

METODOLOGIA DE IDENTIFICAÇÃO DE PONTOS CRÍTICOS PARA
RELIGAMENTO MONOPOLAR NA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL

Thiago Eduardo Brito Santos

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de
Engenharia Elétrica da Escola Politécnica,
Universidade Federal do Rio de Janeiro, como
parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Engenheiro Eletricista
Aprovada por:

Prof. Maurício Aredes, Dr.-Ing.

Eng. Robson Dias, D.Sc.

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Eng. Luiz Eduardo de Souza Mouta

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO/2011

*“Há três coisas na vida que
nunca voltam atrás:
A flecha lançada,
a palavra pronunciada e
a oportunidade perdida.*

*E um outro vetor associado aos anteriores:
O tempo.”*

Provérbio chinês modificado.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho primeiramente aos meus pais, Josenir Brito e Raimundo Santos, pelo incentivo à educação e pela estrutura fornecida durante toda minha trajetória nos estudos.

Ao meu irmão Gabriel, e avô José, pela amizade, carinho e ensinamentos durante todos estes anos.

A todos os cidadãos brasileiros que pagam seus impostos e contribuem para a manutenção de uma universidade pública gratuita e de qualidade.

Às orientações fornecidas pelo mais novo professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ, Robson Dias. Apesar de pouco nos conhecermos, é dedicado e conduziu-me para a realização deste projeto. Desejo-lhe sucesso!

Ao meu orientador Maurício Aredes pelo apoio fornecido e a oportunidade de poder integrar e conhecer o mundo científico por meio da equipe do LEMT em seus projetos de pesquisa.

Aos mestrandos: Thiago Brasil (antigo colega de turma de graduação), pelo convite no início de 2008 para o ingresso no LEMT, por meio da iniciação científica. Luis Martinez por todo o apoio e dúvidas sanadas durante as etapas no projeto.

À equipe integrante do projeto de pesquisa e desenvolvimento do arco secundário.

Aos amigos e funcionários da família LEMT, obrigado por tudo!

Resumo do Projeto Final apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA DE RELIGAMENTO MONOPOLAR NA INTERLIGAÇÃO NORTE-SUL

Thiago Eduardo Brito Santos

Fevereiro/2011

Orientador: Maurício Aredes

Co-orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Devido às dimensões continentais do Brasil e à disponibilidade dos recursos hídricos de sua principal matriz energética, faz-se necessário o uso de linhas de transmissão longas, interligando os parques geradores aos grandes centros de carga.

Nas linhas de transmissão de alta tensão, predominam as faltas de natureza temporária e monofásica. Logo, o religamento monopolar se justifica pela própria natureza do tipo de defeito que precisa ser solucionado; sem contar que este tipo de manobra apresenta vantagens imediatas, como a continuidade parcial do fornecimento original de energia elétrica.

No entanto para a utilização deste tipo de manobra, é necessário assegurar a extinção do arco secundário, que se deve, entre outros motivos, ao acoplamento eletromagnético existentes entre as fases do sistema. A corrente de arco secundário surge por indução das fases sãs após a abertura de um dos pólos dos disjuntores nas extremidades da fase sob defeito.

Este projeto tem como objetivo estudar a viabilidade do religamento monopolar na interligação Norte-Sul, identificando pontos vulneráveis para a prática do religamento monopolar. O critério adotado para determinar a viabilidade desta manobra é a verificação do tempo de extinção do arco secundário.

Os dois métodos empregados para a realização deste estudo foram a modelagem do fenômeno e a análise da interação do arco com o sistema-alvo. Para uma abordagem mais aprofundada foram levantadas as curvas corrente de arco por tensão de restabelecimento, e as mesmas foram comparadas com as referências típicas para uma LT de 500 kV.

SIGLAS e ABREVIACÕES

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

LEMT – Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia

LT – Linha de Transmissão

SIN – Sistema Interligado Nacional

PSCAD – Power Systems Computer Aided Design

EMTDC – Electromagnetic Transients including

FACTS – Flexible Alternating Current Transmission System

Curva I x V – Curva de corrente de arco secundário e Tensão de Restabelecimento

Sumário

Listas de Figuras.....	viii
Lista de Tabelas.....	x
CAPÍTULO 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 Tema.....	3
1.2 Motivação.....	3
1.3 Objetivo.....	3
1.4 Metodologia.....	4
1.5 Estrutura do Trabalho.....	4
CAPÍTULO 2.....	6
Modelagens de Linhas de Transmissão e Arco Secundário.....	6
2.1 Equações Gerais de uma Linha de Transmissão.....	6
2.2 Linha de Transmissão de Parâmetros Concentrados.....	8
2.3 Representação de Linhas de Transmissão.....	10
2.3.1 Linhas Longas.....	10
2.3.2 Linhas Médias.....	11
2.3.3 Linhas Curtas.....	12
2.4 Modelos de Linhas de Transmissão no PSCAD/EMTDC.....	13
2.4.1 Modelo PI.....	14
2.4.2 Modelo de Bergeron.....	15
2.4.3 Modelo Dependente da Frequência.....	15
2.5 Arco Secundário.....	16
2.5.1 Corrente de Arco Secundário e Tensão de Restabelecimento.....	17
2.5.2 Interação Arco-Rede.....	17

2.5.3	Modelagem Matemática do Arco Secundário.....	18
2.6	Religamento Monopolar.....	22
2.6.1	Tempo Morto.....	22
2.6.2	Religamento Automatizado.....	23
CAPÍTULO 3	27
	Técnicas para Mitigar o Problema de Arco Secundário e Identificação de Pontos Críticos de Ocorrência do Fenômeno.....	27
3.1	Principais Tecnologias para a Extinção do Arco.....	28
3.2	Metodologia para a Identificação de Pontos Críticos.....	32
3.3	Modelo Computacional do Arco Elétrico.....	33
CAPÍTULO 4	41
	Exemplos de Aplicação e Estudo de casos.....	41
4.1	Sistema Elétrico Estudado.....	41
4.2	Resultados.....	47
4.2.1	- 1º Método: Aplicação do Modelo de Arco Secundário.....	48
4.2.2	- 2º Método: Levantamento da Curva Corrente de Arco Secundário por Tensão de Restabelecimento.....	56
CAPÍTULO 5	62
	Conclusões.....	62
	Projetos Futuros.....	63
	Referências Bibliográficas.....	64
	Anexo A.....	66

Listas de Figuras

Figura 2.1 - Equivalente Monofásico de Linha de Transmissão com Parâmetros Distribuídos.....	6
Figura 2.2 - Circuito Pi de uma Linha de Transmissão.	8
Figura 2.3 - Circuito Pi de uma linha de transmissão.	9
Figura 2.4- - Circuito PI Nominal.....	11
Figura 2.5 - Circuito Equivalente de uma linha de transmissão curta.	12
Figura 2.6 - Representação Esquemática do Arco com duas constantes de tempo.	20
Figura 2.7 - Característica Estacionária de um Arco.	21
Figura 2.8 – Diagrama representando abertura tripolar.	24
Figura 2.9 - Diagrama representando abertura monopolar da fase B.	24
Figura 3.1 – Silhueta de Torre auto portante de Linha Convencional de 500 kV.	28
Figura 3.2 - Silhueta de Torre estaiada de Linha Convencional de 500 kV.	29
Figura 3.3 – Impedância de Neutro conectando Reatores de Linha à terra.	30
Figura 3.4 - Banco de Reator com Chaveamento dos Elementos em <i>Shunt</i>	31
Figura 3.5 - Curva típica para linhas de transmissão de 500 kV.	33
Figura 3.6 – Representação matemática do arco elétrico utilizado em simulação.	34
Figura 3.7 - Representação física do arco elétrico com a rede elétrica o constituída pelo equivalente de Norton.	35
Figura 3.8 - Tensão de Arco – Exemplo 1.	36
Figura 3.9 - Correntes dos Subarcos – Exemplo 1.	37
Figura 3.10 - Condutâncias dos Subarcos - Exemplo 1.	37
Figura 3.11 - Tensão de Arco – Exemplo 2.	38
Figura 3.12 - Correntes dos Subarcos – Exemplo 2.	39
Figura 3.13 - Condutâncias dos Subarcos - Exemplo 2.	39
Figura 4.1- Interligação Norte - Sul.	42
Figura 4.2 – Diagrama Unifilar dos Equivalentes dos Sistemas Vizinhos à Interligação Norte-Sul.	43
Figura 4.3- Representação Computacional do sistema elétrico estudado.	46
Figura 4.4 – Esquema de Transposição das Fases.	47
Figura 4.5 – Locais em que foram realizadas simulações.	48
Figura 4.6 - Tensão de Arco Secundário – Simulação 1.	49
Figura 4.7 - Condutância dos Subarcos – Simulação 1.	49

Figura 4.8 - Correntes dos subarcos – Simulação 1.....	50
Figura 4.9 - Condutância dos Subarcos – Simulação 2.....	51
Figura 4.10 - Tensão do Arco Secundário – Simulação 2.....	51
Figura 4.11 - Correntes dos subarcos – Simulação 2.....	52
Figura 4.12 - Tensão de Arco Secundário – Simulação 3.....	53
Figura 4.13 - Condutância dos Subarcos – Simulação 3.....	53
Figura 4.14 – Correntes dos Subarcos – Simulação 3.	54
Figura 4.15 – Esquema do procedimento para levantamento da curva I x V.	57
Figura 4.16 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho simulado na fração 1/6 da linha entre Imperatriz e Gurupi (vermelha-tracejada).....	58
Figura 4.17 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho central entre Colinas e Miracema (vermelha-tracejada).....	59
Figura 4.18 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho central entre Miracema e Gurupi (vermelha-tracejada).	60

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Sumário de Parâmetros Genéricos ABCD de uma linha de transmissão...	13
Tabela 4.1 - Distância entre os trechos que compõe o sistema Norte-Sul.	43
Tabela 4.2 - Elementos passivos conectados à Interligação Norte-Sul.	44
Tabela 4.3 – Características Elétricas do Circuito da Interligação Norte-Sul.....	45
Tabela 4.4 – Tabela com o tempo de extinção dos arcos secundários nos trechos simulados.	55

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos com unidades geradoras de energia distantes dos grandes centros de carga necessitam ser interligados por meio de linhas de transmissão longas, algumas inclusive, com centenas de quilômetro. Isto é uma característica do Brasil, pois os grandes reservatórios hídricos situam no interior do país, enquanto que o parque industrial e a maioria das capitais localizam-se na região costeira.

As usinas hidrelétricas são predominantes no parque gerador do Brasil, apesar do aumento da participação de usinas térmicas e de outras fontes alternativas de energia. Aproximadamente 71,2% da energia elétrica é proveniente de hidrelétricas, 23,46% de termelétricas (diferenciadas pelo tipo de combustível: Gás, Petróleo e Carvão Mineral) e 5,13% de Biomassa. Além disso, o Brasil conta com duas usinas nucleares, que correspondem a 1,90% do potencial instalado de 107GW, e 35 usinas eólicas que correspondem cerca de 0,52% do montante, conforme descrito em (Plano decenal EPE, 2008-2017).

O sistema de transmissão brasileiro é bastante extenso e no mesmo operam linhas com tensões de até 750 kV de tensão em corrente alternada, incluindo um elo de corrente contínua de ± 600 kV. Logo, estudos e pesquisas nesta área se fazem necessários para que se possam compreender melhor os fenômenos envolvidos e, também, aperfeiçoar técnicas de planejamento, operação e manutenção da rede elétrica.

As concessionárias de energia elétrica prezam pela redução do número de interrupções em seus fornecimentos, o que implica na busca de alternativas para redirecionar o fluxo de potência, e atender de forma sustentada os centros consumidores. Estas medidas têm como objetivo aumentar a confiabilidade dos sistemas administrados pelas mesmas.

A alimentação dos grandes centros de consumo é fortemente dependente do desempenho da rede elétrica, principalmente no que diz respeito à continuidade do abastecimento de energia. Este atributo está diretamente associado ao comportamento das linhas sob defeitos comuns a qualquer sistema elétrico – curtos-circuitos e aberturas envolvendo uma ou mais de suas fases. Dados estatísticos indicam que a maioria dos defeitos em linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão são de origem transitória e monofásica, ou seja, envolve apenas uma das três fases e o terra. Do ponto de vista de minimizar os distúrbios causados por estas falhas, especialmente a perda de sincronismo, é preferível que se abra apenas os disjuntores extremos da fase sob falta, para pouco tempo depois fechá-los rapidamente. Este procedimento em comparação com o religamento tripolar apresenta algumas vantagens (Mota e Oliveira, 2010):

- Melhorias na estabilidade de transitórios;
- Aumento na confiabilidade do sistema e disponibilidade, principalmente quando as estações geradoras remotas estão conectadas aos centros de carga por uma ou duas linhas de transmissão;
- Diminuição nas sobretensões de manobra;
- Redução de oscilações torcionais nos eixos de grandes máquinas térmicas.

Contudo, o religamento monopolar apresenta algumas dificuldades práticas no que tange as características operacionais. Durante o intervalo de tempo em que uma das fases está aberta, o sistema fica desbalanceado com correntes das três fases ficam desbalanceadas podendo provocar correntes circulantes de sequência zero e negativa, que geram aquecimentos em motores e geradores conectados ao sistema.

Outro empecilho para a realização do religamento monofásico se deve ao fato do risco de não extinção do arco secundário durante o tempo em que a fase está em aberto. Este fenômeno é caracterizado pela continuidade da corrente de defeito após a abertura monopolar da fase sob defeito, em função da indução eletromagnética das fases da linha que continuam energizadas. É possível corrigir este problema com os ajustes adequados de tempo morto (tempo compreendido entre abertura dos disjuntores e um novo religamento), e também por proteções instaladas nos neutros de transformadores e

reatores. Caso o arco não se extinga, faz-se necessária a abertura tripolar, devido ao insucesso do religamento de uma fase apenas.

1.1 Tema

Identificação de pontos críticos com probabilidade de não extinção do arco secundário na interligação Norte-Sul do sistema elétrico brasileiro. As linhas de transmissão estudadas foram selecionadas em virtude da importância destas para o setor elétrico, uma vez que são responsáveis pela transmissão de potência na interligação Norte-Sul.

1.2 Motivação

Devido à necessidade de fortalecer o sistema elétrico evitando as retiradas totais de circuitos importantes, justifica-se, entre outros motivos, o uso da manobra monofásica, de forma que ao menos parte do fluxo original possa ser mantido. No entanto, em linhas longas, é fundamental que a adoção desta prática esteja associada à extinção de arcos secundários que surgem a partir desta manobra.

Mais estudos e pesquisas devem ser realizados de forma que se possa efetuar religamentos monopulares em condições seguras para o sistema. Isto se deve ao fato da majoritariamente dos defeitos em linhas de transmissão serem de origem monofásica e também pelas vantagens proporcionadas por este tipo de manobra.

Portanto, a maior motivação para este trabalho é a identificação de pontos críticos para a prática do religamento monopolar na interligação Norte-Sul, o que se justifica pelo fato deste um tronco de transmissão ser bastante importante para o SIN.

1.3 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo estudar a viabilidade do religamento monopolar na interligação Norte-Sul, tendo em vista a observância da probabilidade de ocorrência de arcos secundários no sistema elétrico.

1.4 Metodologia

A metodologia utilizada para o estudo da viabilidade técnica do religamento monopolar foi mediante a identificação de pontos críticos num trecho do Sistema Interligado Brasileiro (SIN), a interligação Norte-Sul. Para o sistema simulado analisou-se a probabilidade de extinção do arco secundário por dois métodos distintos.

Pelo primeiro método, o arco secundário foi modelado no domínio do tempo segundo (Portela, 1992, 1994), (Santos, 2009), e a partir desta modelagem, foi realizada a simulação considerando a ocorrência do arco secundário em diversos pontos do sistema elétrico. Para cada uma das simulações, foi observado o comportamento dinâmico das curvas de condutâncias, tensão e corrente de arco. Os resultados foram analisados, e desta forma foram apontadas regiões críticas para a ocorrência do fenômeno.

O segundo método tem como objetivo levantar as curvas de corrente de arco secundário por tensão de restabelecimento e compará-las com curvas típicas de linhas de 500 kV obtidas por ensaios laboratoriais, conforme (Silva, Jardini, 2000), (Mota, Oliveira, 2010), (Gallucci, Silva, 2009). A partir da análise das mesmas, foi possível identificar a probabilidade de extinção do arco em questão.

Os resultados obtidos por ambos os métodos foram comparados para que, desta forma, pudessem ser analisados os pontos críticos para a ocorrência do arco no sistema estudado.

1.5 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em cinco capítulos, e neste é apresentada uma visão geral de todo o conteúdo e o contexto no qual está inserido.

No capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica sobre alguns aspectos concernentes às linhas de transmissão. São apresentadas as equações gerais de linhas de transmissão, parâmetros elétricos, formas de representação em quadripolos e modelos a

partir de seus comprimentos. Neste capítulo ainda são mostrados os conceitos e principais características do arco secundário e do religamento monopolar.

O capítulo 3 detalha as principais técnicas e tecnologias existentes para a extinção de arco secundário, assim como as metodologias para a identificação de pontos críticos no trecho do sistema analisado. O modelo computacional utilizados nas simulações do arco foi também apresentado neste capítulo.

No capítulo 4 foi mostrado o sistema utilizado nas simulações, os parâmetros elétricos deste, bem como as condições e ajustes necessários para seu funcionamento. A partir do sistema elétrico, foram simulados os casos nos respectivos métodos, e então analisaram-se os resultados obtidos.

Por fim, no capítulo 5, seguem as principais conclusões obtidas em relação ao tema desenvolvido e a projeção de possíveis trabalhos que complementem o assunto deste projeto.

Capítulo 2

Modelagens de Linhas de Transmissão e Arco Secundário

2.1 Equações Gerais de uma Linha de Transmissão

As linhas de transmissão de corrente alternada (CA) trifásicas apresentam resistência, indutância e capacitância uniformemente distribuídas (ao longo de todo o percurso). A parcela resistiva consome energia, e com isso, representa as perdas de potência ativa, RI^2 . A componente indutiva armazena energia num campo magnético em virtude da circulação de corrente elétrica nos cabos de transmissão. A parcela capacitiva armazena energia num campo elétrico devido a diferença de potencial existente entre as fases e o solo e entre as próprias fases.

Geralmente, em simulações de transitórios eletromagnéticos, existem duas formas principais de representar linhas de transmissão. O método mais conhecido é a utilização de seções PI. O segundo consiste na utilização da linha com parâmetros distribuídos, que é mais adequada para modelagem de respostas transitórias.

Um modelo simplificado de parâmetros distribuídos do equivalente monofásico de uma linha de transmissão pode ser visualizado pela figura 2.1. Nela, constam resistores e indutores em série e capacitores em *shunt* representando os fenômenos distribuídos que aparecem numa linha de transmissão.

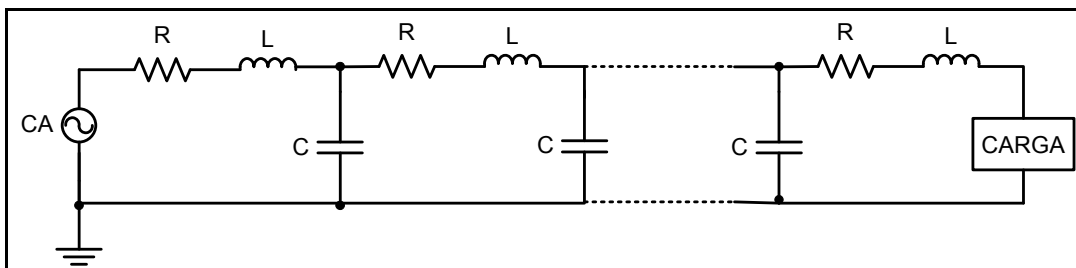


Figura 2.1 - Equivalente Monofásico de Linha de Transmissão com Parâmetros Distribuídos.

As equações gerais das linhas de transmissão em corrente alternada, senoidal, operando em regime permanente e com parâmetros distribuídos, podem ser representadas de forma simples e compacta no domínio da frequência, conforme a equação abaixo:

$$\dot{V}(x) = \dot{V}_R \cdot \cosh(\dot{\gamma}x) + \dot{I}_R \cdot Z_C \cdot \sinh(\dot{\gamma}x) \quad (2.1)$$

$$\dot{I}(x) = \dot{V}_R \cdot \frac{1}{Z_C} \cdot \sinh(\dot{\gamma}x) + \dot{I}_R \cdot \cosh(\dot{\gamma}x) \quad (2.2)$$

Onde:

$V(x), I(x)$ – Tensão fase-neutro e corrente de linha em qualquer ponto da linha, medido a partir do terminal receptor.

V_R, I_R - Tensão fase-neutro e corrente de linha no terminal receptor.

Z_C – Impedância característica da linha, $Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}}$ [Ω], em que z e y são a impedância série e admitância *shunt* da linha por unidade de comprimento.

γ – Constante de propagação que define a amplitude e fase da onda ao longo da linha, $\gamma = \alpha + j\beta$, em que α é a constante de atenuação [Néper/m] e β constante de fase [rad/m].

A constante de propagação γ é definida matematicamente por:

$$\gamma = \sqrt{z \cdot y} = \sqrt{(r + j\omega L) \cdot (g + j\omega C)} = \alpha + j\beta \text{ [m}^{-1}\text{]}. \quad (2.3)$$

A constante de propagação γ define a forma pela qual as tensões e correntes se propagam ao longo da linha. A parcela real, α , é responsável pelo amortecimento ou atenuação das mesmas. Dela dependem os módulos das tensões ou correntes. Seu valor é diretamente relacionado com as perdas de energia na linha; se $r = g = 0$, a componente α também se torna nula. A parte imaginária, β , indica as defasagens nas ondas de tensão ou corrente na linha. A causa primária são as perdas na energia da onda devido à resistência, dispersão, dielétrico, e perda corona.

O comprimento de onda λ de uma onda periódica senoidal é definido como a distância entre dois pontos consecutivos para os quais a onda tem a mesma fase.

Quando as ondas de tensão e corrente completam um ciclo, a mudança de fase correspondente é de 2π rad, o que é equivalente a $x = \lambda$. Desta forma,

$$\beta \cdot x = 2\pi \quad (2.4)$$

E o comprimento é da onda, assim como sua velocidade de propagação para uma linha sem perdas dados por:

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{2\pi}{\beta} \\ v &= \frac{\omega}{\beta} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Resolvendo as equações de $\dot{V}(x)$ e $\dot{I}(x)$, é possível determinar tensão e corrente, respectivamente, para qualquer ponto da linha de transmissão em função de seus valores terminais de tensão V_R e corrente I_R .

2.2 Linha de Transmissão de Parâmetros Concentrados

As linhas de transmissão também podem ser modeladas por meio de seus parâmetros concentrados representadas por um modelo Π (Pi) como é mostrado na figura:

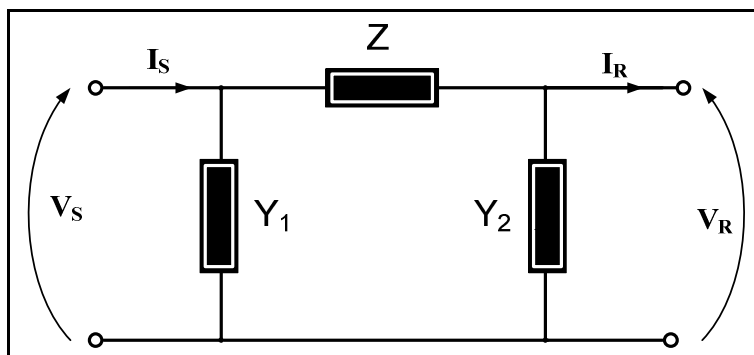


Figura 2.2 - Circuito Pi de uma Linha de Transmissão.

As constantes A, B, C, D de um quadripolo são facilmente obtidas para o circuito Pi da figura anterior. Aplicando as Leis de Kirchoff para as tensões e correntes resultam-se:

$$\begin{aligned} V_S &= V_R + Z(I_R + Y_2 V_R) \\ V_S &= (1 + ZY_2)V_R + ZI_R \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} I_S &= Y_1 V_S + (Y_2 V_R + I_R) \\ I_S &= Y_1[(1 + ZY_2)V_R + ZI_R] + Y_2 V_R + I_R \\ I_S &= [Y_1(1 + ZY_2) + Y_2] V_R + (1 + ZY_1)I_R \end{aligned} \quad (2.7)$$

Logo, as constantes genéricas do circuito Pi são:

$$\begin{aligned} A &= 1 + ZY_2 \\ B &= Z \\ C &= [Y_1(1 + ZY_2) + Y_2] \\ D &= 1 + ZY_1 \end{aligned} \quad (2.8)$$

Considerando a linha de transmissão simétrica, ou seja, os termos em paralelo são iguais e cada um destes constitui metade da admitância total da linha ($Y_1=Y_2= Y/2$). Logo, o circuito Pi torna-se:

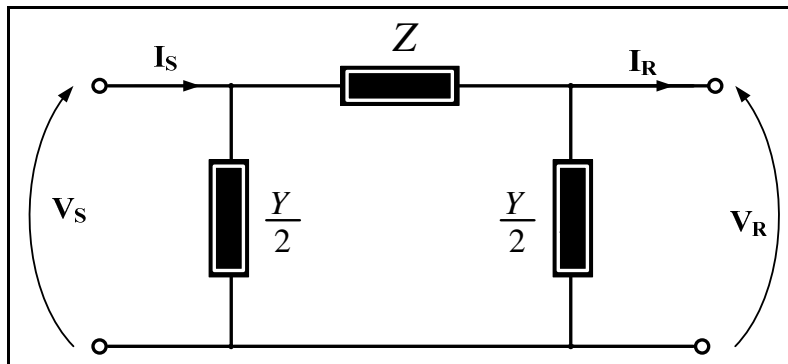


Figura 2.3 - Circuito Pi de uma linha de transmissão.

A escrita de forma matricial resulta em:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_S \\ \dot{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) & Z \\ Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) & \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_R \\ \dot{I}_R \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Desta forma as constantes genéricas do circuito Pi são:

$$\begin{aligned} A &= D = 1 + \frac{ZY}{2} \\ B &= Z \\ C &= Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \end{aligned} \quad (2.10)$$

2.3 Representação de Linhas de Transmissão

2.3.1 Linhas Longas

É possível estabelecer uma relação de equivalência entre as constantes genéricas dos dois modelos apresentados até então: parâmetros distribuídos e concentrados. Pela comparação destas constantes, tem-se que:

$$\begin{aligned} 1 + \frac{ZY}{2} &= \cosh(\gamma x) \\ Z &= Z_C \cdot \sinh(\gamma x) \\ Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) &= \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Discriminando-se a impedância (Z) e a admitância ($Y/2$), estas implicam na obtenção de um modelo de parâmetros concentrados obtidos a partir de parâmetros do modelo distribuído, sendo Z_C a impedância característica da linha, γ a constante de propagação e l representa o comprimento da linha.

$$Z = Z_c \cdot \sinh(\gamma l)$$

$$\frac{Y}{2} = \frac{1}{Z_c} \operatorname{tgh}\left(\frac{\gamma l}{2}\right)$$
(2.12)

Os parâmetros concentrados do modelo Π , quando definidos a partir dos parâmetros distribuídos da linha, é denominado de *Pi Equivalente*. Através do modelo Pi Equivalente é possível representar o modelo de parâmetros concentrados de qualquer linha de transmissão.

2.3.2 Linhas Médias

O modelo Pi nominal pode ser utilizado para representar linhas de comprimento médio (na faixa de 100 a 250 km de extensão). Os parâmetros concentrados Z e Y resultam pelo produto da impedância z e admitância y por unidade de comprimento pelo comprimento da linha.

$$Z = z \cdot l$$

$$Y = y \cdot l$$
(2.13)

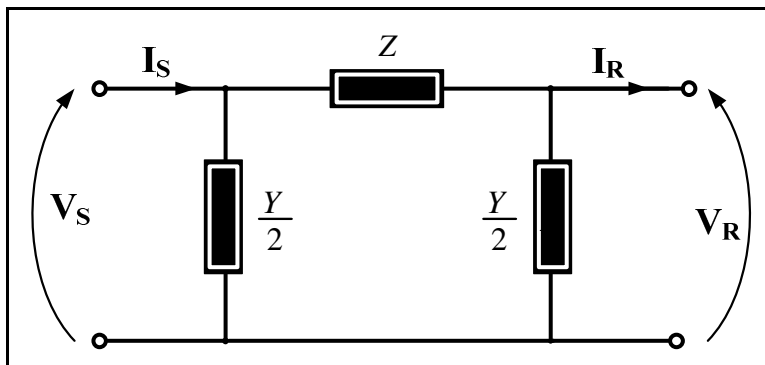


Figura 2.4- - Circuito PI Nominal.

Para o cálculo de parâmetros desta forma o circuito Pi é chamado de Pi Nominal.

Pela figura 2.4, observa-se a admitância dos ramos em *shunt* do PI, subdividida na metade e a impedância na parte central da representação. Podem ser adicionadas as perdas da linha, fazendo com que a parte real de “Z” seja não nula.

2.3.3 Linhas Curtas

Nas linhas curtas, com de comprimento inferiores a 100 km, as características indutivas predominam em relação às capacitivas, podendo estas últimas serem desprezadas, uma vez que os valores de reatância capacitivas são altos a ponto da corrente que flui pelas mesmas ser desprezível. Por este motivo, o modelo de quadripolo se restringe a uma impedância em série $Z = z \cdot l$, conforme ilustra a figura:

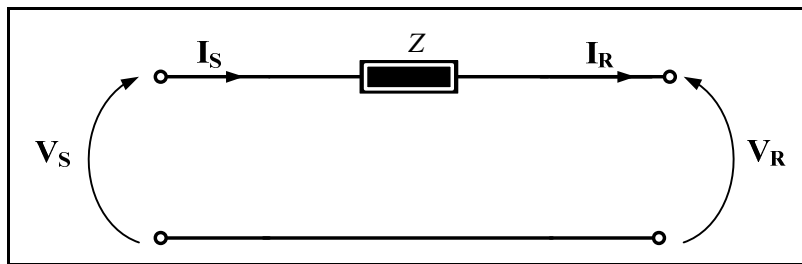


Figura 2.5 - Circuito Equivalente de uma linha de transmissão curta.

Corrente e tensão para este modelo são dados por:

$$\begin{aligned} I_S &= I_R \\ V_S &= V_R + ZI_S \end{aligned} \quad (2.14)$$

Escritos de forma matricial tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_S \\ \dot{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_R \\ \dot{I}_R \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

E as constantes genéricas definidas por:

$$\begin{aligned} A &= D = 1 \\ B &= Z \\ C &= 0 \end{aligned} \quad (2.16)$$

Outro parâmetro que contém informações importantes acerca de uma características elétricas da linha é a relação X/R , ou seja, a razão entre a reatância e a resistência dos elementos série. Para valores maiores do que cinco (5), a resistência da impedância pode ser desconsiderada, e a linha resume-se a uma reatância indutiva apenas. Esta peculiaridade é verificada nos circuitos de transmissão de energia em geral.

Em contrapartida, os circuitos de distribuição são, em geral, modelados como o anterior, ou seja, os capacitores *shunt* da linha sendo desprezados. Contudo, a razão X/R nestes circuitos, é pequena, o que pode levar à desconsideração da reatância indutiva (X) comparado à resistência (R).

A tabela a seguir apresenta um resumo dos parâmetros genéricos ABCD para a modelagem de linhas de transmissão mediante o comprimento destas.

Tabela 2.1 – Sumário de Parâmetros Genéricos ABCD de uma linha de transmissão.

Parâmetros	A = D	B	C
Unidade	adimensional	Ω	S
Linha Curta (<100 km)	1	$Z = z \cdot l$	0
Linha Média: Circuito Π Nominal (100 a 250 km)	$1 + \frac{YZ}{2}$	$Z = z \cdot l$	$Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right)$
Linha Longa: Circuito Π Equivalente (>250 km)	$\cosh(\gamma l)$	$Z_c \cdot \sinh(\gamma l)$	$\frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma l)$
Linha longa sem perdas R=G=0	$\cosh(\beta l)$	$Z_c \cdot \sen(\beta l)$	$j \frac{1}{Z_c} \sen(\beta l)$

2.4 Modelos de Linhas de Transmissão no PSCAD/EMTDC

O modelo por parâmetros distribuídos se baseia no princípio de ondas trafegantes. Um distúrbio de tensão, por exemplo, se propagará no meio condutor em velocidades próximas à da luz, até que seja refletido no final da linha. De certo modo,

uma linha de transmissão é uma função de atraso. Todos os sinais e perturbações que são inseridos de um lado aparecem no outro extremo distorcidos e com algum atraso. No entanto, devem ser observadas outras considerações, como o acoplamento mútuo entre os condutores e o solo, e forma de onda de atenuação, em virtude da propagação num condutor não ideal.

O tipo de estudo a ser desenvolvido determina o modelo de linha mais apropriado para cada análise. No simulador PSCAD/EMTDC, existem três modelos de linhas e cabos:

- Modelo PI;
- Modelo de Bergeron;
- Modelos dependentes da frequência.

2.4.1 Modelo PI

Uma simples seção do modelo Pi pode ser utilizada para representar apenas uma impedância na frequência fundamental, porém não pode simular com precisão outras frequências, a menos que muitas seções em Pi sejam utilizadas. Este tipo de modelo não representa com precisão os parâmetros dependentes da frequência, como o efeito pelicular.

O modelo Pi é apropriado para linhas curtas ou análise em regime permanente, onde a representação pelo modelo de ondas trafegantes abrangeria fenômenos (reflexões de ondas) que acontecem de maneira “instantânea” neste tipo de LT. Os resultados por ambas modelagens são quase que idênticos. Esta forma de representação no simulador PSCAD/EMTDC apresenta algumas desvantagens como:

- Maior tempo e esforço computacional se muitas seções de Pi em série forem utilizadas;
- Não apresenta praticidade para um grande número de condutores mutuamente acoplados;
- Atenuação dependente da frequência é de difícil implementação em virtude da ausência de ondas trafegantes.

2.4.2 Modelo de Bergeron

Este modelo representa os elementos L e C, indutância e capacitância respectivamente, de uma seção PI de forma distribuída (e não com parâmetros concentrados como em seções PI). É equivalente ao uso de um número infinito de seções do modelo PI, exceto para as resistências que são concentradas (metade na parte central da linha e 25% desta concentrada em cada uma das extremidades). O modelo de Bergeron representa satisfatoriamente as impedâncias para a frequência fundamental, assim como para seus harmônicos, excetuando as perdas, pois a parcela resistiva é fixa.

O modelo é adequado para estudos em que a frequência fundamental do fluxo de potência é a mais importante, como em análises de sistemas de proteção dos relés e disjuntores, por exemplo.

2.4.3 Modelo Dependente da Frequência

Os modelos de linha de transmissão dependentes da frequência representam todos os parâmetros (impedância e capacitância) em função da mesma. Esta forma de representação demanda mais esforço computacional comparado com o de Bergeron; contudo é capaz de fornecer maiores detalhes da linha para uma larga faixa de frequência.

Este modelo consiste basicamente na modelagem de ondas trafegantes na linha de transmissão, os quais incorporam a dependência da frequência em todos os parâmetros. Os modelos dependentes da frequência (domínio dos modos e fases), ao contrário do de Bergeron, que é adequado apenas em estudos que exijam essencialmente o primeiro harmônico, devem ser utilizados para todos os trabalhos que necessitem de outras frequências, além da fundamental, para serem representadas com precisão como transitórios, sobretensões, análises harmônicas, etc.

No PSCAD/EMTDC, dois tipos de representação dependentes da frequência estão disponíveis: no domínio das fases e no domínio dos modos. O modelo no domínio das fases é mais preciso, uma vez que representa a dependência da frequência nos elementos da matriz de impedâncias, enquanto que o modelo no domínio dos modos

considera, na referida matriz, uma transformação com a frequência constante. Para os sistemas de condutores idealmente transpostos, os dois modelos apresentam resultados semelhantes, uma vez que aproximações numéricas entre os modos os tornam ligeiramente diferentes. No entanto, o modelo no domínio das fases é numericamente mais robusto e mais preciso do que qualquer outro método disponível para representação de cabos e linhas.

Portanto, dentre os padrões de linhas existentes no simulador, foi selecionado o modelo dependente da frequência no domínio das fases para a realização das simulações do sistema do arco secundário. A preferência por tal representação foi devido à sua complexidade e abrangência do espectro de frequência para os equipamentos e fenômenos envolvidos no estudo do arco secundário, além de apresentar excelente estabilidade e robustez numérica do mesmo.

2.5 Arco Secundário

Para uma falta monofásica com arco elétrico surgem duas etapas distintas: o arco primário, este com correntes elevadas, pois está sendo alimentado com correntes fornecidas diretamente da geração, e o arco secundário, que aparece quando se utiliza abertura monopolar, ou seja, abertura apenas dos disjuntores da fase defeituosa para isolar o problema. A corrente de arco secundário é mantida por tensões e correntes induzidas pelas fases sãs na que se encontra sob falta.

Segundo (Portela, Câmara *et al* 2009), a grande maioria de defeitos em linhas de transmissão é de natureza monofásica (fase-terra), que para sistemas com neutro isolado, ocasiona na extinção natural do arco, sem nenhum tipo de técnica ou equipamento. Nos sistemas de neutro aterrado, na maioria dos casos o arco elétrico não se extingue naturalmente em linhas de alta e extra-alta tensão. Desta forma, são necessárias medidas para eliminar o curto-circuito e o arco, garantindo assim a operacionalidade da linha e a viabilidade da manobra de religamento monopolar.

2.5.1 Corrente de Arco Secundário e Tensão de Restabelecimento

A corrente que flui pelo caminho do arco após a abertura do disjuntor é denominada corrente de arco secundário. Esta corrente aparece em virtude dos acoplamentos eletrostáticos (capacitivo) e eletromagnéticos (indutivo) existentes entre as fases energizadas e a defeituosa, ou em relação a outras linhas em paralelo, caso haja. Esta corrente se extingue quase que instantaneamente para o caso de aberturas tripolares.

Após a extinção do arco primário, o ar na região do defeito continua ionizado. Caso as taxas de variação e a magnitude da tensão no ponto de defeito, denominada tensão de restabelecimento, sejam muito elevadas, pode ocorrer a reignição do arco. Logo, para que o religamento seja bem sucedido, é necessário que a corrente de arco secundário se extinga e que a tensão de restabelecimento seja baixa.

Estas características serão vistas mais detalhadamente no decorrer deste trabalho, e serão objetos de estudo para verificar regiões propícias para a extinção ou manutenção, de arcos secundários através de gráficos de corrente por tensão ($I \times V$).

2.5.2 Interação Arco-Rede

O arco secundário é altamente dependente de características da rede elétrica, e interage com a mesma segundo alguns fatores aqui relacionados:

- Acoplamento capacitivo (aumenta com o comprimento da linha de transmissão e a proximidade das fases);
- Acoplamento indutivo e carregamento da linha;
- Ponto da linha de transmissão em que ocorre o defeito;
- Tensão de operação da LT;
- Compensação dos circuitos de transmissão.

Nas simulações realizadas, objetivou-se analisar o comportamento das ondas tráfegantes na rede e do arco secundário. Logo, o passo de integração (*time step*) foi ajustado para 10 μ s, calculado com base no critério de 10% da menor constante de tempo dos fenômenos presentes na simulação.

As constantes de tempo do arco são bem menores que as da rede elétrica, por esta razão, foi preciso passo de integração (*time step*) da ordem de 10 μ s para que todos os fenômenos pudessem ser visualizados.

A modelagem da rede, assim como o modelo de arco (Portela, 1992, 1994) estão bem detalhados, porém estudos complementares ainda são necessários, devido à complexidade de certos fenômenos envolvidos e do grande número de variáveis a serem consideradas. Sendo assim, devem ser observadas a gama de frequência do sistema elétrico em conjunto com o espectro da modelagem do arco envolvido e uma análise para considerar a interferência entre a rede e o arco na identificação dos parâmetros.

2.5.3 Modelagem Matemática do Arco Secundário

O arco secundário pode ser representado por alguns modelos matemáticos, e estes se encontram classificados nos seguintes grupos:

- Modelos do tipo caixa preta, que relacionam a tensão e a corrente do arco por meio de expressões matemáticas e funções de transferência;
- Modelos físicos, que relatam direta e detalhadamente a física do arco, a partir de equações de conservação de massa, quantidade de movimento e da energia;
- Modelos empíricos, nos quais as equações e diagramas que indicam a dependência dos parâmetros característicos do fenômeno são obtidos por meio de testes e ensaios, simultaneamente com simulações computacionais.

Para muitos estudos, adotam-se modelos do tipo caixa-preta, dentre os quais destacam o de (Cassie, 1932) e (Mayr, 1943) apresentados, respectivamente, nos anos de 1930 e 1940. Nestes, o arco é modelado por uma condutância não-linear e esta, por sua vez, varia com a corrente e tensão pela seguinte equação:

$$\frac{1}{g(t)} \cdot \frac{dg(t)}{dt} = \frac{1}{\theta} \cdot \left(\frac{u(t) \cdot i(t)}{P_0} - 1 \right) \quad (2.17)$$

Onde,

P_0 , indica a potência do arco em equilíbrio;

θ , representa a constante térmica do arco.

$u(t)$, tensão do arco;

$i(t)$, corrente do arco;

$g(t)$, representação da condutância do arco.

Contudo, alguns estudos foram desenvolvidos para a reformulação dos modelos originais de Cassie e Mayr. Neste âmbito, incluem-se linhas de pesquisa na COPPE para seu desenvolvimento e aprimoramento. Nestas, o arco secundário é representado por dois subarcos em paralelo, com constantes de tempos distintas (θ_1 e θ_2) e que estão de acordo com as características relacionadas à física do fenômeno. Neste apresentam-se duas regiões térmicas diferentes: a parte central, com temperatura elevada e baixa inércia térmica, e a região mais periférica, que se caracteriza por temperaturas mais baixas e menor capacidade de variação térmica. Os termos mútuos J_r e ε correspondem ao balanço energético entre estas duas “regiões” principais representadas.

Em consonância com o modelo apresentado em (Portela, 1994), as expressões que regem a dinâmica do arco secundário estão sendo representadas por suas condutâncias não-lineares por:

$$\frac{d[\ln(g_1(t))]}{dt} = \frac{1}{\theta_1} \cdot \left\{ \frac{u_1(t) \cdot i_1(t) + J \cdot \left(\frac{\varepsilon \cdot g_2(t)}{g_1(t)} \right)}{\xi \cdot P_0} - 1 \right\} \quad (2.18)$$

$$\frac{d[\ln(g_2(t))]}{dt} = \frac{1}{\theta_2} \cdot \left\{ \frac{u_2(t) \cdot i_2(t) + J \cdot \left(\frac{\varepsilon \cdot g_1(t)}{g_2(t)} \right)}{\eta \cdot P_0} - 1 \right\} \quad (2.19)$$

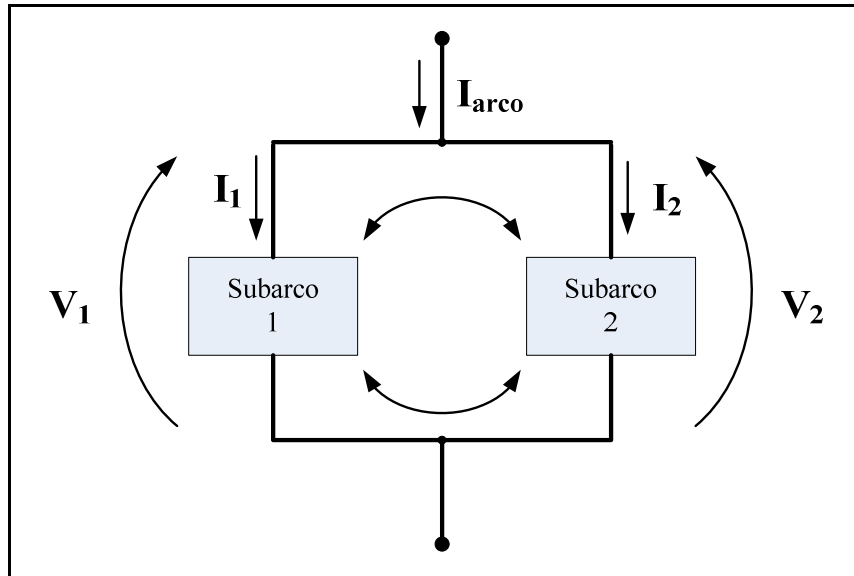


Figura 2.6 - Representação Esquemática do Arco com duas constantes de tempo.

As equações (2.16) e (2.17) são similares à mostrada em (2.15), $g_1(t)$ e $g_2(t)$ são as condutâncias dos subarcos, $u_1(t), u_2(t)$, $i_1(t)$ e $i_2(t)$ são as tensões e correntes dos respectivos subarcos, ξ, ε, η são constantes e P_0 e J são dados por:

$$P_0 = \begin{cases} B_1 \cdot g^{\beta_1}(t), & g(t) \leq g_{ind} \\ B_2 \cdot g^{\beta_2}(t), & g(t) > g_{ind} \end{cases} \quad (2.20)$$

$$J = j_r \cdot P_0$$

No conjunto de equações apresentadas em (2.18), $g(t)$ é a condutância do arco e os demais parâmetros ($B_1, B_2, \beta_1, \beta_2$ e j_r) são constantes. As constantes $B_1, B_2, \beta_1, \beta_2$ podem ser determinadas pela característica estacionária do arco, relacionando o campo elétrico longitudinal com a corrente. A variável P_0 , expressa em (2.18), é a potência do arco quando o mesmo se encontra em equilíbrio. Na figura 2.7 é apresentado um gráfico campo elétrico por corrente ($E \times I$) em formato log-log correlacionando todas estas variáveis. O ponto g_{ind} também está mostrado, ele representa o joelho da curva, da qual o campo elétrico não mais decresce com o aumento da corrente, assumindo desta forma, um valor de campo constante.

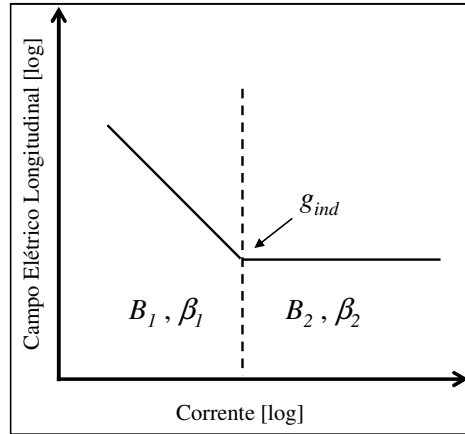


Figura 2.7 - Característica Estacionária de um Arco.

Para que o comportamento do arco aqui apresentado seja analisado, faz-se necessário um simulador no domínio do tempo. Foi utilizado para este propósito o PSCAD/EMTDC. Uma vez confirmada a eficácia desta representação, a mesma será utilizado no trecho de estudo deste projeto, a interligação Norte-Sul do SIN. Esta medida tem como objetivo identificar os possíveis pontos onde o arco secundário não se extingue naturalmente.

As constantes iniciais das equações diferenciais, $g_1(0)$ e $g_2(0)$, são definidas no instante inicial de surgimento do arco secundário. Para este caso, o arco é considerado em equilíbrio no momento de seu aparecimento. Desta forma, utilizando a curva da figura 2.7 e, mediante o valor da corrente de falta no momento de aparecimento do arco $i_{arco}(0)$, determina-se sua tensão inicial $v_{arco}(0)$, que é igual ao seu campo elétrico longitudinal multiplicado pelo seu comprimento inicial. Com estes valores, pode-se encontrar as condutâncias através das expressões abaixo:

$$g(0) = \frac{i_{arco}(0)}{v_{arco}(0)} \quad (2.21)$$

$$g_1(0) = \varepsilon \cdot g(0)$$

$$g_2(0) = \eta \cdot g(0)$$

2.6 Religamento Monopolar

As faltas monofásicas são, na maioria dos casos, oriundas de descargas elétricas atmosféricas e queimadas, e grande porcentagem destas são de natureza temporária, isto é, elas ocorrem, são interrompidas e não tornam a acontecer no momento sucessivo. Estas podiam ser solucionadas pela simples abertura e religamento da(s) fase(s) defeituosa(s).

A confiabilidade de um sistema de transmissão é medida pela capacidade de recuperação após uma falta, pela abertura monofásica e um posterior rápido religamento da fase defeituosa, sem que haja paralisação no fornecimento de energia para os centros de carga. Segundo (Kinderman, 1999), a interrupção do religamento e o tempo morto, não são registrados como descontinuidade nos índices de desempenho da avaliação de qualidade do fornecimento de energia de uma empresa.

2.6.1 Tempo Morto

O tempo morto caracteriza-se pelo intervalo de tempo compreendido entre abertura dos disjuntores e um novo religamento.

Este, por sua vez, é composto nos seguintes tempos:

- Tempo de extinção natural do arco elétrico
- Tempo de deionização (recuperação) da rigidez dielétrica do ar;
- Tempo de segurança, para que não haja reignição do arco elétrico após este período.

Segundo (Kinderman, 1999), a utilização de uma margem grande de segurança para este tempo garante a não reignição do arco elétrico, contudo compromete a continuidade do fornecimento de energia elétrica. De maneira geral, o aumento do tempo morto conduz ao aumento da taxa de sucesso do religamento automático, uma vez que obedecem as restrições impostas pela estabilidade. O limite mínimo tolerado é aquele que assegura a extinção do arco secundário.

No entanto para que se garanta o sucesso do religamento, a corrente de arco secundário deve ser extinta. Portanto, a escolha do tempo morto é altamente dependente do tempo que leva para o fenômeno se extinguir. Usualmente ajustado entre 0,5 e 2 s (Portela, et al, 2009).

2.6.2 Religamento Automatizado

Este recurso consiste na re-energização automática de uma ou mais fases instantes após a falta. Quando o curto-circuito é permanente, a proteção deve abrir definitivamente o circuito. O trecho em defeito só poderá novamente ser energizado, se a falha for sanada. Em contrapartida, para defeitos temporários, não há danos permanentes no sistema. Portanto, após a religamento o sistema volta a operar normalmente. Esta medida traz algumas vantagens, dentre as quais valem ser ressaltadas:

- Aumento da disponibilidade dos circuitos;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Redução do tempo de recomposição dos sistemas elétricos;
- Redução dos efeitos de perturbação que resultam de desligamentos subsequentes;
- Melhoria no desempenho dinâmico do sistema.

Estas vantagens só são válidas para os religamentos efetuados com sucesso, isto é, o sistema elétrico deve retornar à operação normal depois de realizada a manobra, eliminando, desta forma, a causa do curto-circuito.

Numa abertura trifásica e posterior religamento rápido, o sistema elétrico pode se tornar instável e ter sua confiabilidade comprometida, possibilitando a propagação do defeito. Em contrapartida, para abertura e religamento monofásico, este risco é reduzido, além de possibilitar parte da transmissão de potência por intermédio das fases sãs.

A figura 2.8 mostra uma representação de abertura tripolar numa linha de transmissão com dois sistemas em cada uma de suas extremidades. A abertura

monopolar é um procedimento controlado na qual os disjuntores relacionados à fase defeituosa da linha são abertos nos dois extremos momentaneamente, e em seguida, se as condições forem favoráveis, fechados novamente. Se a falta retornar, é enviado um sinal de controle para que os disjuntores das três fases sejam desligados. Com isto, todo o fluxo de potência é interrompido neste trecho. Logo após a abertura, surge a corrente de arco secundário pelo acoplamento eletromagnético existente num sistema trifásico. Para que seja executado um religamento monofásico com sucesso, é preciso que o arco secundário seja extinto e a tensão de restabelecimento seja pequena, pois se a tensão for elevada, acima de 150 kV, num sistema de transmissão cuja tensão de linha seja de 500 kV, existe a probabilidade de reignição do arco (Gallucci e Silva, 2009).

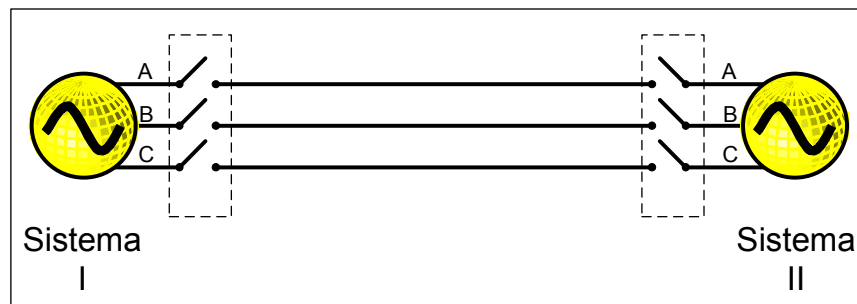


Figura 2.8 – Diagrama representando abertura tripolar.

A figura 2.9 mostra uma representação de abertura monopolar na fase B para uma linha de transmissão com fontes geradoras em cada uma de suas extremidades.

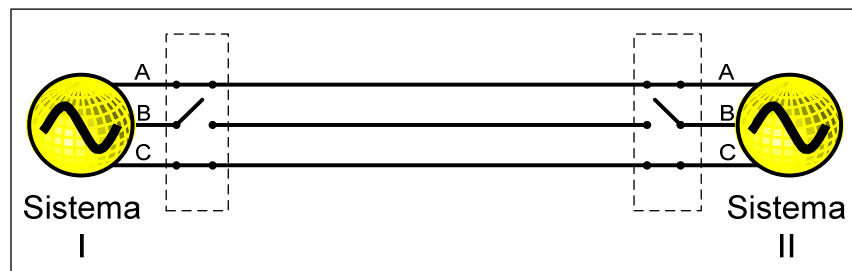


Figura 2.9 - Diagrama representando abertura monopolar da fase B.

Na área de planejamento de sistemas de transmissão, dentre os critérios atualmente em uso, uma abertura monofásica por um tempo indefinido, proveniente de um religamento sem sucesso, é considerado inaceitável. A ausência de uma das fases, durante um curto intervalo de tempo, pode vir a produzir correntes e tensões de

sequência negativa e zero, o que acarreta desbalanços no sistema e causa aquecimentos indesejados e avarias nos geradores e motores. Por esta razão, estes desbalanços necessitam ser eliminados ou reduzidos a porcentagens permitidas por norma.

Uma das grandes implicações para o procedimento de abertura monofásica em LT longas é a não extinção do arco secundário. Uma vez que sua existência está diretamente vinculada ao acoplamento capacitivo entre as fases, quaisquer fatores que venham a aumentá-lo estarão contribuindo para o fenômeno, isto é, algumas características inerentes ao próprio sistema favorecem o arco secundário. Alguns dos fatores para a relevância do arco encontram-se listados como segue:

- 1) Configuração geométrica da linha de transmissão;
- 2) Distância entre os condutores de fase e destes com os cabos pára-raios (isolados ou aterrados);
- 3) Tensão de operação da linha de transmissão;
- 4) Linhas de transmissão longas;
- 5) Características físicas do ar (densidade, condutância elétrica, distribuição de temperatura, etc.).

Se a distância entre os condutores for ampliada, conseqüentemente a capacitância estará sendo reduzida, e desta forma reduz-se o acoplamento entre as fases, assim como a probabilidade da ocorrência de arco secundário.

Os parâmetros das linhas de transmissão, como impedância e capacitância, são expressos por unidade de comprimento. Logo, em linhas longas estes valores apresentam-se maiores do que em linhas curtas, o que implica efeitos capacitivos mútuos entre as fases mais intensos, favorecendo a presença do arco.

É possível concluir a partir deste capítulo que é necessário o estudo das diversas formas de representação das linhas de transmissão para que, desta forma, seja possível selecionar o modelo que mais se adapta e atende aos fenômenos que serão simulados na mesma. Esta medida tem como objetivo tornar a simulação mais condizente com a realidade.

Os fenômenos estão presentes na natureza e, mediante o grau de detalhamento, é possível representá-los em simuladores para que possam ser analisados e melhor compreendidos.

Capítulo 3

Técnicas para Mitigar o Problema de Arco Secundário e Identificação de Pontos Críticos de Ocorrência do Fenômeno

Um sistema de energia elétrica seguro e confiável depende, fundamentalmente, da sua capacidade de permanecer íntegro frente a uma grande variedade de perturbações. Os estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência estão relacionados à análise do comportamento dos mesmos após distúrbios.

O tipo de distúrbio e a natureza dos fenômenos a serem analisados definem o grau de detalhamento e as características da modelagem do sistema elétrico. Por exemplo, a capacitância entre a linha e o solo em uma linha de transmissão pode ser desconsiderada numa análise de defeitos do sistema de potência. Como resultado desses distúrbios, usualmente decorrentes de súbitas mudanças estruturais na rede elétrica, o sistema sai do ponto de operação estável que se encontrava e tende a se acomodar em outro ponto de operação. As unidades geradoras são submetidas a acelerações e desacelerações de tal intensidade que certas unidades ou grupos de unidades podem perder sincronismo entre eles ou com o sistema. Dependendo da natureza e da duração da falta, a consequência gerada poderá acarretar danos às máquinas geradoras e motores, assim como inconvenientes ao sistema elétrico com a possibilidade de corte de cargas, caso o redespacho não possa ser direcionado por caminhos alternativos.

Neste sentido, são necessários estudos que compreendam todas as análises de regime permanente, de transitórios eletromagnéticos, de estabilidade eletromecânica, bem como as demais análises que respaldam o período inicial de operação de novas instalações. O uso de ferramentas computacionais torna-se, portanto, imprescindível, uma vez que por meio destas é possível modelar os diversos equipamentos e fenômenos elétricos e também simular condições reais de operação de um sistema antes de pô-las em prática.

3.1 Principais Tecnologias para a Extinção do Arco

No capítulo 2 foram mencionados fatores que influenciam no surgimento do arco secundário. Para atuar na sua extinção, ou até mesmo na prevenção deste fenômeno, algumas técnicas são utilizadas:

Geometria da linha de transmissão:

No que diz respeito à extinção do arco, uma das condições mais adversas à auto-extinção são as linhas de transmissão longas e compactas, devido ao aumento da interação eletromagnética entre as fases. Esta interação é função direta de seu comprimento total e inversa da separação entre fases. Na ocorrência de defeitos monofásicos com o aparecimento de arcos elétricos (por exemplo, ao longo de uma cadeia de isoladores), tal interação pode dificultar ou até mesmo impossibilitar a extinção deste fenômeno com o desligamento somente da fase defeituosa, prejudicando o correspondente religamento e podendo causar riscos à estabilidade do sistema.

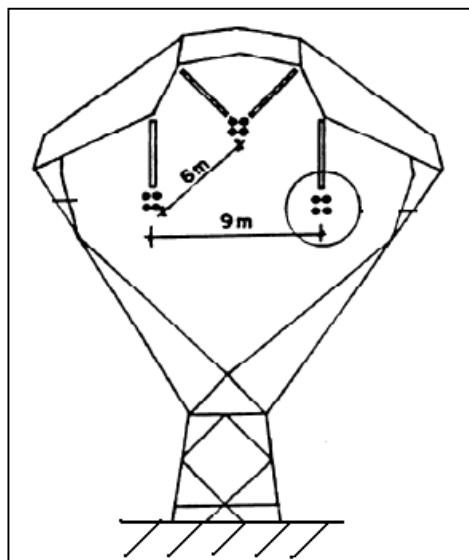


Figura 3.1 – Silhueta de Torre auto portante de Linha Convencional de 500 kV.

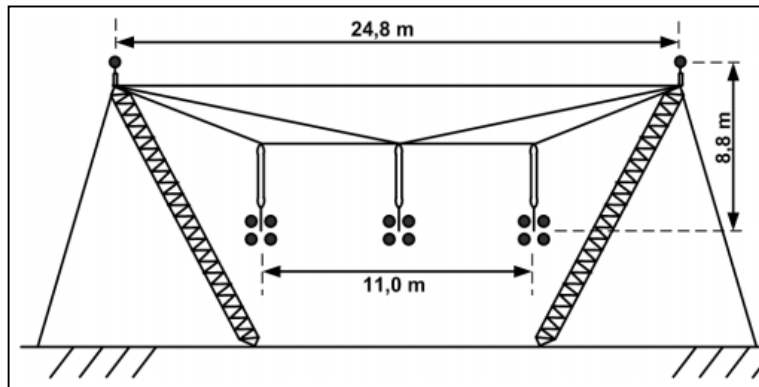


Figura 3.2 - Silhueta de Torre estaiada de Linha Convencional de 500 kV.

As figuras (3.1) e (3.2) ilustram a distância entre as fases para dois tipos de configuração de linha. Para os condutores (de cada fase) distribuídos num formato triangular (figura 3.1), estes se encontram mais próximos, aumentando a interação eletromagnética entre estas e conseqüentemente dificuldade na extinção de arcos. Em contrapartida, na figura (3.2), pelo fato dos condutores estarem dispostos linearmente num plano horizontal, acarreta num acoplamento menor e também favorece a extinção de arcos secundários.

Uma análise mais refinada do arco secundário, ainda na concepção da linha de transmissão, influencia, diretamente, na sua otimização, uma vez que diminui (ou até elimina) custos de dispositivos adicionais para viabilização do religamento monofásico. Esta medida traz ainda o aumento da confiabilidade como benefício indireto. Portanto, a geometria da linha é um fator que atua na causa (e não na consequência) do arco secundário.

Impedância de Neutro

As linhas de transmissão longas são comumente compensadas de maneira que possa ser transmitida maior quantidade de potência, além de melhorar a atuação no controle de tensão em regime permanente, assim como reduzir sobretensões em manobra.

Esta medida não se aplica para linhas com comprimento acima de 2000 km, nestas talvez seja mais interessante alongar eletricamente para valores acima de $\frac{1}{2}$ comprimento de onda, com capacitores em *shunt* e reatores em série, ao invés de encurtá-las, como se faz em compensações reativas tradicionais: reator em *shunt* e capacitor em série.

Para compensações em derivação costuma-se adotar impedâncias de neutro para aterrar os reatores de linha. Estas propiciam um amortecimento adicional a sobretensões, e também se devidamente dimensionadas, atuam como filtros sintonizados numa determinada frequência. É necessário que as impedâncias de neutro sejam devidamente dimensionadas mediante as características do sistema.

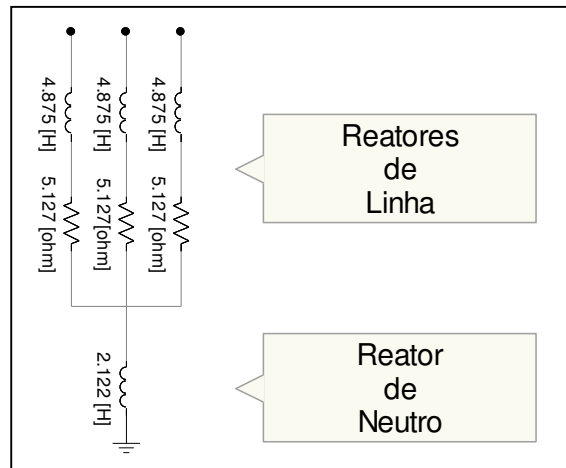


Figura 3.3 – Impedância de Neutro conectando Reatores de Linha à terra.

Chaveamento de Elementos em Derivação:

Possui o princípio da impedância de neutro, porém mais versátil. Quando detectada a falta, conecta elementos em *shunt* com a fase em defeito. Este procedimento faz com que se reduza a impedância vista do ponto de falta e promove um caminho para que descargas elétricas e/ou correntes induzidas dissipem sua energia.

Podem ser utilizados como elementos a serem chaveados na rede equipamentos como resistores, chaves de aterramento rápido e os próprios reatores.

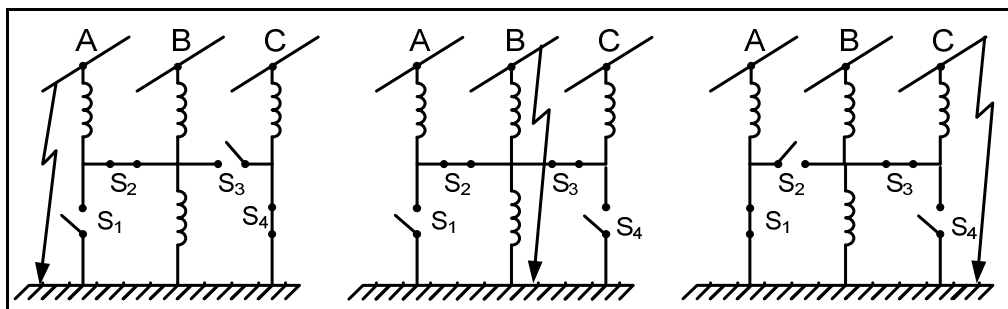


Figura 3.4 - Banco de Reator com Chaveamento dos Elementos em Shunt.

Um exemplo deste método é por meio do esquema ilustrado na figura 3.4. Em condições normais de operação, as quatro chaves permanecem fechadas, by-passando desta forma, o reator de neutro. Porém quando detectada uma falta, e conseqüente abertura de uma fase em particular, um par de chaves ficará responsável pela inserção do reator de neutro no circuito, permitindo assim, um caminho de baixa impedância para as correntes induzidas sobre a fase isolada.

Dispositivos FACTS:

Os dispositivos FACTS ainda não são amplamente difundidos na literatura internacional como equipamentos capazes de reduzir ou até mesmo extinguir arcos secundários, assim como não é muito comum estarem associados a procedimentos de manobras monofásicas. Contudo, teoricamente compensadores estáticos poderiam ser utilizados para detectar o defeito de arco secundário e injetar correntes em contra-fase no intuito de minimizar ou até mesmo extinguir o fenômeno. Pesquisas nesta área ainda necessitam ser mais bem desenvolvidas e aprofundadas para que seja possível observar soluções potenciais a partir do emprego destes dispositivos.

3.2 Metodologia para a Identificação de Pontos Críticos

Para identificar pontos ou trechos num sistema de transmissão elétrico suscetível à ocorrência de arcos secundários com baixa probabilidade de auto-extinção, serão utilizados dois métodos distintos.

No primeiro método, será utilizado o modelo matemático do arco secundário no domínio do tempo, em função de suas condutâncias e parâmetros, baseado nas equações (2.16) e (2.17). Este modelo, por sua vez, será inserido em diferentes trechos do sistema a ser analisado e, desta forma será verificado o comportamento dinâmico do modelo proposto ao longo do tempo. Os pontos críticos serão aqueles em que o arco secundário não se extinguir de forma natural ou permaneça por um intervalo de tempo superior ao de religamento monopolar. Caso o religamento ocorra antes de sua extinção, a falta passa a ser alimentada diretamente por correntes dos geradores, o que acarretará na retirada deste circuito (abertura tripolar).

O segundo método utilizado na avaliação da extinção de arco secundário, aplicado ao religamento monopolar, tem como objetivo o levantamento da curva de corrente de arco secundário por tensão de restabelecimento (curva $I \times V$). Tais curvas demarcam áreas bem definidas que indicam regiões de provável extinção de arcos secundários. Os limites dessa curva para a tensão e corrente são o valor do primeiro pico de tensão de restabelecimento e o valor da corrente de pico de arco secundário, respectivamente. Os critérios foram baseados em ensaios de laboratório, limites de operação do sistema e resultados empíricos apresentados em (Gallucci, 2009).

Conforme (Silva e Jardini, 2000), a passagem pelo zero de corrente pode provocar a extinção do arco secundário, desde que, esta apresente valor de pico inferior a 50 A. Após a extinção, surge uma tensão entre o condutor isolado e a terra denominada de tensão de restabelecimento. Caso esta seja elevada, poderá causar a reignição do arco. Para ensaios realizados, não houve reignição quando o primeiro pico subsequente de tensão no ponto de falta for inferior a 150 kV.

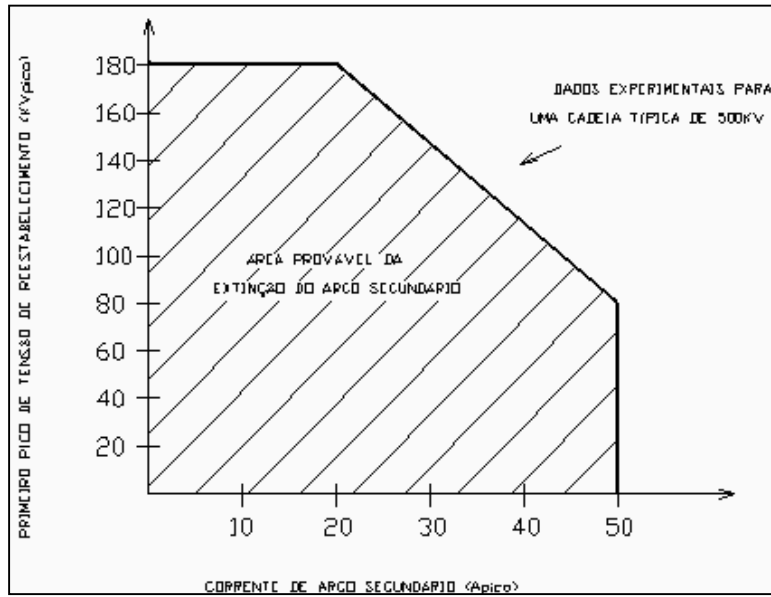


Figura 3.5 - Curva típica para linhas de transmissão de 500 kV.

A figura 3.5 mostra os limites de tensão e corrente para linhas de transmissão típicas de 500 kV. A área hachurada representa a região de provável extinção de arco secundário, ou seja, valores de tensão e corrente situados abaixo dos limites estabelecidos por esta curva significam pontos favoráveis à extinção do arco secundário. Em contrapartida, valores acima dos limites representam regiões em que o arco apresenta baixa probabilidade de auto-extinção.

3.3 Modelo Computacional do Arco Elétrico

O modelo do arco secundário proposto no capítulo 2 foi implementado computacionalmente mediante ao conjunto de equações (2.15), (2.16), (2.17) e (2.18) que regem o fenômeno.

Na figura 3.6 observam-se quatro blocos usados na modelagem do arco: Cálculo de potência, constantes dos arcos, controle do início da integração e controle das condutâncias dos arcos.

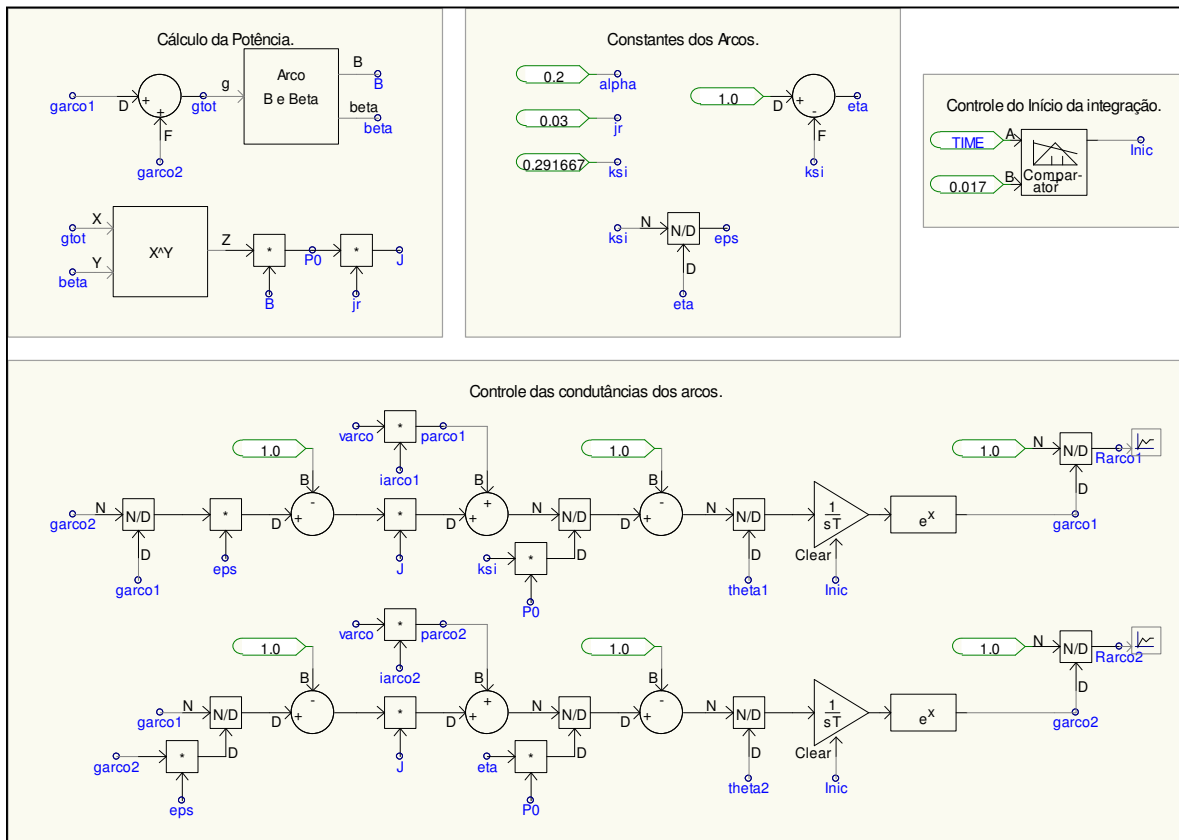


Figura 3.6 – Representação matemática do arco elétrico utilizado em simulação.

O bloco da figura 3.6 denominado por “cálculo da potência” é responsável pela obtenção simultânea das variáveis B, beta (β), P_0 e J, a partir das condutâncias dos dois subarcos (garco1 e garco2).

No bloco denominado por “constante dos arcos” estão representados os valores das constantes alpha (α), j_r , ksi (ξ), eps (ϵ) e eta (η). O valor destas constantes depende do comportamento dinâmico do arco como, por exemplo, comprimento do arco, condutividade térmica e interação entre os subarcos interno e externo. Vale ressaltar que não se tem um conhecimento exato da correlação entre a física do arco e várias destas constantes.

A integração numérica das variáveis dos subarcos (garco1 e garco2) é acionada pelo bloco de nome “Controle do início da integração”.

As equações matemáticas (2.15) e (2.16) estão representadas no bloco “Controle da condutância dos arcos”, também mostrado na figura 3.6. É possível observar a dependência mútua entre os parâmetros garco1 e garco2 e suas respectivas realimentações no modelo apresentado. Neste conjunto de equações, os valores iniciais das condutâncias dos subarcos são inseridos nos integradores presentes. Estes valores iniciais são mantidos até o instante em que se dá início ao fenômeno.

Na figura 3.7 é apresentado o modelo físico do arco elétrico. Basicamente, neste modelo foi considerada uma rede em paralelo com o arco caracterizada por um esquema equivalente de tipo Norton. Este modelo equivalente de Norton tem seus parâmetros variados de acordo com a rede a ser representada em simulação. As resistências apresentam valor variável, que corresponde ao inverso das condutâncias obtidas a partir do modelo matemático utilizado em simulação.

O modelo físico utilizado para representar o arco em conjunto com a rede elétrica está ilustrado na figura 3.7. A rede elétrica é representada pelo seu equivalente Norton, no qual os valores de corrente e da resistência equivalente são ajustados referentes às condições da rede elétrica. Dispostos em paralelo, os resistores (Rarco1 e Rarco2) correspondem ao inverso das condutâncias geradas a partir do modelo matemático da simulação.

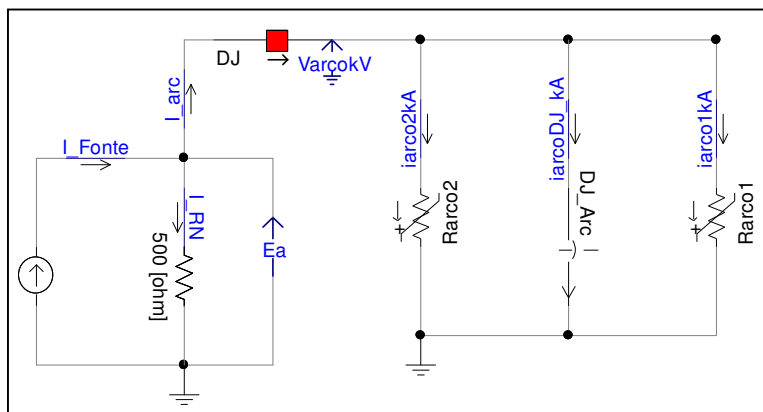


Figura 3.7 - Representação física do arco elétrico com a rede elétrica o constituída pelo equivalente de Norton.

Para que o modelo em pauta fosse validado foi necessária a realização de simulações, e posteriores comparações com as referências estudadas (Portela, 1992, 1994). Todos os resultados dos casos aqui apresentados estão de acordo com os obtidos pelas bibliografias supracitadas.

Os gráficos que serão sequencialmente apresentados foram simulados no software PSCAD/EMTDC a partir de um exemplo descrito em (Portela, 1992, 1994).

Exemplo 1:

Neste exemplo, o equivalente de Norton está representado por uma fonte de corrente de amplitude igual a 100 A em paralelo com uma resistência de 500 Ω . As constantes nesta simulação são dadas por: $\alpha = 0,2$; $\xi = 0,2917$, $\eta = 1 - \alpha$; $j_r = 0,03$; $\varepsilon = \xi / \eta$.

As formas de onda da tensão, corrente e condutâncias do arco secundário podem ser visualizadas, respectivamente pelas figuras (3.8), (3.9) e (3.10).

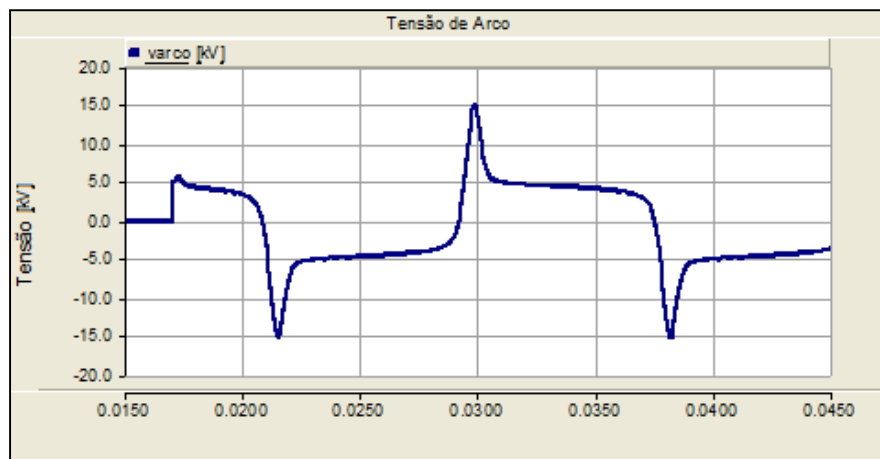


Figura 3.8 - Tensão de Arco – Exemplo 1.

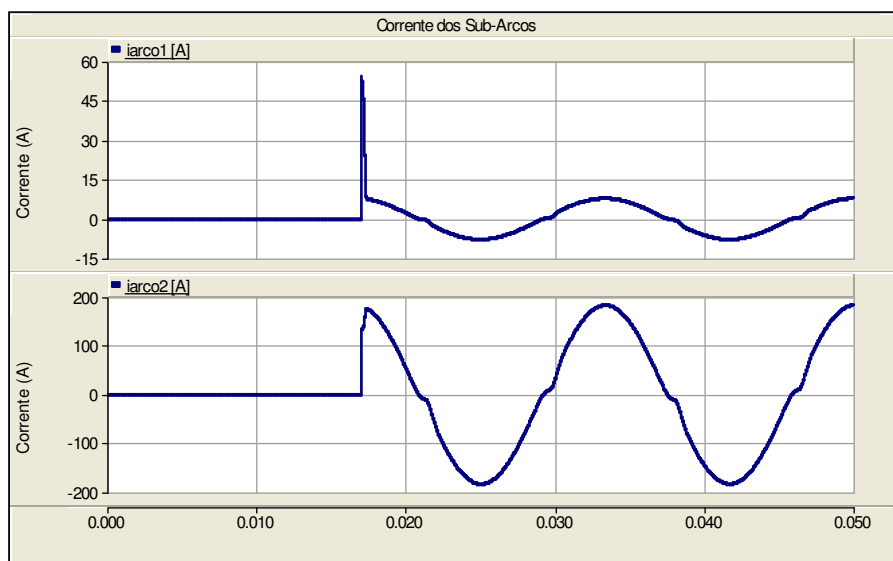


Figura 3.9 - Correntes dos Subarcos – Exemplo 1.

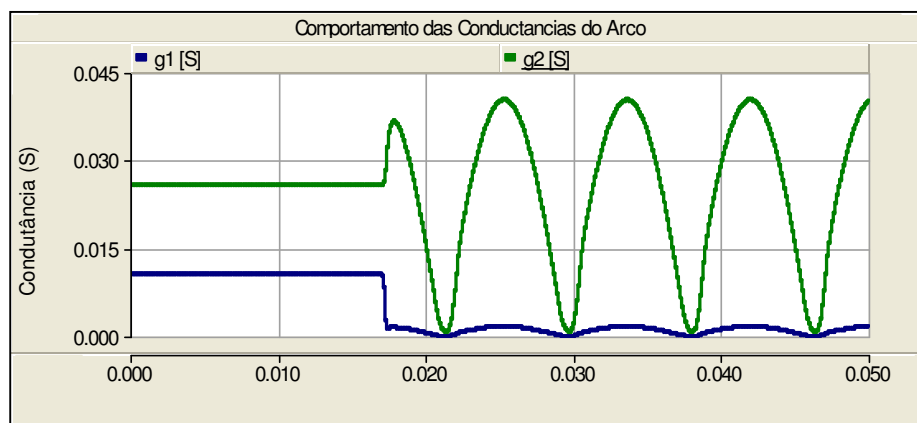


Figura 3.10 - Condutâncias dos Subarcos - Exemplo 1.

Exemplo 2:

Os exemplos simulados a partir de resultados experimentais de (Portela, 1992 e 1994) são visualizados nas formas de onda apresentados nas seguintes figuras: figura 3.11 – Tensão de Arco, figura 3.12 – correntes dos subarcos e figura 3.13 – condutâncias dos subarcos. No caso simulado, o arco possui comprimento igual a 5 m.

Este tipo de arco se aproxima dos tipicamente constatados nas cadeias de isoladores de linhas de transmissão de tensão nominal igual a 500 kV.

A rede elétrica representada pelo seu equivalente Norton possui fonte de corrente cuja amplitude é igual a 1000 A, de frequência igual a 60 Hz. A resistência em paralelo que modela a rede elétrica vale 100 Ω .

Os parâmetros e constantes do arco utilizados neste exemplo foram: $\alpha = 0,1$; $\xi = 0,291667$; $\eta = 1 - \xi$; $j_r = 0,03$; $\varepsilon = \xi / \eta$, $\theta_1 = 3,91 \mu\text{s}$, $\theta_2 = 76,56 \mu\text{s}$.

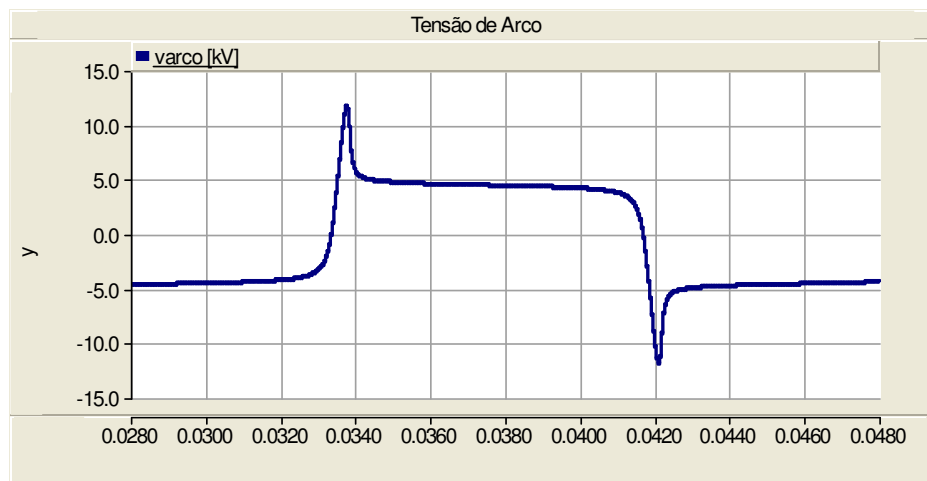


Figura 3.11 - Tensão de Arco – Exemplo 2.

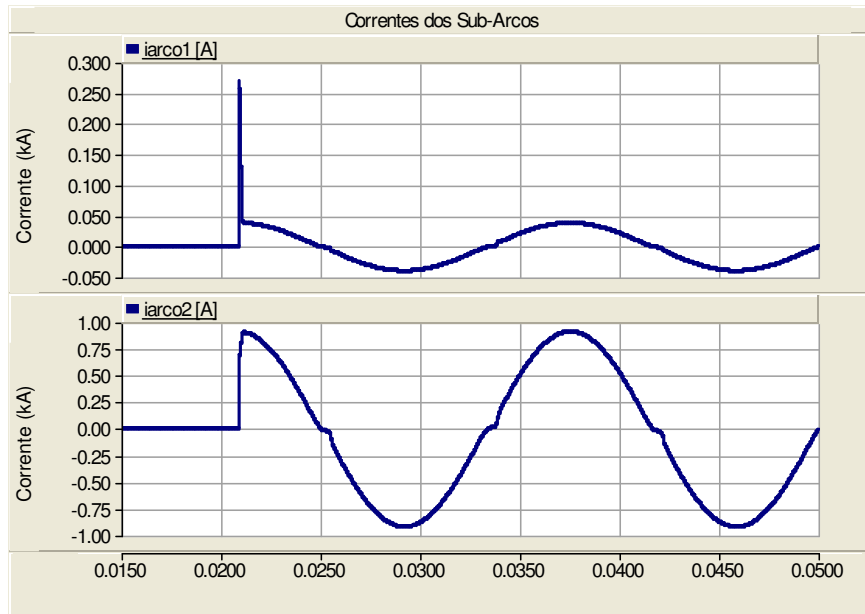


Figura 3.12 - Correntes dos Subarcos – Exemplo 2.

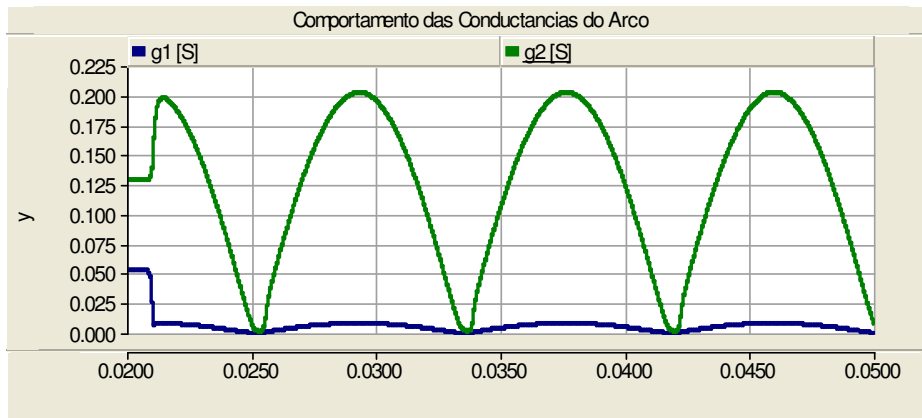


Figura 3.13 - Condutâncias dos Subarcos - Exemplo 2.

Os resultados mostrados encontraram-se satisfatórios e estão em consonância com os observados em (Portela, 1992 e 1994), indicando que o modelo computacional está de acordo com as equações previamente analisadas do fenômeno do arco secundário.

O sistema elétrico em que os exemplos de arcos foram submetidos foi simplificado, uma vez que o foco não era a rede, mas sim o modelo computacional do arco elétrico. Após a validação do modelo do arco é necessário que este seja aplicado

num sistema real simplificado, para que desta forma possa verificar seu comportamento dinâmico.

O objetivo do capítulo seguinte é detalhar o sistema em que o arco será simulado, verificar seu comportamento dinâmico, assim como as condições e trechos de baixa probabilidade de auto-extinção.

Capítulo 4

Exemplos de Aplicação e Estudo de casos

4.1 Sistema Elétrico Estudado

O sistema utilizado nas simulações para o estudo do efeito do arco secundário foi a Interligação Norte-Sul, que liga os blocos de geração das regiões norte e sul do Brasil.

A interligação Norte-Sul está dividida em oito trechos, interligando as seguintes subestações: Imperatriz, Marabá, Itacaiúnas, Colinas, Miracema, Gurupi, Peixe 2, Serra da Mesa, Serra da Mesa 2 e Samambaia. Ela encontra-se no nível de tensão de 500 kV (linhas em vermelho na figura 4.1) e é composta por três circuitos simples. A representação deste sistema encontra-se no mapa geográfico na figura 4.1. Por esta figura, nota-se que as linhas de transmissão em estudo interligam o sistema da região Norte com o parque gerador Centro-Oeste/Sudeste, chegando a atingir pouco mais de 1000 km de comprimento em toda sua extensão. Portanto esta se trata de uma importante via de transmissão de energia entre a região Norte e Sul do país.

Para o alvo deste projeto, foi considerado apenas o trecho compreendido entre as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa. A análise foi restrita devido à complexidade de representação computacional de todo o sistema e também pelo fato de o trecho selecionado ser o de maior comprimento (pouco mais de 1000 km de distância). Nas subestações que delimitam o trecho supracitado da interligação Norte-Sul, foram conectadas fontes de tensão, de forma que fosse mantido o fluxo de potência original (figura 4.2). Estas fontes representam o equivalente de cada uma das extremidades da interligação Norte-Sul à montante da subestação de Imperatriz e um outro para os sistemas a montante da subestação de Serra da Mesa.

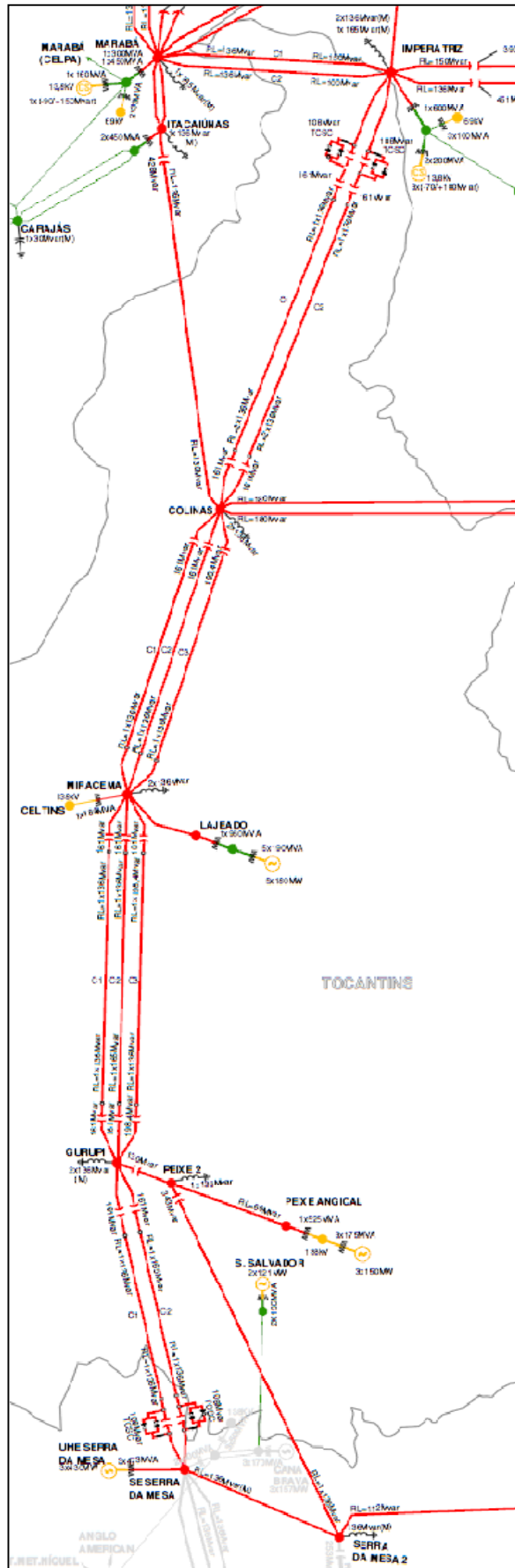


Figura 4.1 - Interligação Norte - Sul.

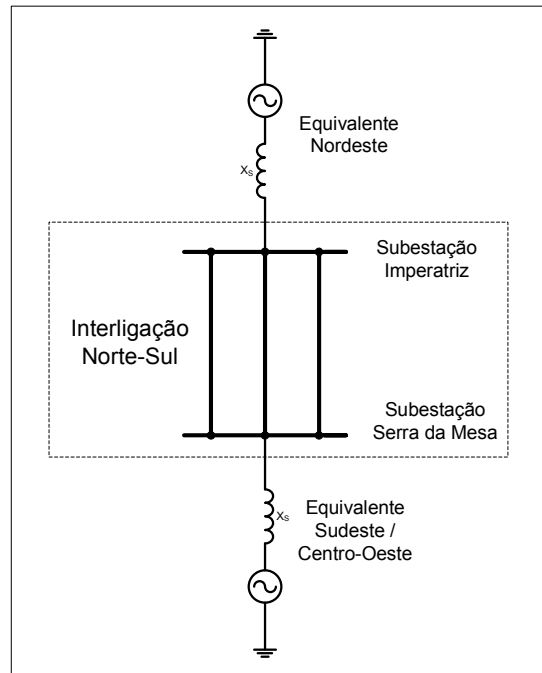


Figura 4.2 – Diagrama Unifilar dos Equivalentes dos Sistemas Vizinhos à Interligação Norte-Sul.

Para que o sistema de transmissão pudesse ser simulado foram necessárias informações sobre as linhas de transmissão e diversos equipamentos que fazem parte do mesmo. Em relação às linhas: Geometria das torres, comprimento das linhas, características dos condutores, cabo pára-raios e feixes, informações sobre o solo e esquemas de transposição. Sobre os equipamentos: Localização, tipo de conexão (série ou paralelo), potência injetada/consumida.

As distâncias entre as subestações do trecho alvo estão discriminadas na Tabela 4.1 e a Tabela 4.2 aponta os elementos passivos que estão conectados ao mesmo.

Tabela 4.1 - Distância entre os trechos que compõe o sistema Norte-Sul.

Quantidade de Circuitos	Trecho	Distância (km)
2	Serra da Mesa – Gurupi	258
3	Gurupi – Miracema	255

Quantidade de Circuitos	Trecho	Distância (km)
3	Miracema – Colinas	174
2	Colinas – Imperatriz	343

Tabela 4.2 - Elementos passivos conectados à Interligação Norte-Sul.

Trecho	Subestações	Capacitor Série (Mvar)	Reator <i>Shunt</i> (Mvar)	
			Fixos	Manobráveis
Serra da Mesa –Gurupi	Serra da Mesa	108 (TCSC)	1 x 136	-
	Gurupi	161	1 x 136	2 x 136
Gurupi – Miracema	Gurupi	161	1 x 136	
	Miracema	161	1 x 136	2 x 136
Miracema – Colinas	Miracema	-	1 x 136	
	Colinas	161	-	2 x 136
Colinas – Imperatriz	Colinas	161	2 x 136	
	Imperatriz	108 (TCSC)	1 x 136	2 x 136 1 x 165

Vale ressaltar que todos os circuitos correspondentes para cada trecho de circuito são idênticos.

A Tabela 4.3 denota as características elétricas do circuito da interligação Norte-Sul. Tais características encontram-se representadas por suas componentes de sequência positiva e zero do circuito, que foram determinados a partir dos modelos de linhas adotados, números de condutores por fase, e pela configuração geométrica das torres de transmissão.

Tabela 4.3 – Características Elétricas do Circuito da Interligação Norte-Sul.

Trecho	Sequência positiva			Sequência Zero		
	r1 Ω / km por fase	x1 Ω / km por fase	c1 nF / km por fase	r0 Ω / km por fase	x0 Ω / km por fase	c0 nF / km por fase
Serra da Mesa – Gurupi	0,018025	0,268349	16,47527	0,343985	1,2995104	10,289859
Gurupi – Miracema	0,018025	0,268349	16,47527	0,343985	1,2995104	10,289859
Miracema – Colinas	0,018025	0,268349	16,47527	0,343985	1,2995104	10,289859
Colinas – Imperatriz	0,018025	0,268349	16,47527	0,343985	1,2995104	10,289859

O trecho que foi selecionado como objeto de estudo está representado na figura 4.3 como caráter ilustrativo. A representação do sistema completo, devido a sua complexidade e do elevado número de barras, dificultaria a visualização dos trechos analisados.

Note que na região em destaque, a linha Gurupi-Colinas é representada por duas outras, Gurupi-Miracema e Miracema-Colinas. Na subestação de Miracema encontra-se o equivalente da subestação de Lajeado.

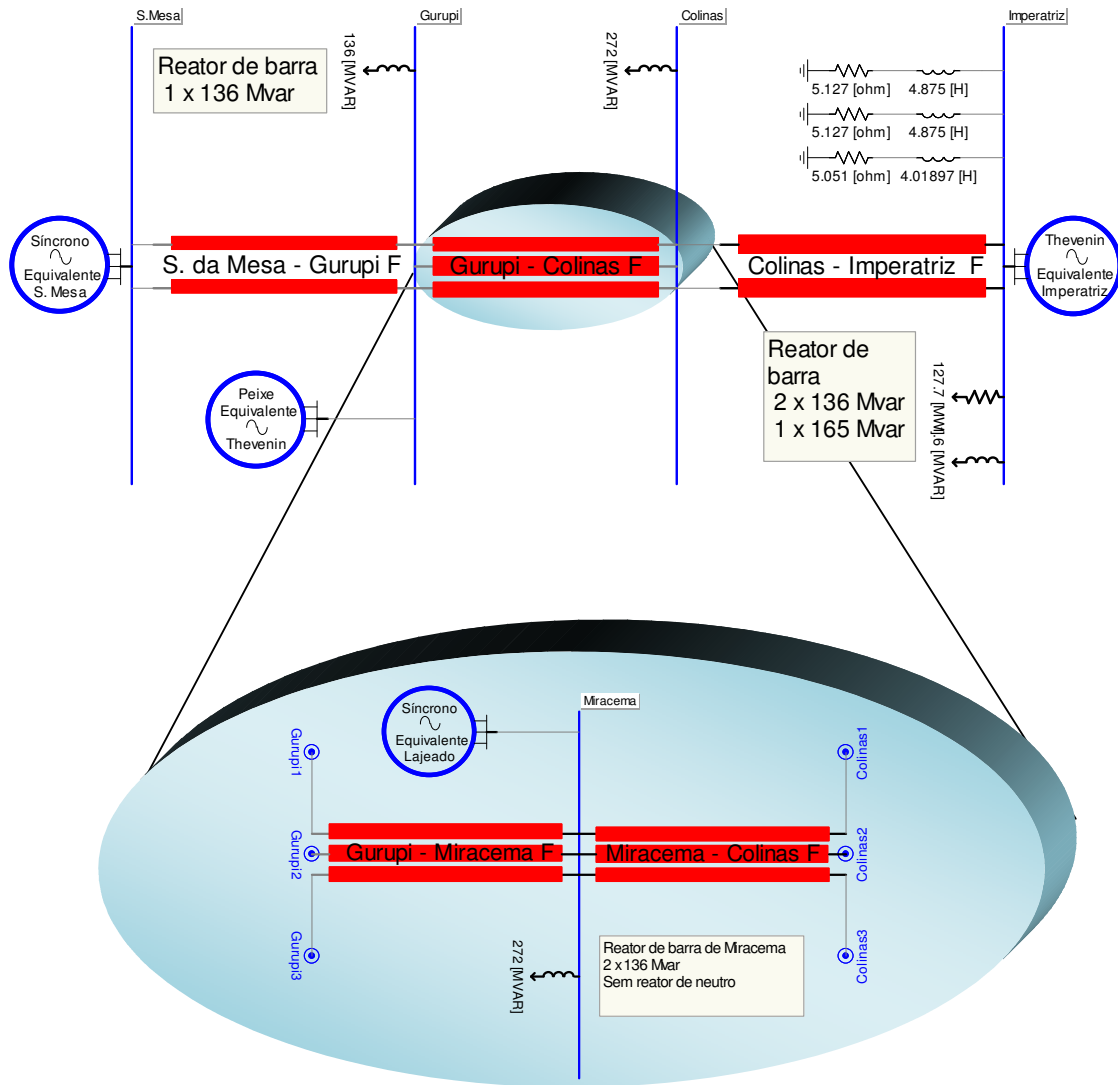


Figura 4.3- Representação Computacional do sistema elétrico estudado.

A simetria de um sistema de transmissão é muito importante no transporte equilibrado de energia. Contudo, a geometria da linha de transmissão não permite que isto ocorra, uma vez que as distâncias entre as fases e destas à terra, nunca serão exatamente as mesmas. Como consequência, haverá desbalanço no fluxo de potência devido ao sistema de transmissão.

A geometria das torres nas linhas de transmissão de alta tensão produz uma considerável impedância assimétrica, que causa desequilíbrio nas tensões e correntes no final das linhas. O efeito da assimetria pode ser eliminado com o uso da transposição

das fases, dividindo a linha de forma que cada fase ocupe todas as posições da geometria da torre, igualmente ao longo de toda sua extensão.

Para linhas de transmissão longas de alta tensão a transposição de fases é de suma importância. Esta medida tem como objetivo compensar o efeito das indutâncias e capacitâncias mútuas entre as fases diferentes ao longo do comprimento total da linha, minimizando, desta forma, os desequilíbrios de tensão e corrente. Em cada trecho de circuito são realizadas três transposições, que permitem efetuar uma rotação completa das fases. O esquema de transposição está ilustrado na figura 4.4

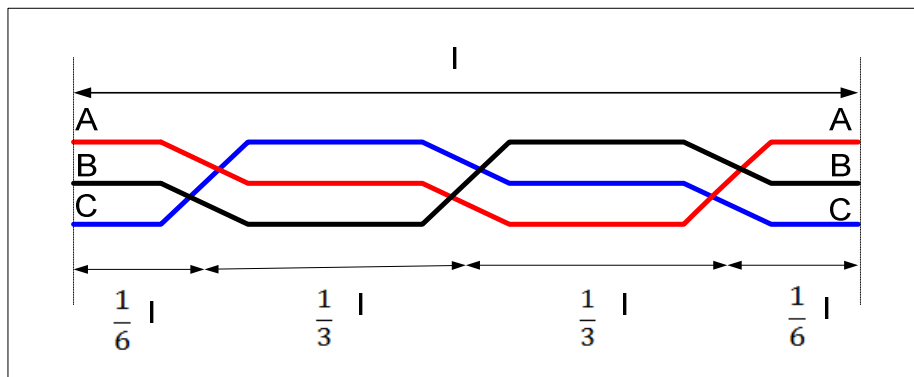


Figura 4.4 – Esquema de Transposição das Fases.

4.2 Resultados

Conforme foi relatado nos tópicos anteriores, dispõe-se de quatro trechos para o estudo do comportamento do arco secundário, ou seja, nas linhas de transmissão compreendidas entre as cinco subestações de Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa, podendo este ainda ser aplicado nas barras das subestações. Para cada um dos trechos, foram realizadas três simulações, todas situadas nos pontos de transposição, ou seja, nos locais situados a $1/6$, $1/2$ e $5/6$ de distância da linha que interliga duas subestações. Portanto, foi realizado um total de doze simulações conforme ilustra a figura 4.5 que indica os pontos em que as mesmas foram realizadas.

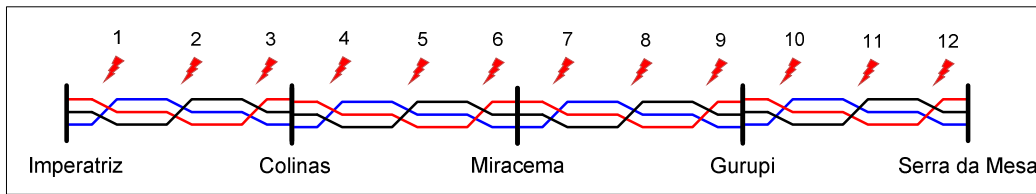


Figura 4.5 – Locais em que foram realizadas simulações.

4.2.1 - 1º Método: Aplicação do Modelo de Arco Secundário

Apesar de todos os casos terem sido simulados, não serão aqui apresentados todos os gráficos e formas de onda, por não apresentarem mudanças significativas entre os mesmos. Foram selecionados os casos extremos e intermediários, ou seja, pontos em que o arco secundário leva tempos maiores e também trechos em que o arco se extingue rapidamente.

O procedimento adotado para todas as simulações possui a seguinte sequência:

- Primeiramente aplica-se um curto monofásico franco na fase B, no instante de tempo próximo a 300ms;
- Após, aproximadamente, 3 ciclos (50 ms), ocorre a abertura monopolar apenas dos disjuntores envolvidos na fase sob falta;
- Neste instante, conecta-se o modelo do arco secundário na simulação, deste modo, tensões e correntes que surgem a partir deste instante, são oriundas do acoplamento eletromagnético entre as fases.

Simulação 1: Trecho Imperatriz – Colinas

Para este primeiro trecho da Interligação Norte-Sul, o curto-circuito foi aplicado no circuito 2, no primeiro 1/6 de comprimento da linha a partir da subestação de Imperatriz, situada próxima à divisa entre os estados do Maranhão e Tocantins. A figura 4.6 mostra a tensão de arco na escala de kilovolts. Na figura 4.7 é possível visualizar as condutâncias dos dois subarcos, na escala de Siemens e na figura 4.8 as formas de onda das correntes estão mostradas na escala de kiloampéres.

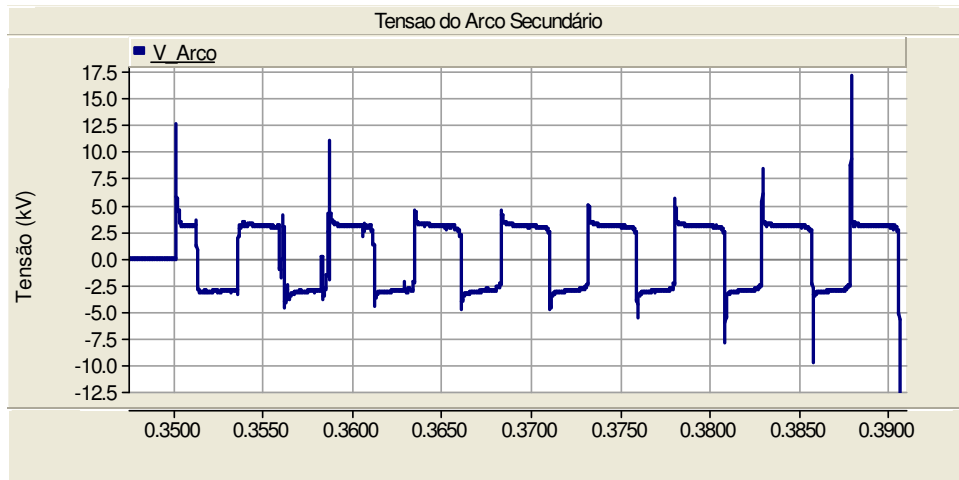


Figura 4.6 - Tensão de Arco Secundário – Simulação 1.

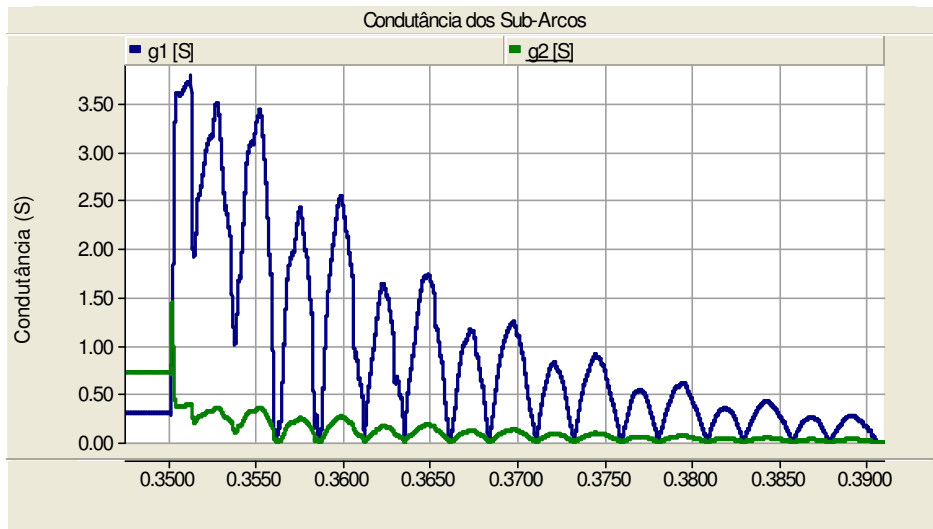


Figura 4.7 - Condutância dos Subarcos – Simulação 1.

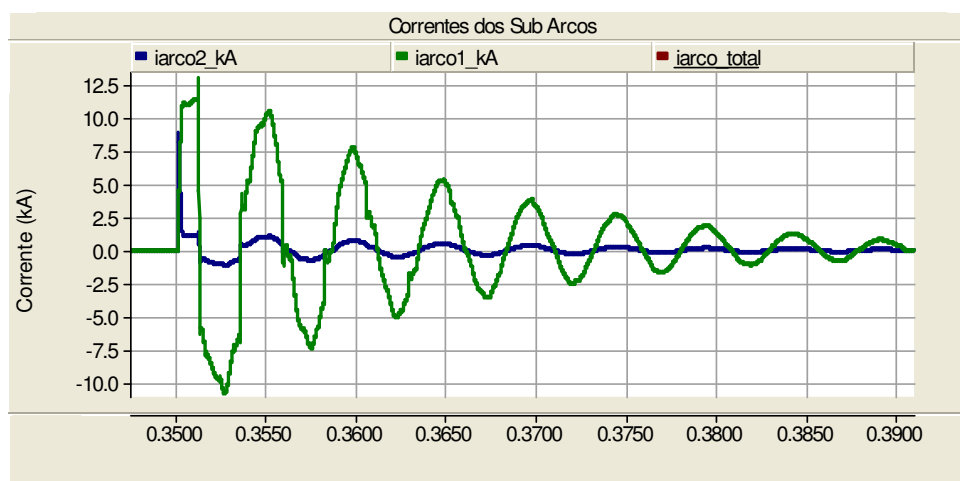


Figura 4.8 - Correntes dos subarcos – Simulação 1.

Pelas formas de onda apresentadas nas figuras anteriores constata-se que o arco perdurou por aproximadamente por 0,04s (40 ms). É um tempo razoável, uma vez que, para este trecho, apenas o ajuste de tempo morto um pouco superior a sua extinção seria necessário para que não haja a reinição do mesmo.

Logo, o religamento monopolar pode ser utilizado sem os riscos inerentes à corrente de arco e também à tensão de restabelecimento.

Simulação 2: Trecho Colinas – Miracema

De forma análoga à simulação anterior, no segundo trecho da interligação Norte-Sul, o curto-circuito foi aplicado no meio da linha de transmissão que interliga as subestações de Colinas e Miracema.

Os procedimentos de manobra para a simulação estão conforme especificado no “1º método” no início deste capítulo.

Os resultados podem ser visualizados nas seguintes figuras:

- Figura 4.9, apresenta a tensão de arco (escala: kV);
- Figura 4.10, mostra as condutâncias dos subarcos, g_1 e g_2 , (escala: Siemens);
- Figura 4.11, ilustra as formas de onda das correntes de arco secundário (escala: kA).

I

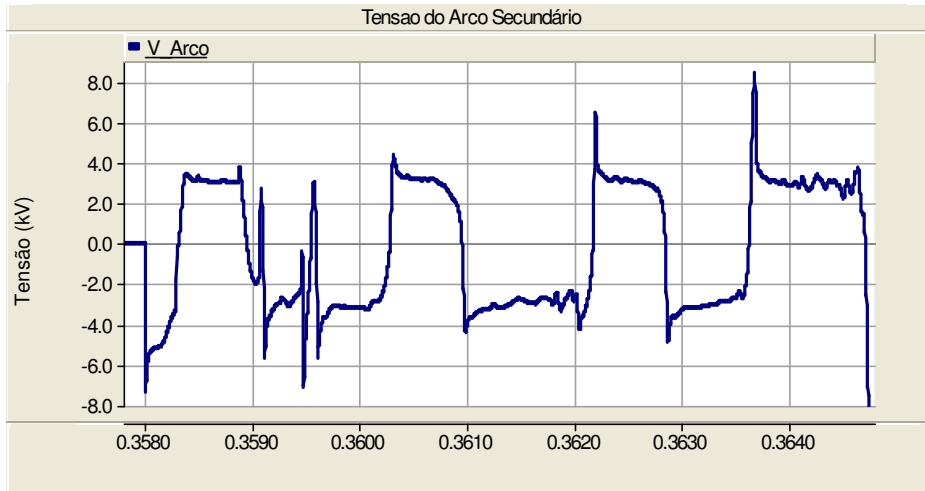


Figura 4.9 - Tensão do Arco Secundário – Simulação 2.

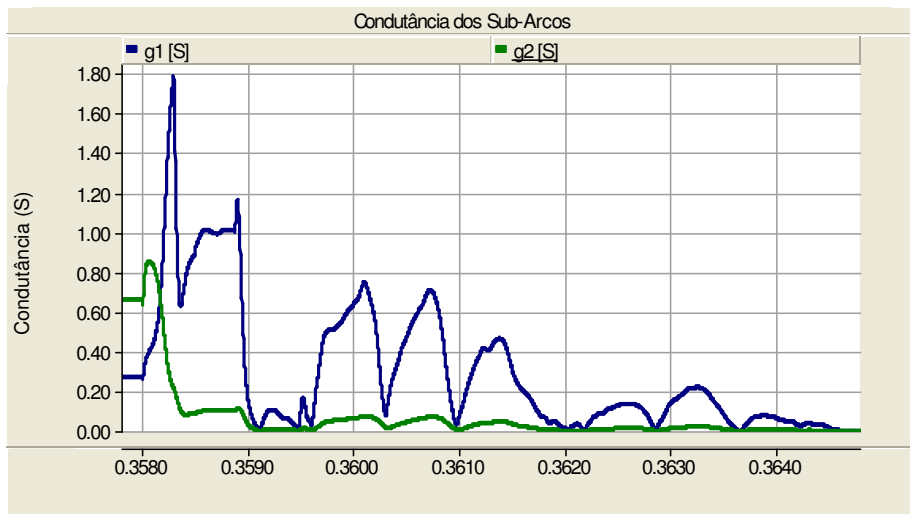


Figura 4.10 - Condutância dos Subarcos – Simulação 2.

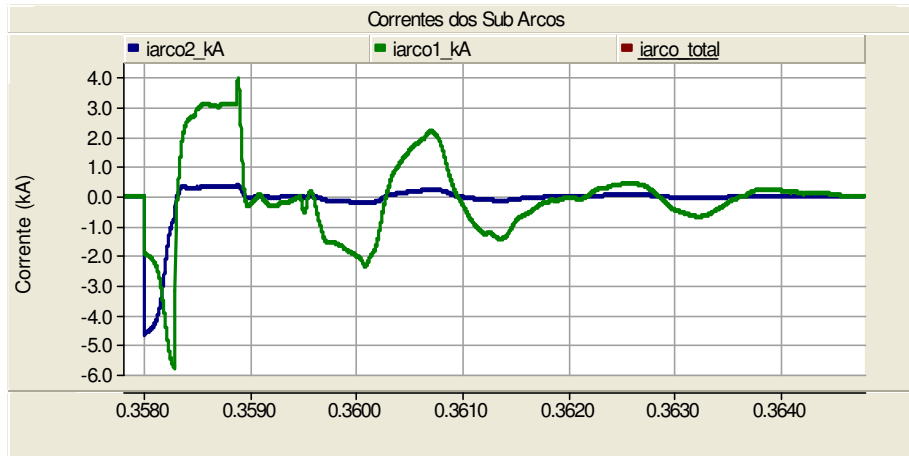


Figura 4.11 - Correntes dos subarcos – Simulação 2.

Para os curtos situados no vão central da linha, as simulações apontaram que o arco se extinguiu de forma natural em aproximadamente 7 ms. Este tempo de extinção é quase seis vezes menor do que o encontrado na simulação 1.

Logo, para defeitos monofásicos com aberturas monopulares neste ponto, é muito pouco provável que o arco se mantenha. É um ponto com alta probabilidade de extinção.

Simulação 3: Trecho Miracema – Gurupi

O terceiro trecho da Interligação Norte-Sul une as subestações de Miracema e Gurupi. Para este caso, a simulação para o curto-circuito monofásico e consequente inserção do modelo de arco secundário foi realizada no meio da linha de transmissão que conecta as duas subestações supracitadas.

Os procedimentos de manobra de abertura dos disjuntores, tempo morto, assim como a fase defeituosa envolvida seguem os mesmos para esta simulação e estão conforme especificado no “1º método” no início deste capítulo.

Os resultados podem ser visualizados nas seguintes figuras:

- Figura 4.12, apresenta a tensão de arco (escala: kV);
- Figura 4.13, mostra as condutâncias dos subarcos, g_1 e g_2 , (escala: Siemens);
- Figura 4.14, ilustra as formas de onda das correntes de arco secundário (escala: kA).

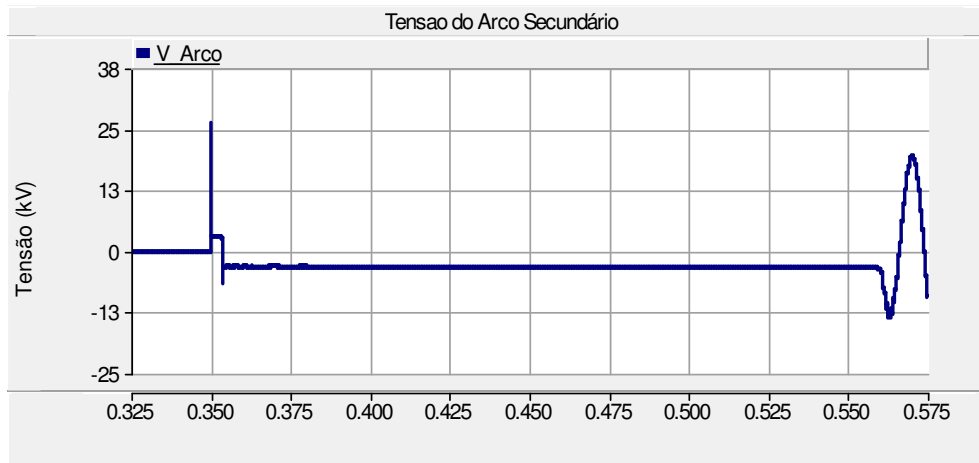


Figura 4.12 - Tensão de Arco Secundário – Simulação 3.

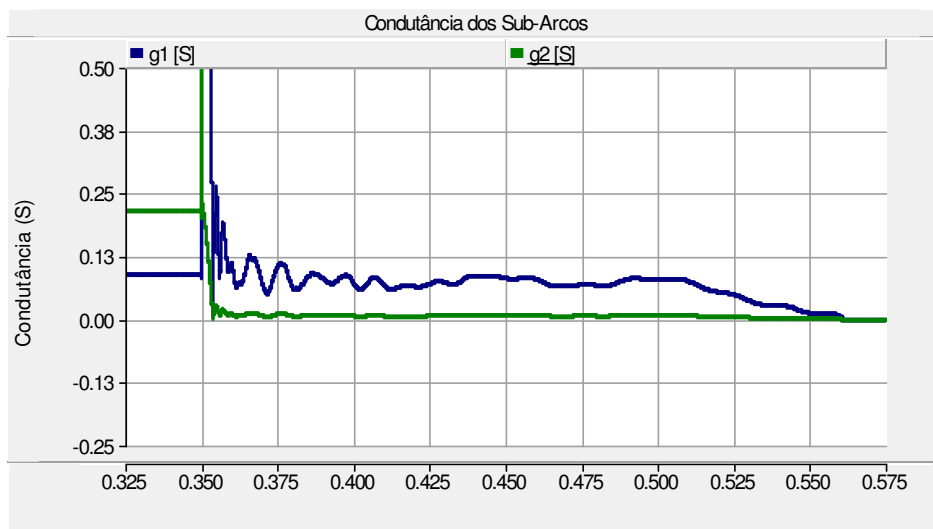


Figura 4.13 - Condutância dos Subarcos – Simulação 3.

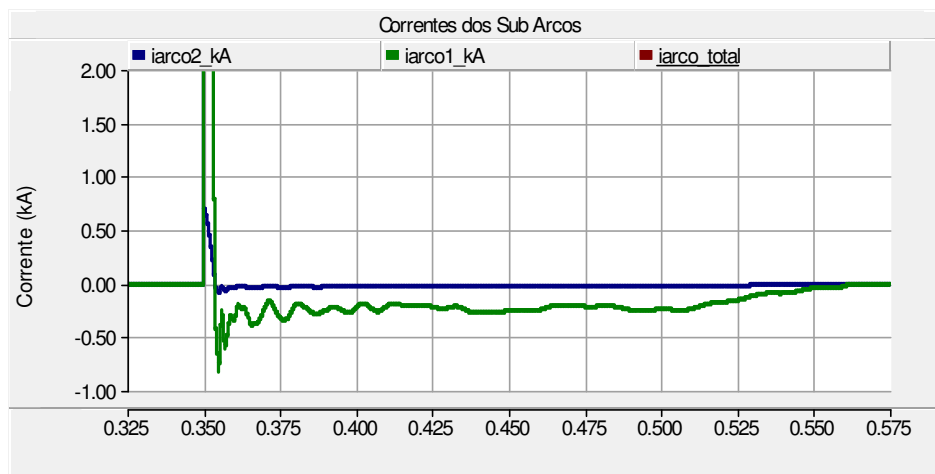


Figura 4.14 – Correntes dos Subarcos – Simulação 3.

As simulações para o curto no vão central mostram que o arco, assim como nos casos anteriores, se extingue naturalmente; porém é necessário um intervalo de tempo de aproximadamente 210 ms, tempo este consideravelmente maior que os casos já mostrados.

A figura 4.13 ilustra as condutâncias dos subarcos, as duas são mutuamente dependentes, w para que o arco exista é necessário que estas permaneçam com condutâncias diferentes de zero.

A extinção do fenômeno pode ser visualizada pelas figuras 4.13 e 4.14, nas quais se observam as condutâncias e correntes anulando-se no tempo de 0,57s, respectivamente.

Portanto, este é um ponto em que pode a vir comprometer o procedimento de abertura monofásica e, por isto, é considerado como crítico para a ocorrência de arco secundário.

Para todas as simulações realizadas na interligação Norte-Sul, inclusive para os resultados que não foram apresentados neste trabalho, em nenhuma destas o arco secundário se manteve por tempo indefinido. Em todos os casos analisados o arco foi extinto. O tempo de extinção do arco secundário foi o diferencial nos trechos,

apresentando casos que levaram poucos milissegundos e outros que perduraram por intervalos de tempo que comprometem o esquema de religamento monopolar.

O tempo de extinção do arco secundário e os seus respectivos trechos encontram-se relacionados na Tabela 4.3.

Tabela 4.4 – Tabela com o tempo de extinção dos arcos secundários nos trechos simulados.

Trecho		Fração da linha a qual é aplicado o defeito (a partir da Subestação de Origem)	Tempo de Extinção de Arco Secundário (ms)
Origem	Destino		
Imperatriz	Colinas	$\frac{1}{6}$	40
		$\frac{1}{2}$	12
		$\frac{2}{3}$	9
Colinas	Miracema	$\frac{1}{6}$	5
		$\frac{1}{2}$	7
		$\frac{2}{3}$	13
Miracema	Gurupi	$\frac{1}{6}$	5
		$\frac{1}{2}$	210
		$\frac{2}{3}$	4
Gurupi	Serra da Mesa	$\frac{1}{6}$	12
		$\frac{1}{2}$	200
		$\frac{2}{3}$	5

4.2.2- 2º Método: Levantamento da Curva Corrente de Arco Secundário por Tensão de Restabelecimento

Para os mesmos exemplos simulados anteriormente, serão levantadas curvas de corrente de arco secundário por tensão de restabelecimento (curvas I x V) e em seguida sobrepostas com as (curvas I x V) típicas de uma linha de 500 kV.

O 2º método empregado não dispõe de nenhum modelo de arco, tão pouco de equações que modelassem o fenômeno. O diagrama elétrico pode ser visualizado na figura 4.15. A curva foi levantada simplesmente pela medição da corrente e tensão de arco, Iarco e Varco, respectivamente com uma das fases em aberto e as demais em operação normal. Primeiramente, com a chave fechada, os valores de corrente são medidos. A partir de um determinado instante “t”, a chave é aberta, e então medidos os valores de tensão induzidas pelas fases energizadas.

Para isso, utilizou-se um resistor variável, uma vez que o arco elétrico possui características predominantes resistivas. O resistor variável teve sua resistência alterada primeiramente de 0 Ω até 10.000 Ω , com incrementos de 100 Ω , sendo em seguida variada de 11.000 Ω à 100.000 Ω , com incrementos de 10.000 Ω . O pequeno incremento (100 Ω) para as resistências menores se deve ao fato da busca de uma melhor resolução para o joelho da curva I x V. Esta relação de resistências está listada no anexo A.

Este procedimento teve como objetivo buscar os casos mais severos e também os mais brandos, R = 0 Ω e R = 100.000 Ω , respectivamente. Logo, para cada curva foi preciso simular o sistema com todos os 191 valores de resistência supracitados.

A partir do método adotado, são gerados três vetores: valor de resistência, corrente e tensão. Os dois últimos são plotados e assim obtida a curva I x V para aquele ponto em específico. Em seguida, são comparadas com curvas típicas de nível de tensão de 500 kV.

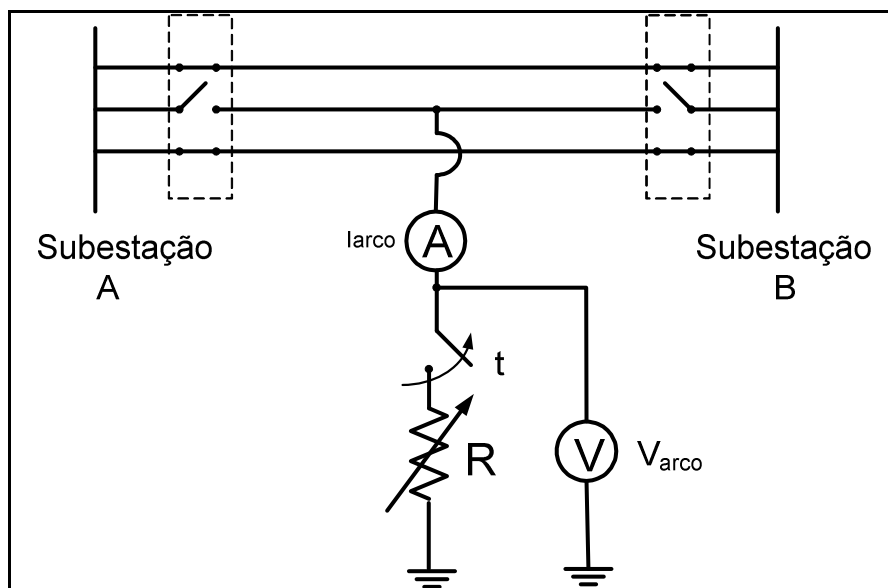


Figura 4.15 – Esquema do procedimento para levantamento da curva I x V.

Simulação 1: Trecho Imperatriz – Colinas

De modo similar à simulação 1, do primeiro método, o resistor variável foi inserido no mesmo local, ou seja, no primeiro 1/6 (um sexto) da linha de transmissão a partir da subestação de Imperatriz. A partir disto foi efetuado o procedimento de incremento de resistências para o levantamento da curva I x V, já descrito anteriormente. O resultado da simulação está representado na figura 4.16.

Na figura 4.16 é possível visualizar a curva típica de uma linha de 500 kV, denominada por referência (azul-contínua) e também a curva I x V resultante do método aplicado. Nota-se que a curva em vermelho-tracejado localiza-se dentro dos limites da curva de referência (azul-contínua), excetuando-se um ponto de tangência no valor de corrente de aproximadamente 50 A. Contudo, este ponto é bem particular, pois representa o pior caso teórico, arco secundário com resistência nula, sendo isto impraticável, uma vez que o ar oferece uma resistência para a corrente elétrica.

Apesar da ressalva, este trecho é considerado como não-crítico, uma vez que a curva simulada permanece dentro da região de provável extinção e também não foram detectados arcos secundários superior a 40 ms neste trecho pelo 1º método.

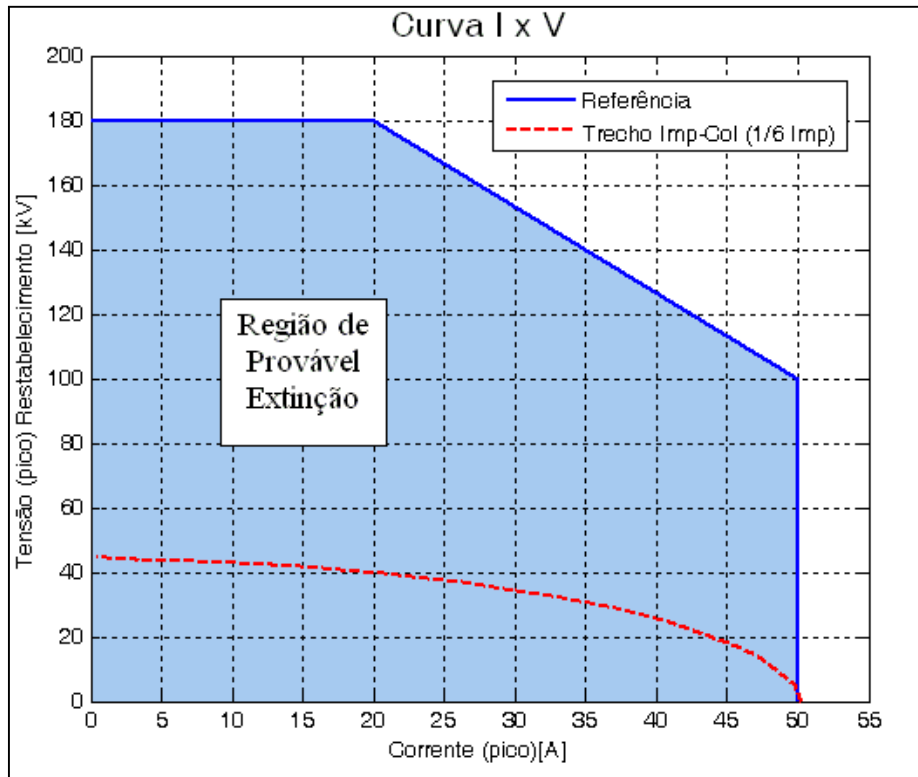


Figura 4.16 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho simulado na fração 1/6 da linha entre Imperatriz e Gurupi (vermelha-tracejada).

Simulação 2: Trecho Colinas – Miracema

De forma análoga à simulação 2, do primeiro método, o defeito foi aplicado no vão central, e desta maneira foi realizado o 2º método já proposto. O resultado da simulação está representado na figura 4.17.

Através da figura 4.17 nota-se que a curva do trecho simulado (vermelha-tracejada) está localizada abaixo dos limites considerados críticos, já que situa-se totalmente na região de cor azul, ou seja, na área considerada com alta probabilidade de extinção do arco secundário. Os contornos desta curva, que representa a corrente de arco secundário por tensão de restabelecimento, apresentam respectivamente, máximos de 37 A e 80 kV, aproximadamente.

Portanto, este ponto é considerado como não-crítico, uma vez que, a curva I x V se apresenta muito abaixo das fronteiras da curva de referência e, também, pelo fato da extinção do arco secundário nas simulações do primeiro método.

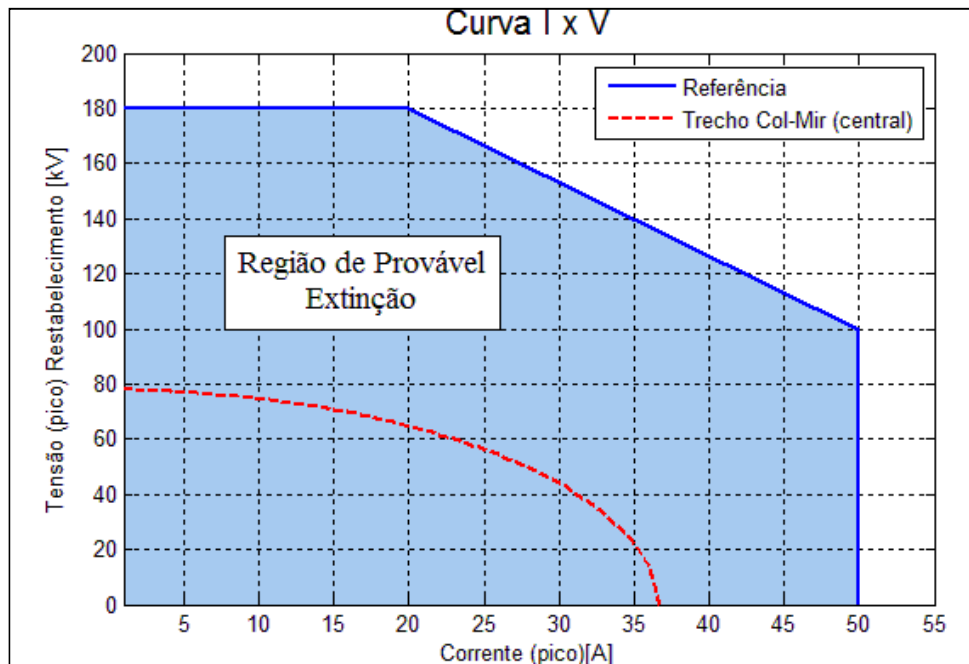


Figura 4.17 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho central entre Colinas e Miracema (vermelha-tracejada).

Simulação 3: Trecho Miracema – Gurupi

De modo análogo à simulação 3 do primeiro método, o “modelo” foi inserido no vão central que interligas as subestações de Colinas e Miracema. O resultado da simulação está representado na figura 4.16.

Para este caso, nota-se que a curva do trecho simulado, tracejada, ultrapassa os limites estabelecidos pela curva típica de uma linha de transmissão de 500 kV, indicando que, para os respectivos valores de tensão e corrente, existe a probabilidade de que o arco não seja extinto. Os segmentos da curva simulada (em vermelha-tracejada) que se encontram na região em azul são passíveis de extinção.

Este ponto é caracterizado como crítico, uma vez que as duas curvas (simulada e referência) se apresentam muito próximas e nos extremos rompem os limites teóricos de corrente (50 A) e tensão (180 kV). Além do mais, também se verificou pelo 1º método que o arco perdurou por mais de 200 ms.

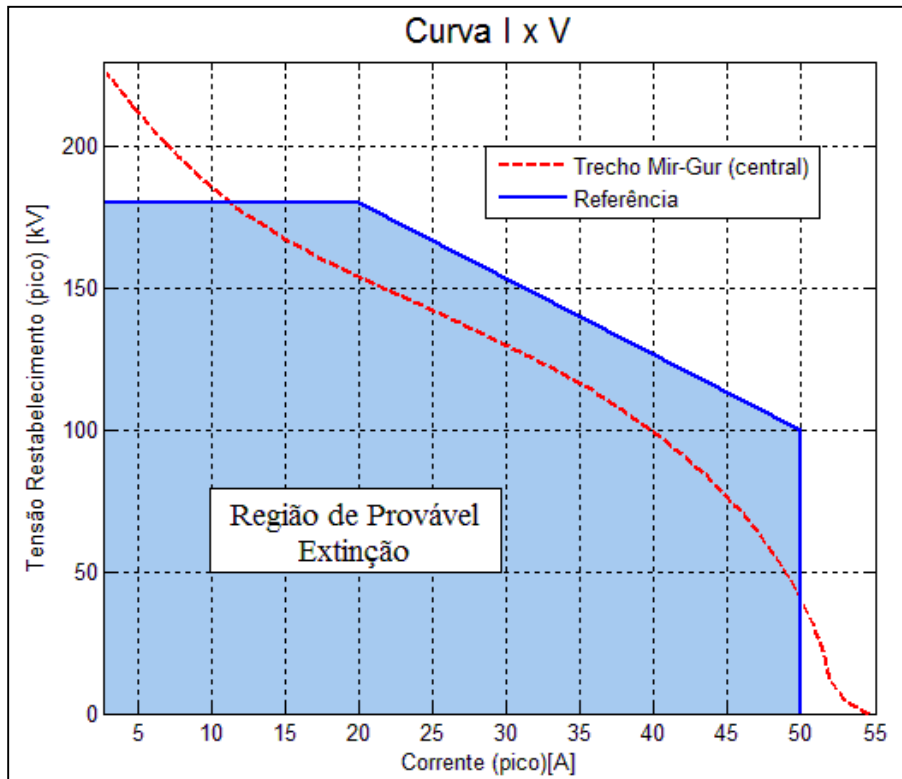


Figura 4.18 – Curva típica de 500 kV (azul-contínua) e curva do trecho central entre Miracema e Gurupi (vermelha-tracejada).

Portanto, pelo método 2, para os resultados apresentados, identifica-se apenas um ponto crítico. Os pontos em destaque nos trechos da interligação Norte-Sul, conforme está mostrado na figura 4.15, também foram levantados, porém todas se apresentaram dentro da região de provável extinção, inclusive a região entre Gurupi e Serra da Mesa, apontada como crítica pela Tabela 4.4 do primeiro método.

Pelo primeiro método, a partir de um modelo de arco mais bem detalhado, foi possível observar as formas de onda de condutância, tensão e corrente de arco secundário, assim como constatar o intervalo de tempo necessário para sua auto-extinção. Através do segundo método, levantaram-se curvas de corrente de arco secundário por tensão de restabelecimento, e em seguida, comparadas com curvas típicas de linhas de 500 kV obtidas por ensaios laboratoriais e referenciadas em (Mota, 2010), (Gallucci, 2009) e (Silva, Jardini, 2000). A partir da comparação das curvas, foram indicados os pontos mais propensos a não extinção do fenômeno.

Os resultados apresentados por ambos os métodos mostraram-se satisfatórios e coerentes. O vão central entre as subestações de Gurupi e Serra da Mesa foi apontado pelos dois métodos como ponto crítico para a realização de manobras de religamentos monopulares na interligação Norte-Sul.

Capítulo 5

Conclusões

Neste trabalho, primeiramente foi realizada uma comparação entre duas formas de religamento: tripolar (abertura de três fases) e monopolar (abertura de uma fase apenas) e as conseqüentes implicações que cada uma destas podem vir a acarretar no sistema. Um estudo da última forma foi mais aprofundado como objetivo deste projeto.

A viabilização do religamento monopolar está associada à extinção do arco secundário, gerado por indução eletromagnética, das fases que permanecem energizadas sobre a fase isolada pela abertura dos disjuntores nos terminais da linha de transmissão. Logo, foram desenvolvidas medidas para averiguar a presença do referido arco em trechos de um sistema real do SIN, a interligação Norte-Sul. As linhas de transmissão de estudo foram as que ficam compreendidas entre as subestações de Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa.

Por meio de dois métodos distintos, verificou-se a presença de arcos, assim como o tempo em que levavam para se auto-extinguirem, níveis de tensões, correntes e também o quão propensas as regiões estão para a ocorrência do fenômeno. Houve convergência dos resultados de ambos os métodos, dos quais se pode identificar as regiões críticas, ou seja, trechos onde o arco levou um tempo considerado para sua auto-extinção (>200 ms).

Nas simulações realizadas pela inserção do modelo computacional do arco elétrico em diferentes pontos do sistema supracitado, notou-se que houve a extinção do fenômeno em poucos milissegundos com a exceção de dois casos, os trechos centrais das linhas de transmissão que interliga as subestações de Miracema e Gurupi, e também entre Gurupi e Serra da Mesa 2, que levaram pouco mais de 200 ms para a extinção.

Portanto, conclui-se que existem pontos específicos para a ocorrência de arcos secundários nos trechos estudados e técnicas necessitam ser desenvolvidas para acelerar

a extinção dos mesmos, de maneira que se possa tornar viável aberturas e posteriores religamentos monopolares no sistema elétrico.

Projetos Futuros

Dentre os equipamentos capazes de realizar a extinção do arco secundário encontram-se os dispositivos FACTS. Os compensadores estáticos (STACOM) podem atuar como fontes de correntes, gerando correntes em contra fase em relação às do arco de maneira que venham à anulá-las.

No entanto, são necessários estudos para definir a localização do equipamento, formas de conexão, topologia a ser utilizada e a lógica de controle a ser desenvolvida.

Referências Bibliográficas

- Câmara, Alessandra de Sá Benevides, 2003, *Extinção de arco secundário em Religamento Monofásico. Conceitos Fundamentais e Critérios de Análise*. M.Sc. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Câmara, Alessandra S. B., Golçalves, Ricardo A. A., Rodrigues Marcelo G., *et al*, 2008, "Single-phase auto-reclosure studies: secondary arc model research including a 500kV line experimental circuit". In: *International Conference on High Voltage Engineering and Applications*, pp. 490-493, Chongqing, China, november 9-13.
- Cassie, A. M., Arc Rupture and Circuit Severity: A New Theory, Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques a Haute Tension, França 1932.
- Elguerra, A. V., Tavares, M. C., Importancia de la Representación de Transposición em Líneas de Transmisión para Estudios de Transitorios Eletromagnéticos.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em: 26/01/11.
- F.A.T. Silva and J. A. Jardini. "Viability of permanent single phase opening of lines in extra high voltage systems. Part I – Secondary Arc Extinction.", IEEE Winter Meeting, Singapore, 2000.
- Fuchs, R. D., 1979, *Transmissão de Energia Elétrica – 2ª ed*, IEEE Transactions on Power Delivery, Ed. LTC - Livros Técnicos e Científicos. Rio de Janeiro.
- Gallucci, Bruno A., Silva, Fabiana, A. T., 2009, Viabilidade Técnica da Aplicação de Dispositivo FACTS na Extinção de Arco Secundário, CBQEE VII.
- Grainger, J.J, Stevenson Jr., W. D., 1994, *Power System Analysis*, Ed. McGraw-Hill, Ltda.
- Kinderman, G., Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, vol 1, Florianópolis – SC, 1999.
- Mayr, O., Beitrag Zur Theorie Der Statischen Und Der Dynamischen Lichtbogens, Archiv Fuer Elektrotechnik, Vol. 37, p. 588-608, 1943.
- Montanari, A. A., Tavares, M. C., Portela, C. M., 2006, "Adaptative Single-Phase Autoreclosing Based on Secondary Arc Voltage Harmonic Signature".
- Monteiro, L. F. C.; Michalsky, R.; Souza Mouta, L. E.; Encarnação, L. F.; Ndiane, M. S.; Aredes, M.; "Coleta de dados do Sistema de Transmissão," 1º relatório do projeto de P&D – Um STATCOM Avançado com Funcionalidades Adicionais para Permitir a Extinção do Arco Secundário e o Religamento Monopolar em Linhas de Transmissão Longas, Janeiro de 2009.

Monteiro, L. F. C.; Michalsky, R.; Souza Mouta, L. E.; Encarnação, L. F.; Ndiane, M. S.; Aredes, M.; “Ajuste no Fluxo de Potência,” 3º relatório do projeto de P&D – Um STATCOM Avançado com Funcionalidades Adicionais para Permitir a Extinção do Arco Secundário e o Religamento Monopolar em Linhas de Transmissão Longas, Junho de 2009.

Mouta, L. E. S., Análise de um Compensador Estático Aperfeiçoado (E-STATCOM) para Obtenção de Religamento Monopolar e Aumento de Estabilidade em LT's Longas, Projeto de Graduação, UFRJ, fevereiro – 2009.

Oliveira, R. A., Mota, J. B., 2010, “Avaliação do Religamento Monopolar das Linhas da SE-MD 220 kV da Itaipu e Estudo da Viabilidade da Utilização do Religamento Tripolar”, *X STPC Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Recife – Pe.

Portela, C. M. “Alguns Métodos de Análise de Comportamento de Arcos Elétricos no Ar – Exemplos de Aplicação”, VIII SNPTEE, São Paulo, 1986, art. SP/GSP/47, 18p., 1986.

Portela, C. M., Dupont, C., Meireles, M. P. “Deterministic and Statistic Arc Modelling”. CIGRÉ 13-107, 1994.

Portela, C. M., Santiago, N. H. C., Oliveira Filho, O. B., et al. “Modeling of Arc Extinction in Air Insulation”. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, v. 27, nº 3, Jun. 1992.

Portela, C., Câmara, A., Guimarães, M., Tavares, M. C., 2009, *Estudos de Religamento Monofásico – Pesquisa e Desenvolvimento de Modelo de Arco Secundário*, XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.

Santos Jr., G.; “Ferramentas e Modelos para a Análise de Arcos Secundários em Linhas de Transmissão,” Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Outubro de 2009.

Zevallos, Milton, E., Tavares, Maria C., 2009, “Redução das Correntes de Arco Secundário em Sistemas de Transmissão Típicos”, *Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, vol.20, no.3 (July/Setp).

Anexo A

Tabela utilizada no levantamento da curva Corrente de Arco x Tensão de Restabelecimento. Os números sequenciais à esquerda da coluna abaixo, iniciados pelo algarismo 1 até 191, representam um contador para iteração. Os valores mais à direita vão de 0 à 100.000 e indicam o valor da resistência para cada simulação correspondente.

!passo de 100	26, 2500	52, 5100
1, 0	27, 2600	53, 5200
2, 100	28, 2700	54, 5300
3, 200	29, 2800	55, 5400
4, 300	30, 2900	56, 5500
5, 400	31, 3000	57, 5600
6, 500	32, 3100	58, 5700
7, 600	33, 3200	59, 5800
8, 700	34, 3300	60, 5900
9, 800	35, 3400	61, 6000
10, 900	36, 3500	62, 6100
11, 1000	37, 3600	63, 6200
12, 1100	38, 3700	64, 6300
13, 1200	39, 3800	65, 6400
14, 1300	40, 3900	66, 6500
15, 1400	41, 4000	67, 6600
16, 1500	42, 4100	68, 6700
17, 1600	43, 4200	69, 6800
18, 1700	44, 4300	70, 6900
19, 1800	45, 4400	71, 7000
20, 1900	46, 4500	72, 7100
21, 2000	47, 4600	73, 7200
22, 2100	48, 4700	74, 7300
23, 2200	49, 4800	75, 7400
24, 2300	50, 4900	76, 7500
25, 2400	51, 5000	77, 7600

78,	7700	!passo = 10000	134,	43000	
79,	7800	!	135,	44000	
80,	7900	102,	11000	136,	45000
81,	8000	103,	12000	137,	46000
82,	8100	104,	13000	138,	47000
83,	8200	105,	14000	139,	48000
84,	8300	106,	15000	140,	49000
85,	8400	107,	16000	141,	50000
86,	8500	108,	17000	142,	51000
87,	8600	109,	18000	143,	52000
88,	8700	110,	19000	144,	53000
89,	8800	111,	20000	145,	54000
90,	8900	112,	21000	146,	55000
91,	9000	113,	22000	147,	56000
92,	9100	114,	23000	148,	57000
93,	9200	115,	24000	149,	58000
94,	9300	116,	25000	150,	59000
95,	9400	117,	26000	151,	60000
96,	9500	118,	27000	152,	61000
97,	9600	119,	28000	153,	62000
98,	9700	120,	29000	154,	63000
99,	9800	121,	30000	155,	64000
100,	9900	122,	31000	156,	65000
101,	10000	123,	32000	157,	66000
!,		124,	33000	158,	67000
		125,	34000	159,	68000
		126,	35000	160,	69000
		127,	36000	161,	70000
		128,	37000	162,	71000
		129,	38000	163,	72000
		130,	39000	164,	73000
		131,	40000	165,	74000
		132,	41000	166,	75000
		133,	42000	167,	76000

168, 77000
169, 78000
170, 79000
171, 80000
172, 81000
173, 82000
174, 83000
175, 84000
176, 85000
177, 86000
178, 87000
179, 88000
180, 89000
181, 90000
182, 91000
183, 92000
184, 93000
185, 94000
186, 95000
187, 96000
188, 97000
189, 98000
190, 99000
191, 100000

ENDFILE: