabalho sobre as comparações entre o MICN e o FBS refletem a visão e a experiência obtidas com os estudos e as implementações computacionais desenvolvidas nesta tese e em trabalhos relacionados a ela.

Conclui-se que, se bem implementado, o desempenho do MICN é competitivo com o FBS em todos os tipos de sistemas, e ainda o MICN tem as vantagens de funcionar perfeitamente com o mesmo algoritmo em sistemas com diversos controles, com equipamentos com as mais diversas configurações e/ou muito malhados, se apresentando como uma formulação superior.

**Tabela 3.11 – Comparações MICN x FBS**

	MICN	FBS
Metodologia	Complexa	Simples
Implementação do Método	Complexa	Simples
Extensão a sistemas com mais condutores/fases	Não há diferença	Simples
Robustez	Alta	Média
Implementação de controles	Simples	Mais Complexa
Convergência (número de iterações)	Poucas (Quadrática)	Muitas
Sistemas com controles	Resolve sem problemas	Aumento no número de iterações
Sistemas radiais	Resolve sem problemas	Resolve sem problemas
Sistemas malhados	Resolve sem problemas	Não resolve muitas malhas
Tempo total de processamento	Baixo	Baixo
Tempo por iteração	Alto	Baixo

### **3.5 Representação do Solo**

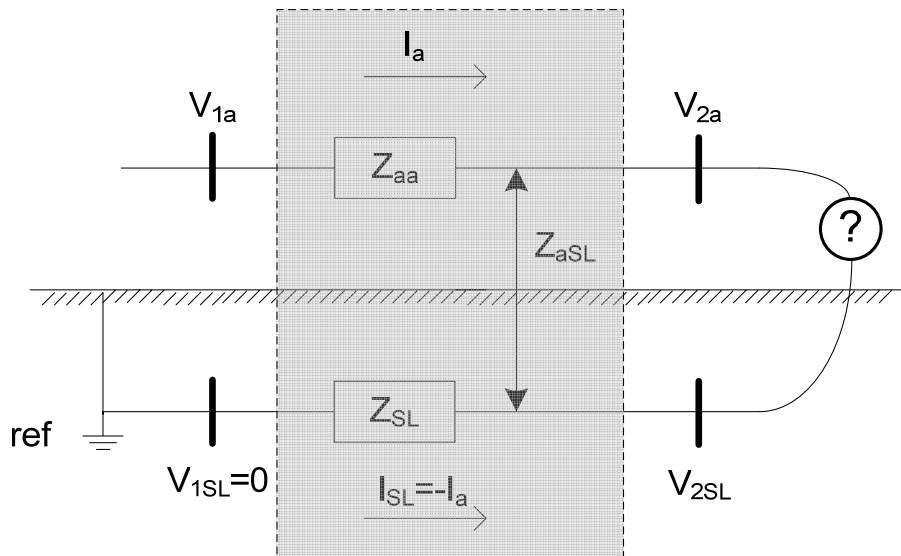
Na maioria das metodologias para análise de sistemas elétricos considera-se no processo de solução o solo como sendo ideal. Normalmente isto é realizado porque seus efeitos já foram incorporados na modelagem, mais especificamente no modelo de linhas. Existem alguns métodos para considerar os efeitos do solo nas definições dos parâmetros dos modelos de linhas que podem ser encontrados em ANDERSON (1995) e KERSTING (2000) por exemplo. Estas aproximações são consideradas satisfatórias na maior parte dos estudos e vêm sendo amplamente utilizadas.

No presente trabalho, o procedimento de incorporação dos efeitos do solo no modelo de linha foi considerado na maior parte das análises, sendo utilizado o modelo de linha descrito no Capítulo 2. Porém, o MICN, ao tratar “ $n$ ” condutores, possibilita representar o solo de outra maneira, considerando o condutor equivalente de retorno (ANDERSON, 1995) para modelar os efeitos do solo explicitamente, na solução dos sistemas. Assim, com o MICN não é obrigatório considerar o solo ideal ou embutir seus efeitos nos modelos de linhas, e algumas análises mais detalhadas podem ser realizadas.

Nesta seção será apresentado um modelo completo de uma linha monofásica com retorno pelo solo, considerando que os terminais não estão solidamente aterrados. Posteriormente o mesmo procedimento será estendido para uma linha “ $n$ -fásica”. Ambos os modelos podem ser utilizados no MICN e as equações para os cálculos das impedâncias próprias e mútuas destes modelos estão descritas em ANDERSON (1995) e são baseadas nas equações de Carson (CARSON, 1926).

#### **3.5.1 Linha Monofásica**

Na Figura 3.31 apresenta-se uma seção de um sistema elétrico de potência, onde a parte destacada representa uma linha monofásica com representação explícita do condutor equivalente de retorno pelo solo.



**Figura 3.31 – Modelo de uma linha monofásica com representação explícita do solo**

Considere que os nós 1a e 1SL pertencem ao terminal emissor e os nós 2a e 2SL pertencem ao terminal receptor. Os nós 1a e 2a são nós reais da linha e 1SL e 2SL são nós fictícios que representam pontos de potencial no solo. As tensões  $V_{1a}$ ,  $V_{2a}$ ,  $V_{1SL}$  e  $V_{2SL}$  estão referenciadas ao ponto **ref** que é o mesmo ponto do nó 1SL. Entre os nós do terminal receptor (elemento representado pela “?”) podem estar conectados aterramentos, cargas, outros subsistemas, etc.

As variáveis  $Z_{aa}$  e  $Z_{SL}$  são as impedâncias próprias, sendo que  $Z_{SL}$  é a impedância representativa do condutor equivalente de retorno do solo, e  $Z_{aSL}$  é a impedância mútua, que representam a linha monofásica. Definições mais detalhadas sobre estas impedâncias podem ser encontradas em ANDERSON (1995), sendo que seus valores são calculados segundo o conjunto de equações (3.21).

$$\begin{aligned}
 Z_{aa} &= r_a + j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{sa}} - 1 \right) \Omega/\text{km} \\
 Z_{SL} &= r_{SL} + j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{sSL}} - 1 \right) \Omega/\text{km} \\
 Z_{aSL} &= j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{aSL}} - 1 \right) \Omega/\text{km}
 \end{aligned}
 \tag{3.21}$$

Onde:

$r_a$  é a resistência do condutor em  $\Omega/\text{km}$  na temperatura de operação da linha;  
 $r_{SL}$  é a resistência equivalente do solo em  $\Omega/\text{km}$ , que é calculada em função da frequência do sistema ( $f$ ) pela fórmula aproximada:  $r_{SL} = 9,869 \times 10^{-4} f$  ;

$s$  é o comprimento total da linha;

$k$  é um valor constante adimensional de  $0,2 \times 10^{-3}$ ;

$D_{sa}$  é o raio médio geométrico do condutor de fase;

$D_{sSL}$  é o raio médio geométrico do solo, que pode ser considerado igual a 1;

$D_{aSL}$  é a distância entre o condutor real e o condutor equivalente de retorno pelo solo. Normalmente é calculada utilizando-se a seguinte fórmula empírica:

$$D_{aSL} = \sqrt{658,4 \sqrt{\frac{\rho}{f}}} \text{ m.}$$

Sendo  $\rho$  normalmente considerado igual a  $100 \Omega \cdot \text{m}$ .

Para a linha apresentada na Figura 3.31 pode-se montar o conjunto de equações (3.22) que descreve seu comportamento em regime permanente, na frequência de operação da rede (60 Hz).

$$\begin{aligned} V_{1a} - V_{2a} &= Z_{aa} I_a + Z_{aSL} I_{SL} \\ V_{1SL} - V_{2SL} &= Z_{aSL} I_a + Z_{SL} I_{SL} \end{aligned} \quad (3.22)$$

As equações em (3.22) estão sujeitas as seguintes condições de contorno:

$I_{SL} = -I_a$  - Toda a corrente do condutor de fase retorna pelo condutor equivalente do solo.

$$V_{1SL} = 0 \text{ - Nó de referência tem tensão nula.} \quad (3.23)$$

$V_{2a} \neq V_{2SL}$  - O cabo da fase no terminal receptor da linha não está conectado diretamente no solo.

As equações em (3.22), mais as condições de contorno apresentadas em (3.23) definem completamente a linha de transmissão monofásica da Figura 3.31, sendo este o modelo completo desta linha com representação explícita do solo, o qual pode ser utilizado no MICN.

Embora no MICN possa ser feita a representação explícita do solo, pode-se também representá-lo implicitamente, incorporando seus efeitos na fase. Os resultados utilizando-se as duas abordagens são os mesmos. A seguir será descrito o procedimento utilizado para “eliminar” o condutor equivalente de retorno do solo, incorporando seus efeitos.

Aplicando-se as equações de contorno de (3.23) em (3.22), tem-se:

$$\begin{aligned} V_{1a} - V_{2a} &= Z_{aa} I_a - Z_{aSL} I_a \\ 0 - V_{2SL} &= Z_{aSL} I_a - Z_{SL} I_a \end{aligned} \quad (3.24)$$

Reduzindo-se o sistema de (3.24) (subtraindo-se uma equação da outra) para incorporar o efeito do solo na fase, encontra-se (3.25):

$$V_{1a} - V_{2a} + V_{2SL} = (Z_{aa} - 2Z_{aSL} + Z_{SL}) I_a \quad (3.25)$$

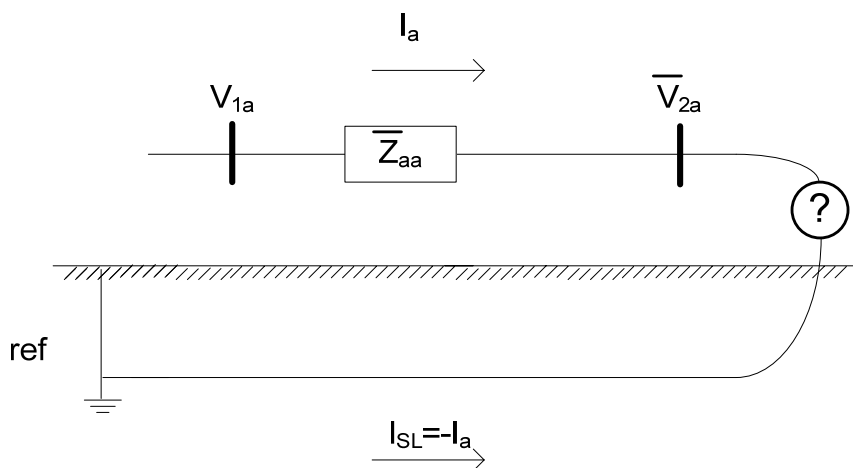
Neste caso, como o solo e o condutor de fase não estão diretamente conectados, cria-se uma nova variável (auxiliar) conforme (3.26), que substituída em (3.25) leva a (3.27), que é a equação do modelo da linha equivalente com o efeito do solo implícito.

$$\bar{V}_{2a} = V_{2a} - V_{2SL} \quad (3.26)$$

$$V_{1a} - \bar{V}_{2a} = \bar{Z}_{aa} I_a \quad (3.27)$$

$$\text{Onde } \bar{Z}_{aa} = Z_{aa} - 2Z_{aSL} + Z_{SL}$$

Na Figura 3.32 apresenta-se o diagrama representativo da linha monofásica com o efeito do solo incorporado no condutor de fase.

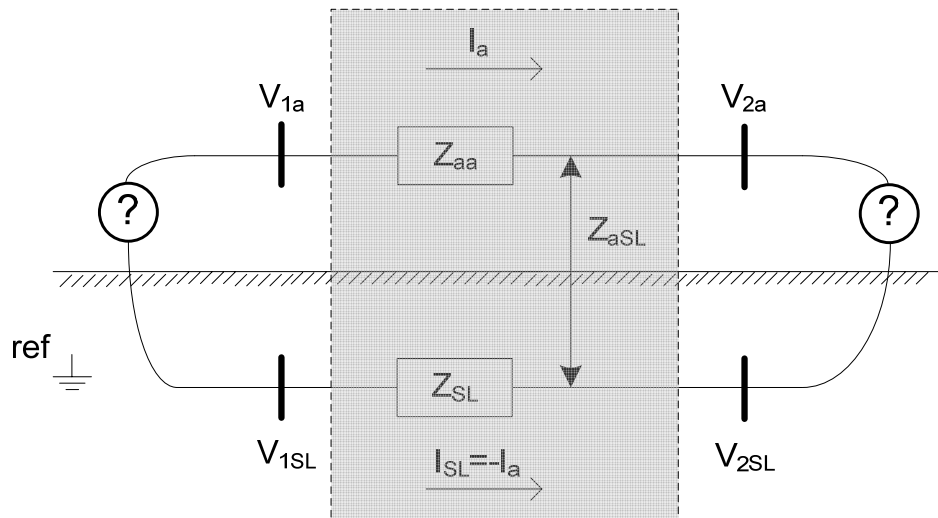


**Figura 3.32 – Modelo de uma linha monofásica com representação implícita do solo**

Um aspecto muito importante destas possibilidades de representação diz respeito à verificação, na análise dos resultados, das considerações utilizadas para definir os modelos. Verifica-se que esta observação não tem sido feita por alguns autores, sendo uma fonte de erros, especialmente ao se comparar resultados obtidos com cada uma das possibilidades de representação do solo, explícita ou implícita.

O resultado da equação (3.27), considerando-se (3.26), implica que o valor da tensão em um ponto da linha quando o solo tiver seus efeitos incorporados na fase é equivalente a diferença de potencial entre o mesmo ponto da fase e a tensão do solo no ponto correspondente quando o solo for representado explicitamente, ou seja, os resultados de um sistema com representação explícita do solo e com o solo representado implicitamente devem ser os mesmos, porém as tensões estarão apresentadas com referências diferentes, logo é necessário aplicar a equação (3.26) para comparar os resultados de tensões nodais de fase.

Na Figura 3.33 apresenta-se uma linha monofásica similar à linha analisada anteriormente, com a diferença que as extremidades do cabo de fase tanto no emissor quanto no receptor não estão conectadas diretamente ao solo e considera-se a referência de tensão como um ponto qualquer do sistema.



**Figura 3.33 – Modelo de uma linha monofásica com emissor e receptor não aterrados diretamente**

O conjunto de equações que descreve esta linha é o mesmo que foi apresentado em (3.22), mas as condições de contorno são as apresentadas em (3.28):

$I_{SL} = -I_a$  - Toda a corrente do condutor de fase retorna pelo condutor equivalente do solo.

$V_{1a} \neq V_{1SL}$  - O cabo de fase no terminal emissor não está conectado diretamente no solo. (3.28)

$V_{2a} \neq V_{2SL}$  - O cabo de fase no terminal receptor não está conectado diretamente no solo.

Analogamente ao que foi realizado no caso anterior, aplicando-se as condições de contorno (3.28) e reduzindo-se o sistema de equações (subtraindo-se uma equação da outra) para incorporar os efeitos do solo na fase, chega-se a (3.29):

$$V_{1a} - V_{1SL} - V_{2a} + V_{2SL} = (Z_{aa} - 2Z_{aSL} + Z_{SL})I_a \quad (3.29)$$

Onde se define:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{1a} &= V_{1a} - V_{1SL} \\ \bar{V}_{2a} &= V_{2a} - V_{2SL} \end{aligned} \quad (3.30)$$

Assim a equação (3.29) pode ser escrita de forma compacta como em (3.31).

$$\bar{V}_{1a} - \bar{V}_{2a} = \bar{Z}_{aa} I_a \quad (3.31)$$

A Figura 3.34 apresenta um diagrama representativo deste modelo de linha com o efeito do solo incorporado na fase.

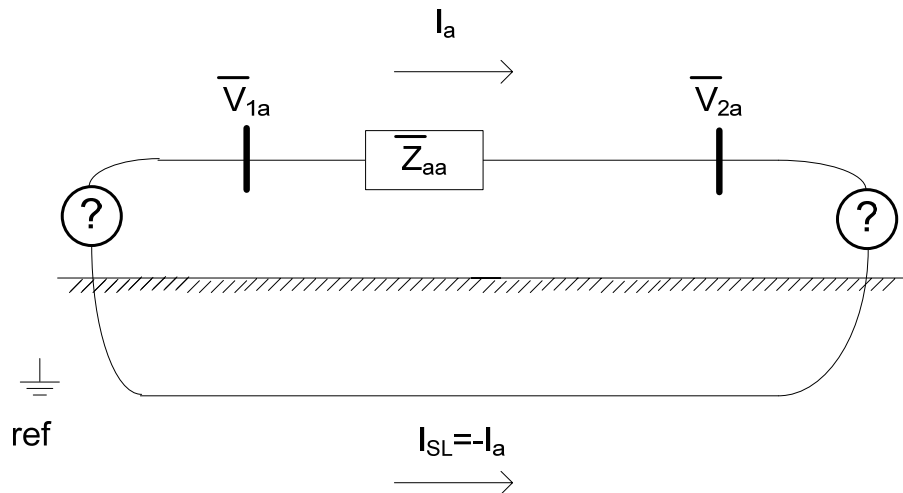


Figura 3.34 – Modelo de uma linha monofásica com representação implícita do solo com a referência de tensão em um ponto qualquer do sistema

Da mesma maneira que no caso anterior, ambas as modelagens podem ser utilizadas no MICN, e os resultados considerando-se o solo explícito ou implícito devem ser os mesmos. Mas da mesma forma deve-se tomar cuidado ao analisar e comparar os resultados, devido às mudanças de referenciais que são realizadas entre os dois modelos, conforme (3.30).

### 3.5.2 Linha N-fásica

A dedução do modelo de representação do solo na linha n-fásica é similar ao que é realizado para a linha monofásica. Na Figura 3.35 mostra-se um diagrama representativo de uma linha multifásica com representação explícita do condutor equivalente de retorno pelo solo.



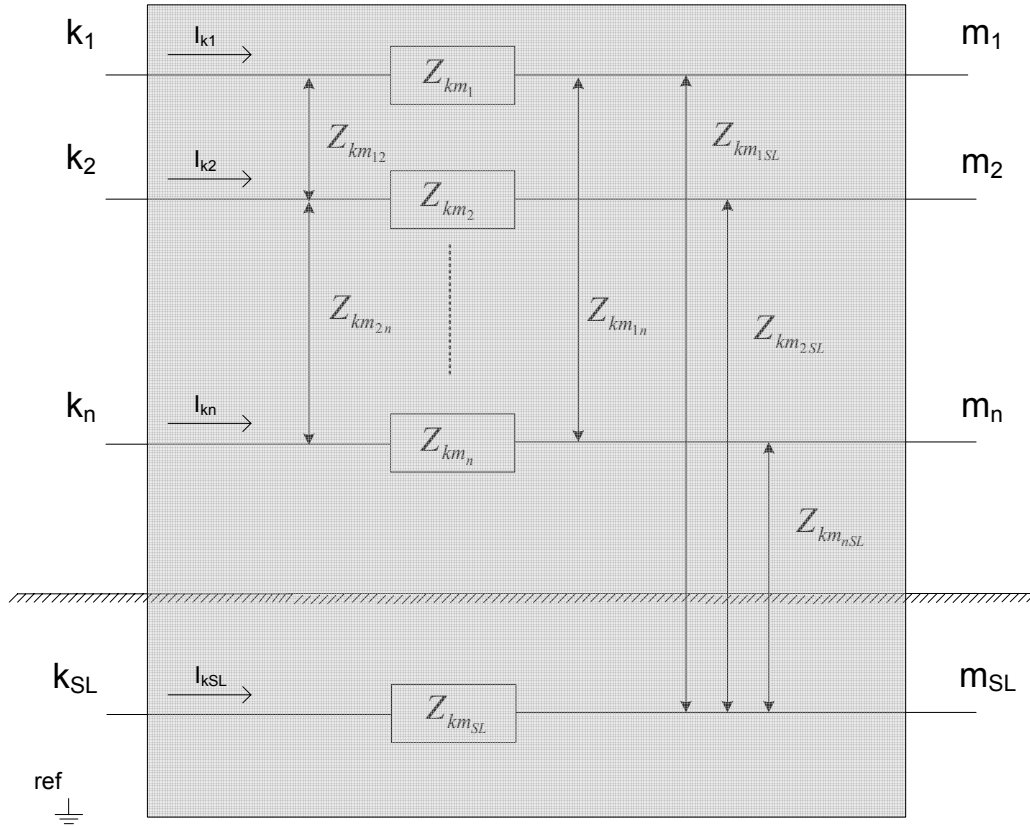


Figura 3.35 – Modelo de uma linha n-fásica com representação explícita do solo

Em (3.32) apresenta-se uma equação matricial representativa desta linha, sendo que os valores das impedâncias são calculados segundo o conjunto de equações (3.33).

$$\begin{bmatrix} V_{k_1} - V_{m_1} \\ V_{k_2} - V_{m_2} \\ \vdots \\ V_{k_n} - V_{m_n} \\ V_{k_{SL}} - V_{m_{SL}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{km_1} & Z_{km_{12}} & \cdots & Z_{km_{1n}} & Z_{km_{1SL}} \\ Z_{km_{21}} & Z_{km_2} & & Z_{km_{2n}} & Z_{km_{2SL}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ Z_{km_{n1}} & Z_{km_{n2}} & & Z_{km_n} & Z_{km_{nSL}} \\ Z_{km_{SL1}} & Z_{km_{SL2}} & & Z_{km_{SLn}} & Z_{km_{SL}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{k_1} \\ I_{k_2} \\ \vdots \\ I_{k_n} \\ I_{k_{SL}} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$Z_{km_n} = r_n + j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{sn}} - 1 \right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{km_{n1n2}} = j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{n1n2}} - 1 \right) \Omega/\text{km} \quad (3.33)$$

$$Z_{km_{SL}} = r_{SL} + j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{sSL}} - 1 \right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{km_{nSL}} = j\omega k \left( \ln \frac{2s}{D_{nSL}} - 1 \right) \Omega/\text{km}$$

Onde:

$r_n$  é a resistência do condutor  $n$  em  $\Omega/\text{km}$  na temperatura de operação da linha;

$r_{SL}$  é a resistência equivalente do solo em  $\Omega/\text{km}$ , função da frequência do sistema, derivada da fórmula aproximada  $9,869 \times 10^{-4} f$ ;

$s$  é o comprimento total da linha;

$k$  é um valor constante de  $0,2 \times 10^{-3}$ ;

$D_{sn}$  é o raio médio geométrico dos condutores de fase;

$D_{n1n2}$  é a distância entre os condutores de fase;

$D_{sSL}$  é o raio médio geométrico do solo, que pode ser considerado igual a 1;

$D_{nSL}$  é a distância entre os condutores reais (fases e neutros) e o condutor de retorno pelo solo. Normalmente é calculado utilizando a seguinte fórmula empírica:

$$D_{nSL} = \sqrt{658,4} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ m.}$$

Sendo  $\rho$  normalmente considerado igual a  $100 \Omega \cdot \text{m}$ , e  $f$  é a frequência do sistema.

O MICN permite a utilização deste modelo completo para a linha, com todos os cabos de fases, cabos neutros e o condutor equivalente de retorno do solo representados explicitamente, uma vez que permite a representação de equipamentos com  $n$  condutores. Mas, caso não se queira manter o condutor equivalente de retorno do solo representado explicitamente, pode-se fazer uma redução no modelo, incorporando seus efeitos nos outros condutores.

Considere que a equação (3.32) está sujeita à seguinte condição de contorno:

$$I_{kSL} = - \sum_{\eta=1:n} I_{k\eta} \text{ - O somatório das correntes dos condutores retorna pelo solo.} \quad (3.34)$$

Neste caso, considerou-se que os cabos no terminal emissor e no terminal receptor não estão conectados solidamente ao solo e deste modo não se pode afirmar que as tensões são iguais.

Aplicando-se a condição de contorno e reduzindo (3.32) para incorporar o efeito do solo nos outros condutores chega-se a (3.35), que equivale ao modelo de linha n-fásica já apresentado no Capítulo 2.

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{k_1} - \bar{V}_{m_1} \\ \bar{V}_{k_2} - \bar{V}_{m_2} \\ \vdots \\ \bar{V}_{k_n} - \bar{V}_{m_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{Z}_{km_1} & \bar{Z}_{km_{12}} & \cdots & \bar{Z}_{km_{1n}} \\ \bar{Z}_{km_{21}} & \bar{Z}_{km_2} & & \bar{Z}_{km_{2n}} \\ \vdots & & \ddots & \\ \bar{Z}_{km_{n1}} & \bar{Z}_{km_{n2}} & & \bar{Z}_{km_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{k_1} \\ I_{k_2} \\ \vdots \\ I_{k_n} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{k_n} &= V_{k_n} - V_{k_{SL}} \\ \bar{V}_{m_n} &= V_{m_n} - V_{m_{SL}} \\ \bar{Z}_{km_{pq}} &= Z_{km_{pq}} - Z_{km_{pSL}} - Z_{km_{SLq}} + Z_{km_{SL}} \\ p, q &= 1 : n \end{aligned} \quad (3.36)$$

Salienta-se que os resultados obtidos com o modelo completo (com todos os condutores explícitos, inclusive o representativo do solo, ou seja, solo explícito) e com o modelo que incorpora o efeito do solo nos outros condutores (solo implícito) são os mesmos, e ambos podem ser utilizados ao simular sistemas elétricos no MICN.

### 3.5.3 Solo Implícito x Solo Explícito – Sistema Exemplo

Para ilustrar as duas possibilidades de representação do solo, implicitamente ou explicitamente, pelos procedimentos descritos anteriormente, apresenta-se um exemplo.

Seja um sistema trifásico com uma fonte ideal de 12,47 kV (fase-fase) e um alimentador com 1828,8 metros de comprimento. Considerou-se a distância entre cada poste de 365,76 metros, ou seja, seis postes. O condutor neutro é aterrado em cada poste por uma resistência de 100 ohms, a fonte encontra-se aterrada por  $R_f$  igual a zero ohms e a carga é aterrada por uma resistência  $R_g$ . O diagrama dos postes é mostrado na Figura 3.36 e um esquemático do sistema é apresentado na Figura 3.37. A carga é desbalanceada, modelada como potência constante e conectada em estrela com ponto de conexão no neutro, sendo aterrada por  $R_g = 10$  ohms, com  $S_a = 3000$  kVA ( $\text{fp} = 0,90$ )

atrasado),  $S_b = 3500$  kVA ( $fp = 0,95$  atrasado) e  $S_c = 2500$  kVA ( $fp = 0,85$  atrasado). Este sistema está sendo proposto no âmbito do DSASC como um sistema teste de distribuição do IEEE por KERSTING (2008).

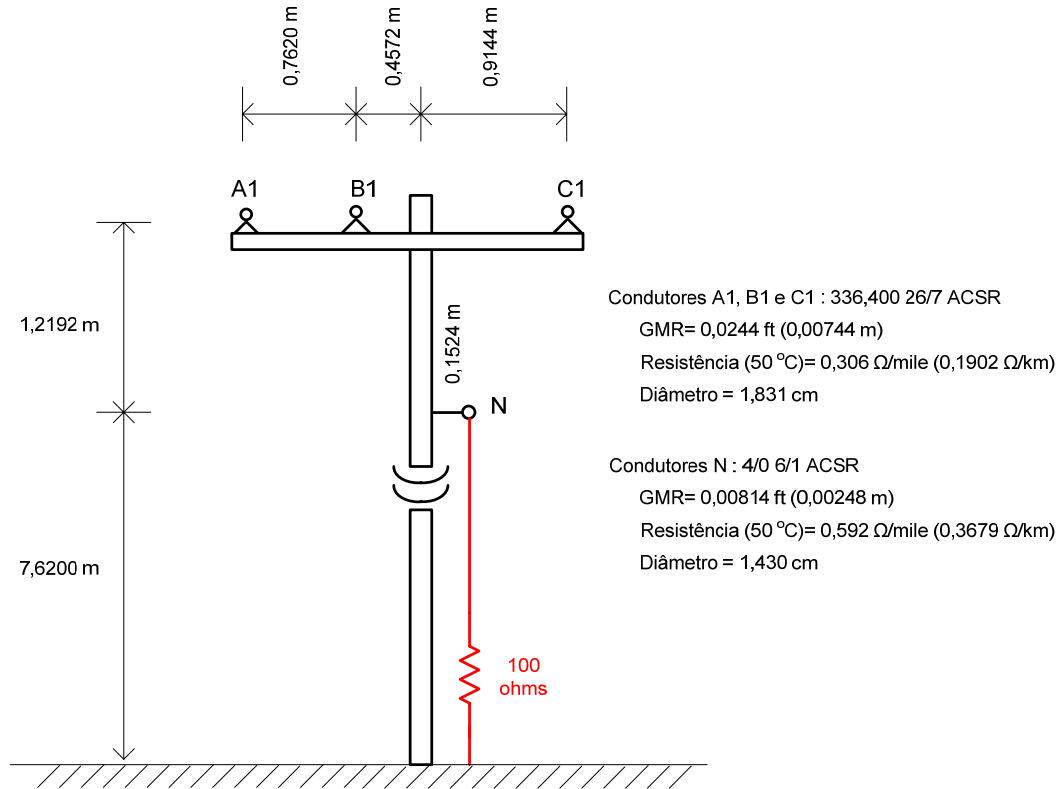


Figura 3.36 – Estrutura física de um poste do sistema exemplo

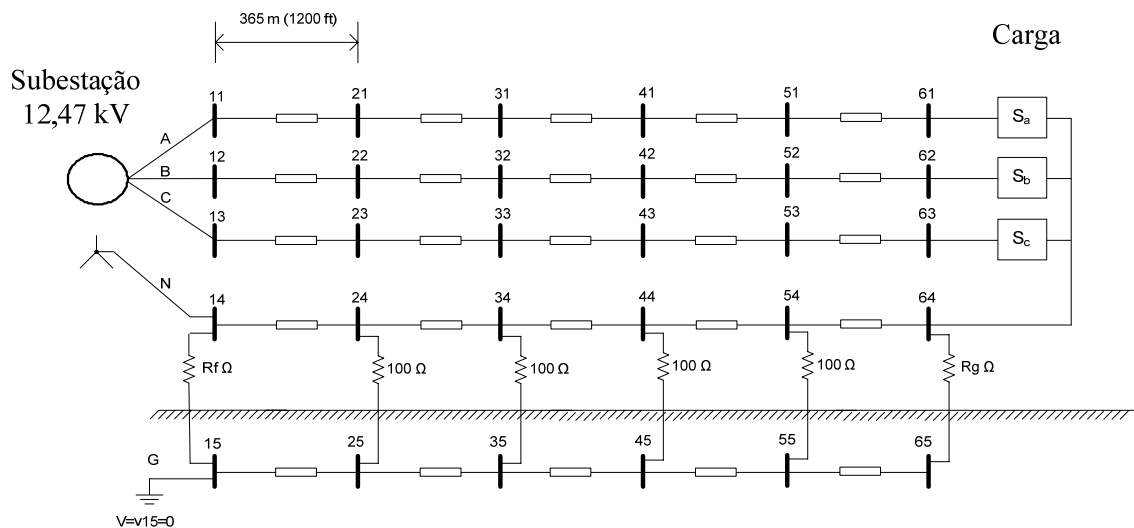


Figura 3.37 – Sistema exemplo de 6 barras, com representação explícita do solo

A resistividade do solo foi considerada como 100 ohms.metro.

Utilizando-se o conjunto de equações (3.33) chega-se as matrizes (3.37) e (3.38) que representam as impedâncias por quilômetro da linha, com a configuração do poste da Figura 3.36, considerando representação explícita do solo.

$$Z_{\text{real}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & N & \text{SOLO} \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ N \\ \text{SOLO} \end{matrix} & \left| \begin{array}{ccccc} 0,19014 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,19014 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,19014 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,367852 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,059214 \end{array} \right| \end{matrix} \text{ ohms/km} \quad (3.37)$$

$$Z_{\text{imag}} = j \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & N & \text{SOLO} \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ N \\ \text{SOLO} \end{matrix} & \left| \begin{array}{ccccc} 0,346411 & -0,00264 & -0,08025 & -0,06423 & -0,27743 \\ -0,00264 & 0,346411 & -0,04693 & -0,04308 & -0,27743 \\ -0,08025 & -0,04693 & 0,346411 & -0,05492 & -0,27743 \\ -0,06423 & -0,04308 & -0,05492 & 0,429183 & -0,27743 \\ -0,27743 & -0,27743 & -0,27743 & -0,27743 & -0,02314 \end{array} \right| \end{matrix} \text{ ohms/km} \quad (3.38)$$

Simulou-se este sistema no MICN, com os parâmetros para a linha determinados considerando o solo explicitamente. Alguns resultados selecionados de tensões nodais são apresentados na Tabela 3.12, estes valores estão referenciados ao nó número 15, considerado a referência de tensão do sistema (tensão de valor igual a 0).

**Tabela 3.12 – Tensões nos nós (nó-referência)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
11	7,200	1,0000	0,00
12	7,200	1,0000	-120,00
13	7,200	1,0000	120,00
14	0,000	0,0000	0,00
15	0,000	0,0000	0,00
24	0,03106	0,0043	-34,824
34	0,06216	0,0086	-34,753
44	0,09335	0,0130	-34,635
54	0,12468	0,0173	-34,470
25	0,00176	0,0002	39,609
35	0,00350	0,0005	39,615
45	0,00518	0,0007	39,624
55	0,00677	0,0009	39,635
61	6,86431	0,9534	-1,583
62	6,95119	0,9654	-122,225
63	6,97614	0,9689	118,674
64	0,15619	0,0217	-34,258
65	0,00824	0,0011	39,645

Alguns resultados de correntes nas linhas são apresentados na Tabela 3.13 e as correntes nos aterramentos na Tabela 3.14.

**Tabela 3.13 – Correntes em Linhas**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
11	21	445,542	-26,707
12	22	503,785	-141,707
13	23	351,342	87,458
14	24	150,277	91,331
15	25	18,481	142,714
51	61	445,542	-26,707
52	62	503,785	-141,707
53	63	351,342	87,458
54	64	152,229	92,229
55	65	15,411	142,797

**Tabela 3.14 – Correntes em RLC (para o solo)**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
14	15	18,481	142,714
24	25	0,306	-38,006
34	35	0,613	-37,905
44	45	0,921	-37,738
54	55	1,230	-37,503
64	65	15,411	-37,203

Neste caso, a geração total foi de 8368,2 kW e 4144,1 kvar, e as perdas foram de 218,1 kW e 426,5 kvar.

Caso se deseje verificar as tensões nos nós considerando como referência o potencial local do solo é necessário realizar alguns cálculos: para cada nó basta subtrair o valor encontrado para a tensão do mesmo pelo valor da tensão local do solo, ambos os valores encontrados com a referência no nó 15. Os valores originais calculados consideram a resistividade do solo, assim a tensão em um nó remoto, da forma que é normalmente mais descrita, é a diferença entre o valor calculado originalmente e o potencial local do solo (com respeito ao nó comum de referência). Alguns resultados de tensão com relação ao potencial local são apresentados na tabela a seguir.

**Tabela 3.15 – Tensões nos Nós (nó - potencial local do solo)**

<b>Nós da diferença</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
V(24)-V(25)	0,03063	0,0043	-38,008
V(34)-V(35)	0,06130	0,0085	-37,908

V(44)-V(45)	0,09208	0,0128	-37,740
V(54)-V(55)	0,12300	0,0171	-37,506
V(61)-V(65)	6,85812	0,9525	-1,628
V(62)-V(65)	6,95902	0,9665	-122,246
V(63)-V(65)	6,97457	0,9687	118,741
V(64)-V(65)	0,15411	0,0214	-37,205

Considerando-se a outra possibilidade de representação do solo, utiliza-se o desenvolvimento apresentado em (3.35) e chega-se as matrizes (3.39) e (3.40) que correspondem as impedâncias por quilômetro da linha, também com a configuração do poste apresentada na Figura 3.36, sendo neste caso a representação do solo implícita, ou seja, com seus efeitos embutidos nos condutores das fases e no neutro. Esta situação está representada na Figura 3.38.

$$Z_{\text{real}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & N \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ N \end{matrix} & \begin{vmatrix} 0,249354 & 0,059214 & 0,059214 & 0,059214 \\ 0,059214 & 0,249354 & 0,059214 & 0,059214 \\ 0,059214 & 0,059214 & 0,249354 & 0,059214 \\ 0,059214 & 0,059214 & 0,059214 & 0,427066 \end{vmatrix} \end{matrix} \text{ ohms/km} \quad (3.39)$$

$$Z_{\text{imag}} = j \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & N \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ N \end{matrix} & \begin{vmatrix} 0,878125 & 0,529072 & 0,451462 & 0,467485 \\ 0,529072 & 0,878125 & 0,484787 & 0,488635 \\ 0,451462 & 0,484787 & 0,878125 & 0,47679 \\ 0,467485 & 0,488635 & 0,47679 & 0,960897 \end{vmatrix} \end{matrix} \text{ ohms/km} \quad (3.40)$$

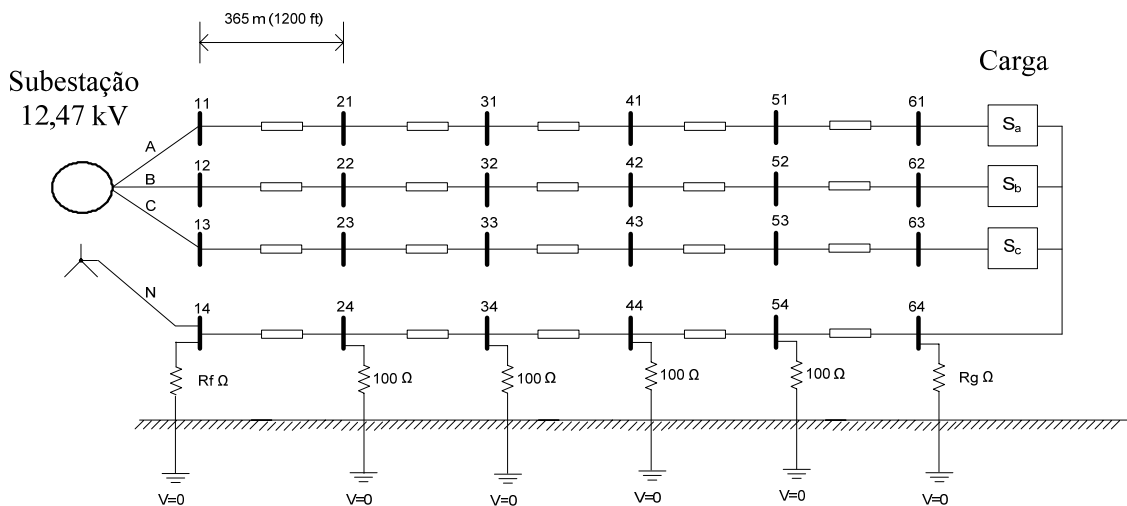


Figura 3.38 – Sistema exemplo de 6 barras, com representação implícita do solo

Simulou-se também o sistema utilizando estes últimos parâmetros calculados para a linha, considerando o solo implicitamente. Alguns resultados selecionados de tensões

nodais são apresentados na Tabela 3.16, neste caso estes valores de tensão estão referenciados ao solo, pois ele tem o mesmo potencial em todos os pontos (todo ele fica considerado com tensão igual a 0 V).

**Tabela 3.16 – Tensões nos Nós (nó-solo)**

<b>Nós</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
11	7,200	1,0000	0,00
12	7,200	1,0000	-120,00
13	7,200	1,0000	120,00
14	0,000	0,0000	0,00
24	0,03063	0,0043	-38,008
34	0,06130	0,0085	-37,908
44	0,09208	0,0128	-37,740
54	0,12300	0,0171	-37,506
61	6,85811	0,9525	-1,628
62	6,95893	0,9665	-122,24
63	6,97447	0,9687	118,741
64	0,15411	0,0214	-37,205

Alguns resultados de correntes nas linhas são apresentados na Tabela 3.17 e as correntes nos aterramentos na Tabela 3.18.

**Tabela 3.17 – Correntes nas Linhas**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
11	21	445,542	-26,707
12	22	503,785	-141,707
13	23	351,342	87,458
14	24	150,277	91,331
solo		18,481	142,714
51	61	445,542	-26,707
52	62	503,785	-141,707
53	63	351,342	87,458
54	64	152,229	92,229
solo		15,411	142,797

**Tabela 3.18 – Correntes em RLC (para o solo)**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
14	0	18,481	142,714
24	0	0,306	-38,006
34	0	0,613	-37,905
44	0	0,921	-37,738
54	0	1,230	-37,503
64	0	15,411	-37,203



Da mesma maneira que na simulação anterior, a geração total foi de 8368,2 kW e 4144,1 kvar, e as perdas foram de 218,1 kW e 426,5 kvar, o que já era esperado, uma vez que na verdade é o mesmo caso, apenas com representações do solo feitas de maneiras diferentes.

Pode-se verificar, a partir das tabelas apresentadas para correntes e tensões, que as duas representações levam aos mesmos resultados. É necessário somente tomar o cuidado de comparar as tensões da maneira correta, ou seja, com a mesma referência, o que no exemplo pode ser feito comparando-se os resultados da Tabela 3.16 com aqueles apresentados na Tabela 3.15, onde em ambos os casos as tensões estão sendo tomadas com relação ao potencial local do solo.

### **3.6 Método para Cálculo de Curto-Circuito Baseado no MICN**

Um cálculo bastante realizado em sistemas elétricos é o cálculo de curto-circuito em regime permanente. Muitas vezes o que se precisa nos estudos é apenas uma boa estimativa dos valores das correntes de curto-circuito em determinadas situações.

Existem várias técnicas de cálculo das correntes de curto-circuito que são definidas e aceitas pelo setor elétrico, e estão descritas em literatura especializada (ANDERSON, 1995) e normas técnicas nacionais e internacionais (IEC 60909-X, 2001, IEEE 551, 2006, NBR 12243, 1989).

Uma possibilidade de cálculo de correntes de curto-circuito em regime permanente é solucionar o sistema elétrico considerando-se, nos pontos onde ocorre o curto-circuito em questão, a conexão de impedâncias representativas do tipo de curto-circuito.

Ao calcular curto-circuito um tratamento que costuma receber especial atenção é a representação de cargas. São abordados tratamentos diferentes em várias metodologias, em algumas delas as cargas são consideradas como do tipo impedância constante para se calcular o curto-circuito.

Neste trabalho, não se teve a pretensão de fazer um aprofundamento na análise e nos cálculos de curto-circuito, porém, como é um cálculo bastante efetuado para diversos estudos decidiu-se desenvolver, utilizando-se o MICN como base, uma

ferramenta para cálculo de curto-circuito, mesmo que bastante simples. E verifica-se que os resultados obtidos com esta ferramenta são suficientes para várias análises.

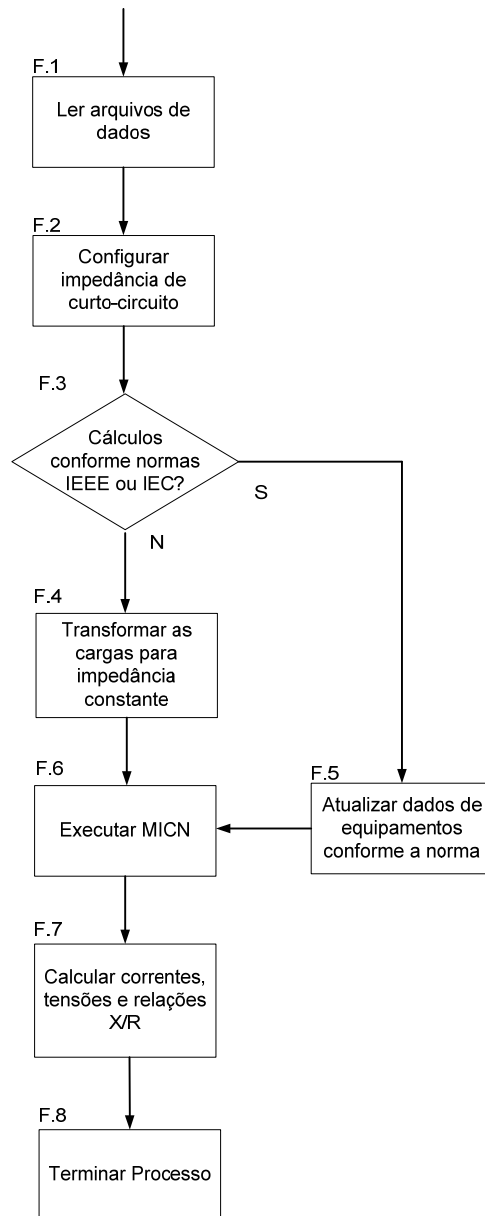
A metodologia da ferramenta desenvolvida a partir do MICN para realizar cálculo de curto-circuito consiste basicamente na definição das impedâncias representativas do curto-circuito, na conexão destas impedâncias nos nós do sistema onde ocorre o curto-circuito, na solução do sistema em curto-circuito utilizando-se o MICN e na determinação dos resultados do curto-circuito a partir da solução obtida para o sistema.

Adotou-se na ferramenta como procedimento padrão transformar, antes do processo de solução com o MICN, todas as cargas do sistema para o tipo impedância constante. Porém, existe também a possibilidade de não efetuar esta transformação e tentar calcular o curto-circuito com as cargas com seus tipos originais, desde que o curto-circuito esteja ocorrendo eletricamente longe de cargas.

A ferramenta criada, devido ao grande detalhamento de modelagem permitido pelo MICN, possibilita calcular praticamente qualquer tipo de curto-circuito (exemplos: curto em espiras de um transformador, curto fase-neutro, etc) em qualquer tipo de sistema.

Utilizando a ferramenta, com pequenas alterações de dados, é possível realizar os cálculos de curto-circuito seguindo as definições das normas técnicas IEC, ABNT e IEEE (IEC 60909-X, 2001, IEEE 551, 2006, NBR 12243, 1989).

Na Figura 3.39 apresenta-se um algoritmo do método para cálculo de curto-circuito desenvolvido utilizando o MICN para solucionar o sistema.



**Figura 3.39 – Algoritmo de método de cálculo de curto-circuito utilizando o MICN**

No Capítulo 4 serão apresentados alguns testes realizados com esta ferramenta.

### **3.7 Conclusões do Capítulo**

Neste capítulo foram apresentadas diversas características da metodologia proposta e análises realizadas com o MICN.

Procurou-se explorar o processo de convergência, especialmente em sistemas elétricos desequilibrados. Após os diversos estudos considera-se que é muito difícil analisar completamente o processo de convergência, devido ao grande número de

variáveis envolvidas, e mesmo análises mais simplificadas ainda ficam complexas devido às inúmeras situações “matemáticas” que podem ocorrer no processo de solução. É muito difícil fazer conclusões definitivas sobre o processo e definir a partir daí regras gerais para solucionar todos os problemas. Porém, as análises, mesmo que simplificadas, nos ajudam a desenvolver alguns procedimentos extras que podem ser bastante úteis em situações específicas. Além disso, é importante conhecer um pouco mais do processo para melhorar a qualidade das análises dos resultados, e desenvolver a crítica dos resultados.

Uma observação que pôde ser feita nas análises é a dependência do método de Newton-Raphson, que é utilizado no MICN, de uma boa inicialização de variáveis, que já é bastante conhecida e citada na literatura. Conclui-se que este é o motivo pelo qual aumenta a dificuldade de convergência ao se trabalhar com sistemas desequilibrados que possuem neutros e aterramentos. As variáveis relacionadas aos neutros, em sistemas desequilibrados, podem assumir valores em uma faixa mais difícil de ser prevista do que para as variáveis das fases, dificultando uma boa inicialização. Porém, mesmo com os sistemas reais desequilibrados que têm sido analisados, considera-se que o MICN tem apresentado uma boa robustez, e inclusive a inicialização básica tem sido suficiente na maioria dos casos.

Procedimentos extras para o MICN foram desenvolvidos apenas para solucionar casos especiais e para resolver alguns desafios propostos pelo DSASC, ressalta-se que não se aconselha utilizar estes procedimentos na solução de todos os casos, não há necessidade, deve-se sempre analisar a necessidade e a relação entre o custo e o benefício trazido pela aplicação de algum procedimento extra. Mas de qualquer forma, considera-se importante o desenvolvimento de procedimentos dessa natureza, pois hoje existe a tendência de serem necessárias representações cada vez mais detalhadas dos equipamentos, fatos que provavelmente aumentarão as dificuldades de convergência dos métodos.

Verificou-se também nas análises a possibilidade de obtenção de múltiplas soluções para um sistema. Foram feitos testes bem simplificados especialmente em sistemas desequilibrados que possuem neutros e aterramentos, variando-se um determinado parâmetro de forma a modificar as soluções. Considera-se que o mais importante neste aspecto é analisar e definir a viabilidade de cada solução encontrada.

Não foi possível concluir com o MICN se sistemas com relação R/X elevada realmente levam a uma maior dificuldade de convergência, como é destacado por

alguns autores, observou-se apenas uma leve tendência neste sentido, mas considera-se que as análises realizadas são insuficientes para uma conclusão. Sobre este aspecto, atenta-se para o seguinte: considera-se que algumas análises efetuadas em outros trabalhos não foram feitas de maneira adequada para testar o relacionamento em questão, uma vez que nos testes ao variar a relação R/X dos sistemas, os autores também aumentaram o valor das impedâncias, invalidando as conclusões.

Uma breve descrição matemática sobre números de condicionamento de matrizes foi apresentada e estudou-se se havia alguma relação entre estes números e as situações de convergência do MICN, mas não se verificou nas análises realizadas relacionamento neste sentido. Conclui-se que a utilização de uma maior precisão no armazenamento computacional das variáveis é suficiente para eliminar os problemas que poderiam ocorrer com matrizes com pequenos números de condicionamento. Lembra-se que a expressão “problemas de condicionamento” também é utilizada por vários autores para os mais diversos problemas numéricos que podem ocorrer durante a solução de sistemas, e não só para a definição matemática de condicionamento. Considera-se que estes outros “problemas de condicionamento”, descritos por alguns autores, são atualmente superados pela boa qualidade das rotinas utilizadas na solução dos sistemas, que consideram técnicas de ordenação, fatoração e esparsidade. Estas últimas características também são muito importantes em qualquer método de solução de sistemas e determinam em grande parte a sua robustez e eficácia.

Aproveitando-se a capacidade do MICN de resolver sistemas com  $n$  condutores, mostrou-se duas possibilidades de representação do solo na solução dos sistemas, implicitamente ou explicitamente. A representação explícita possibilita verificar mais detalhes nos resultados, porém, ambas as representações levam aos mesmos resultados básicos. Considera-se o mais importante nestas análises saber verificar as referências do sistema, de forma a comparar os resultados corretamente.

Foram realizadas comparações de características entre o MICN e o FBS. Encontra-se como grandes vantagens do FBS a facilidade de entendimento e de implementação, e seu bom desempenho com sistemas radiais. Seu ganho de desempenho recai principalmente no baixo tempo computacional necessário para realizar cada iteração. Entretanto, estas vantagens desaparecem quando compara-se o FBS com o MICN quando sistemas de grande porte, de carregamento médio ou pesado, estão sendo considerados, ou também quando equipamentos de controle estão presentes, e especialmente quando sistemas altamente malhados são analisados. O número de

iterações requeridas pelo MICN não aumenta consideravelmente ao simular estes sistemas enquanto que o FBS demanda muito mais iterações ou até mesmo não alcança a convergência. Outra grande vantagem do MICN é que sua estrutura permite a inclusão dos controles diretamente na solução matricial do sistema sem modificar a estrutura original do algoritmo, sem precisar de rotinas ou de procedimentos adicionais como os que são desenvolvidos para o FBS para resolver controles. Por isso, nestes casos com controles o número de iterações do MICN para alcançar a convergência não aumenta muito, ao contrário do que ocorre com o FBS. É importante enfatizar que o algoritmo do MICN e sua robustez não mudam em nada ao solucionar sistemas altamente malhados, ao contrário da maioria dos métodos baseados no FBS que normalmente nem podem solucioná-los.

O MICN mostrou-se como uma metodologia de solução de sistemas eficiente e robusta que pode servir como base para diversas outras metodologias. Como exemplos apresentou-se neste capítulo a utilização do MICN como base para um método de cálculo de fluxo de potência e como base para um método de cálculo de curto-circuito, ambos podendo ser aplicados em sistemas com  $n$  condutores. Na verdade, existem várias metodologias cuja base é um processo de solução de sistemas, assim, é muito importante que a base esteja bem formada e seja confiável.

## Capítulo 4 Resultados

### 4.1 Introdução

Apresenta-se neste capítulo resultados obtidos com a metodologia proposta para análise de sistemas elétricos a  $n$  condutores (MICN). As simulações e testes apresentados tiveram como objetivo mostrar características e potencialidades da metodologia proposta na solução e análise de sistemas, além de testar a implementação computacional. Os sistemas analisados neste capítulo estão resumidos na Tabela 4.1, suas particularidades serão apresentadas nas subseções juntamente com os resultados correspondentes das simulações.

**Tabela 4.1 – Sistemas analisados neste capítulo**

<b>Sistema</b>	<b>Número de Barras</b>	<b>Número de Nós</b>
IEEE4	4	16
IEEE34	34	108
Alimentador de uma concessionária brasileira	477	1753
NEV	95	378
NEV Circuito Simples	21	83

Nas próximas seções serão apresentados resultados obtidos com os sistemas em suas formas originais e com os sistemas com algumas variações, criadas para dificultar a modelagem ou o processo de solução, de forma a demonstrar capacidades do método implementado. Serão também apresentados os resultados obtidos com o MICN na solução dos desafios de simulação mais recentes lançados pelo Subcomitê de Análise de Sistemas de Distribuição do IEEE - DSASC.

O DSASC mantém um relatório intitulado “*Radial Distribution Test Feeders*” que oferece uma gama de sistemas de distribuição para servir de base de testes e validação de metodologias desenvolvidas, e constantemente tem lançado desafios de simulação aos desenvolvedores de programas para análise de sistemas de distribuição. Alguns dos sistemas analisados neste trabalho são desta base, e seus dados completos e resultados básicos podem ser encontrados em DSASC (2006).

As simulações deste capítulo foram realizadas utilizando-se um computador Pentium 4 – 3,2GHz HT com 512Mb de memória. A tolerância utilizada para critério de convergência do MICN foi de  $10^{-4}$  p.u.

## 4.2 Testes com o Sistema IEEE4

O diagrama unifilar do sistema IEEE4 original encontra-se ilustrado na Figura 4.1. Seus dados e resultados básicos podem ser encontrados no relatório DSASC (2006).

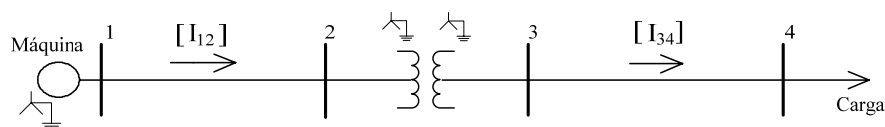


Figura 4.1 – Diagrama do Sistema IEEE4

O propósito original deste sistema era testar diversos tipos de conexões de transformadores. Suas principais características são: o transformador entre as barras 2 e 3 pode operar como um transformador elevador ou abaixador de tensão, e a carga e as linhas são desbalanceadas. As tensões na barra de geração encontram-se inicialmente em 1,0 p.u. ou 7,2 kV (fase-neutro).

Este sistema apresenta grandes desequilíbrios, servindo como um bom sistema teste para programas de análise da distribuição (KERSTING, 2004b).

Neste trabalho utilizou-se este sistema para analisar diferentes conexões de transformadores, configurações de linhas e estratégias de aterramento utilizando o MICN. Testou-se também a ferramenta para solução de curto-circuito desenvolvida com o MICN como base. Os resultados obtidos são apresentados na seqüência.

a) Caso considerando três fases e condutor neutro (com representação explícita) nas linhas (3F+N), com transformador abaixador  $Y_{at}Y_{at}$  (estrela aterrada/estrela aterrada), 12,4/4,16 kV, com todos os neutros solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), inclusive o da barra de geração ( $Z_{g,at} = 0$ ).

Neste caso o MICN convergiu com três iterações e os resultados são apresentados nas tabelas a seguir.



**Tabela 4.2 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso a)**

<b>Nós</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1a	7,20000	1,0000	-0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
1n	0,00000	0,0000	0,000
2a	7,16425	0,9950	-0,139
2b	7,11111	0,9877	-120,184
2c	7,08285	0,9837	119,266
2n	0,00000	0,0000	0,000
3a	2,30385	0,9595	-2,257
3b	2,25308	0,9384	-123,624
3c	2,20148	0,9169	114,792
3n	0,00000	0,0000	0,000
4a	2,17366	0,9053	-4,118
4b	1,92900	0,8034	-126,793
4c	1,83259	0,7633	102,878
4n	0,00000	0,0000	0,000

**Tabela 4.3 – Correntes em linhas (Caso a)**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1a	2a	230,011	-35,900
1b	2b	345,618	-152,640
1c	2c	454,750	84,675
1n	2n	82,312	-43,369
3a	4a	690,039	-35,900
3b	4b	1036,858	-152,640
3c	4c	1364,255	84,675
3n	4n	246,937	-43,369

**Tabela 4.4 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso a)**

<b>Trafo</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1	2a	2n	230,011	144,100
	3a	3n	690,037	-35,900
2	2b	2n	345,618	27,360
	3b	3n	1036,859	-152,640
3	2c	2n	454,755	-95,325
	3c	3n	1364,268	84,675

**Tabela 4.5 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso a)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1n	0	104,225	-79,721
2n	0	104,225	100,279
3n	0	312,685	-79,721
4n	0	312,685	100,279

Os resultados obtidos com o MICN estão de acordo com os publicados pelo DSASC. Pode-se verificar que este é um sistema bastante desequilibrado.

b) Caso considerando três fases e condutor neutro, mas sem representação explícita do condutor neutro nas linhas (3F), com transformador abaixador  $Y_{at}Y_{at}$  (12,4/4,16 kV), com todos os neutros solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), inclusive o nó neutro da barra de geração ( $Z_{g,at} = 0$ ).

Neste caso o MICN convergiu também com três iterações. As matrizes admitância nodal de cada linha foram montadas inicialmente considerando quatro condutores (matrizes de dados originais). Depois, para incorporar o efeito do cabo neutro nos condutores de fase, foram feitas reduções de Kron (o que pôde ser realizado uma vez que os neutros neste caso estão solidamente aterrados). Os resultados obtidos estão apresentados a seguir.

**Tabela 4.6 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso b)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,20000	1,0000	-0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
1n	0,00000	0,0000	0,000
2a	7,16425	0,9950	-0,139
2b	7,11113	0,9877	-120,184
2c	7,08283	0,9837	119,266
2n	0,00000	0,0000	0,000
3a	2,30385	0,9595	-2,257
3b	2,25309	0,9384	-123,623
3c	2,20146	0,9169	114,791
3n	0,00000	0,0000	0,000
4a	2,17365	0,9053	-4,117
4b	1,92906	0,8034	-126,793
4c	1,83250	0,7632	102,876
4n	0,00000	0,0000	0,000

**Tabela 4.7 – Correntes em linhas (Caso b)**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1a	2a	230,012	-35,899
1b	2b	345,607	-152,640
1c	2c	454,776	84,675
3a	4a	690,040	-35,900
3b	4b	1036,824	-152,641
3c	4c	1364,332	84,674

**Tabela 4.8 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso b)**

<b>Trafo</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1	2a	2n	230,011	144,100
	3a	3n	690,037	-35,900
2	2b	2n	345,618	27,360
	3b	3n	1036,859	-152,640
3	2c	2n	454,755	-95,325
	3c	3n	1364,268	84,675

**Tabela 4.9 – Correntes de desequilíbrio nos nós neutros (Ia+Ib+Ic) (Caso b)**

<b>Nós</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Ângulo (°)</b>
1n	177,384	-63,764
2n	177,384	116,236
3n	532,153	-63,764
4n	532,153	116,236

Ao comparar estes resultados (utilizando as reduções, ou seja, com neutros implícitos) com aqueles obtidos em (a) verifica-se que quando todos neutros estão solidamente aterrados os resultados são equivalentes. Porém, já não se consegue determinar de forma direta as correntes dos cabos neutros e as dos aterramentos separadamente.

c) Caso considerando três fases e condutores neutros, com representação explícita dos condutores neutros nas linhas (3F+N), com transformador abaixador  $Y_{at}Y_{at}$  (12,4/4,16 kV), com os neutros solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), exceto o nó neutro da barra de geração que está aterrado por impedância ( $Z_{g,at} = 10$  ohms). O diagrama deste sistema é apresentado na Figura 4.2.

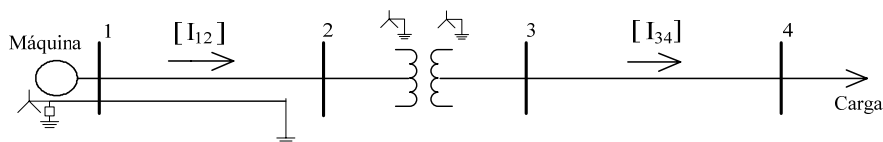


Figura 4.2 – Sistema 4 barras com gerador aterrado por impedância e seu nó neutro conectado ao neutro da linha do primário

Neste caso o MICN convergiu em três iterações.

Tabela 4.10 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso c)

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,26218	1,0086	-0,165
1b	7,18734	0,9982	-119,487
1c	7,15093	0,9932	119,653
1n	0,06558	0,0091	-18,614
2a	7,19759	0,9997	-0,302
2b	7,11384	0,9880	-119,882
2c	7,04689	0,9787	119,119
2n	0,00000	0,0000	0,000
3a	2,31544	0,9644	-2,395
3b	2,25452	0,9390	-123,316
3c	2,18671	0,9108	114,578
3n	0,00000	0,0000	0,000
4a	2,18739	0,9110	-4,302
4b	1,93365	0,8054	-126,384
4c	1,80974	0,7537	102,454
4n	0,00000	0,0000	0,000

Tabela 4.11 – Correntes em linhas (Caso c)

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1a	2a	228,567	-36,084
1b	2b	344,786	-152,231
1c	2c	460,497	84,253
1n	2n	174,628	-67,073
3a	4a	685,706	-36,084
3b	4b	1034,362	-152,231
3c	4c	1381,496	84,252
3n	4n	248,683	-45,138

Tabela 4.12 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso c)

Trafo	De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1	2a	2n	228,567	143,916
	3a	3n	685,706	-36,084

2	2b	2n	344,786	27,769
	3b	3n	1034,362	-152,231
3	2c	2n	460,497	-95,748
	3c	3n	1381,496	84,252

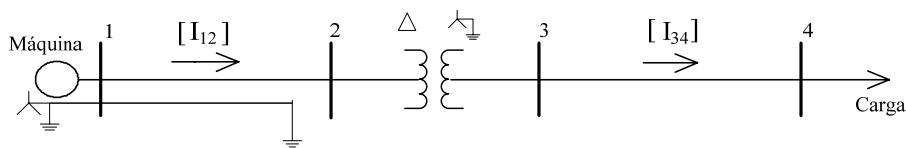
**Tabela 4.13 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso c)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1n	0	6,558	-18,614
2n	0	6,558	161,387
3n	0	316,069	-81,391
4n	0	316,068	98,609

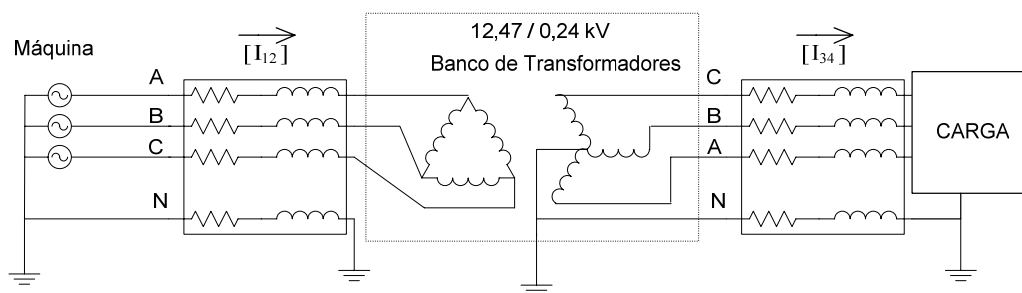
Neste exemplo pode-se verificar o valor da tensão no nó neutro do gerador, que é diferente de zero, uma vez que o mesmo encontra-se aterrado por impedância e o sistema é desequilibrado. Este valor de tensão pode ser conferido a partir da impedância de aterramento e da corrente que passa por ela para a terra. Esta tensão de neutro contribui para o desequilíbrio das tensões nodais fase-terra nas fases *a*, *b* e *c* do gerador (lembrar que  $V_a = V_{an} + V_n$ ). Isto acontece porque a tensão de referência do gerador é especificada entre a fase e o neutro ( $V_{an} = 7,20$  kV).

**Observação:** Nos próximos três testes utilizou-se a ferramenta para cálculo de curto-circuito desenvolvida utilizando como base o MICN, que foi apresentada no Capítulo 3. Basicamente sua aplicação corresponde a solução do sistema pelo MICN considerando no local do curto-circuito um equipamento RLC que reflita as características do curto-circuito em questão. O padrão da metodologia é transformar todas as cargas do sistema para o tipo impedância constante para resolver o curto-circuito, mas quando possível tentou-se também simular os sistemas sem essa transformação das cargas, para verificar e comparar os resultados.

d) Caso considerando três fases e condutores neutros nas linhas, com representação explícita do condutor neutro (3F+N), com transformador abaixador  $\Delta Y_{at}$  (delta/estrela aterrada), 12,4/4,16 kV, com todos os neutros existentes solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), inclusive o nó neutro da barra de geração ( $Z_{g,at} = 0$ ), e curto-circuito fase-terra franco aplicado na barra 2, no nó da fase *a* (2a). Um diagrama representativo deste sistema é apresentado na Figura 4.3 a seguir. Sua representação n-fásica é mostrada na Figura 4.4 apenas para facilitar o entendimento.



**Figura 4.3 – Sistema 4 barras com transformador  $\Delta Y_{at}$  e nó neutro do gerador solidamente aterrado**



**Figura 4.4 – Representação n-física**

Neste caso as cargas foram transformadas de potência constante para impedância constante para que a ferramenta de cálculo de curto-circuito alcançasse a convergência.

**Tabela 4.14 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso d)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,20000	1,0000	0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
1n	0,00000	0,0000	0,000
2a	0,00000	0,0000	0,000
2b	9,41313	1,3074	-136,324
2c	8,64426	1,2006	134,676
2n	0,00000	0,0000	0,000
3a	1,75953	0,7328	41,917
3b	2,35520	0,9809	-95,704
3c	1,59808	0,6656	131,538
3n	0,00000	0,0000	0,000
4a	1,65785	0,6905	40,536
4b	2,14065	0,8916	-98,734
4c	1,45752	0,6070	124,515
4n	0,00000	0,0000	0,000

**Tabela 4.15 – Correntes em linhas (Caso d)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1a	2a	16300,479	-66,860
1b	2b	208,820	-141,388
1c	2c	239,086	78,673
1n	2n	7241,354	129,626
3a	4a	431,345	8,753
3b	4b	742,697	-124,582
3c	4c	632,106	106,312
3n	4n	88,618	4,291

**Tabela 4.16 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso d)**

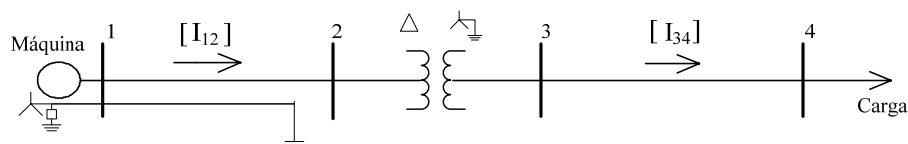
Trafo	De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1	2a	2b	83,012	-171,246
	3a	3n	431,345	8,754
2	2b	2c	142,932	55,419
	3b	3n	742,697	-124,581
3	2c	2a	121,648	-73,688
	3c	3n	632,106	106,312

**Tabela 4.17 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso d)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1n	0	9450	100,180
2a (curto)	0	16150	-67,093
2n	0	7241	129,626
3n	0	110	-38,640
4n	0	110	141,360

Nesta situação de curto-circuito observa-se que existem sobretensões nas fases *b* e *c* da barra 2, e que a corrente no condutor neutro entre as barras 1 e 2 é bastante grande.

e) Caso considerando três fases e condutores neutros nas linhas, com representação explícita do condutor neutro (3F+N), com transformador abaixador  $\Delta Y_{at}$  (12,4/4,16 kV), com todos os neutros existentes solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), exceto o nó neutro da barra de geração ( $Z_{g,at} = 10$  ohms) e curto-circuito fase-terra franco aplicado na barra 2, no nó da fase *a* (2a). Um diagrama representativo deste sistema é mostrado na Figura 4.5.



**Figura 4.5 – Sistema 4 barras com transformador  $\Delta Y_{at}$  e nó neutro do gerador aterrado por impedância**

Neste caso as cargas foram transformadas de potência constante para impedância constante pela ferramenta de cálculo de curto-circuito para que o método alcançasse a convergência.

**Tabela 4.18 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso e)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo ( $^{\circ}$ )
1a	3,19190	0,4433	9,625
1b	9,54350	1,3255	-143,313
1c	10,21710	1,4190	138,507
1n	4,08802	0,5678	172,499
2a	0,00000	0,0000	0,000
2b	9,89473	1,3743	-143,265
2c	10,04857	1,3956	138,087
2n	0,00000	0,0000	0,000
3a	1,84956	0,7703	34,978
3b	2,34996	0,9787	-94,451
3c	1,85788	0,7738	134,963
3n	0,00000	0,0000	0,000
4a	1,74171	0,7254	33,574
4b	2,13383	0,8887	-97,359
4c	1,68801	0,7030	127,882
4n	0,00000	0,0000	0,000

**Tabela 4.19 – Correntes em linhas (Caso e)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo ( $^{\circ}$ )
1a	2a	11403,299	-57,341
1b	2b	205,325	-143,567
1c	2c	253,718	83,077
1n	2n	10963,395	120,800
3a	4a	453,166	1,791
3b	4b	740,331	-123,206
3c	4c	732,069	109,679
3n	4n	103,134	-0,190



**Tabela 4.20 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso e)**

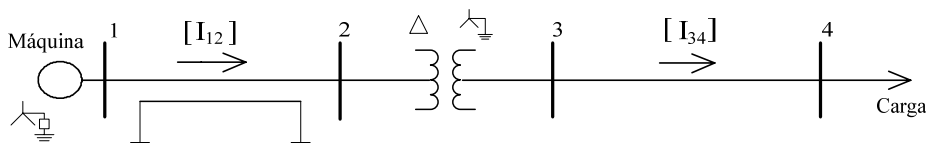
Trafo	De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1	2a	2b	87,212	-178,208
	3a	3n	453,166	1,791
2	2b	2c	142,477	56,794
	3b	3n	740,331	-123,206
3	2c	2a	140,886	-70,321
	3c	3n	732,069	109,679

**Tabela 4.21 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso e)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1n	0	408,802	172,499
2a (curto)	0	11221,352	-57,562
2n	0	10963,395	120,800
3n	0	127,278	-41,115
4n	0	127,278	138,885

Nesta situação de curto-circuito observa-se sobretensões nas fases *b* e *c* da barra 2, desequilíbrio total de tensões fase-terra na barra 1, tem-se agora tensão sobre a impedância de aterramento do gerador, e vê-se que a corrente de curto-circuito foi reduzida em relação ao caso (d), porém a corrente no condutor neutro entre as barras 1 e 2 aumentou bastante.

f) Caso considerando três fases e condutores neutros, com representação explícita de condutor neutro (3F+N), com transformador abaixador  $\Delta Y_{at}$  (12,4/4,16 kV), com os neutros solidamente aterrados ( $Z_{at} = 0$ ), exceto o nó neutro da barra de geração (1g) que está aterrado por impedância ( $Z_{g,at} = 10$  ohms). Neste caso o condutor neutro da linha do primário tem seu nó neutro da barra 1 também aterrado solidamente. Além disso, é aplicado um curto-circuito monofásico franco na barra 2, fase *a* (nó 2a). Um diagrama representativo deste sistema é mostrado na Figura 4.6.



**Figura 4.6 – Sistema com gerador aterrado por impedância e nó neutro isolado do neutro da linha**

Para efeitos de comparação, este estudo de curto-circuito foi realizado de duas maneiras: uma com a carga representada pelo tipo impedância constante ( $Z, \alpha = 2$ ), que é a situação padrão definida na ferramenta de cálculo de curto-circuito, e outra com a carga representada como potência constante ( $P, \alpha = 0$ ), que pode ser feita como uma tentativa na ferramenta. No primeiro caso, onde todas as cargas são representadas como impedância constante, o processo converge em apenas uma iteração, conforme já comentado no Capítulo 3. Conseguiu-se também simular o curto-circuito sem transformar as cargas para impedância constante, o MICN que resolve o sistema na ferramenta de cálculo de curto-circuito conseguiu alcançar a convergência em três iterações utilizando as cargas com o tipo potência constante.

Apenas os módulos das grandezas determinadas neste teste serão apresentados.

**Tabela 4.22 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso f)**

<b>Nós</b>	<b>Tensão<sub>P</sub> (kV)</b>	<b>Tensão<sub>Z</sub> (kV)</b>	<b>Tensão<sub>P</sub> (p.u.)</b>	<b>Tensão<sub>Z</sub> (p.u.)</b>
1a	0,38202	0,36542	0,0531	0,0508
1b	12,11821	12,14456	1,6831	1,6867
1c	12,42541	12,45321	1,7258	1,7296
1n	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
1g	6,97299	7,00443	0,9685	0,9728
2a	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
2b	12,20247	12,23359	1,6948	1,6991
2c	12,30207	12,36729	1,7086	1,7177
2n	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
3a	2,26168	2,28669	0,9420	0,9524
3b	2,26930	2,31133	0,9451	0,9627
3c	2,20956	2,28670	0,9203	0,9524
3n	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
4a	2,12194	2,15295	0,8838	0,8967
4b	1,95543	2,09072	0,8144	0,8708
4c	1,84149	2,06742	0,7670	0,8611
4n	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000

**Tabela 4.23 – Correntes em linhas (Caso f)**

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>Corrente<sub>P</sub> (A)</b>	<b>Corrente<sub>Z</sub> (A)</b>
1a	2a	981,406	913,857
1b	2b	284,524	210,240
1c	2c	403,371	268,722
1n	2n	307,580	310,169
3a	4a	706,858	560,164

3b	4b	1022,848	725,375
3c	4c	1357,662	896,612
3n	4n	235,768	137,630

**Tabela 4.24 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso f)**

Trafo	De	Para	Corrente <sub>p</sub> (A)	Corrente <sub>z</sub> (A)
1	2a	2b	136,034	107,803
	3a	3n	706,858	560,164
2	2b	2c	196,847	139,599
	3b	3n	1022,848	725,375
3	2c	2a	261,281	172,552
	3c	3n	1357,662	896,612

**Tabela 4.25 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso f)**

De	Para	Corrente <sub>p</sub> (A)	Corrente <sub>z</sub> (A)
1n	0	307,580	310,169
1g	0	697,299	700,443
2a (curto)	0	697,299	700,443
2n	0	307,580	310,169
3n	0	299,101	168,139
4n	0	299,100	168,139

Observa-se sobretensões nas fases *b* e *c* das barras 1 e 2, e tensão diferente de zero (consideravelmente alta) no nó neutro do gerador devido ao desequilíbrio no sistema e à sua impedância de aterramento. Nota-se também que esta nova topologia reduziu a corrente de curto-circuito fase-terra e permitiu que o sistema continuasse operando na condição de curto (inclusive o MICN que é a base da ferramenta de cálculo de curto-circuito convergiu o sistema mesmo com as cargas modeladas como potência constante). Nota-se também que a tensão da barra 4c variou aproximadamente 14% entre as duas maneiras de solução (devido às variações dos tipos de cargas utilizados).

**Observação:** Ao realizar os próximos testes foram consideradas as seguintes premissas:

- Em (g), (h) e (i) os neutros foram solidamente aterrados e com isto puderam ser efetuadas reduções de Kron nas matrizes originais de impedâncias dos circuitos para incorporar o efeito do cabo neutro nas fases (ou seja os neutros estão implícitos).
- O transformador existente entre as barras 2 e 3 foi substituído em cada teste por configurações mais complexas.

g) Representação do transformador estrela-delta aberto.

O transformador genérico entre os nós 2c-2n (primário) e 3c-3a (secundário) foi retirado. Neste caso as cargas foram conectadas em delta. Este também é um caso base definido pelo DSASC (2006) e seu diagrama é apresentado na Figura 4.7. Para solucioná-lo o MICN necessitou de cinco iterações. Os resultados obtidos são apresentados a seguir:

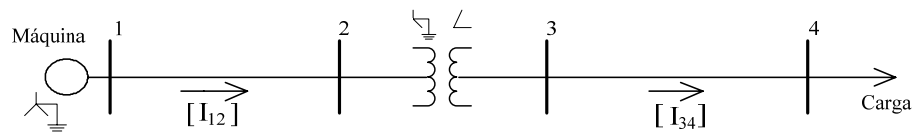


Figura 4.7 – Sistema 4 barras com transformador estrela-delta aberto

Tabela 4.26 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso g)

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,20000	1,0000	0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
2a	6,96001	0,9667	0,582
2b	7,18278	0,9976	-121,911
2c	7,30212	1,0142	120,543
3a	2,25777	0,9403	-21,368
3b	1,73989	0,7247	-151,960
3c	2,64244	1,1006	68,493
4a	2,00252	0,8340	-22,532
4b	1,61878	0,6742	-155,761
4c	2,53414	1,0555	63,383

Tabela 4.27 – Correntes em linhas (Caso g)

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1a	2a	420,367	-73,699
1b	2b	435,293	-118,525
1c	2c	0,000	0,000
3a	4a	728,101	-73,700
3b	4b	565,575	176,309
3c	4c	753,950	61,475

**Tabela 4.28 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso g)**

Trafo	De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1	2a	2n	420,367	106,301
	3a	3b	728,101	-73,699
2	2b	2n	435,293	61,475
	3b	3c	753,949	-118,525

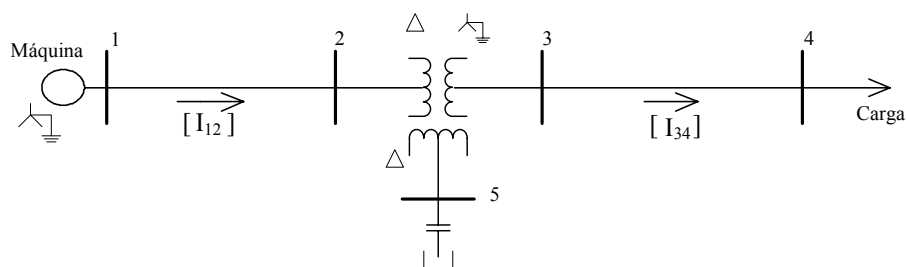
**Tabela 4.29 – Correntes de desequilíbrio nos nós neutros (Ia + Ib + Ic) (Caso g)**

Nós	Corrente (A)	Ângulo (°)
1n	791,046	83,476
2n	791,047	-96,524

Como esperado a corrente no ramo 1c-2c é zero pois o terminal 2c está aberto e as tensões e correntes são extremamente desequilibradas.

h) Representação de transformador de três enrolamentos.

Neste caso foram utilizados três transformadores de três enrolamentos cada para representar um transformador trifásico de três enrolamentos  $\Delta Y_{at} \Delta$  (12,4/4,16/2,4 kV), sendo colocado no terciário um banco de capacitores em delta (Figura 4.8). Os resultados obtidos estão apresentados a seguir.



**Figura 4.8 – Sistema 4 barras com transformador de três enrolamentos**

**Tabela 4.30 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso h)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,20000	1,0000	0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
2a	7,14706	0,9926	-0,370
2b	7,14305	0,9921	-120,521
2c	7,13538	0,9910	119,644

3a	2,30222	0,9589	-32,665
3b	2,29696	0,9567	-153,972
3c	2,24748	0,9361	85,514
4a	2,16671	0,9024	-34,459
4b	1,99182	0,8296	-157,512
4c	1,92545	0,8019	74,407
5a	1,34269	0,9695	-61,804
5b	1,36193	0,9833	178,085
5c	1,35014	0,9748	57,433

**Tabela 4.31 – Correntes em linhas (Caso h)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1a	2a	257,205	-14,638
1b	2b	360,173	-139,730
1c	2c	298,939	85,018
3a	4a	692,293	-66,247
3b	4b	1004,108	176,646
3c	4c	1298,400	56,212

**Tabela 4.32 – Correntes nos enrolamentos dos transformadores (Caso h)**

Trafo	De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1	2a	2c	138,466	123,066
	3a	3n	692,293	-66,247
	5a	5b	117,820	15,097
2	2b	2a	180,669	16,410
	3b	3n	1004,108	176,646
	5b	5c	339,750	-72,549
3	2c	2b	208,190	-119,181
	3c	3n	1298,400	56,213
	5c	5a	236,740	-145,329

**Tabela 4.33 – Correntes injetadas no banco de capacitores (Caso h)**

Nó	Corrente (A)	Ângulo (°)
5a	349,983	28,196
5b	354,997	-91,915
5c	351,925	147,433

**Tabela 4.34 – Correntes nos elementos capacitores (Caso h)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
5a	5b	203,626	58,375
5b	5c	204,738	-62,383
5c	5a	201,840	177,721

**Tabela 4.35 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso h)**

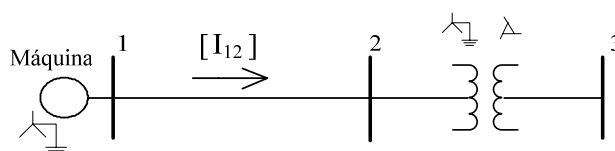
De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
3n	0	504,205	-89,832
4n	0	504,205	90,168

O transformador de três enrolamentos não apresentou dificuldades para o MICN e obteve-se a convergência em quatro iterações.

i) Representação de um transformador estrela-delta expandido.

Modelou-se um transformador utilizado para aplicações em eletrônica de potência do tipo estrela-delta expandido, cuja função principal é apresentar as tensões defasadas de 15° (-15°, -135°, 105°) entre os valores de referência de uma conexão do tipo  $Y_{at}Y_{at}$  (0°, -120°, 120°). Esta configuração tem como objetivo diminuir correntes harmônicas geradas pelos chaveamentos em conversores.

Neste exemplo conectou-se o transformador ao sistema com 3 barras conforme representado na Figura 4.9. Na Figura 4.10 é apresentado o diagrama das conexões utilizadas para representar o transformador. Retirou-se a carga do sistema, pois o objetivo principal deste exemplo é apresentar as tensões defasadas de 15°. Os resultados obtidos na simulação são apresentados a seguir.



**Figura 4.9 – Sistema com 3 barras com transformador estrela-delta expandido**

**Tabela 4.36 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso i)**

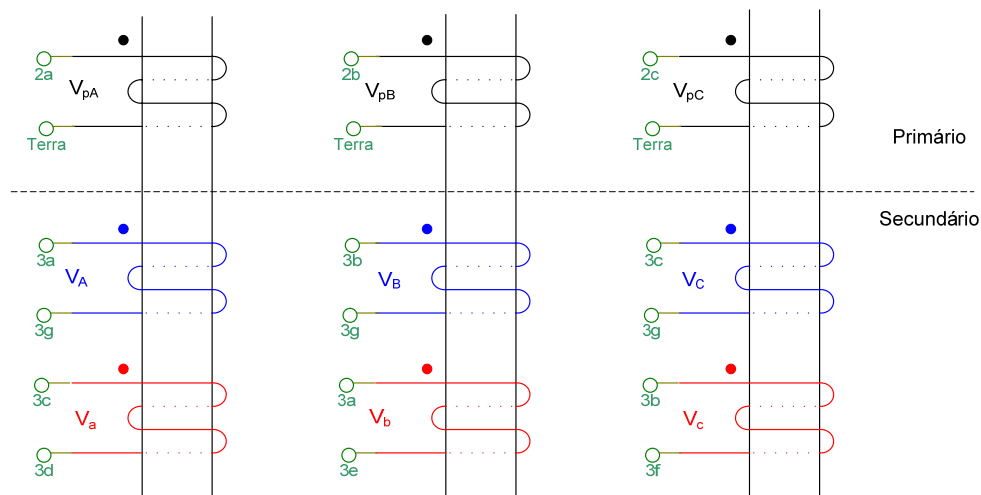
Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo
1a	7,20000	1,0000	-0,000
1b	7,20000	1,0000	-120,000
1c	7,20000	1,0000	120,000
2a	7,20001	1,0000	-0,000
2b	7,20001	1,0000	-120,000
2c	7,20001	1,0000	120,000
3a	0,22627	0,8165	-0,000
3b	0,22627	0,8165	-120,000
3c	0,22627	0,8165	120,000

3d	0,27710	0,9999	134,996
3e	0,27710	0,9999	14,996
3f	0,27710	0,9999	-105,004
3g	0,00000	0,0000	0,000

**Tabela 4.37 – Tensões entre nós (Fase-Fase) (Caso i)**

De	Para	Tensão (kV)	Ângulo
3e	3d	0,480	-15,000
3f	3d	0,480	-135,000
3e	3f	0,480	105,00

Como se pode observar na Tabela 4.37 a defasagem angular de 15 graus entre tensões fase-fase, característica deste tipo de transformador, foi obtida corretamente.

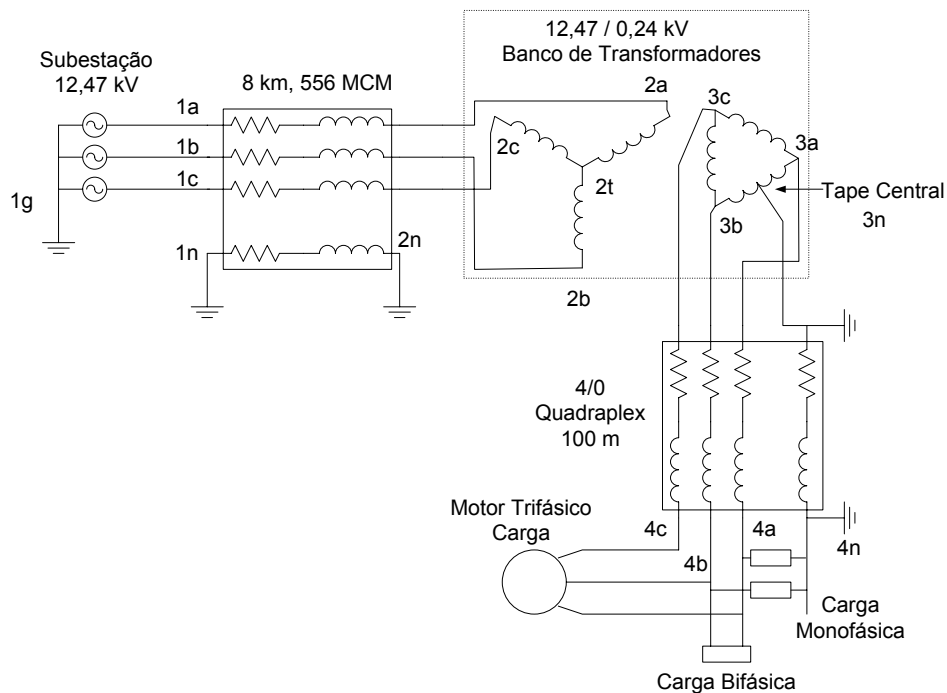


**Figura 4.10 – Conexão de um transformador estrela-delta expandido**

j) Representação do transformador Y-Delta com tape central e de motor de indução.

Neste teste o transformador do sistema original foi substituído por um de conexão Y-Delta com tape central, e foi acrescentado um motor de indução na barra 4 do sistema, representado na Figura 4.11. Foi determinado que o motor de indução tivesse seu escorregamento fixado em 3,5%. As cargas também foram modificadas com relação a configuração do sistema original. Este também é um caso proposto pelo DSASC (2006).





**Figura 4.11 – Sistema 4 barras com transformador Y-Delta com tape central e motor de indução**

Neste transformador existe uma conexão para a terra (tape) no meio de um enrolamento do delta do secundário. De acordo com DUGAN (2004) e KERSTING (2004c) esta é considerada uma das conexões de transformador que são encontradas em sistemas da distribuição mais complicadas de se modelar e representa um desafio para os desenvolvedores de metodologias de análise de sistemas de distribuição.

O tape central (“mid tap”) é aterrado, fazendo a referência de tensão do secundário se deslocar para uma posição incomum na análise do circuito trifásico. Dessa forma uma fase tem a tensão significativamente mais elevada em relação à terra do que as outras.

Os resultados para este sistema obtidos com o MICN são apresentados nas tabelas a seguir, e estão de acordo com os resultados do DSASC (2006).

**Tabela 4.38 – Tensões nos nós (Fase-Terra) (Caso j)**

Nós	Tensão (kV)	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)
1a	7,200	1,0000	0,00
1b	7,200	1,0000	-120,00
1c	7,200	1,0000	120,00
1n	0,000	0,0000	0,00
1g	0,000	0,0000	0,00
2a	7,194	0,9999	-0,05
2b	7,194	0,9999	-120,01

2c	7,197	0,9999	119,97
2t	0,063	0,0087	3,047
2n	0,000	0,0000	0,00
3a	117,14	0,9751	-0,51
3b	117,00	0,9750	179,52
3c	204,13	1,7001	89,86
3n	0,000	0,0000	0,00
4a	116,25	0,9731	-0,25
4b	115,46	0,9730	179,42
4c	203,68	1,6991	89,85
4n	0,000	0,0000	0,00

**Tabela 4.39 – Correntes em linhas (Caso j)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
1a	2a	2,747	-29,422
1b	2b	1,763	-175,765
1c	2c	1,610	113,217
1n	2n	0,040	-21,329
3a	4a	114,574	-42,435
3b	4b	138,048	161,349
3c	4c	58,893	55,092
3n	4n	10,787	-50,115

**Tabela 4.40 – Correntes em RLC (para a terra – nó 0) (Caso j)**

De	Para	Corrente (A)	Ângulo (°)
3n	0	9,86	129,28

**Tabela 4.41 – Grandezas do motor de indução (Caso j)**

	Motor	
$I_{4a}$ (A / °)	54,642	-66,480
$I_{4b}$ (A / °)	55,537	178,137
$I_{4c}$ (A / °)	58,893	55,092
s (%)	3,5 (fixado)	
Potência ativa (kW)	18,827	
Potência reativa (kvar)	12,794	
Torque (kWN)	17,454	

Como se pode observar nas tabelas a tensão de neutro do lado em Y do transformador é de  $V_{2t} = 63,26 \angle 3,047^\circ$  V, a qual reflete o deslocamento do neutro devido a operação desbalanceada. Pode-se verificar também a corrente que passa no tape central do lado em delta do transformador que é de  $9,86 \angle 129,28^\circ$  A.

Este sistema foi facilmente modelado utilizando-se a metodologia proposta (MICN), mesmo tendo barras com vários nós (exemplo: na barra 2 existem 5 nós) e não apresentou problemas de convergência, convergindo em quatro iterações.

O modelo utilizado para o motor de indução foi o de escorregamento constante apresentado no Capítulo 2, uma vez que, no caso, determinou-se que o escorregamento fosse considerado fixo.

### 4.3 Representação de um Transformador com Conexão Scott T

Na Figura 4.12 é representada a configuração de um transformador Scott T. Nesta configuração um alimentador trifásico é utilizado para obter uma defasagem angular de 90 graus entre duas fases de saída ou vice-versa. Os resultados da simulação do modelo deste transformador no MICN são apresentados na Tabela 4.42.

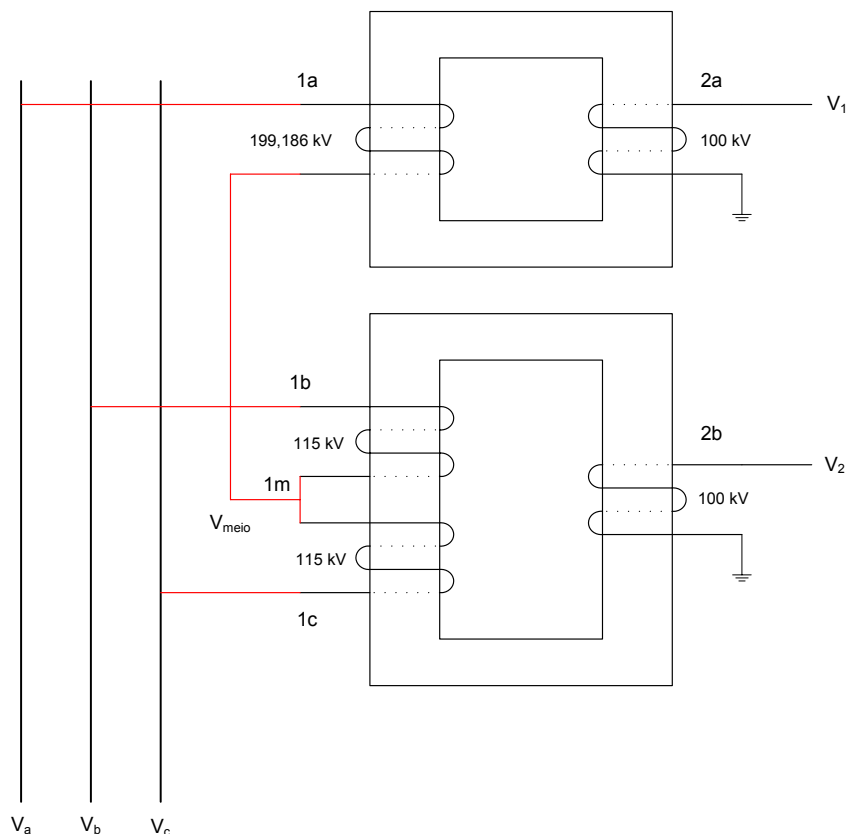


Figura 4.12 – Configuração de transformador Scott T

**Tabela 4.42 – Resultados de tensões da configuração Scott T**

	1a	1b	1c
V (kV)	132,8	132,8	132,8
Ângulo (°)	0,0	-120,0	120,0
	2a	2b	1m
V (kV)	100,0	100,0	66,4
Ângulo (°)	-0,5	-90,0	180,0

Neste caso pode-se observar a defasagem de 90 graus entre os pontos 2a e 2b.

#### **4.4 Análise de Inclusão de Geração Distribuída**

Preocupações ambientais têm sido um dos principais aspectos por trás do aumento dos desenvolvimentos em energia alternativa, como a eólica, solar e outras formas de energia renovável. Além disso, fatores como limitações nos sistemas de transmissão, aumento no consumo de energia, tarifas e novas regulamentações também têm impulsionado o interesse em novas formas de energia e na geração mais perto das cargas. Assim, nos últimos anos vários novos esquemas de energia foram conectados aos sistemas de distribuição em locais dos mais variados e por essa razão foram denominados por muitos engenheiros e pesquisadores como “Geração Dispersa”, antes da designação de “Geração Distribuída” – GD se tornar mais largamente empregada.

Geração adequada próxima das cargas acarreta benefícios evidentes por reduzir perdas e investimentos em transmissão e por melhorar localmente as características elétricas do serviço. Mas, este aumento da penetração da GD nos sistemas de distribuição tem introduzido muitos desafios para o planejamento e operação destes sistemas, e também para os desenvolvedores de ferramentas de análise. Embora um considerável número de programas comerciais possa ser utilizado para resolver algumas necessidades, um grande número de questões e problemas permanece e precisa ser solucionado. Torna-se cada vez mais importante que as ferramentas de análise dos sistemas tenham capacidade de modelá-los corretamente, mais detalhadamente e que suas metodologias sejam robustas para gerar soluções mais precisas para os diversos problemas a serem analisados.

No aspecto de simulação computacional da GD e na análise de seus impactos nos sistemas, considera-se que o MICN pode ser bastante útil, permitindo que diversas análises sejam efetuadas.

Nesta seção será apresentado um exemplo de análise de inclusão de GD em um sistema de distribuição proposto pelo DSASC do IEEE.

#### **4.4.1 Sistema Teste IEEE34 Original**

O sistema IEEE34 original pode ser encontrado em DSASC (2006). Apesar de ser um sistema pouco carregado, as distâncias entre as barras de carga são bastante longas, por isto possui dois bancos de capacitores (300kvar na barra 844 e 450kvar na barra 848) e dois reguladores de tensão para manter um bom perfil de tensão nas barras. Neste sistema existe também um transformador abaixador de tensão para alimentar o trecho (888-890), sendo este um trecho bastante longo e responsável por 25% do carregamento do sistema. No caso original a barra 890 apresenta um baixo nível de tensão.

Estas características relativamente ruins para um sistema elétrico são na verdade bastante interessantes para testar a robustez dos métodos de solução de sistemas e por estes motivos o sistema 34 barras foi proposto para testes pelo DSASC.

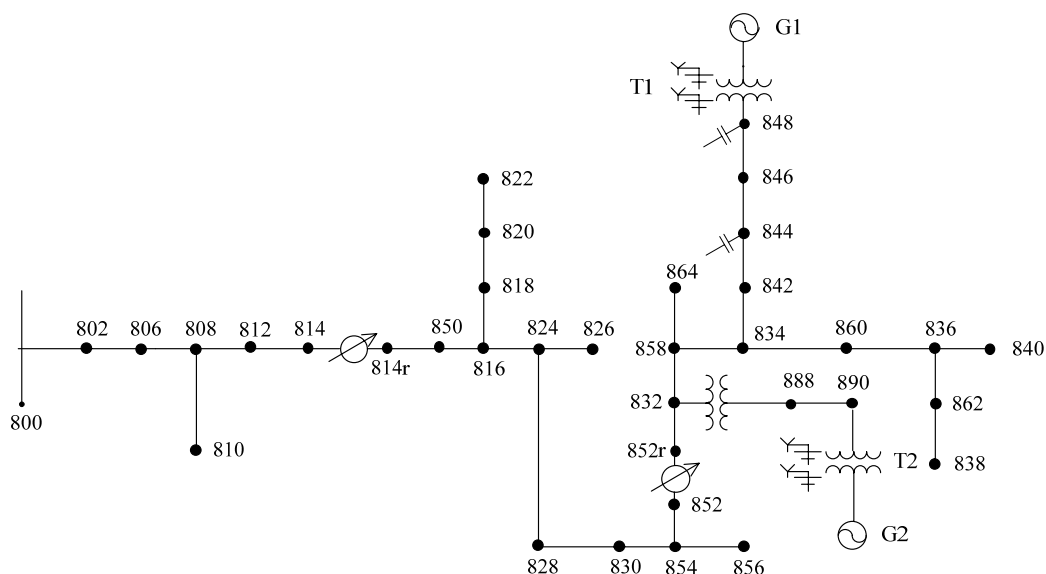
Utilizando-se o MICN modelou-se e simulou-se este sistema, obtendo os mesmos resultados apresentados no relatório do DSASC (2006).

#### **4.4.2 IEEE34 com Geradores de Indução**

KERSTING (2005) propôs a criação de outro sistema teste baseado no IEEE34: o IEEE 34 barras com geradores de indução. O objetivo principal deste sistema seria testar e melhorar modelos de máquinas de indução, como uma forma de simular GD, o que é uma importante questão devido ao aumento de sua penetração.

Dois geradores de indução foram conectados ao IEEE34 através de transformadores abaixadores, sendo que foi determinado que cada gerador entregasse uma potência de 660 kW para a rede. Segundo DUGAN e KERSTING (2006) isto representa a colocação de dois grandes geradores eólicos em um alimentador de distribuição rural relativamente fraco, tornando o sistema complexo para simulação, estressando os algoritmos e sendo um desafio para os métodos de solução. Resultados deste sistema foram apresentados em PENIDO *et al.* (2006).

O diagrama unifilar do sistema IEEE34 com geradores de indução é mostrado na Figura 4.13.



**Figura 4.13 – Sistema IEEE34 com geradores de indução**

Inicialmente o sistema foi simulado sem permitir a atuação dos reguladores de tensão, que tiveram sua relação fixada em 1:1. O MICN não apresentou problemas na modelagem e solução deste sistema, atingindo a convergência em quatro iterações. Alguns resultados selecionados deste caso são apresentados nas tabelas a seguir.

**Tabela 4.43 – Tensões nas barras (Fase-Terra)**

Barras	$V_a$ (kV)	$\theta_a$ (°)	$V_b$ (kV)	$\theta_b$ (°)	$V_c$ (kV)	$\theta_c$ (°)
800	15,095	0,000	15,095	-120,000	15,095	120,000
814	14,090	1,836	14,537	-119,041	14,640	121,880
814r	14,090	1,836	14,537	-119,041	14,640	121,880
852	13,758	4,310	14,099	-117,386	14,334	123,497
852r	13,758	4,310	14,099	-117,386	14,334	123,497
832	13,758	4,310	14,099	-117,386	14,334	123,497
836	13,719	4,435	14,045	-117,366	14,300	123,493
848	13,750	4,474	14,067	-117,324	14,329	123,535
888	2,177	6,870	2,229	-114,921	2,273	125,970
890	2,106	14,382	2,127	-108,317	2,186	133,151
G1	0,261	7,468	0,266	-114,422	0,272	126,493
G2	0,238	18,022	0,240	-104,719	0,247	136,679

**Tabela 4.44 – Correntes em linhas**

Linhas	$I_a$ (A)	$\theta_a$ (°)	$I_b$ (A)	$\theta_b$ (°)	$I_c$ (A)	$\theta_c$ (°)
800-802	35,756	-61,231	30,426	175,283	23,88	50,856
814r-850	35,756	-61,230	27,526	171,049	22,458	47,741
846-848	14,105	-178,111	12,796	65,202	14,421	-57,983
880-890	100,889	-98,952	102,656	140,729	101,294	20,021
T1-G1	909,428	-147,690	919,410	94,346	942,457	-27,192
T2-G2	1023,73	-135,052	1038,49	105,134	1034,08	-15,666

**Tabela 4.45 – Alguns resultados dos geradores de indução**

	G1		G2	
$I_a$ (A / °)	909,428	-147,690	1023,73	-135,052
$I_b$ (A / °)	919,410	94,346	1038,49	105,134
$I_c$ (A / °)	942,457	-27,192	1034,08	-15,666
$s$ (%)	-0,853		-1,078	
Potência Ativa (kW)	-660,00		-660,00	
Potência Reativa (kvar)	331,292		353,130	
Potência Convertida no Eixo (kW)	670,411		673,096	

Para solucionar este sistema foram utilizados três controles: dois para regular as potências elétricas ativas fornecidas pelos geradores de indução para a rede (2 equações extras) e o controle de tensão e ângulo da barra de referência do sistema (6 equações extras, 2 para cada fase). Os resultados obtidos conferem com os resultados apresentados em DUGAN e KERSTING (2006).

Para definir por meio dos controles que as potências elétricas ativas de saída dos geradores fossem as especificadas utilizou-se os escorregamentos dos dois geradores como variáveis de estado, encontrando seus valores ao fim do processo de solução.

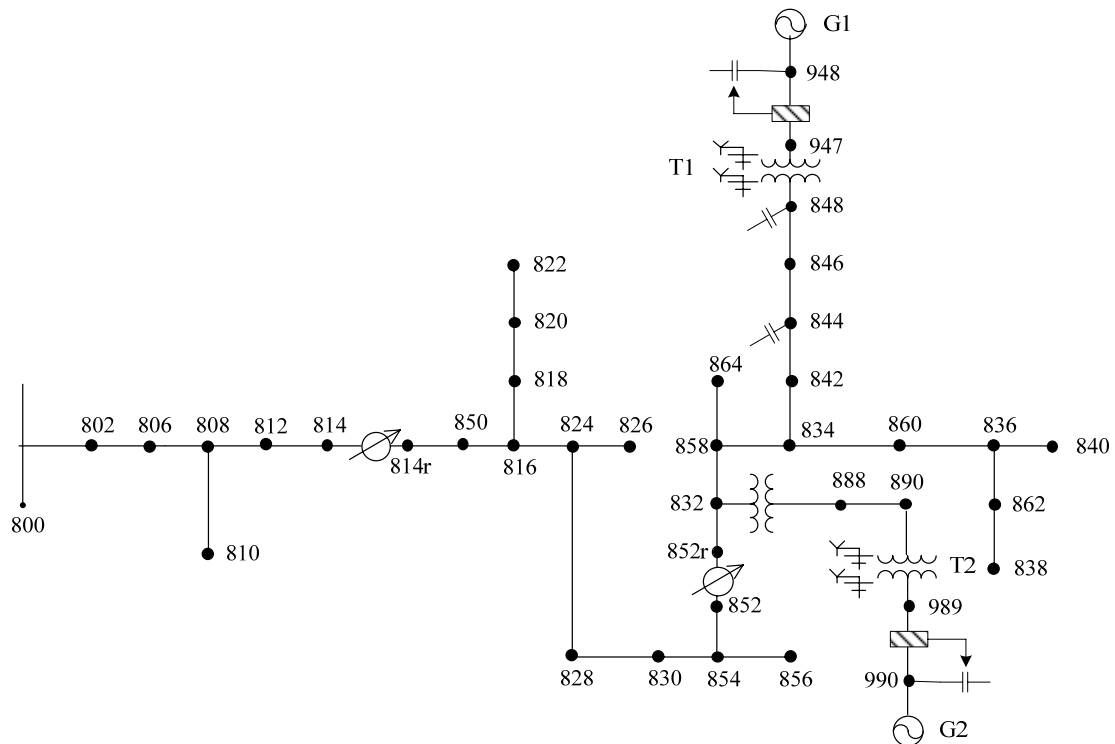
#### 4.4.3 Correção de Fator de Potência no IEEE34

Um problema que normalmente precisa ser tratado ao inserir GD em sistemas de distribuição é a compensação de fator de potência, que é especialmente importante em instalações eólicas, uma vez que geradores de indução têm sido opções muitas vezes utilizadas nestes esquemas. Segundo DUGAN e KERSTING (2006) a implementação de metodologia de correção de fator de potência em ferramentas de análise de sistemas de distribuição desequilibrados é um tópico de interesse do DSASC.

Para testar a metodologia desenvolvida no MICN de controle de fator de potência incluiu-se mais dois bancos de capacitores em estrela aterrada no sistema IEEE 34 barras com geradores de indução, buscando realizar a correção do fator de potência nos pontos indicados pelas caixas na Figura 4.14, ou seja, nos pontos de conexão dos geradores de indução com a rede. Dois novos ramos possuindo um valor de reatância bastante baixo,  $X^s = 0,01 \Omega$ , foram introduzidos entre as barras (947-948) e (989-990), para representar a posição do equipamento de medição de potência, perto das barras 948 e 990.

Considerando este sistema com os novos bancos, dois novos casos foram simulados e os resultados foram comparados com o caso apresentado na seção anterior, que será aqui chamado de caso base. Em todas as simulações, da mesma forma que no teste da seção anterior, a potência elétrica de saída em cada gerador foi determinada constante e especificada em 660 kW.

Os principais resultados desta análise de correção de fator de potência obtidos com o MICN foram apresentados em PENIDO *et al.* (2007).



**Figura 4.14 – Sistema IEEE34 com geradores de indução e controle de fator de potência**



*Caso 1 – Caso base, sem correção de fator de potência:*

Da Tabela 4.46 a Tabela 4.48 mostra-se resultados adicionais para o caso base que ainda não haviam sido apresentados na seção anterior, com exceção de alguns resultados das máquinas que foram aqui repetidos para facilitar as comparações seguintes. Lembra-se que estes resultados foram obtidos sem os bancos para correção de fator de potência e com os dois reguladores de tensão setados na razão de transformação de 1:1, isto é, os reguladores não estavam executando nenhuma ação de controle.

Em todos os resultados que serão apresentados os valores dos fatores de potência foram calculados no lado “para” do ramo em questão. Ressalta-se também que o valor negativo de potência apresentado em algumas tabelas significa que o sentido real do fluxo é contrário ao especificado.

**Tabela 4.46 – Potência complexa em alguns ramos (Caso 1)**

Linha	$S_a$ (kW/kvar)	$S_b$ (kW/kvar)	$S_c$ (kW/kvar)
800-802	259,820 / 473,343	196,195 / 415,515	128,387 / 337,082
947-948	-215,609 / 99,914	-214,687 / 117,960	-229,705 / 113,699
989-990	-217,448 / 110,577	-216,041 / 124,134	-226,509 / 118,835

**Tabela 4.47 – Fatores de potência (Caso 1)**

Linha	$FP_a$	$FP_b$	$FP_c$	$FP_{\text{trifásico}}$
800-802	0,480	0,427	0,356	0,430
947-948	0,907	0,876	0,896	0,893
989-990	0,891	0,867	0,886	0,882

**Tabela 4.48 – Resultados dos geradores de indução (Caso 1)**

	G1		G2	
$I_a$ (A / °)	909	-147	1024	-135
$I_b$ (A / °)	919	94	1038	105
$I_c$ (A / °)	942	-27	1034	-15
$s$ (%)	-0,85343		-1,07954	
Potência Ativa (kW)	-660,00		-660,00	
Potência Reativa (kvar)	331,317		353,231	
Estatador I+ (A)	923,871		1032,504	
Estatador I- (A)	19,608		8,738	
Rotor I+ (A)	879,701		990,244	
Rotor I- (A)	19,036		8,484	
Potência Convertida no Eixo (kW)	670,414		673,067	

### Caso 2 – Controle de fator de potência:

Para este caso, os reguladores de tensão continuaram inativos e dois novos bancos de capacitores foram introduzidos conforme descrito anteriormente. Foi determinado para o método utilizar estes bancos para alcançar um fator de potência trifásico de 0,92 atrasado nos pontos de medição indicados na Figura 4.14. Deve-se observar que os fatores de potência podem ser diferentes de uma fase pra outra, apenas o fator de potência trifásico foi especificado.

Resultados selecionados para este caso são mostrados da Tabela 4.49 a Tabela 4.53. Comparando os resultados da Tabela 4.50 e da Tabela 4.46, fica claro que parte da demanda de potência reativa das máquinas de indução é suprida pelos bancos de capacitores e as tensões na entrada das máquinas estão maiores como consequência da correção de fator de potência. Assim, os valores absolutos das correntes das máquinas do Caso 1 (Tabela 4.48) são reduzidos, conforme mostrado na Tabela 4.53. A melhoria no perfil de tensão como uma consequência da correção de fator de potência é aparente na Figura 4.15. Entretanto as tensões em algumas barras permanecem abaixo de 0,90 p.u., assim as ações dos reguladores de tensão serão utilizadas no próximo caso.

**Tabela 4.49 – Tensões nodais Fase-Terra (Caso 2)**

Barras	$V_a$ (kV)	$\theta_a$ (°)	$V_b$ (kV)	$\theta_b$ (°)	$V_c$ (kV)	$\theta_c$ (°)
800	15,094	0,000	15,094	-120,000	15,094	120,000
814	14,164	1,517	14,609	-119,312	14,711	121,570
852	13,879	3,616	14,220	-117,981	14,451	122,848
848	13,875	3,744	14,191	-117,950	14,449	122,854
890	2,167	12,338	2,191	-110,104	2,247	131,261
948	0,264	6,650	0,269	-115,135	0,275	125,731
990	0,247	15,699	0,248	-106,785	0,256	134,528

**Tabela 4.50 – Potência complexa em alguns ramos (Caso 2)**

Linha	$S_a$ (kW/kvar)	$S_b$ (kW/kvar)	$S_c$ (kW/kvar)
800-802	248,732 / 415,987	188,059 / 356,978	121,148 / 281,008
947-948	-215,756 / 83,197	-214,612 / 100,912	-229,630 / 97,045
989-990	-217,358 / 86,792	-216,286 / 99,617	-226,335 / 94,643

**Tabela 4.51 – Fatores de potência (Caso 2)**

Linha	FP <sub>a</sub>	FP <sub>b</sub>	FP <sub>c</sub>	FP <sub>trifásico</sub>
800-802	0,513	0,466	0,396	0,467
947-948	0,933	0,905	0,921	0,920
989-990	0,929	0,921	0,908	0,920

**Tabela 4.52 – Compensação reativa (Caso 2)**

Banco	Q <sub>a</sub> (kvar)	Q <sub>b</sub> (kvar)	Q <sub>c</sub> (kvar)
948	16,322	16,322	16,322
990	20,567	20,567	20,567

**Tabela 4.53 – Resultados dos geradores de indução (Caso 2)**

	G1		G2	
I <sub>a</sub> (A / °)	897	-148	981	-138
I <sub>b</sub> (A / °)	906	93	993	102
I <sub>c</sub> (A / °)	930	-28	991	-18
s (%)	-0,82874		-0,98608	
Potência Ativa (kW)	-660,000		-660,000	
Potência Reativa (kvar)	329,886		342,460	
Estator I+ (A)	911,367		988,756	
Estator I- (A)	19,729		7,772	
Rotor I+ (A)	866,796		946,020	
Rotor I- (A)	19,154		7,546	
Potência Convertida no Eixo (kW)	670,11		671,88	

*Caso 3 – Controle de fator de potência e regulação de tensão:*

Foi determinado realizar controle de fator de potência da mesma forma que no Caso 2, porém aqui os reguladores de tensão também foram colocados para atuar, de forma a manter a tensão na barra 850 em 1,02 p.u. e na barra 832 em 1,03 p.u..

Neste caso sete ações de controle estarão ativas no sistema: duas de correção de fator de potência trifásico (6 equações extras), duas de regulação de tensão (6 equações extras), duas de especificação de potência elétrica ativa de saída das máquinas de indução (2 equações extras) e o controle de tensão e ângulo da barra de referência do sistema (6 equações extras, 2 para cada fase).

Resultados selecionados são apresentados da Tabela 4.54 a Tabela 4.58.

**Tabela 4.54 – Tensões nodais Fase-Terra (Caso 3)**

Barra	V <sub>a</sub> (kV)	θ <sub>a</sub> (°)	V <sub>b</sub> (kV)	θ <sub>b</sub> (°)	V <sub>c</sub> (kV)	θ <sub>c</sub> (°)
800	15,094	0,000	15,094	-120,000	15,094	120,000
814	14,084	1,376	14,628	-119,411	14,709	121,333
852	14,298	3,263	14,329	-118,161	14,414	122,369
848	14,807	3,350	14,818	-118,148	14,836	122,338
890	2,312	10,894	2,301	-110,896	2,318	129,828
948	0,282	5,918	0,282	-115,480	0,283	124,956
990	0,263	13,860	0,262	-107,820	0,264	132,808

**Tabela 4.55 – Potência complexa em alguns ramos (Caso 3)**

Linha	S <sub>a</sub> (kW/kvar)	S <sub>b</sub> (kW/kvar)	S <sub>c</sub> (kW/kvar)
800-802	289,503 / 424,003	192,311 / 346,286	145,616 / 251,052
947-948	-215,311 / 92,254	-222,880 / 100,341	-221,810 / 88,564
989-990	-217,199 / 93,320	-222,293 / 98,774	-220,508 / 89,065

**Tabela 4.56 – Fatores de potência (Caso 3)**

Linha	FP <sub>a</sub>	FP <sub>b</sub>	FP <sub>c</sub>	FP <sub>trifásico</sub>
800-802	0,563	0,485	0,501	0,563
947-948	0,919	0,912	0,929	0,920
989-990	0,919	0,914	0,927	0,920

**Tabela 4.57 – Compensação reativa (Caso 3)**

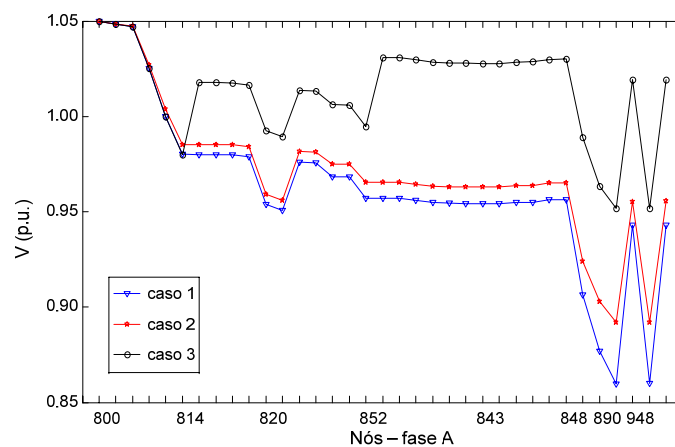
Banco	Q <sub>a</sub> (kvar)	Q <sub>b</sub> (kvar)	Q <sub>c</sub> (kvar)
948	15,402	15,402	15,402
990	17,322	17,322	17,322

**Tabela 4.58 – Resultados dos geradores de indução (Caso 3)**

	G1		G2	
I <sub>a</sub> (A / °)	852	-147	924	-139
I <sub>b</sub> (A / °)	889	91	956	99
I <sub>c</sub> (A / °)	865	-30	925	-21
s (%)	-0,74709		-0,87642	
Potência Ativa (kW)	-660,000		-660,000	

Potência Reativa (kvar)	327,151	332,878
Estator I+ (A)	869,052	935,394
Estator I- (A)	22,092	21,355
Rotor I+ (A)	822,734	891,553
Rotor I- (A)	21,448	20,733
Potência Convertida no Eixo (kW)	669,160	670,689

O perfil de tensão para este caso está plotado na Figura 4.15, juntamente com os perfis dos casos 1 e 2. A ação dos reguladores de tensão é claramente mostrada e a melhoria geral no perfil de tensão também pode ser vista.



**Figura 4.15 – Perfil de tensão (Casos 1, 2 e 3)**

A Tabela 4.59 mostra uma comparação entre os três casos. A compensação do fator de potência nas barras de saída dos geradores foi bastante efetiva reduzindo as perdas em 24,6% em relação aos 171,89 kW do Caso 1. As ações dos reguladores de tensão contribuíram para mais 4,3% de redução de perdas.

**Tabela 4.59 – Resumo dos casos**

Caso	Subestação (kW / kvar)	Capacitor (kvar)	Perdas (kW)
1	584,40 / 1225,94	---	171,89
2	557,93 / 1053,973	110,67	129,61
3	627,42 / 1021,341	98,17	124,02

Em todos os casos relatados nesta seção, o método convergiu em quatro iterações. O MICN se mostrou eficiente no estudo das três diferentes situações de operação.

#### 4.4.4 Outros Testes com o IEEE34

Algumas situações de operação dos sistemas elétricos que precisam ser analisadas, por mais simples que pareçam, representam dificuldades de simulação para muitas ferramentas. Especialmente com a necessidade de estudos de impacto da inclusão de geração distribuída nos sistemas de distribuição torna-se importante desenvolver métodos com os quais todas as situações possam ser analisadas, e ainda com mais detalhes. Neste sentido, apesar de o MICN já ter se apresentado como uma ferramenta bastante robusta, desenvolveu-se procedimentos extras mostrados no Capítulo 3 para serem utilizados em casos mais complicados, possibilitando ao MICN analisar inclusive situações complexas em termos de simulação computacional e solucionar casos de difícil convergência.

Duas dessas situações, comuns em sistemas elétricos, cujas análises foram sugeridas pelo DSASC para testar ferramentas de análise são: sistemas desequilibrados com geradores síncronos com neutro flutuante e operação de bancos de capacitores com o fusível de uma fase queimado. Estas condições, agravadas pelo desequilíbrio do sistema, podem tornar a convergência dos métodos complicada. Análises destas duas situações com o MICN serão apresentadas na seqüência e foram realizadas tendo o sistema IEEE 34 barras como base.

*Caso A – Controle de fator de potência e fusível queimado na fase C do banco de capacitores da barra 990:*

Este caso é semelhante ao Caso 2 apresentado na seção anterior, porém, a fase C do banco de capacitores da barra 990 encontra-se aberta. Também foi determinado que fossem retirados os aterramentos dos bancos de capacitores das barras 990 e 948.

Como esperado, este caso foi bem mais difícil de convergir. Muitas tentativas foram feitas e o que trouxe resultado foi a utilização do procedimento para inicialização de variáveis de neutro apresentado no Capítulo 3. Após encontrar boas condições iniciais para as variáveis de neutro utilizando o procedimento extra, executou-se o MICN alcançando a convergência em 5 iterações.

Resultados selecionados estão apresentados da Tabela 4.60 a Tabela 4.66.

Como se pode observar na Tabela 4.60, a tensão de neutro da barra 990 é de 117V, que corresponde a um substancial deslocamento de neutro, uma vez que a tensão

nominal nesta parte do sistema é de 240V. Caso a fase do banco de capacitores estivesse com funcionamento normal (que corresponderia ao Caso 2 da seção anterior), a tensão de neutro da barra 990 seria de 5V. Verifica-se que a abertura da fase C do banco de capacitores aumenta muito o desequilíbrio no sistema.

**Tabela 4.60 – Tensões nodais Neutro para Terra (Caso A)**

Barra	$V_n$ (kV)	$\theta_n$ (°)
948	0,005	142,354
990	0,117	-45,708

**Tabela 4.61 – Tensões nodais Fase-Terra (Caso A)**

Barra	$V_a$ (kV)	$\theta_a$ (°)	$V_b$ (kV)	$\theta_b$ (°)	$V_c$ (kV)	$\theta_c$ (°)
800	15,094	0,000	15,094	-120,000	15,094	120,000
814	14,177	1,559	14,613	-119,381	14,694	121,585
852	13,906	3,688	14,226	-118,119	14,420	122,890
848	13,900	3,816	14,197	-118,086	14,419	122,893
890	2,187	12,674	2,194	-110,770	2,225	131,498
948	0,265	6,706	0,269	-115,248	0,275	125,763
990	0,249	16,146	0,249	-107,585	0,252	134,781

**Tabela 4.62 – Potência complexa em alguns ramos (Caso A)**

Linha	$S_a$ (kW/kvar)	$S_b$ (kW/kvar)	$S_c$ (kW/kvar)
800-802	239,174 / 416,967	191,206 / 347,806	127,135 / 288,240
947-948	-214,879 / 84,797	-216,497 / 101,626	-228,625 / 94,735
989-990	-230,544 / 83,461	-208,901 / 94,340	-220,554 / 102,315

**Tabela 4.63 – Fatores de potência (Caso A)**

Linha	$FP_a$	$FP_b$	$FP_c$	$FP_{\text{trifásico}}$
800-802	0,513	0,466	0,396	0,467
947-948	0,930	0,905	0,924	0,920
989-990	0,940	0,911	0,907	0,920

**Tabela 4.64 – Compensação reativa (Caso A)**

Banco	Q <sub>a</sub> (kvar)	Q <sub>b</sub> (kvar)	Q <sub>c</sub> (kvar)
948	17,579	17,579	17,579
990	31,583	31,583	---

**Tabela 4.65 – Resultados dos geradores de indução (Caso A)**

	G1		G2	
I <sub>a</sub> (A / °)	896	-148	971	-135
I <sub>b</sub> (A / °)	912	93	1035	101
I <sub>c</sub> (A / °)	925	-28	961	-20
s (%)	-0,82874		-0,98622	
Potência Ativa (kW)	-660,000		-660,000	
Potência Reativa (kvar)	329,866		343,020	
Estator I+ (A)	911,367		988,756	
Estator I- (A)	17,238		46,920	
Rotor I+ (A)	866,796		946,020	
Rotor I- (A)	16,735		45,554	
Potência Convertida no Eixo (kW)	670,11		671,99	

**Tabela 4.66 – Correntes nos bancos de capacitores (Caso A)**

Barra	I <sub>a</sub> (A)	θ <sub>a</sub> (°)	I <sub>b</sub> (A)	θ <sub>b</sub> (°)	I <sub>c</sub> (A)	θ <sub>c</sub> (°)
948	65,385	-84,080	64,852	155,841	65,189	35,444
990	143,461	134,279	143,461	-45,721	---	---

*Caso B – Geradores síncronos com neutros flutuantes:*

Para este caso os dois geradores de indução foram trocados por dois geradores síncronos de 750 kVA. As máquinas foram setadas para suprir potência nominal aparente com fator de potência 0,95 atrasado, e os seus nós neutros ficaram flutuantes.

Este caso se mostrou bastante difícil de convergir, sendo que várias tentativas utilizando diferentes procedimentos foram feitas. A convergência só pôde ser alcançada utilizando-se o procedimento extra para auxiliar o processo de convergência, descrito no Capítulo 3, o qual fiscaliza as variáveis de tensões de neutros e se preciso muda suas trajetórias durante o processo iterativo. A convergência foi alcançada em 7 iterações.

Alguns resultados selecionados estão apresentados da Tabela 4.67 a Tabela 4.70.



**Tabela 4.67 – Tensões nodais Fase-Terra (Caso B)**

Barra	$V_a$ (kV)	$\theta_a$ (°)	$V_b$ (kV)	$\theta_b$ (°)	$V_c$ (kV)	$\theta_c$ (°)
800	15,094	0,000	15,094	-120,000	15,094	120,000
814	14,616	-0,753	15,042	-121,135	15,180	119,504
852	14,627	-1,102	14,953	-121,814	15,242	118,649
848	14,650	-1,277	14,958	-121,999	15,281	118,401
948	0,289	0,870	0,293	-119,694	0,301	120,875
890	2,536	1,474	2,553	-119,917	2,598	121,350
990	0,299	3,790	0,301	-117,818	0,305	123,537

**Tabela 4.68 – Tensões nodais Neutro para Terra (Caso B)**

Barra	$V_n$ (kV)	$\theta_n$ (°)
948	0,03133	121,149
990	0,01431	28,159

**Tabela 4.69 – Potência complexa em alguns ramos (Caso B)**

Linha	$S_a$ (kW/kvar)	$S_b$ (kW/kvar)	$S_c$ (kW/kvar)
800-802	217,113 / 25,960	168,516 / -19,264	87,969 / -96,013
947-948	-216,696 / -93,198	-230,786 / -53,865	-265,214 / -86,848
989-990	-246,489 / -86,605	-226,428 / -80,864	-239,581 / -66,516

**Tabela 4.70 – Correntes nas máquinas síncronas (Caso B)**

Barra	$I_a$ (A)	$\theta_a$ (°)	$I_b$ (A)	$\theta_b$ (°)	$I_c$ (A)	$\theta_c$ (°)
948	816,017	157,608	807,180	47,180	925,923	-77,352
990	872,648	164,414	798,765	42,521	814,033	-71,999

Mesmo em condições extremas dos testes, o MICN se mostra um método de análise bastante robusto. O método proposto aliado a procedimentos extras desenvolvidos para facilitar o processo de convergência conseguiu solucionar sistemas considerados bastante complicados para outras metodologias.

## 4.5 Sistema de uma Concessionária Brasileira

Para verificar a eficiência e a robustez da metodologia proposta em sistemas de larga escala malhados, o MICN foi aplicado a um sistema de uma concessionária brasileira de distribuição (138/13,8/0,22 kV). A rede consiste em uma subestação (138 kV), um transformador abaixador com comutador de tape sob carga de 40 MVA 138/13,8 kV, seis alimentadores aéreos trifásicos a três condutores de 13,8 kV, cinquenta e seis transformadores abaixadores de 500 kVA 13,8/0,22 kV, e uma rede subterrânea altamente malhada trifásica a quatro condutores de 220 V. O sistema tem 477 barras, carga ativa total de 14,83 MW e carga reativa total de 11,12 Mvar. Uma representação bastante simplificada deste sistema está mostrada na Figura 4.16.

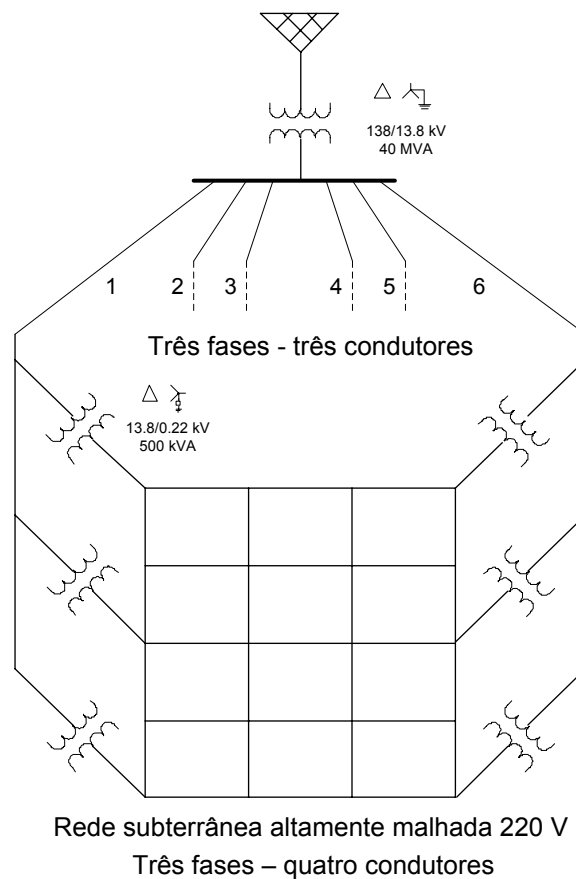


Figura 4.16 – Representação de um sistema de distribuição brasileiro

Um total de 702 elementos série foi utilizado para modelar este sistema incluindo linhas, transformadores e chaves. Os condutores neutros são aterrados por resistores na

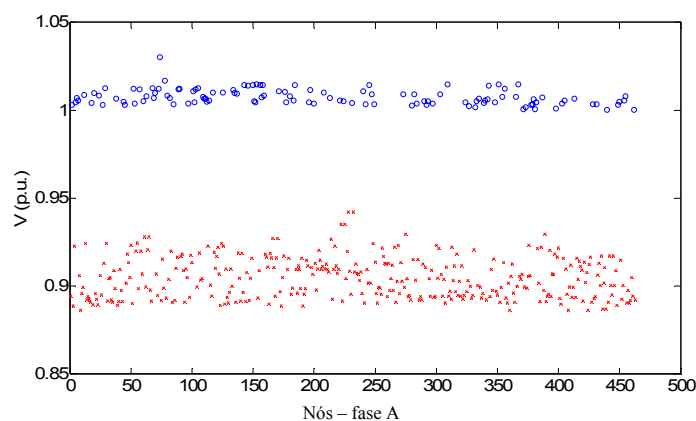
faixa de 0,5 a 3 ohms em alguns pontos na rede de baixa tensão. O sistema é desequilibrado.

Na simulação do sistema utilizando o MICN a convergência foi alcançada com apenas 5 iterações, sendo que o transformador com comutador de tape foi setado para controlar a tensão da barra de 13,8 kV da subestação.

Alguns resultados selecionados são apresentados na Tabela 4.71 e da Figura 4.17 a Figura 4.20.

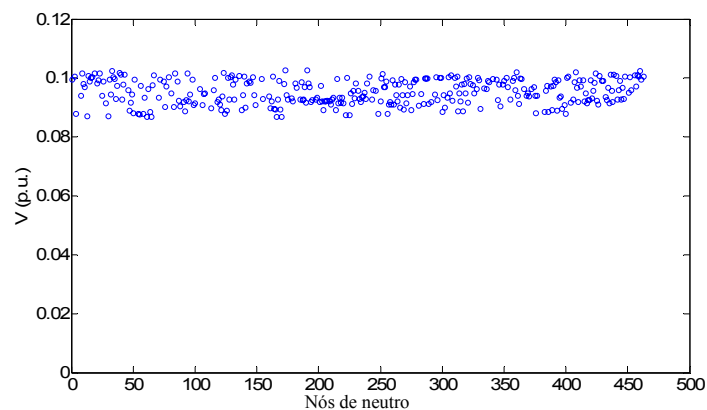
**Tabela 4.71 – Correntes nas linhas**

Linha	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)
Subestação@138 kV	78,745	93,558	87,966
Alimentador 1@13,8 kV	134,616	145,754	123,460
Alimentador 2@13,8 kV	118,660	129,505	110,447
Alimentador 3@13,8 kV	133,247	146,070	123,400
Alimentador 4@13,8 kV	119,217	130,170	113,329
Alimentador 5@13,8 kV	148,391	162,123	137,245
Alimentador 6@13,8 kV	133,421	146,004	124,118



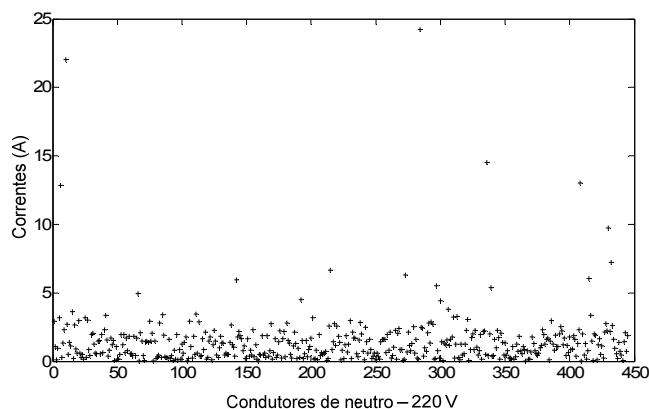
**Figura 4.17 – Tensões na fase A**

Os valores marcados por “o” na Figura 4.17 são as tensões calculadas pelo MICN nas barras de 13,8 kV e os valores marcados por “x” são as tensões calculadas nas barras de 220 V. Pode-se observar que a rede altamente malhada não apresenta quedas de tensão consideráveis nos alimentadores de 13,8 kV, o que muitas vezes está presente em topologias radiais. Como era de se esperar, a rede de tensão mais baixa tem maiores quedas de tensão quando comparada com os alimentadores de 13,8 kV. As tensões de neutro são apresentadas na Figura 4.18.

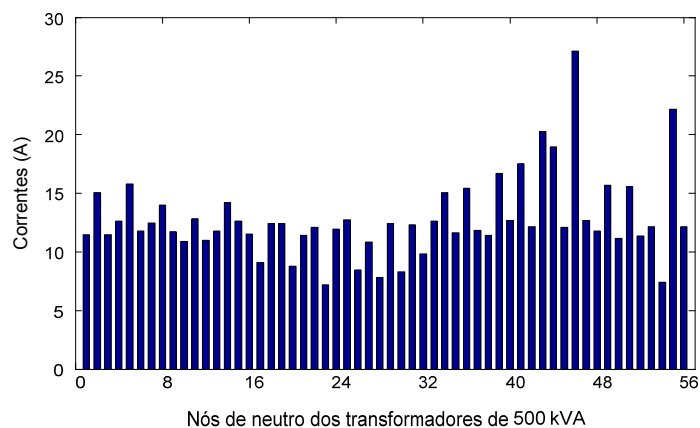


**Figura 4.18 – Tensões de neutro**

As correntes nos condutores neutros da rede subterrânea de 220 V são mostradas na Figura 4.19 enquanto na Figura 4.20 são mostradas as correntes nas impedâncias de aterramento dos neutros dos transformadores de 500 kVA.



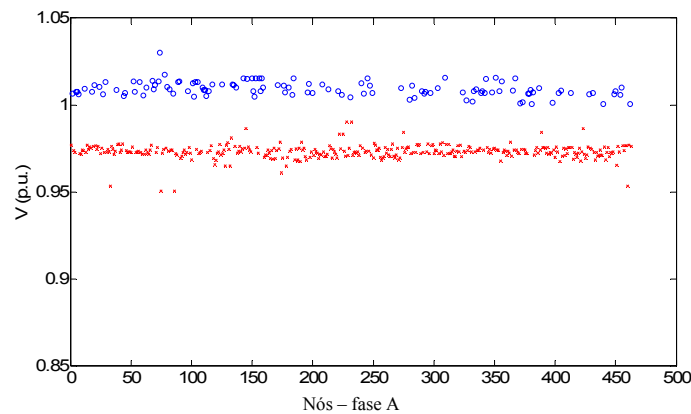
**Figura 4.19 – Correntes nos condutores neutros de 220 V**



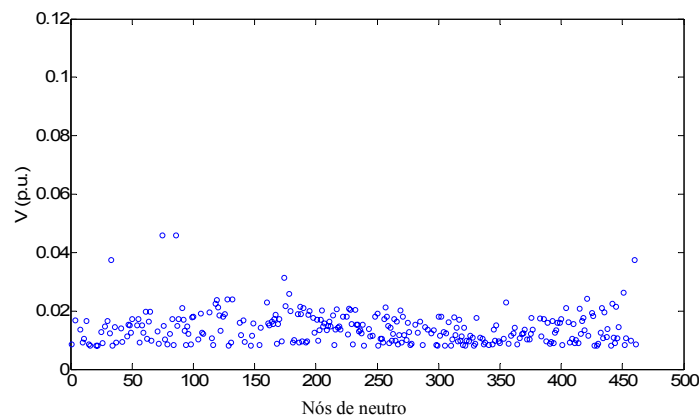
**Figura 4.20 – Correntes nos aterramentos de neutro dos transformadores**

O sistema original foi modificado para simular a inclusão de Geração Distribuída (GD). No teste aqui apresentado, quatro máquinas de indução de quatro pólos, 1200 kVA, 460 V, foram adicionadas ao sistema nas barras 129, 104, 109 e 125 de 13,8 kV. Estas máquinas foram conectadas às barras por meio de quatro transformadores abaixadores de 1200 kVA 13,8/0,48 kV. As barras destas conexões estão situadas nos alimentadores 1, 3, 4 e 6 respectivamente. Assumiu-se que as máquinas estariam operando como geradores de indução com potência elétrica ativa de saída constante, sendo que os valores escolhidos neste teste para as gerações foram: 950, 1000, 1050 e 1100 kW. Nos terminais de cada máquina conectou-se um banco de capacitores em estrela aterrada de 450 kvar.

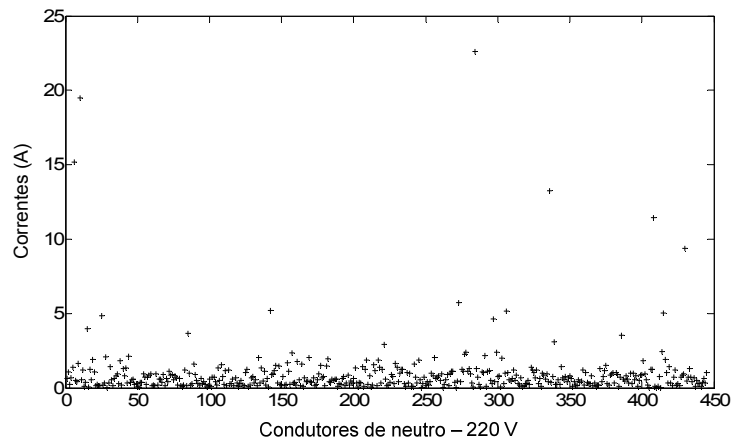
Alguns resultados selecionados deste caso estão apresentados da Figura 4.21 a Figura 4.24.



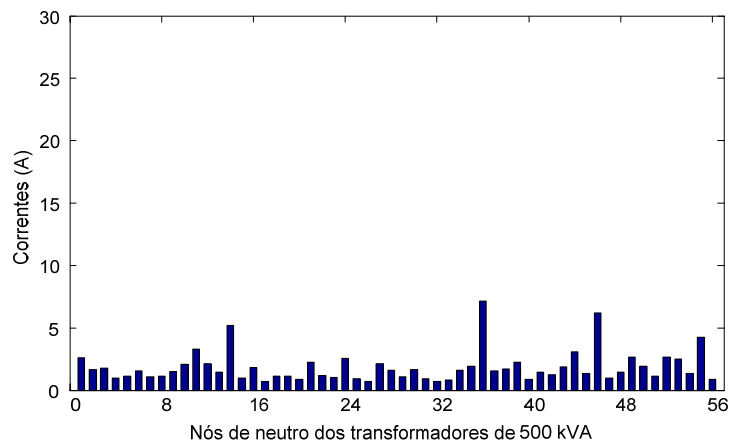
**Figura 4.21 – Tensões na fase A na presença da GD**



**Figura 4.22 – Tensões de neutro na presença da GD**



**Figura 4.23 – Correntes nos condutores neutros de 220V na presença da GD**



**Figura 4.24 – Correntes nos aterramentos de neutro dos transformadores na presença da GD**

Comparando-se os resultados apresentados da Figura 4.17 a Figura 4.20 com os correspondentes da Figura 4.21 a Figura 4.24, verifica-se que a ação combinada dos geradores de indução e dos bancos de capacitores melhorou os níveis de tensão na rede subterrânea de 220 V, e também diminuiu as tensões e as correntes de neutros, bem como os desequilíbrios de neutros.

Na Tabela 4.72 e na Tabela 4.73 são apresentados mais alguns resultados relativos a este teste. Ao final do processo de solução do MICN encontra-se também os resultados dos escorregamentos das máquinas utilizados como variáveis de controle para que as máquinas entreguem as potências elétricas ativas de saída definidas. A geração distribuída contribui para a diminuição do desequilíbrio no sistema, o que pode ser observado, por exemplo, nos resultados das correntes nas fases das linhas.

**Tabela 4.72 – Resultados dos geradores de indução**

	Máquina 1		Máquina 2		Máquina 3		Máquina 4	
Ia (A / °)	1270	-124	1336	-124	1402	-124	1470	-124
Ib (A / °)	1277	116	1344	116	1409	116	1479	116
Ic (A / °)	1277	-4	1342	-4	1407	-4	1477	-4
s (%)	-0,5987946		-0,6341572		-0,6687410		-0,7071461	
Potência Ativa (kW)	950,00		1000,00		1050,00		1100,00	
Potência Reativa (kvar)	479,32		499,85		521,82		545,02	
I+ do Estator (A)	1275,04		1340,96		1406,46		1475,78	
I- do Estator (A)	4,94		4,68		4,44		4,89	
I+ do Rotor (A)	1190,89		1257,55		1323,45		1393,15	
I- do Rotor (A)	4,80		4,55		4,31		4,75	
Torque no Eixo (N.m)	2,53		2,66		2,80		2,94	

**Tabela 4.73 – Correntes nas linhas na presença da GD**

Linha	Ia (A)	Ib (A)	Ic (A)
Subestação@138 kV	73,190	75,114	73,500
Alimentador 1@13,8 kV	109,150	108,870	105,672
Alimentador 2@13,8 kV	119,344	119,129	117,343
Alimentador 3@13,8 kV	107,425	108,830	105,171
Alimentador 4@13,8 kV	93,410	94,210	91,557
Alimentador 5@13,8 kV	148,937	148,924	146,390
Alimentador 6@13,8 kV	107,362	108,167	105,326

E na Tabela 4.74 apresenta-se uma comparação resumida entre o caso original e o teste com a inclusão da geração distribuída. Observa-se que no teste os geradores de indução com sua geração mais dispersa, mais perto das cargas, contribui para a diminuição das perdas no sistema em 27%, obviamente alivia a necessidade de geração da subestação e contribui para a diminuição do desequilíbrio. Este exemplo serve para mostrar alguns benefícios que se pode ter com a inclusão de geração distribuída nos sistemas, desde que feita de maneira correta.

**Tabela 4.74 – Resumo dos Casos**

Caso	Geração na Subestação (MW)	Geração na Subestação (Mvar)	Perdas (kW)
Original	15,127	14,110	285,9
Com GD	10,943	13,874	208,9

#### **4.6 Sistema NEV**

Uma linha de trabalho atual do DSASC do IEEE está relacionada ao desenvolvimento e a validação de metodologias que possam ser utilizadas na análise de tensões induzidas e tensões em neutros que surgem dos desequilíbrios nos sistemas elétricos. A preocupação com este tema aumentou devido a problemas práticos que as indústrias e concessionárias têm experimentado e pela verificação de que muitas ferramentas de análise não são capazes de simulá-los corretamente.

Existe um substancial interesse no cálculo e estudo, incluindo modelagem e simulação, das tensões de neutro e nas questões relacionadas a elas, como por exemplo as configurações de aterramentos, dentro da PES do IEEE (por exemplo, com o IEEE P1695 Working Group on Voltages at Publicly and Privately Accessible Locations) e dentro da indústria de potência como um todo (SUNDERMAN, 2008). Estas tensões surgem devido ao desequilíbrio nos sistemas, incluindo a operação desbalanceada das linhas, e podem ter valores consideráveis em neutros de equipamentos e cargas aterrados através de impedâncias, podendo contribuir para o aumento das perdas elétricas e até mesmo para problemas de segurança de equipamentos e humana.

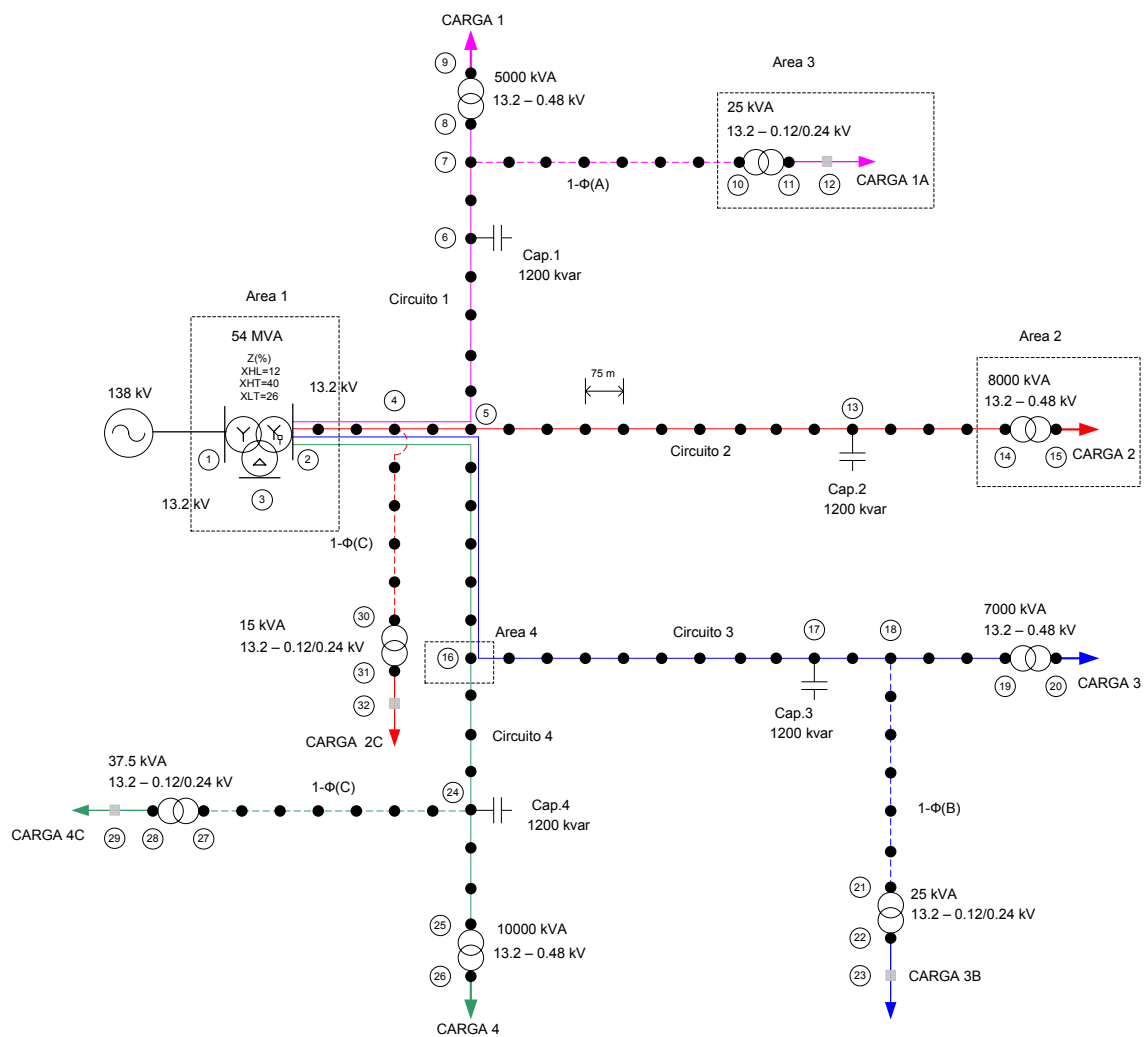
Para servir de base de testes nestas questões, o subcomitê está desenvolvendo alguns casos. Um deles é denominado NEV (iniciais de “Neutral to Earth Voltages”) (DUGAN, 2008, PENIDO *et al.*, 2008a), o qual é baseado em um caso real, e seu principal foco é testar a capacidade das metodologias de calcular tensões de neutros para a terra, por isso o acrônimo utilizado em seu nome. Tensões induzidas em outros cabos que não sejam os condutores de potência, tipo cabos de telecomunicações também são examinadas neste caso. O caso NEV serviu também como desafio para as ferramentas em termos de modelagem de sistemas, uma vez que o caso tem vários cabos e conexões entre duas barras, além de cabos neutros e aterramentos, características que



nem todas as ferramentas de análise conseguem modelar. Somente algoritmos para sistemas multifásicos podem lidar com a modelagem necessária para simular o NEV.

É importante ressaltar que cálculos de tensões induzidas e tensões em neutros podem ser feitos sem nenhuma dificuldade utilizando-se o MICN. A estrutura desenvolvida para a metodologia proposta já permite estes cálculos, de maneira direta, sem a necessidade de rotinas ou procedimentos extras.

O diagrama unifilar do NEV é mostrado na Figura 4.25 e algumas partes mais específicas deste sistema são detalhadas da Figura 4.26 a Figura 4.29.



**Figura 4.25 – Diagrama unifilar do sistema NEV**

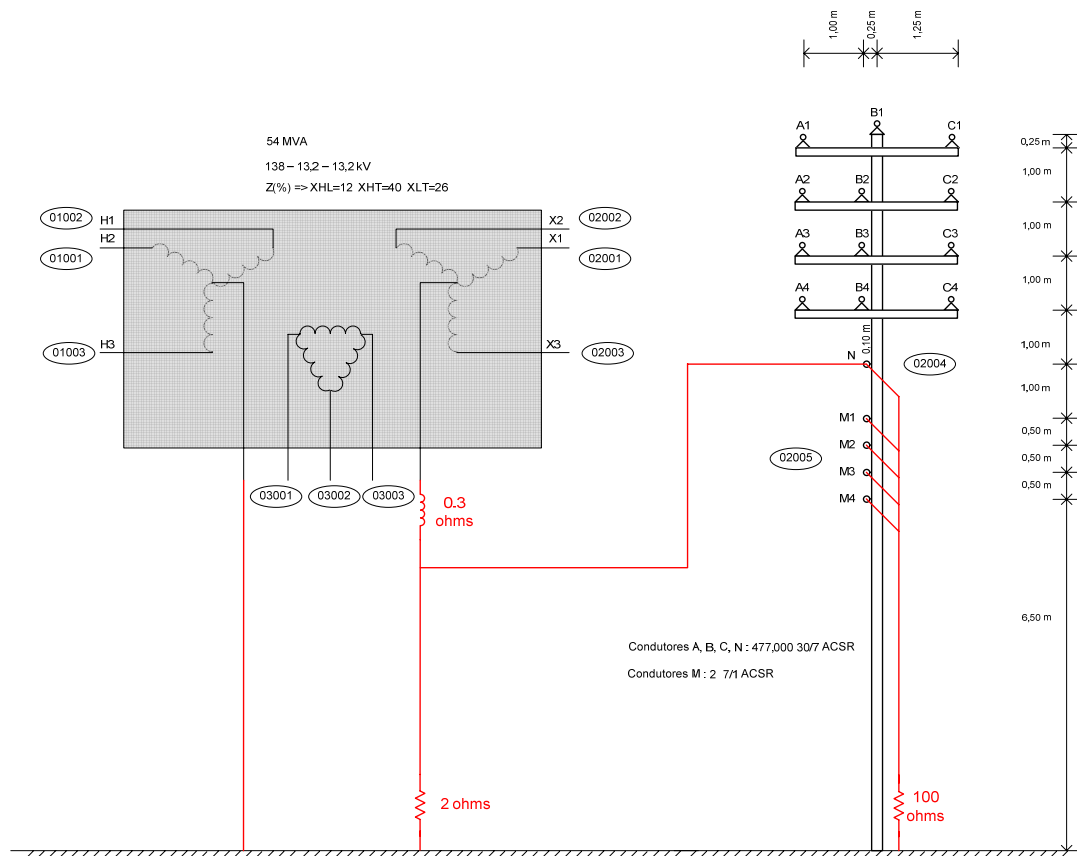


Figura 4.26 – Detalhe da Área 1 do NEV

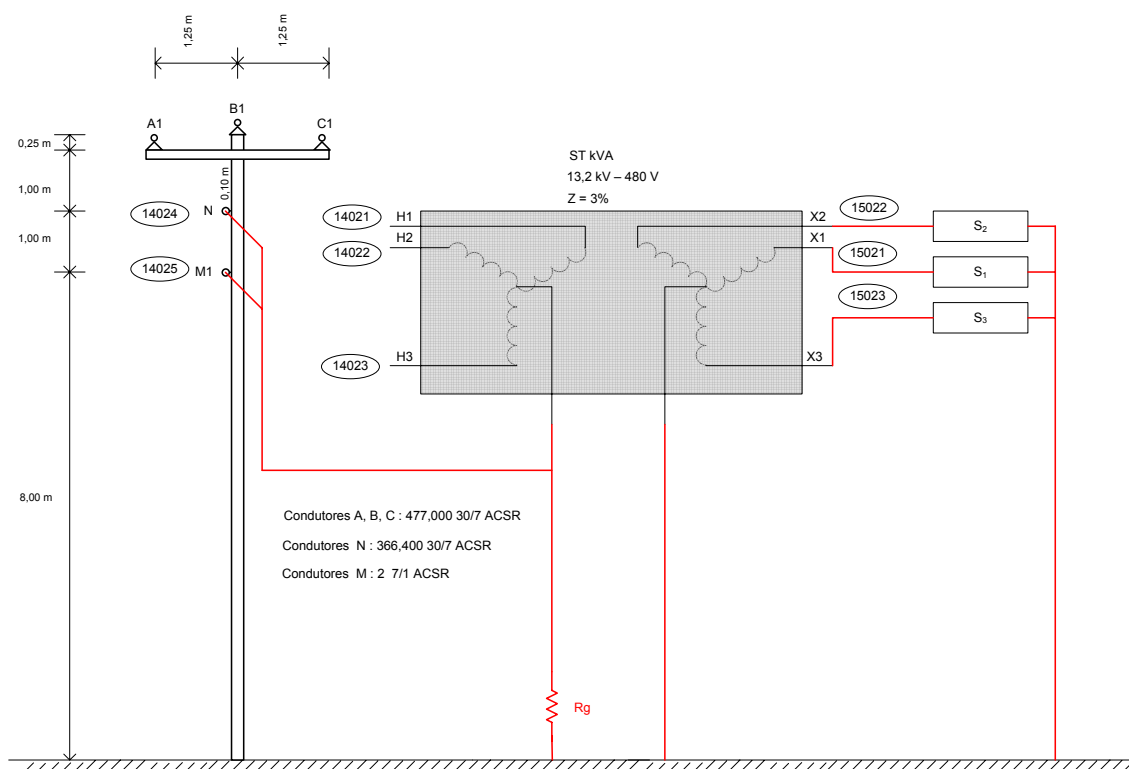


Figura 4.27 – Detalhe da Área 2 do NEV

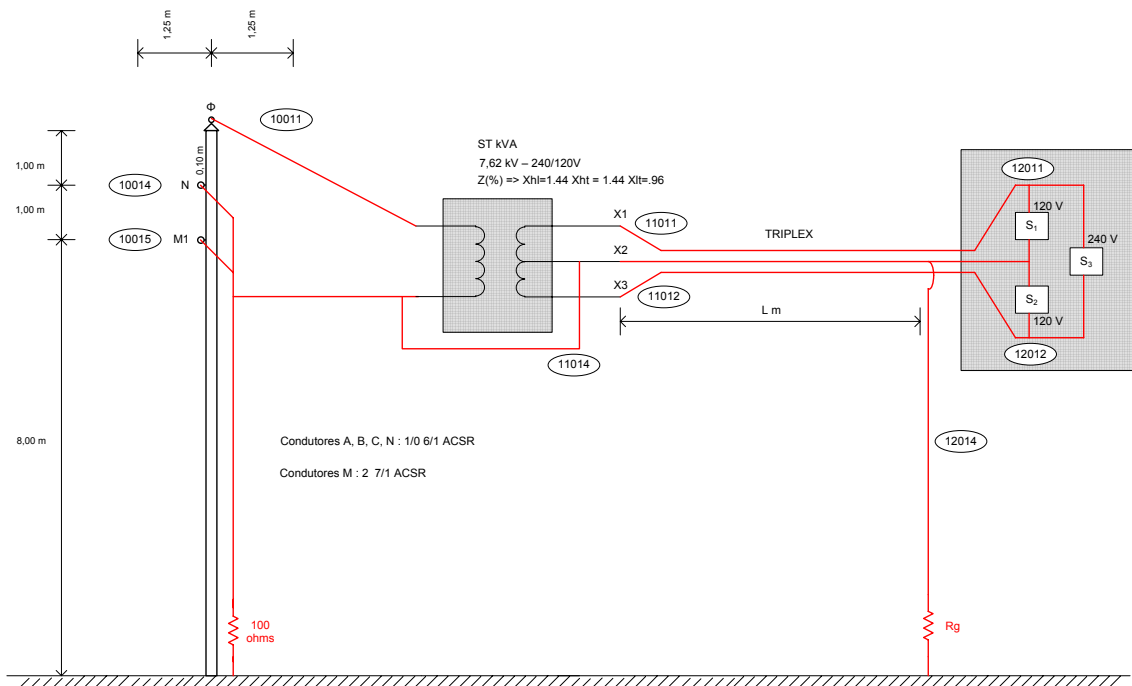


Figura 4.28 – Detalhe da Área 3 do NEV

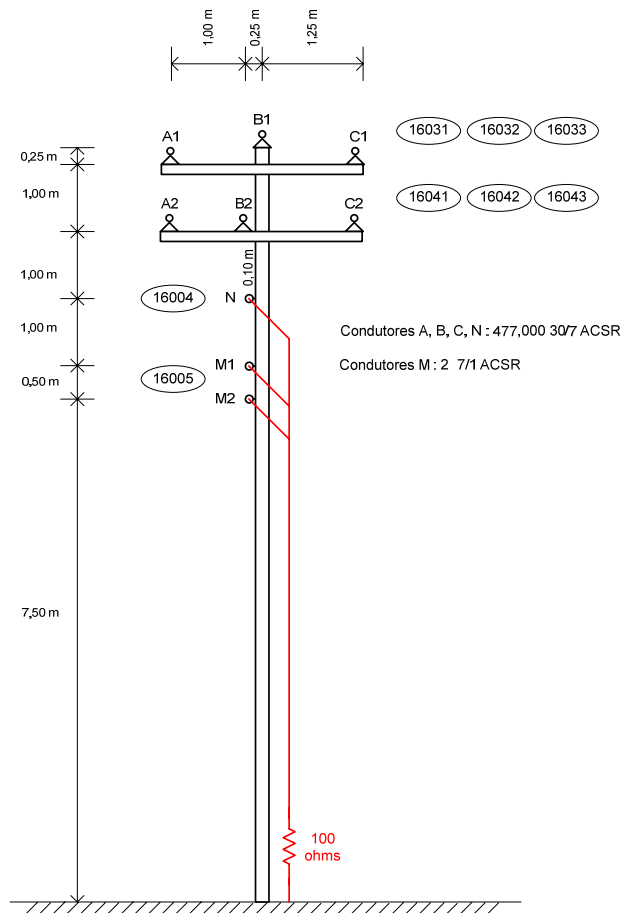


Figura 4.29 – Detalhe da Área 4 do NEV

Os parâmetros dos condutores deste sistema são mostrados na Tabela 4.75. A geometria das linhas está mostrada nas figuras anteriores que representam os postes e as conexões.

**Tabela 4.75 – Parâmetros dos condutores**

Condutores ACSR	477,000 30/7	366,400 30/7	#2 7/1	1/0 6/1
GMR	0,0306 ft 0,933 cm	0,0255 ft 0,777 cm	0,00504 ft 0,0128 cm	0,00446 ft 0,138 cm
Resistência (50 °C)	0,216 Ω/ml 0,135 Ω/km	0,306 Ω/ml 0,191 Ω/km	1,65 Ω/ml 1,031 Ω/km	1,12 Ω/ml 0,70 Ω/km
Diâmetro	0,833 in 2,243 cm	0,741 in 1,882 cm	0,325 in 0,825 cm	0,398 in 1,011 cm
Ampacidade	670 A	530 A	180 A	230 A

Os dados dos transformadores trifásicos, incluindo os resistores de aterramento de neutros estão mostrados na Tabela 4.76. Na Tabela 4.77 apresenta-se os dados das cargas trifásicas. As conexões são mostradas na Figura 4.27.

**Tabela 4.76 – Dados de transformadores trifásicos**

	ST kVA	R <sub>g</sub> Ω
Trafo da Carga 1	5000	25
Trafo da Carga 2	8000	15
Trafo da Carga 3	7000	10
Trafo da Carga 4	10000	10

**Tabela 4.77 – Dados das cargas trifásicas**

	S1 (kVA)	S2 (kVA)	S3 (kVA)
Carga 1	1000@0,90	1400@0,85	1500@0,95
Carga 2	2400@0,90	2500@0,90	2300@0,90
Carga 3	2000@0,80	1800@0,90	2100@0,90
Carga 4	4000@0,90	3000@0,90	3500@0,80

Dados de transformadores monofásicos e seus cabos de conexão correspondentes estão mostrados na Tabela 4.78, suas conexões estão representadas na Figura 4.28, e os dados das cargas monofásicas estão apresentados na Tabela 4.79.

**Tabela 4.78 – Dados de transformadores monofásicos e cabos de conexão**

	ST (kVA)	Rg ( $\Omega$ )	Cabo	Distância (m)
Trafo da Carga 1A	25	25	1/0 AL	50
Trafo da Carga 2C	15	10	1/0 AL	30
Trafo da Carga 3B	25	50	1/0 AL	30
Trafo da Carga 4C	37,5	50	4/0 AL	20

**Tabela 4.79 – Dados das cargas monofásicas**

	S1 (kVA)	S2 (kVA)	S3 (kVA)
Carga 1A	1,20@1,00	1,00@1,00	4,00@0,70
Carga 2C	1,50@1,00	2,50@1,00	5,00@1,00
Carga 3B	1,70@0,80	2,20@0,80	4,00@0,90
Carga 4C	12,0@0,95	7,00@0,90	20,0@0,80

Para identificar os nós do sistema definiu-se um esquema, onde um número de 5 dígitos foi utilizado para cada nó. Os dígitos foram organizados na ordem xxycf, sendo:

xx – Identificador da barra, ou poste. Por exemplo, o poste com o circuito duplo na Figura 4.29 foi definido como o número 16. Assim, qualquer fase, condutor neutro ou carga conectada neste poste terá o número 16 nos primeiros dois dígitos de seu nó.

y – Assume sempre o número 0, servindo apenas como um separador para facilitar a leitura.

c – Identificador de circuito. Neste caso pode assumir os números de 0 a 4. Os números 1, 2, 3 e 4 representam os quatro circuitos principais onde o elemento pode estar conectado e o número 0 é utilizado para identificar condutores que são comuns a mais de um circuito, como é o caso dos cabos neutros e de telecomunicações. Por exemplo, na Figura 4.29, os cabos A1, B1 e C1 pertencem ao circuito 3 e os cabos A2, B2 e C2 pertencem ao circuito 4, os quais foram definidos na Figura 4.25. Os cabos neutros e de telecomunicações pertencem a ambos os circuitos.

f – Identificador de fase: 1 – fase A, 2 – fase B, 3 – fase C, 4 – condutor neutro, 5 – condutor de telecomunicações, ponto comum.

As impedâncias das linhas deste sistema foram calculadas usando a metodologia do condutor equivalente de retorno pela terra conforme desenvolvido por Carson (ANDERSON, 1995). As capacitâncias shunt foram desconsideradas. A resistividade do solo foi considerada igual a 100  $\Omega$ .m. As resistências de aterramento são de 100  $\Omega$ .

Com o MICN pode-se modelar completamente todas as características do NEV e simulá-lo, e alguns resultados obtidos são apresentados da Tabela 4.80 a Tabela 4.84.

**Tabela 4.80 – Tensões em pontos selecionados**

Nó	V (kV)	A (°)	Nó	V (kV)	A (°)
05011	7,427	-3,11	07011	7,409	-3,28
05012	7,441	-123,14	07012	7,415	-123,35
05013	7,383	116,44	07013	7,367	116,14
05021	7,402	-3,275	07004	19 (V)	-159,50
05022	7,428	-123,26	07005	19 (V)	-159,50
05023	7,367	116,34	13021	7,331	-3,84
05031	7,402	-3,227	13022	7,366	-123,84
05032	7,440	-123,19	13023	7,319	115,73
05033	7,366	116,34	13004	4,5 (V)	-96,88
05041	7,395	-3,348	13005	4,5 (V)	-96,88
05042	7,417	-123,25	24041	7,302	-4,09
05043	7,337	116,31	24042	7,345	-123,93
05004	23 (V)	-102,12	24043	7,232	115,47
05005	23 (V)	-102,1	24004	30 (V)	93,53
			24005	30 (V)	93,53

**Tabela 4.81 – Correntes e fluxos de potência em circuitos selecionados**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kW)
04011	05011	122,27	-8,16	905,6	81,0
04012	05012	169,72	-141,80	1197,0	406,1
04013	05013	194,32	110,36	1427,1	155,4
04021	05021	313,15	-23,18	2183,4	796,1
04022	05022	325,33	-143,57	2268,0	845,2
04023	05023	299,21	96,76	2077,5	746,0
04031	05031	252,70	-33,38	1619,8	945,2
04032	05032	229,15	-139,76	1634,7	489,6
04033	05033	273,96	97,11	1906,1	671,3
04041	05041	395,84	-25,20	2722,1	1100,7
04042	05042	392,00	-144,52	2713,0	1063,1
04043	05043	473,18	81,86	2865,0	1979,4
04004	05004	32,15	-123,88	0,126	0,167
04005	05005	14,58	-90,47	0,089	0,032
04005	05005	15,82	-94,17	0,095	0,041
04005	05005	16,94	-94,55	0,101	0,044
04005	05005	18,22	-91,55	0,111	0,042

**Tabela 4.82 – Tensões nas cargas em alimentadores monofásicos**

Nó	V (V)	A (°)	Nó	V (V)	A (°)
12011	99,1	-7,72	23031	102,1	-127,78
12012	134,1	179,84	23032	129,6	58,87
12004	19,0	-160,49	23004	149,0	82,32
32021	110,8	116,64	29041	142,8	110,34
32022	122,1	-64,45	29042	83,0	-57,41
32004	6,3	-73,98	29004	31,4	94,09

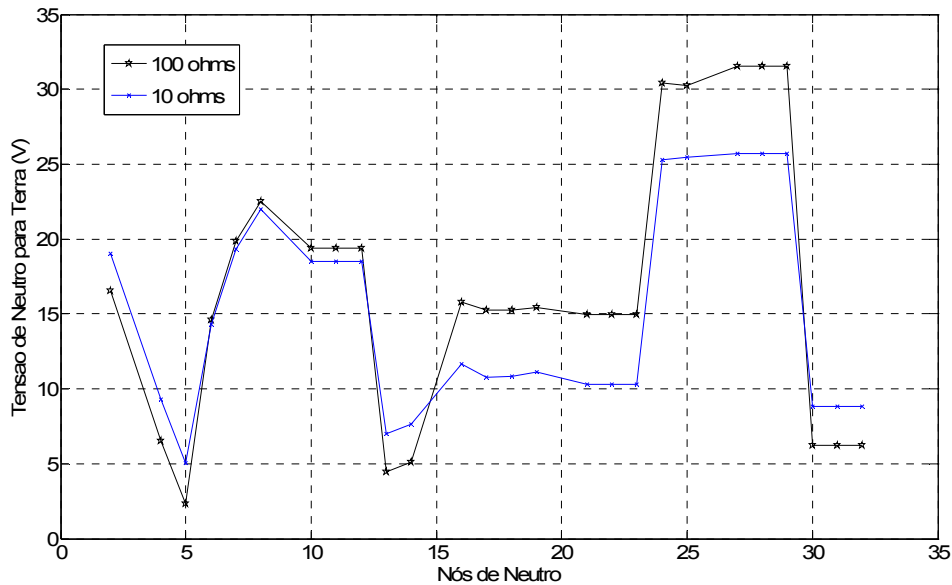
**Tabela 4.83 – Correntes e potências nas cargas monofásicas**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kW)
11011	12011	25,41	-32,14	2,29	1,04
11004	12004	2,44	-176,30	0,04	0,01
11012	12012	23,92	145,88	2,67	1,80
31021	32021	34,42	116,06	3,79	0,04
31004	32004	8,61	116,01	-0,05	0,01
31022	32022	43,03	-63,94	5,26	-0,04
22031	23031	31,75	-154,97	2,90	1,49
22004	23004	4,18	-164,59	-0,02	-0,05
22032	23032	36,04	24,31	3,84	2,65
28041	29041	193,11	88,18	25,48	10,38
28004	29004	45,21	-72,83	-1,38	0,32
28042	29042	150,49	-97,45	9,66	8,11

**Tabela 4.84 – Correntes em equipamentos RLC**

De	Para	I (A)	A (°)
02004	02005	25,264	-113,53
02005	0	5,135	-68,145
05005	0	0,024	-102,125
08005	0	0,900	-160,089
12004	0	0,776	-160,499
14005	0	0,342	-94,927
19005	0	1,545	80,114
23004	0	0,299	82,321
25005	0	3,027	93,236
29004	0	0,631	94,094
32004	0	0,623	-74,008
10004	11004	0,778	-156,528
30004	31004	0,624	-72,420
21004	22004	0,302	90,227
27004	28004	0,637	101,997

Simulou-se também este sistema substituindo suas resistências de aterramento de 100  $\Omega$  por resistências de 10  $\Omega$ , para verificar os efeitos. Resultados comparativos das tensões dos neutros para a terra entre os dois casos estão apresentados na Figura 4.30.



**Figura 4.30 – Tensões de neutro para a terra (NEV)**

Pode-se observar que com os resistores de aterramento de valores menores as tensões de neutros foram reduzidas na maioria dos pontos, entretanto, as correntes que fluem para a terra aumentaram.

Os resultados deste caso indicam a existência de algumas tensões de neutros para a terra (“NEV”) consideravelmente altas. Pelos testes, uma diminuição de dez vezes nas resistências de aterramento produziria diminuição em algumas tensões de neutro para a terra de aproximadamente 30 a 50%, dependendo do circuito.

Embora este caso não seja complicado em termos de convergência, ele apresenta muitos desafios para os desenvolvedores de ferramentas de análise de sistemas de distribuição, uma vez que somente algoritmos multifásicos podem lidar com a modelagem necessária. O MICN permitiu a completa modelagem e foi robusto na simulação do NEV.



## **4.7 Sistema NEV Circuito Simples**

Outro caso desenvolvido pelo DSASC com foco principal na análise de tensões de neutros para a terra é o NEV Circuito Simples (KERSTING, 2008; SUNDERMAN *et al.*, 2008; PENIDO *et al.*, 2008b), que é um caso bem mais simples em termos de representação e simulação do que o NEV apresentado na seção anterior, mas muito útil em termos de análise. Para simular este sistema é necessário que a ferramenta seja multifásica e permita a representação explícita de cabos neutros e aterramentos.

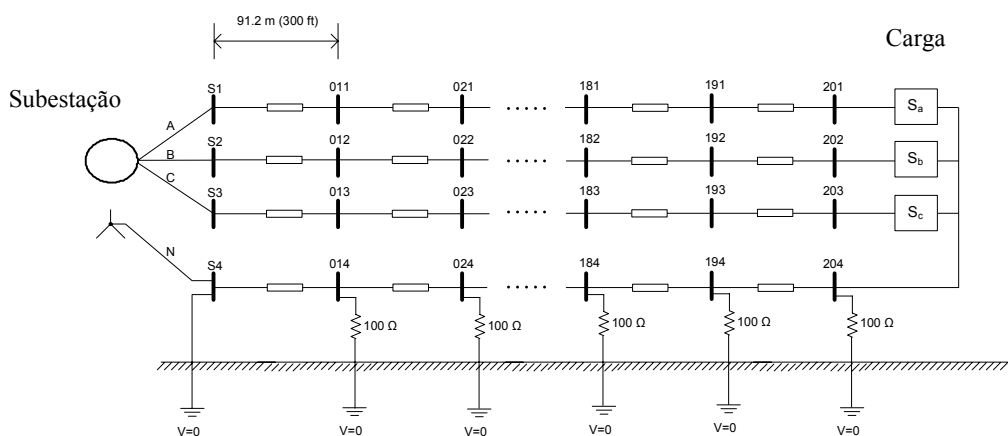
Em estudos de casos reais, a grande variação dos parâmetros que influenciam nos cálculos de tensões de neutros para a terra, como resistências, impedâncias de conexões, carregamento de circuitos e outros, dificulta a obtenção de resultados precisos, confirmados na realidade por medições nos sistemas. Assim, conforme citado em SUNDERMAN (2008), é necessário o desenvolvimento de modelos mais precisos para serem utilizados no cálculo das tensões de neutro para a terra, que melhorem os resultados alcançados, já tão afetados pela variação de parâmetros.

Ferramentas melhores, que simulam mais detalhes, permitem fornecer para a indústria mais informação para quantificar os problemas relacionados as tensões de neutro para a terra e entender os impactos que ocorrem nas mesmas ao variar os parâmetros dos sistemas, como o tamanho do condutor neutro, as resistências de aterramento, e as técnicas de aterramento, etc. Assim, quando há um problema, torna-se possível estudar se há necessidade de reduzir os níveis das tensões de neutro no sistema com relação ao aumento de custos que seria necessário para implementar a solução requerida, e analisar o quão bem a solução proposta vai funcionar.

Nesta seção será simulado o caso original proposto, e procurando exemplificar algumas variações de resultados a partir de modificações nos sistemas, alguns outros testes também serão feitos com o MICN.

### *Caso Original:*

A base deste sistema já foi utilizada no Capítulo 3, para comparar representação explícita ou implícita de solo. Um diagrama dos postes foi mostrado na Figura 3.36 e um esquemático do sistema na Figura 3.37 onde se considerou a representação de apenas seis postes. No sistema original existem 21 postes (Figura 4.31), mas a estrutura é a mesma.



**Figura 4.31 – Sistema original – 21 postes**

Assim, o NEV Circuito Simples compõe-se basicamente de uma linha de distribuição circuito simples, de 1828,8 metros de comprimento, com representação explícita do cabo neutro e dos aterramentos. O sistema é alimentado por uma fonte ideal de 12,47 kV (fase-fase) e alimenta uma carga desbalanceada, modelada como potência constante e conectada em estrela com ponto de conexão no neutro, com  $S_a = 3000$  kVA ( $fp = 0,90$  atrasado),  $S_b = 3500$  kVA ( $fp = 0,95$  atrasado) e  $S_c = 2500$  kVA ( $fp = 0,85$  atrasado). O cabo neutro é aterrado em cada poste por uma resistência de 100 ohms, inclusive no neutro da carga, a exceção é o nó neutro da fonte que é solidamente aterrado no sistema original.

Nos resultados serão usados números de 3 dígitos para identificar cada nó do sistema, eles serão relacionados na forma  $xxf$ , onde:

$xx$  – corresponde ao identificador da barra ou poste.

$f$  – identificador de fase, sendo 1 = fase A, 2 = fase B, 3 = fase C, 4 = condutor neutro.

Os resultados alcançados com o MICN para o caso original serão apresentados a seguir. Em todas as tabelas de resultados de fluxo de potência, considerar que os fluxos de potência ativa e reativa foram calculados nos terminais “De” de cada ramo.

**Tabela 4.85 – Tensões nos nós – Caso Original**

Nó	V (kV)	A ( $^0$ )	Nó	V (kV)	A ( $^0$ )
S1	7,200	0,000	103	7,0869	119,37
S2	7,200	-120,00	104	0,0784	-36,052

S3	7,200	120,00	111	7,0120	-0,872
S4	0,000	0,000	112	7,0651	121,21
011	7,183	-0,078	113	7,0757	119,31
012	7,188	-120,11	114	0,0863	-35,877
013	7,189	119,94	121	6,9951	-0,952
014	0,0078	-36,881	122	7,0528	121,32
021	7,1656	-0,156	123	7,0645	119,24
022	7,1754	-120,22	124	0,0943	-35,685
023	7,1773	119,88	131	6,9783	-1,033
024	0,0156	-36,856	132	7,0403	121,43
031	7,1484	-0,234	133	7,0533	119,18
032	7,1631	-120,33	134	0,1023	-35,477
033	7,1660	119,82	141	6,9615	-1,114
034	0,0234	-36,814	142	7,0282	121,55
041	7,1313	-0,313	143	7,0421	119,11
042	7,1508	-120,44	144	0,1104	-35,253
043	7,1546	119,75	151	6,9447	-1,195
044	0,0312	-36,755	152	7,0159	121,66
051	7,1142	-0,392	153	7,0310	119,04
052	7,1386	-120,55	154	0,1185	-35,012
053	7,1433	119,69	161	6,9280	-1,276
054	0,0390	-36,679	162	7,0036	121,77
061	7,0971	-0,471	163	7,0199	118,97
062	7,1263	-120,66	164	0,1267	-34,756
063	7,1320	119,63	171	6,9113	-1,357
064	0,0468	-36,587	172	6,9912	121,89
071	7,0800	-0,551	173	7,0088	118,91
072	7,1141	-120,76	174	0,1349	-34,483
073	7,1207	119,56	181	6,8947	-1,438
074	0,0547	-36,478	182	6,9788	122,00
081	7,0630	-0,631	183	6,9978	118,84
082	7,1018	-120,88	184	0,1431	-34,194
083	7,1094	119,50	191	6,8781	-1,520
084	0,0625	-36,353	192	6,9664	122,16
091	7,0428	-0,711	193	6,9868	118,77
092	7,0896	-120,99	194	0,1515	-33,889
093	7,0982	119,44	201	6,8616	-1,601
094	0,0704	-36,211	202	6,9539	122,23
101	7,0290	-0,791	203	6,9758	118,70
102	7,0773	-121,10	204	0,1599	-33,568

**Tabela 4.86 – Correntes e fluxos de potência em circuitos selecionados – Caso Original**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
S1	011	445,997	-26,722	2868,23	1443,93
S2	012	503,454	-141,742	3366,99	1342,76
S3	013	351,238	87,509	2133,07	1358,47
S4	014	151,916	91,793	0,000	0,000
091	101	445,997	-26,722	2824,18	1378,09
092	102	503,454	-141,742	3337,64	1264,86
093	103	351,238	87,509	2115,95	1318,52
094	104	154,118	92,818	-6,835	-8,431
191	201	445,997	-26,722	2775,61	1306,23
192	202	503,454	-141,742	3303,47	1178,05
193	203	351,238	87,509	2097,75	1273,44
194	204	161,390	96,037	-15,689	-18,747

**Tabela 4.87 – Correntes nos aterramentos – Caso Original**

De	Para	I (A)	A (°)
S4	0	16,572	144,868
014	0	0,078	-36,881
024	0	0,156	-36,856
034	0	0,234	-36,814
044	0	0,312	-36,755
054	0	0,390	-36,679
064	0	0,468	-36,587
074	0	0,547	-36,478
084	0	0,625	-36,353
094	0	0,704	-36,211
104	0	0,783	-36,052
114	0	0,863	-35,877
124	0	0,943	-35,685
134	0	1,023	-35,477
144	0	1,104	-35,253
154	0	1,185	-35,012
164	0	1,267	-34,756
174	0	1,349	-34,483
184	0	1,431	-34,194
194	0	1,515	-33,889
204	0	1,599	-33,568

**Tabela 4.88 – Correntes e potências nas fases das cargas – Caso Original**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
201	204	445,997	-26,722	2700,00	1307,67
202	204	503,454	-141,742	3325,00	1092,88
203	204	351,238	87,509	2125,00	1316,96

Outros resultados para o caso original:

Perdas nas linhas: 216,49 kW e 427,66 kvar;

Perdas nos aterramentos: 1,80 kW;

Potência de saída total no gerador síncrono: 8368,29 kW e 4145,16 kvar;

Potência total na carga: 8150,0 kW e 3717,5 kvar.

*Teste 1:*

No caso original foram consideradas vinte seções na representação da linha, utilizando-se vinte e um postes. O primeiro teste consiste em considerar somente cinco seções na linha, aumentando as distâncias entre os postes, e neste caso somente seis postes são representados (correspondentes as barras denominadas no caso original de S, 04, 08, 12, 16 e 20, os quais foram mantidos numerados de acordo com a barra que corresponderia a mesma posição física no caso original). Alguns resultados alcançados são apresentados a seguir.

**Tabela 4.89 – Tensões nos nós – Caso Teste 1**

Nó	V (kV)	A (°)	Nó	V (kV)	A (°)
S1	7,200	0,000	121	6,9985	-0,922
S2	7,200	-120,00	122	7,0475	-121,31
S3	7,200	120,00	123	7,0661	119,20
S4	0,000	0,000	124	0,0999	-29,537
041	7,1326	-0,302	161	6,9319	-1,240
042	7,1488	-120,43	162	6,9973	-121,76
043	7,1552	119,74	163	7,0219	118,92
044	0,0332	-29,805	164	0,1335	-29,302
081	7,0654	-0,610	201	6,8657	-1,562
082	7,0980	-120,87	202	6,9472	-122,21
083	7,1106	119,47	203	6,9780	118,64
084	0,0665	-29,704	204	0,1673	-29,002

**Tabela 4.90 – Correntes e fluxos de potência em circuitos selecionados – Caso Teste 1**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
S1	041	446,581	-26,746	2871,36	1447,06
S2	042	502,976	-141,784	3362,81	1343,96

S3	043	351,130	87,575	2133,98	1355,59
S4	044	159,492	95,077	0,000	0,000
041	081	446,581	-26,746	2852,00	1418,49
042	082	502,976	-141,784	3348,85	1309,29
043	083	351,130	87,575	2126,86	1337,40
044	084	159,682	95,175	-3,043	-4,350
081	121	446,581	-26,746	2832,64	1389,95
082	122	502,976	-141,784	3334,86	1274,61
083	123	351,130	87,575	2119,76	1319,20
084	124	160,063	95,370	-6,120	-8,717
121	161	446,581	-26,746	2813,29	1361,46
122	162	502,976	-141,784	3320,81	1239,91
123	163	351,130	87,575	2112,69	1300,98
124	164	160,637	95,662	-9,254	-13,119
161	201	446,581	-26,746	2793,96	1333,04
162	202	502,976	-141,784	3306,67	1205,19
163	203	351,130	87,575	2105,67	1282,73
164	204	161,406	96,051	-12,468	-17,575

**Tabela 4.91 – Correntes nos aterramentos – Caso Teste 1**

De	Para	I (A)	A (°)
S4	0	5,005	150,665
044	0	0,332	-29,805
084	0	0,665	-29,704
124	0	0,999	-29,537
164	0	1,335	-29,302
204	0	1,673	-29,002

**Tabela 4.92 – Correntes e potências nas fases das cargas – Caso Teste 1**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
201	204	446,581	-26,746	2700,00	1307,67
202	204	502,976	-141,784	3325,00	1092,88
203	204	351,130	87,575	2125,00	1316,96

Outros resultados para o primeiro teste:

Perdas nas linhas: 217,54 kW e 429,11 kvar;

Perdas nos aterramentos: 0,61 kW;

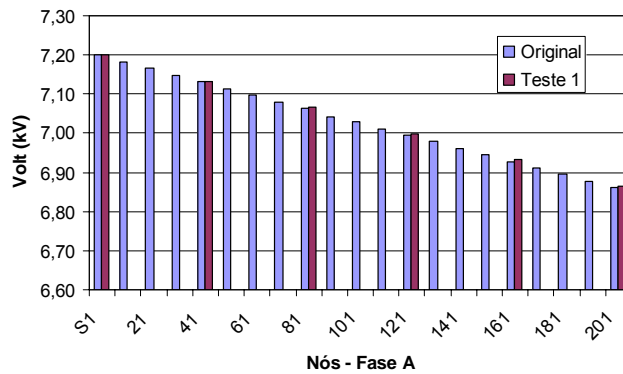
Potência de saída total no gerador síncrono: 8368,15 kW e 4146,61 kvar;

Potência total na carga: 8150,0 kW e 3717,5 kvar.

Comparando-se os resultados obtidos para o caso original com os do Teste 1, onde se considera apenas cinco seções na linha, pode-se verificar que no teste como existem menos postes representados e conseqüentemente menos aterramentos a corrente de desequilíbrio está menos “diluída” nos aterramentos e, portanto as tensões de neutro para a terra nos postes representados são maiores. Ao realizar um estudo do sistema considerando esta simplificação do número de postes representados não se conseguiria verificar exatamente as grandezas nos aterramentos, embora os efeitos qualitativos no resto do sistema pudessem ser satisfatoriamente analisados.

Analisando-se este teste de outra maneira, devido ao número de espaçamentos adotados, pode-se considerar que o sistema do teste seria o mesmo do original, com uma configuração de aterramento diferente, com aterramentos apenas nos nós S4, 044, 084, 124, 164 e 204, sendo os outros nós neutros deixados flutuantes. Comparando-se as duas configurações ter-se-ia que as tensões fase-terra nas fases a, b e c apresentam uma diferença menor do que 1% (Figura 4.32), mas as tensões de neutro apresentam diferenças superiores a 4% (Figura 4.33) e também que as correntes de neutros e aterramentos são consideravelmente diferentes em alguns pontos (Figura 4.34).

Ressalta-se então que dependendo do estudo a ser realizado simplificações devem ser evitadas, pois os resultados podem não ser satisfatórios.



**Figura 4.32 – Tensões na fase A (Original x Teste 1)**

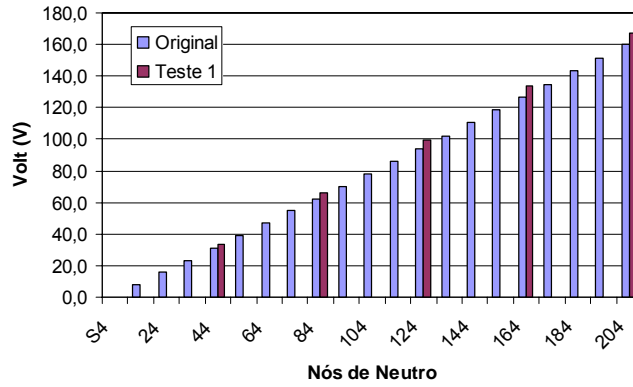


Figura 4.33 – Tensões nos neutros (Original x Teste 1)

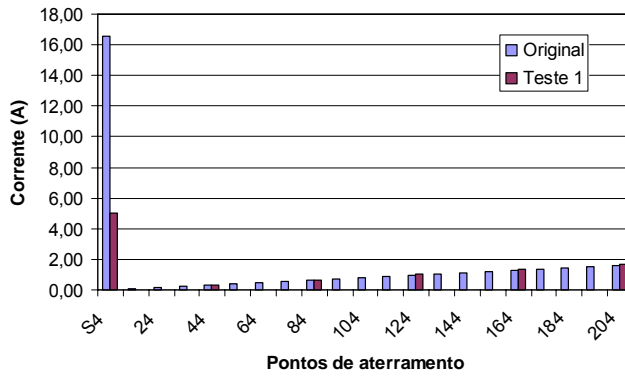


Figura 4.34 – Correntes nos aterramentos (Original x Teste 1)

Teste 2:

No segundo teste considerou-se resistores de aterramento de  $10\Omega$  ao invés dos de  $100\Omega$  utilizados no caso original. As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos.

Tabela 4.93 – Tensões nos nós – Caso Teste 2

Nó	V (kV)	A ( <sup>0</sup> )	Nó	V (kV)	A ( <sup>0</sup> )
S1	7,200	0,000	103	7,0970	119,57
S2	7,200	-120,00	104	0,0346	-79,923
S3	7,200	120,00	111	6,9843	-0,885
S4	0,000	0,000	112	7,0835	-121,41
011	7,1800	-0,078	113	7,0864	119,52
012	7,1894	-120,13	114	0,0386	-78,266
013	7,1898	119,96	121	6,9654	-0,968



014	0,0032	-88,001	122	7,0728	-121,54
021	7,1601	-0,157	123	7,0758	119,47
022	7,1788	-120,26	124	0,0428	-76,475
023	7,1796	119,92	131	6,9468	-1,052
024	0,0065	-87,750	132	7,0619	-121,67
031	7,1402	-0,236	133	7,0651	119,42
032	7,1682	-120,39	134	0,0472	-74,555
033	7,1694	119,88	141	6,9283	-1,135
034	0,0097	-87,332	142	7,0510	-121,79
041	7,1204	-0,316	143	7,0544	119,37
042	7,1576	-120,52	144	0,0519	-72,514
043	7,1592	119,84	151	6,9101	-1,218
044	0,0131	-86,749	152	7,0399	-121,91
051	7,1006	-0,396	153	7,0435	119,32
052	7,1471	-120,65	154	0,0569	-70,359
053	7,1489	119,79	161	6,8922	-1,302
054	0,0164	-86,002	162	7,0287	-122,04
061	7,0809	-0,476	163	7,0326	119,26
062	7,1366	-120,76	164	0,0621	-68,096
063	7,1386	119,75	171	6,8745	-1,385
064	0,0198	-85,095	172	7,0173	-122,16
071	7,0613	-0,557	173	7,0217	119,20
072	7,1260	-120,90	174	0,0677	-65,734
073	7,1283	119,71	181	6,8571	-1,468
074	0,0234	-84,029	182	7,0058	-122,28
081	7,0419	-0,638	183	7,0107	119,14
082	7,1155	-121,03	184	0,0737	-63,280
083	7,1179	119,66	191	6,8400	-1,550
084	0,0280	-82,809	192	6,9939	-122,39
091	7,0225	-0,720	193	6,9996	119,08
092	7,1048	-121,16	194	0,0801	-60,743
093	7,1074	119,62	201	6,8233	-1,632
094	0,0306	-81,439	202	6,9818	-122,51
101	7,0033	-0,803	203	6,9885	119,01
102	7,0942	-121,29	204	0,0870	-58,129

**Tabela 4.94 – Correntes e fluxos de potência em circuitos selecionados – Caso Teste 2**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
S1	011	442,760	-26,861	2843,93	1440,35
S2	012	503,983	-141,354	3379,56	1321,33

S3	013	353,336	87,257	2139,78	1376,00
S4	014	88,167	85,290	0,000	0,000
091	101	442,760	-26,861	2791,27	1369,86
092	102	503,983	-141,35	3360,62	1236,08
093	103	353,336	87,257	2121,31	1344,18
094	104	102,920	86,790	-3,092	-0,644
191	201	442,760	-26,861	2737,79	1294,74
192	202	503,983	-141,354	3333,60	1145,20
193	203	353,336	87,257	2101,51	1304,02
194	204	155,075	95,063	-11,331	-5,091

**Tabela 4.95 – Correntes nos aterramentos – Caso Teste 2**

De	Para	I (A)	A (°)
S4	0	78,26	109,030
014	0	0,323	-88,001
024	0	0,647	-87,750
034	0	0,974	-87,332
044	0	1,305	-86,749
054	0	1,641	-86,002
064	0	1,983	-85,095
074	0	2,335	-84,029
084	0	2,696	-82,809
094	0	3,069	-81,439
104	0	3,456	-79,92
114	0	3,859	-78,266
124	0	4,281	-76,475
134	0	4,724	-74,555
144	0	5,192	-72,514
154	0	5,686	-70,359
164	0	6,211	-68,096
174	0	6,771	-65,734
184	0	7,369	-63,280
194	0	8,010	-60,743
204	0	8,699	-58,129

**Tabela 4.96 – Correntes e potências nas fases das cargas – Caso Teste 2**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
201	204	442,761	-26,861	2700,00	1307,67
202	204	503,983	-141,354	3325,00	1092,88
203	204	353,336	87,257	2125,00	1316,96

Outros resultados para o segundo teste:

Perdas nas linhas: 208,90 kW e 420,18 kvar;

Perdas nos aterramentos: 4,37 kW;

Potência de saída total no gerador síncrono: 8363,27 kW e 4137,68 kvar;

Potência total na carga: 8150,0 kW e 3717,5 kvar.

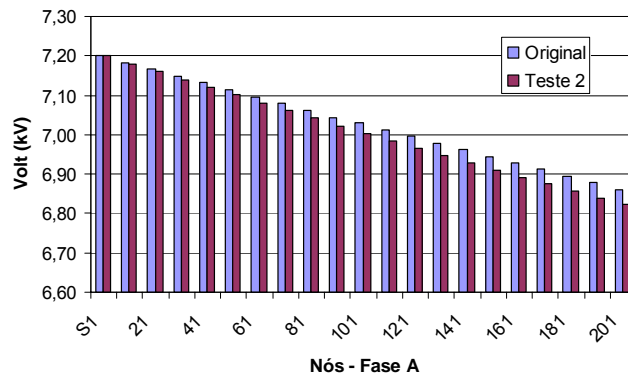


Figura 4.35 – Tensões na fase A (Original x Teste 2)

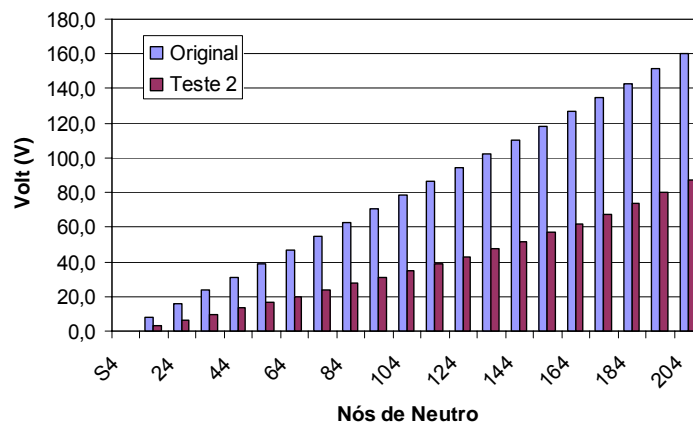


Figura 4.36 – Tensões nos neutros (Original x Teste 2)

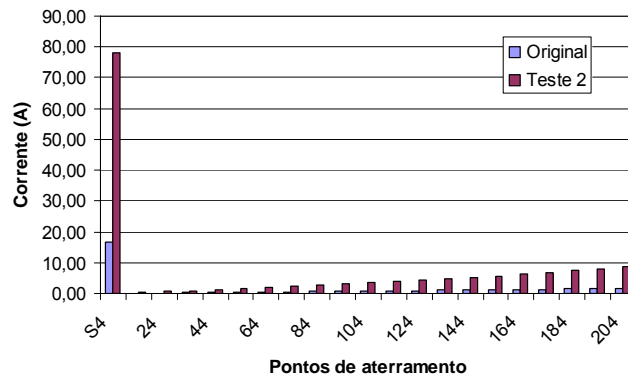


Figura 4.37 – Correntes nos aterramentos (Original x Teste 2)

Comparando-se os resultados do caso original com os obtidos quando os resistores de aterramento são mudados para 10 ohms pode-se ver que as grandezas nos resultados são consideravelmente diferentes. Verificou-se neste caso, com as impedâncias de aterramento menores, uma diminuição das tensões de neutros para a terra e diminuição das correntes no cabo neutro, porém, as correntes que fluem nos aterramentos aumentaram.

Este teste mostra a importância de representar da melhor forma possível todos os aterramentos existentes no sistema, dependendo do estudo a ser realizado. Existem por exemplo aterramentos das residências que dificilmente são representados nas simulações, mas desde que todos os condutores neutros estejam conectados juntos, os múltiplos pontos de aterramento dispersam a corrente de desequilíbrio, e seus efeitos seriam as diminuições das impedâncias equivalentes vistas dos postes para a terra. Esta situação, correspondente a existência de aterramentos em paralelo, foi exemplificada neste teste diminuindo-se as impedâncias de aterramento dos postes de 100 para 10 ohms, o que como visto muda bem os resultados.

*Teste 3:*

Outro teste foi a colocação de um resistor de aterramento de 100 ohms no nó neutro da fonte para a terra no lugar do aterramento sólido do caso original. Alguns resultados deste terceiro teste são apresentados a seguir.

**Tabela 4.97 – Tensões nos nós – Caso Teste 3**

Nó	V (kV)	A (°)	Nó	V (kV)	A (°)
S1	7,1266	0,324	103	7,1599	119,69
S2	7,2024	-120,66	104	0,0000	0,000
S3	7,2718	120,34	111	6,9416	-0,516
S4	0,0838	151,27	112	7,0636	-121,88
011	7,1098	0,250	113	7,1487	119,62
012	7,1895	-120,78	114	0,0083	-29,557
013	7,2606	120,28	121	6,9248	-0,595
014	0,0754	151,11	122	7,0512	-121,99
021	7,0930	0,176	123	7,1375	119,55
022	7,1767	-120,88	124	0,0167	-29,532
023	7,2494	120,21	131	6,9081	-0,674

024	0,0669	150,97	132	7,0388	-122,10
031	7,0761	0,101	133	7,1264	119,49
032	7,1639	-120,99	134	0,0250	-29,490
033	7,2382	120,15	141	6,8913	-0,754
034	0,0585	150,84	142	7,0265	-122,22
041	7,0593	0,025	143	7,1153	119,42
042	7,1513	-121,10	144	0,0334	-29,432
043	7,2270	120,08	151	6,8746	-0,834
044	0,0501	150,74	152	7,0141	-122,33
051	7,0425	-0,051	153	7,1042	119,35
052	7,1386	-121,21	154	0,0417	-29,356
053	7,2158	120,02	161	6,8579	-0,914
054	0,0417	150,64	162	7,0018	-122,44
061	7,0256	-0,127	163	7,0931	119,28
062	7,1260	-121,32	164	0,0501	-29,264
063	7,2046	119,95	171	6,8413	-0,994
064	0,0333	150,57	172	6,9894	-122,56
071	7,0088	-0,204	173	7,0820	119,21
072	7,1135	-121,43	174	0,0585	-29,155
073	7,1934	119,88	181	6,8246	-1,075
074	0,0250	150,51	182	6,9771	-122,67
081	6,9920	-0,282	183	7,0710	119,15
082	7,1010	-121,54	184	0,0669	-29,030
083	7,1822	119,82	191	6,8080	-1,156
084	0,0167	150,47	192	6,9648	-122,79
091	6,9752	-0,359	193	7,0599	119,08
092	7,0885	-121,65	194	0,0754	-28,888
093	7,1710	119,75	201	6,7915	-1,236
094	0,0083	150,44	202	6,9524	-122,90
101	6,9584	-0,437	203	7,0489	119,01
102	7,0760	-121,77	204	0,0838	-28,729

**Tabela 4.98 – Correntes e fluxos de potência em circuitos selecionados – Caso Teste 3**

De	Para	I (A)	A (°)	P (kW)	Q (kvar)
S1	011	446,614	-26,748	2834,11	1448,56
S2	012	502,945	-141,786	3379,07	1305,21
S3	013	351,126	87,579	2147,09	1381,81
S4	014	161,888	96,296	7,789	11,113
011	021	446,614	-26,748	2829,28	1441,49

012	022	502,945	-141,786	3375,49	1296,52
013	023	351,126	87,579	2145,37	1377,23
014	024	161,455	96,077	6,972	9,970
091	101	446,614	-26,748	2790,60	1384,60
092	102	502,945	-141,786	3347,28	1227,11
093	103	351,126	87,579	2131,30	1340,74
094	104	159,736	95,198	0,758	1,093
101	111	446,614	-26,748	2785,76	1377,47
102	112	502,945	-141,786	3343,78	1218,44
103	113	351,126	87,579	2129,53	1336,19
104	114	159,736	95,198	-0,000	-0,000
181	191	446,614	-26,748	2747,07	1320,52
182	192	502,945	-141,786	3315,63	1149,05
183	193	351,126	87,579	2115,42	1299,73
184	194	161,455	96,077	-6,212	-8,837
191	201	446,614	-26,748	2742,24	1313,44
192	202	502,945	-141,786	3312,07	1140,36
193	203	351,126	87,579	2113,68	1295,15
194	204	161,888	96,296	-7,029	-9,970

**Tabela 4.99 – Correntes nos aterramentos – Caso Teste 3**

De	Para	I (A)	A (°)
S4	0	0,838	151,271
014	0	0,753	151,112
024	0	0,669	150,970
034	0	0,585	150,845
044	0	0,501	150,736
054	0	0,417	150,644
064	0	0,333	150,568
074	0	0,250	150,510
084	0	0,167	150,468
094	0	0,083	150,443
104	0	0,000	-29,981
114	0	0,083	-29,557
124	0	0,167	-29,532
134	0	0,250	-29,490
144	0	0,333	-29,432
154	0	0,417	-29,356
164	0	0,501	-29,264
174	0	0,585	-29,155
184	0	0,669	-29,030
194	0	0,753	-28,888
204	0	0,838	-28,729

**Tabela 4.100 – Correntes e potências nas fases das cargas – Caso Teste 3**

De	Para	I (A)	A ( $^{\circ}$ )	P (kW)	Q (kvar)
201	204	446,614	-26,748	2700,00	1307,67
202	204	502,945	-141,786	3325,00	1092,88
203	204	351,126	87,579	2125,00	1316,96

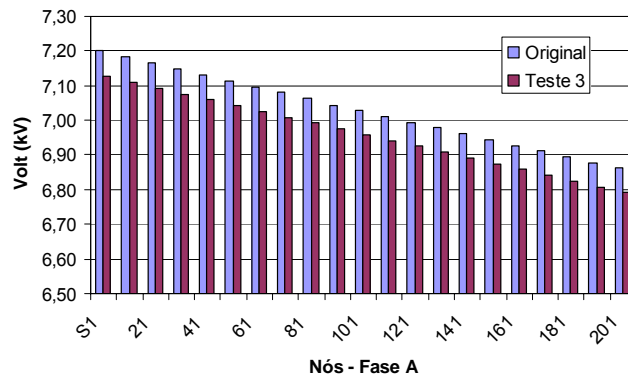
Outros resultados para o terceiro teste:

Perdas nas linhas: 217,59 kW e 429,19 kvar;

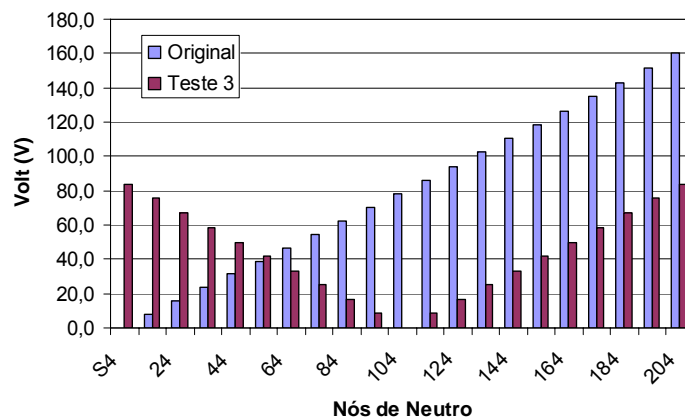
Perdas nos aterramentos: 0,54 kW;

Potência de saída total no gerador síncrono: 8368,13 kW e 4146,69 kvar;

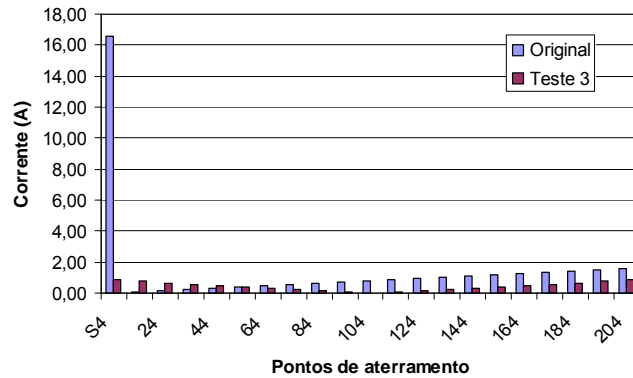
Potência total na carga: 8150,0 kW e 3717,5 kvar.



**Figura 4.38 – Tensões na fase A (Original x Teste 3)**



**Figura 4.39 – Tensões nos neutros (Original x Teste 3)**



**Figura 4.40 – Correntes nos aterramentos (Original x Teste 3)**

Neste terceiro teste, onde um resistor de aterramento de 100 ohms foi colocado no nó neutro da fonte para a terra, pode-se verificar que a rede elétrica se torna simétrica entre a fonte e a carga. Isto estaria representando uma outra configuração de aterramento para o sistema. Comparando-se os resultados deste teste com os do caso original vê-se que a distribuição das correntes nos cabos neutros e nos aterramentos ocorre de maneira diferente. As tensões fase-terra nos nós das fases onde a fonte está conectada ficam desequilibradas, isto porque aparece uma tensão no nó neutro desta barra diferente de zero. As tensões fase-neutro na fonte é que foram especificadas equilibradas, as tensões fase-terra são resultantes do sistema. É interessante observar os resultados de tensão no nó neutro da barra 10 e os resultados de corrente no seu aterramento, ambos são iguais a zero.

Tanto o sistema NEV Circuito Simples original, quanto os sistemas dos testes atingiram a convergência em apenas duas iterações do MICN. Este sistema pode ser muito útil como base para outros testes, pois devido a sua simplicidade, os efeitos das modificações no sistema, como por exemplo modificação de parâmetros ou de configuração de aterramento, podem ser claramente observados e analisados.

## **4.8 Conclusões do Capítulo**

Neste capítulo foram apresentados resultados de simulações feitas com o MICN. Todos os sistemas testados puderam ser corretamente modelados e simulados, além



disso, o método tem se mostrado bastante robusto, necessitando de poucas iterações para solucionar os sistemas elétricos.

Para os casos teste disponibilizados pelo DSASC os resultados obtidos foram comparados com aqueles publicados e o MICN mostrou grande precisão nas soluções, reproduzindo-as corretamente. Além disso, o algoritmo proposto mostrou-se eficiente e conseguiu modelar outras características, especialmente as mais diversas configurações de transformadores. Todos os desafios lançados pelo DSASC para os desenvolvedores de métodos de análise para aplicação em sistemas de distribuição têm sido superados utilizando o MICN.

Com a metodologia proposta as diversas características dos sistemas podem ser facilmente modeladas. Por exemplo, tanto cabos neutros quanto aterramentos podem ser explicitamente representados no MICN, sem necessidade de aproximações, o que é muito importante, principalmente na análise de sistemas desequilibrados, possibilitando verificar corretamente as grandezas elétricas em todos os elementos. As tensões induzidas também podem ser diretamente calculadas utilizando-se o MICN.

Verifica-se nas simulações que o MICN permite representar e estudar diversos aspectos dos sistemas multifásicos cuja análise seria impossível de se realizar utilizando apenas ferramentas monofásicas ou trifásicas.

Os testes mostraram grande eficiência e robustez do MICN. Embora as metodologias baseadas na solução de sistemas pelo método de Newton-Raphson serem normalmente mais complicadas de se implementar do que os algoritmos baseados em técnicas de FBS, pode-se verificar que o MICN retem suas propriedades de boa convergência até mesmo para sistemas altamente malhados, com controles e condições de carga pesada, o que não ocorre em alguns métodos baseados em FBS.

Apresentou-se casos incluindo ações de controle, como por exemplo compensação de fator de potência, que podem ser introduzidas sem comprometer a qualidade da convergência. E ainda, condições extremas de desbalanço, como por exemplo, a que se verificou no caso com um banco de capacitores com um fusível queimado, podem ser tratadas pelo MICN. Procedimentos extras para facilitar ou atingir a convergência são necessários somente em casos extremos.

De certa forma pode-se dizer que o aumento da integração de GD além de impactar nos sistemas elétricos também traz “impactos” para algumas ferramentas de análise, uma vez que estas precisam ser melhoradas ou adequadas para permitir a análise da penetração da GD. As boas características de convergência, aliadas a

possibilidade de grande detalhamento dos sistemas, sugerem que o MICN pode ser bastante útil em estudos de inclusão de GD e na análise de seus impactos em sistemas elétricos.

## Capítulo 5 Conclusões

### 5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho foi desenvolvido e implementado um método para solução e análise de sistemas elétricos denominado Método de Injeção de Correntes a N Condutores – MICN.

A modelagem por elemento foi definida, sendo que, para cada componente do sistema é necessário equacionar as contribuições de injeção de corrente de cada um de seus elementos para todos os nós em que está conectado. E quando existentes os controles também são equacionados. Assim, os modelos dos componentes não geram blocos de dimensões pré-definidas e representam estritamente o necessário. Esta nova estrutura, mais livre, facilita a formação dos modelos, especialmente de equipamentos com configurações diferentes, que em algumas metodologias anteriores necessitavam de artifícios e simplificações para serem representados, ou até mesmo não podiam ser representados, e também contribui para a otimização do processo de solução já que o sistema a ser resolvido pelo método proposto terá conseqüentemente a dimensão estritamente necessária.

Definiu-se o novo tipo de equacionamento para vários equipamentos do sistema, aproveitando alguns modelos que já existiam, adaptando-os e melhorando-os, superando inclusive algumas falhas de modelagens de trabalhos anteriores. Novos modelos a  $n$  condutores baseados no método de injeção de correntes foram também definidos para alguns equipamentos, considerando características mais detalhadas, como por exemplo, a possibilidade de quaisquer aterramentos na representação de máquinas (correspondentes a barras “PV” e “V $\theta$ ”). Além disso, alguns controles para equipamentos foram definidos. Desenvolveu-se também modelos para a representação da Geração Distribuída no MICN.

Muitas modelagens diferentes e mais complexas podem ser realizadas no MICN devido à liberdade que a metodologia proporciona para representar qualquer número de nós em cada barra do sistema, e portanto para representar sistemas a “ $n$ ” condutores. A modelagem do MICN evita aproximações que precisavam ser realizadas em metodologias anteriores, permitindo que detalhes sejam verificados. O detalhamento dos modelos permite uma maior flexibilidade na representação das características reais

dos equipamentos, e isto, aliado à utilização de dados corretos para os elementos aumenta a fidelidade dos resultados obtidos nas análises. A possibilidade de representação explícita dos diversos elementos também é muito interessante, permitindo que seus efeitos nas características dos sistemas sejam analisados e explorados, especialmente na análise de sistemas desequilibrados. Por exemplo, ao representar explicitamente cabos neutros e aterramentos o MICN permite-se que diversas configurações sejam testadas, buscando a mais adequada para o sistema, uma vez que a configuração destes elementos impacta muito na performance dos alimentadores. O cálculo direto de tensões e correntes em todos os elementos também é uma vantagem com relação a algumas metodologias.

O tratamento das equações de injeção de corrente na forma complexa, conforme já havia sido feito em ARAUJO (2005) também trouxe vantagens para a metodologia proposta, levando a maior simplicidade no desenvolvimento e melhor desempenho computacional.

Foram estudadas características do processo de solução do MICN, possibilitando entender melhor as diversas situações de convergência e contribuindo para o desenvolvimento de alguns procedimentos extras que visam facilitar ou direcionar a convergência em situações complexas ou especiais.

Realizou-se comparações entre o MICN e uma implementação do FBS, apresentando as aplicações, diferenças, vantagens e desvantagens encontradas para cada metodologia. O MICN mostrou-se como sendo de aplicação mais geral.

Alguns questionamentos comuns relacionados a metodologias de solução de sistemas foram analisados para o MICN. Apresentou-se duas possíveis aplicações baseadas no método proposto: um método de cálculo de fluxo de potência e um método de cálculo de curto-circuito.

Resultados de testes realizados foram apresentados. Têm-se verificado uma precisão muito boa quando os resultados de simulação de alguns sistemas utilizando o MICN são comparados com os resultados publicados utilizando-se outros métodos. Os sistemas teste de distribuição do DSASC da PES/IEEE (DSASC, 2006), com todos os seus detalhes, estão sendo representados e simulados corretamente pelo MICN, reproduzindo todos os resultados disponibilizados pelo subcomitê. Os desafios de representação e simulação lançados por eles também têm sido todos superados com o MICN. Estes sistemas e desafios serviram também como base de validação do MICN.

A intensificação da conexão de geração distribuída, especialmente em sistemas de distribuição, tem sido verificada e apresenta-se como uma tendência, devido a alguns benefícios que a mesma pode trazer. Após vários testes, com os modelos desenvolvidos para a representação da geração distribuída no MICN, e dos resultados alcançados, considerando o grau de detalhamento permitido pela metodologia proposta, considera-se que o MICN tem um grande potencial para análise da inclusão destas gerações e de seus impactos nos sistemas.

Considera-se a metodologia proposta como uma reformulação e melhoria de metodologias anteriores. Pode-se dizer que neste método simplificou-se o desenvolvimento dos modelos (sem perda de detalhamento), mas esta simplificação foi extremamente benéfica, facilitando a representação das mais diversas características dos equipamentos, dando mais flexibilidade de representação e aumentando a eficiência. Ou seja, o MICN é uma metodologia simples e eficiente, muito robusta, e tem resolvido os problemas propostos para análise de sistemas elétricos, além de não sofrer de limitações apresentadas por vários métodos publicados na literatura.

Os resultados obtidos com a metodologia proposta mostram que o MICN está bastante eficiente. Nos diversos testes que foram realizados, o MICN se apresentou muito robusto computacionalmente, com tempos de simulação baixos, e na representação dos sistemas tem-se verificado as vantagens que a modelagem por elemento trouxe, possibilitando a representação de qualquer componente de forma fácil. O MICN se mostra especialmente útil na representação e simulação de sistemas de distribuição desequilibrados, onde a representação ou não dos detalhes costuma fazer muita diferença nos resultados.

Considera-se então o MICN como sendo um método bastante geral podendo ser utilizado na análise de sistemas equilibrados ou desequilibrados, radiais ou reticulados, com componentes com  $n$  condutores, com controles, com geração distribuída, podendo ser utilizado em sistemas de transmissão, subtransmissão e distribuição, sendo eficiente e robusto computacionalmente inclusive para sistemas de grande porte.

## **5.2 Trabalhos Futuros**

Existem melhorias que podem ser feitas na metodologia proposta, especialmente na definição dos modelos dos vários equipamentos existentes nos sistemas e de seus controles. E também se pode a partir do MICN desenvolver outras metodologias que têm como base um método de análise de sistemas. A seguir estão citadas algumas sugestões para trabalhos futuros:

- ✓ Desenvolver os modelos e implementar no MICN outros equipamentos e controles existentes no sistema elétrico.
- ✓ Analisar as variáveis de controle, verificando seus comportamentos durante a convergência.
- ✓ Desenvolver uma metodologia para tratar variáveis de controle discretas.
- ✓ Melhorar a metodologia para cálculo de curto-circuito baseada no MICN.
- ✓ Desenvolver uma metodologia para otimização de sistemas baseada no MICN.
- ✓ Desenvolver uma metodologia para análise harmônica baseada no MICN.
- ✓ Analisar o comportamento de linhas de potência natural elevada (LPNE) utilizando o MICN.
- ✓ Analisar impactos de inclusão de Geração Distribuída em sistemas de distribuição.
- ✓ Implementar o MICN em uma linguagem de alto nível, para melhorar o desempenho computacional.

## Bibliografia

- ABDEL-AKHER, M., NOR, K. M., RASHID, A. H. A., 2005, “Improved Three-Phase Power-Flow Methods Using Sequence Components”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3, pp. 1389–1397, August.
- ANDERSON, P. M., 1995, “Analysis of Faulted Power Systems”, IEEE Press Power Systems Engineering Series, New York, NY.
- ARAUJO, L. R., 2000, “Técnicas de Programação Esparsa Utilizando Modelagem Orientada a Objetos”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- ARAUJO, L. R., 2005, “Uma Contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos Usando o Método dos Pontos Interiores”, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2006a, “A Comparative Study on the Performance of TCIM Full Newton versus Forward-Backward Power Flow Methods for Large Distribution Systems”, *2006 IEEE Power Systems Conference & Exposition*, Atlanta, Georgia, Estados Unidos, October.
- ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2006b, “Comparações entre o Método de Injeção de Correntes Trifásicas e o Forward/Backward Sweep em Grandes Sistemas de Distribuição”, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2006*, Campina Grande, Paraíba, Brasil, Julho.
- ARAUJO, L. R., PENIDO, D. R. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2007, “A Study on the Performance of TCIM Full Newton Power Flow for Large Distribution Systems”, *19th International Conference on Electricity Distribution – CIRED*, Viena, Áustria, May.

- ASSIS, T. M. L., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., MANZONI, A., 2006, “Long and Short-Term Dynamic Simulations in Distribution Networks with the Presence of Distributed Generation”, *2006 IEEE PES General Meeting*, Montreal, Quebec, Canada, June.
- BALDA, J. C., OLIVA, A. R., MCNABB, D. W., RICHARDSON R.D., 1997 “Measurements of Neutral Currents and Voltages on a Distribution Feeder”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 4, pp. 1799–1804, October.
- BARAN, M. E., WU F. F., 1989, “Optimal Sizing of Capacitor Placed on a Radial Distribution System”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, pp. 725 – 734, January.
- BIJWE, P. R., KELAPURE, S. M., 2003, “Nondivergent Fast Power Flow Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, pp. 633 – 638, May.
- BIJWE, P. R., RAJU, G. K. V., 2006, “Fuzzy Distribution Power Flow for Weakly Meshed Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 4, pp. 1645–1652, November.
- BIRT, K. A., GRAFFY, J. J., McDONALD, J. D., 1976, “Three phase load flow program”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-95, January.
- CARNEIRO JR., S., MIU, K., 2007, “Assessing Impacts of Distributed Generation on Distribution Systems Analysis Tools”, *2007 IEEE PES General Meeting*, Tampa, Flórida, Estados Unidos, June.
- CARSON, J. R., 1926, “Wave Propagation in Overhead Wire with Ground Return”, *Bell System Technical Journal*, vol. 5.
- CÉSPEDES, G., 1990, “New Method for the Analysis of Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 1, pp. 391 – 396, January.



- CHANG, G. W., CHIU, M. J., LEE, K. S., HSU, Y. F., 2003, “Analysis of high neutral current in three-phase four-wire multi-grounded distribution feeders”, *2003 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, v. 2, pp. 531–535, 7-12 September.
- CHAPMAN, S. J., 1991, “Electric Machinery Fundamentals”, 2<sup>a</sup>. Edição, McGraw Hill.
- CHEN, T. H., *et al.*, 1991, “Distribution System Power Flow Analysis – A Rigid Approach”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, pp. 1146 – 1152, July.
- CHEN, T. H., YANG, W. C., 2001 “Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 4, pp. 710–717, October.
- CHENG, C. S., SHIRMOHAMMADI, D., 1995, “A Three-Phase Power Flow Method for Real-Time Distribution System Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, pp. 671 – 679, May.
- CHIANG, H. D., 1991, “A Decoupled Load Flow Method for Distribution Power Networks”, *Electrical Power and Energy Systems*, v. 13, n. 3, pp. 130 – 138, June.
- CIRIC, R. M., FELTRIN, A. P., OCHOA, L. F., 2003, “Power Flow in Four-Wire Distribution Networks – General Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, pp. 1283 – 1290, November.
- CLOSE, A. J., 1975, “Circuitos Lineares”, Editora Cidade.
- COSTA, V. M., MARTINS, N., PEREIRA, J. L. R., 1999, “Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.14, n. 4, pp. 1320-1336, November.
- DAS, D., KOTHARI, D. P., KALAM, A., 1995, “A Simple and Efficient Method for

Load Flow Solution of Radial Distribution Networks”, *Electrical Power and Energy Systems*, v. 17, n. 5, pp. 335 – 346.

DERI, A., TEVAN, G., SEMLYEN, A., CASTANHEIRA, A., 1981, “The Complex Ground Return Plane; A Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 100, n. 8, pp. 3686 – 3693, August.

DSASC, 2006, Distribution System Analysis Subcommittee Report, “Radial Distribution Test Feeders”, IEEE,  
<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>

DUGAN, R. C., 2004, “Experiences with the Center-tapped Wye-Delta Transformer Test Case”, Component Models for Distribution System Analysis Panel, *2004 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Denver, June.

DUGAN, R. C., KERSTING, W. H., 2006, “Induction Machine Test Case for the 34-Bus Test Feeder - Description”, *2006 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Montreal, Canada.

DUGAN, R. C., 2007, “Computing Incremental Capacity Provided by Distributed Resources for Distribution Planning”, *2007 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Tampa, June.

DUGAN, R. C., 2008, “NEV Test Case”, Advances in Distribution System Analysis Panel, *2008 IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition Proceedings*, Chicago, April.

EXPÓSITO, A. G., RAMOS, E. R., 1999, “Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, pp. 1063 – 1069, August.

Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, 2001, “Descobrimos Números Complexos” [Online]. Disponível: <http://www.educ.fc.ul.pt/icm/icm2000/>

- GARCIA, A. V., ZAGO, M. G., 1996, “Three-Phase Fast Decoupled Power Flow for Distribution Networks”, *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 2, pp. 188 – 192, March.
- GARCIA, P. A. N., PEREIRA, J. L. R., CARNEIRO Jr., S., COSTA, V. M., MARTINS, N., 2000, “Three-phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.15, n. 2, pp. 508-514, May.
- GARCIA, P. A. N., 2001, “Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle”, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Fevereiro.
- GARCIA, P. A. N., PEREIRA, J. L. R., CARNEIRO Jr., S., 2001, “Voltage Control Devices Models for Distribution Power Flow Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.16, pp. 586-594, November.
- GARCIA, P. A. N., PEREIRA, J. L. R., CARNEIRO Jr., S., 2004, “Improvements in the Representation of PV Buses on Three-Phase Distribution Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.19, n. 2, pp. 894-896, April.
- GOMES Jr., S.; 1995, “Otimização e Análise de Linhas de Transmissão”, Tese de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, RJ, Brasil
- GOMES Jr., S.; 2002, “Modelagem e Métodos Numéricos para Análise Linear de Estabilidade Eletromecânica, Ressonância Subsíncrona, Transitórios Eletromagnéticos e Desempenho Harmônico de Sistemas de Potência”, Tese de D.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, RJ, Brasil
- GOURISHANKAR, V., KELLY, D. H., 1973, “Electromechanical Energy Conversion”, 2ª. Edição – Intertext Books.
- HENRIQUES, R. M., 2002, “Influência de Cargas Tipo Motor de Indução nas Margens

de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte”, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

HNMI – Holistic Numerical Methods Institute, 2007, “Adequacy of Solutions”, <http://numericalmethods.eng.usf.edu>

HORTON, I., 1999, “Beginning Visual C++ 6”; 4 ed., UK : Wrox Press.

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

IEEE Brown Book, IEEE Std 399-1997, 1997, “IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis”.

IEEE Red Book, IEEE Std 141-1993, 1993, “IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”.

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

IEEE Task Force on Load Representation, 1995, “Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 1, pp. 523–538, February.

JABR, A. R., 2006 “Radial distribution load flow using conic programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 3, pp. 1458–1459, August.

KASHEM, M. A., AN, D. T. L., NEGNEVITSKY, M., LEDWICH, G., 2006, “Distributed Generation for Minimization of Power Losses in Distribution Systems”, *2006 IEEE/PES General Meeting*, 18-22 June.

KEANE, A., O’MALLEY, M., 2006, “Impact of Distributed Generation Capacity on Losses”, *2006 IEEE/PES General Meeting*, 18-22 June.

- KERSTING, W. H., 2000, “Radial Distribution Test Feeders”, *Distribution System Analysis Subcommittee Report*, <http://ewh.ieee.org/soc/dsacom/testfeeders.html>
- KERSTING, W. H., 2001, “Distribution Feeder Modeling and Analysis”, *Advanced Training – Milsoft Integrated Solutions*, New Mexico State University, 11-15 June.
- KERSTING, W. H., 2004a, “The Computation of Neutral and Dirt Currents and Power Losses”, *2004 Power Systems Conference and Exposition*, New York, October.
- KERSTING, W. H., 2004b, “Transformer Model Test System”, *2004 Power Systems Conference and Exposition*, New York, October.
- KERSTING, W. H., 2004c, “Center-tapped Wye-Delta Transformer Test Case”, Component Models for Distribution System Analysis Panel, *2004 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Denver, June.
- KERSTING, W. H., 2008, “A Three-phase Unbalanced Line Model with Grounded Neutrals through a Resistance”, Stray Voltage Analysis Techniques Panel, *2008 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Pittsburgh, June.
- KERSTING, W. H., MENDIVE, D. L., 1976, “An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load Flow Problems”, *IEEE PES – Winter Meeting*, New York, January 6.
- KINDERMANN, G., 1949, “Curto-circuito”, Porto Alegre, Sagra: DC Luzzatto.
- KLOS, A., KERNER, A., 1975, “The non-uniqueness of load flow solutions”, *Proceedings of Power Systems Computation Conference*, n. 3, pp. 1 – 8.
- LIN, W. M., *et al.*, 1999, “Three-Phase Unbalanced Distribution Power Flow Solutions With Minimum Data Preparation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, pp. 1178 – 1183, August.
- LIU, T., MEYER, W. S., “EMTP Theory Book - Electro-Magnetic Transients

- Program”, Branch of System Engineering Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, 1987.
- LUO, G. X., SEMLYEN, A., 1990, “Efficient Load Flow for Large Weakly Meshed Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 4, pp. 1309 – 1316, November.
- MCDERMOTT, T., 2007, “Distribution System Data Exchanges to Support Line and Cable Parameter Calculations”, *2007 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Tampa, June.
- MELIOPOULOS, A. P. S., *et al.*, 1998, “Power Distribution Practices in USA and Europe: Impact on Power Quality”, *Proc. Int. Conf. Harmon. Quality Power*, v. 1, pp. 24 – 29.
- MIU, K. N., WANG, J. C., CHIANG, H. D., 1997, “Explicit Loss Formula, Voltage Formula and Current Flow Formula for Large Scale Unbalanced Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, pp. 1061 – 1067, August.
- MIU, K., CARNEIRO JR., S., 2007, “Assessing Impacts of Distributed Generation on Distribution System Analysis Tools”, *2007 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Tampa, June.
- MONTICELLI, A. J., 1983, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, SP.
- MONTICELLI, A., GARCIA, A., SAAVEDRA, O. R., 1990, “Fast Decoupled Load Flow: Hypothesis, Derivations and Testing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1425 – 1431, November.
- MOON, Y. H., *et al.*, 1999, “Fast and Reliable Distribution System Load Flow Algorithm Based on the Ybus Formulation”, *Proceedings of IEEE PES Summer Meeting – 1999*, v. 1, pp. 238 – 242, July.

- NBR 12243, 1989, “Cálculo de correntes de curto-circuito em sistemas C.A. a bordo de navios”, Norma Técnica Brasileira – ABNT.
- NGUYEN, H. L., 1997, “Newton-Raphson Method in Complex Form”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, pp. 1355 – 1359, August.
- OKA, K., KOIZUMI, S., OISHI, K., YOKOTA, T. e UEMURA, S, 2002, “Analysis of a neutral grounding method for a three-phase four-wire 11.4 kV distribution system”, *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, v. 2, pp. 998–1003, 6-10, October.
- PAICE, D. A., 1999, “Power Electronics Converter Harmonics”, Wiley, John & Sons.
- PENIDO, D. R. R., 2004, “Fluxo de Potência Trifásico a Quatro Condutores”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., CARNEIRO JR., S., 2004a, “Fluxo de Potência a Quatro Condutores Baseado no Método de Injeção de Correntes”, *XV Congresso Brasileiro de Automática*, Gramado, Rio Grande do Sul, Brasil, Setembro.
- PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., CARNEIRO JR., S., 2004b, “Four Wire Newton-Rapshon Power Flow Based on the Current Injection Method”, *2004 IEEE Power Systems Conference & Exposition*, Nova York, Estados Unidos, October.
- PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2006, “Unbalanced Three-Phase Distribution System Load-Flow Studies Including Induction Machines”, Panel on Induction Machine Modeling for Distribution System Analysis, *2006 IEEE PES General Meeting*, Montreal, Quebec, Canada, June.
- PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., GARCIA, P. A. N., 2007, “Power Factor Correction on Distribution Networks

Including Distributed Generation”, *2007 IEEE PES General Meeting*, Tampa, Flórida, Estados Unidos, June.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2008a, “Solving the NEV Test Case Using the Current Injection Full-Newton Power Flow”, *Advances in Distribution System Analysis Panel, 2008 IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition Proceedings*, Chicago, April.

PENIDO, D. R. R., ARAUJO, L. R., CARNEIRO JR., S., PEREIRA, J. L. R., 2008b, “Solving the Single-circuit NEV Test Case Using the Current Injection Full-Newton Power Flow”, *Stray Voltage Analysis Techniques Panel, 2008 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Pittsburgh, June.

PIRES, R. C., 2004, “Unbalanced Phase-to-Phase Voltage Compensators Applied to Radial Distribution Feeders”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 19, n. 2, April.

PRATA, R. A., 2006 “Impact of Distributed Generation Connection with Distribution Grids – Two Case-Studies”, *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 18-22, June.

RAJICIC, D., ACKOVSKI, R., TALESKI, R., 1994, “Voltage Correction Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 2, pp. 1056 – 1062, April.

RAJICIC, D., BOSE A., 1988, “A Modification to the Fast Decoupled Power Flow for Network with High Ratios”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 2, May.

ROYTELMAN, I., 1999, “Power Flow, Optimization and Fault Calculation Methods”, *IEEE PES – Winter Meeting*, v. 1, Panel Session: Distribution System Analysis Methods, January.

SAAVEDRA, O. R., RODRIGUES, A. B., 2002, “Handling High R/X Ratios in



- Meshed Systems with Moderate Heterogeneity”, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 50 -51, June.
- SCHODER, K., FELIACHI, A., 2007, “Object-Oriented Modeling and Simulation of AC/DC Systems”, *2007 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Tampa, June.
- SHIRMOHAMMADI, D., *et al.*, 1988, “A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, pp. 753 – 762, May.
- SHORT, T. A., *et al.*, 2002, “Five-Wire Distribution System Demonstration Project”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 2, pp. 649 – 654, April.
- SILVA, F. L., 2004, “Modelagem de Transformadores Trifásicos de Distribuição para Estudos de Fluxo de Potência”, Tese de M.Sc., Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil.
- SMITH, T. M., MUSCHLITZ, B. A., GOODMAN, F. R., MCDERMOTT, T. E., 2007, “Advanced Feeder Design for Distributed Generation”, *2007 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Tampa, June.
- STEVENSON Jr., W. D., 1986, “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”, tradução e revisão técnica Arlindo Rodrigues Mayer, João Paulo Minussi, Somchai Ansuji. – 2ª. Edição – São Paulo: McGraw-Hill.
- SRINIVAS, M. S., 1999, “Distribution Load Flow: a brief review”, *Proceedings Winter Meeting*, pp. 942 – 945, January.
- STOICESCU, R., MIU, K., NWANHPA, C. O., NIEBUR, D., YANG, X., 2002, “Three-Phase Converter Models for Unbalanced Radial Power-Flow Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, pp. 1016 – 1021, November.
- STOTT, B., ALSAC, 1974, “Fast Decoupled Load Flow”, *IEEE Transactions on Power*

*Apparatus and Systems*, v. PAS-93, May-June.

SUNDERMAN, W. G., DUGAN, R. C., DORR, D. S., 2008, “The Neutral-to-Earth Voltage (NEV) Test Case and Distribution System Analysis”, Stray Voltage Analysis Techniques Panel, *2008 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings*, Pittsburgh, June.

SUNDHARARAJAN, S., PAHWA, A., 1994, “Optimal Selection of Capacitors for Radial Systems Using a Genetic Algorithm”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 3, pp. 1499 – 1507, August.

TAMURA, Y., MORI, H., IWAMOTO, S., 1983, “Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 102, n. 5, pp. 1115 – 1123, May.

TENG, J., 2003, “A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3, pp. 882 – 887, July.

TINNEY, W. F., HART, C. E., 1967, “Power Flow Solution by Newton’s Method”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 3.

TONG, S., MIU, K. N., 2005 “A Network-Based Distributed Slack Bus Model for DGs in Unbalanced Power Flow Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, pp. 835–842, May.

WANG, Z., CHEN, F., LI, J., 2004, “Implementing Transformer Nodal Admittance Matrices Into Backward-Forward Sweep-Based Power Flow Analysis for Unbalanced Radial Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 4, pp. 1831 – 1836, November.

WARD, D. J., *et al.*, 2003, “An Analysis of the Five-Wire Distribution System”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 1, pp. 295 – 299, January.

WASLEY, R. G., SHLASH, M. A., 1974, “Newton-Raphson Algorithm for 3-Phase

- Load Flow”, *Proceedings of IEEE*, Panel Session: Distribution Systems Analysis Methods, July.
- WEG, 2005, “Motores Elétricos, Características, Especificações, Instalações e Manutenções”, Jaraguá do Sul, SC, [www.weg.com.br](http://www.weg.com.br).
- XIAO, P., YU, D. C., WA, W., 2006, “A Unified Three-Phase Transformer Model for Distribution Load Flow Calculations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1, pp. 153 – 159, February.
- ZHANG, F., CHENG, C. S., 1997, “A Modified Newton Method for Radial Distribution System Power Flow Analysis”, *IEEE Transactions on Power System*, v. 12, n. 1, pp. 389 – 397, February.
- ZHANG, X. P., JU, P., HANDSCHIN, E., 2005, “Continuation Three-Phase Power Flow: A tool for Voltage Stability Analysis of Unbalanced Three-Phase Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3, pp. 1320–1329, August.
- ZHU, Y., TOMSOVIC, K., 2002, “Adaptative Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 3, pp. 822 – 827, July.
- ZIMMERMAN, R. D., 1995, “Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 10, n. 2, pp. 2045 – 2052, November.