



ANÁLISE PARAMÉTRICA DA REDE ELÉTRICA NO ESTUDO DE ZEROS ATRASADOS

Pedro Marcondes de Brito

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis
Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro

Março de 2014

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA REDE ELÉTRICA NO ESTUDO DE ZEROS ATRASADOS

Pedro Marcondes de Brito

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Prof. Sergio Gomes Junior, D.Sc.

Prof. Maria Cristina Dias Tavares, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2014

Brito, Pedro Marcondes de

Análise paramétrica da rede elétrica no estudo de zeros atrasados / Pedro Marcondes de Brito. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2014.

XI, 101 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 76-78.

1. Zero atrasado. 2. Curto-circuito I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por todas as conquistas e por mais um ciclo finalizado em minha vida.

Agradeço em especial a meu pai, Carlos Eduardo Senna de Brito, e a minha mãe, Maria das Graças Duque Marcondes, por toda a dedicação e esforço em garantir a mim e à minha irmã a melhor educação e formação, pelo exemplo de ética e pelos inúmeros sacrifícios realizados pela formação dos filhos.

Agradeço à Marília Médici Félix pelas contribuições neste trabalho, pelo apoio e compreensão nas ocasiões em que precisei, por contribuir decisivamente para todas as conquistas da minha vida e por ter dividido com ânimo os momentos mais difíceis nesses anos de estudo.

Por fim, agradeço aos professores e orientadores, Antonio Carlos Siqueira de Lima e Tatiana Mariano Lessa de Assis, pela orientação no trabalho e pela disponibilidade nos momentos em que precisei.

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

ANÁLISE PARAMÉTRICA DA REDE ELÉTRICA NO ESTUDO DE ZEROS ATRASADOS

Pedro Marcondes de Brito

Março/2014

Orientadores: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

A presente dissertação apresenta o fenômeno de zeros atrasados, descrevendo seus principais conceitos e os estudos que são realizados para detecção do problema. É demonstrada a simulação de um circuito RL juntamente com o programa utilizado nas simulações e a modelagem dos equipamentos neste programa. Os conceitos básicos de equivalentes de rede são descritos e é apresentada uma metodologia para obtenção desses equivalentes de rede. Posteriormente, é feita a avaliação da influência de alguns parâmetros da rede no fenômeno de zeros atrasados. Diversos fatores têm influência direta na amplitude da componente aperiódica adicionada à corrente de curto-circuito simétrica, destacando-se a resistência do arco elétrico na câmara dos disjuntores, a impedância do defeito, a resistência de terra (caminho da componente de sequência zero), os ângulos de fase das tensões internas das máquinas elétricas e os parâmetros das mesmas. Neste sentido, pretende-se identificar quais destes parâmetros têm maior influência nas correntes de curto-circuito assimétricas com zeros atrasados. As simulações são realizadas em um caso real, que é composto por uma parte do sistema de potência da região Sudeste-Centro-Oeste (SE/CO) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

PARAMETRIC ANALYSIS OF ELECTRIC NETWORK ON DELAYED ZEROS STUDIES

Pedro Marcondes de Brito

March/2014

Advisors: Tatiana Mariano Lessa de Assis
 Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

This work presents the phenomenon of delayed current zeros, describing its key concepts and studies that are conducted to detect the problem. The simulation of an RL is presented together circuit with the program used in the simulations and modeling of equipment in this program. The basic concepts of equivalent network are described and a methodology for obtaining such equivalent network is presented. Subsequently, the evaluation of the influence of some network parameters in the delayed current zero phenomenon is made. Several factors have a direct influence on the amplitude of the aperiodic component added to the short-circuit symmetrical current, such as the resistance of the electric arc in the chamber, the fault impedance, the ground resistance (the path of zero sequence component), phase angles of the internal voltages of electric machines and their parameters. The main objective of the research is to identify which of these parameters have the greatest influence on the asymmetrical short-circuit currents with delayed zeros. The simulations are performed on a real case, which is composed of a part of the power system in the Southeast and Midwest Region of Brazilian National Interconnected System (SIN).

SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO	1
I.1 MOTIVAÇÃO	2
I.2 OBJETIVO	2
I.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
I.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	9
CAPÍTULO II CONCEITOS BÁSICOS	11
II.1 SIMULAÇÃO DE CIRCUITO RL	11
II.2 ZERO ATRASADO	20
II.2.1 ESTUDOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS ZEROS ATRASADOS	27
II.3 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO ADOTADA – ATP	30
II.4 EQUIVALENTE DO SISTEMA	31
CAPÍTULO III ANÁLISE DO FENÔMENO	38
III.1 DESCRIÇÃO DA REDE	38
III.1.1 SIMULAÇÕES DIGITAIS	41
III.2 CARACTERÍSTICAS DO DEFEITO	43
III.2.1 TIPOS DE DEFEITO	43
III.2.2 RESISTÊNCIA DE DEFEITO	50
III.3 CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO	52
III.3.1 PONTOS DE OPERAÇÃO DO GERADOR	52
III.3.2 RESISTÊNCIA DE ARMADURA DO GERADOR	55
III.3.3 QUANTIDADE DE GERADORES EM OPERAÇÃO	59
III.4 CARACTERÍSTICAS DO DISJUNTOR	64
III.4.1 RESISTÊNCIA DO ARCO ELÉTRICO NO DISJUNTOR	64
III.4.2 ABERTURA DOS POLOS DO DISJUNTOR	69
CAPÍTULO IV CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	73
IV.1 CONCLUSÕES	73
IV.2 TRABALHOS FUTUROS	74
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
APÊNDICE A ENTRADA DE DADOS DO ATP	79
APÊNDICE B MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS NO ATP	92
APÊNDICE C CURVA DE CAPACIDADE DA MÁQUINA DE SERRA DA MESA	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Circuito RL com excitação senoidal	11
Figura 2 – Corrente simétrica de curto-circuito ($\phi - \theta = 90^\circ$).....	15
Figura 3 – Corrente assimétrica de curto-circuito ($\phi - \theta = 0^\circ$).....	15
Figura 4 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 10 e $\phi - \theta = 0^\circ$	16
Figura 5 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 50 e $\phi - \theta = 0^\circ$	16
Figura 6 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 10 e $\phi - \theta = 30^\circ$	16
Figura 7 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 50 e $\phi - \theta = 30^\circ$	16
Figura 8 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 10 e $\phi - \theta = 60^\circ$	16
Figura 9 – Corrente de curto-circuito com XR igual a 50 e $\phi - \theta = 60^\circ$	16
Figura 10 – Influência da relação XR do sistema com R constante.....	17
Figura 11 – Influência da relação XR do sistema com Z constante.....	17
Figura 12 – Circuito monofásico representando uma máquina, um transformador e uma linha de transmissão	18
Figura 13 – Evolução da corrente de curto-circuito no circuito monofásico representando uma máquina, um transformador e uma linha de transmissão.....	19
Figura 14 – Evolução da corrente assimétrica de curto-circuito e seus parâmetros característicos.....	20
Figura 15 – Circuito considerando operação em vazio do gerador.....	22
Figura 16 – Circuito considerando o gerador alimentando uma carga capacitiva.....	23
Figura 17 – Curto-circuito num zero de tensão da fase A (máxima componente CC na fase A) com transitório de defeito trifásico para bifásico [13]	25
Figura 18 – Curto-circuito no pico de tensão da fase B (fase B totalmente simétrica) e transitório de defeito trifásico para bifásico [13]	26
Figura 19 – Característica tensão-corrente do arco elétrico de um disjuntor de alta-tensão [13]	29
Figura 20 – Função de avaliação $e(t)$ [13]	30
Figura 21 – Figura representando rede interna, barras de fronteira e rede externa [19].....	33
Figura 22 – Rede externa substituída por equivalente	33
Figura 23 – Metodologia para obtenção do equivalente para frequência fundamental	35
Figura 24 – Mapa do sistema elétrico brasileiro configuração 2021 [20]	38
Figura 25 – Mapa geoeletrico da região SE/CO próximo à SE Serra da Mesa [20].....	39
Figura 26 – Sistema equivalente de Serra da Mesa.....	40
Figura 27 – Local de aplicação do defeito na SE Serra da Mesa	43
Figura 28 – Medição do zero atrasado.....	44
Figura 29 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado na fase A	46
Figura 30 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado na fase B	46
Figura 31 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado na fase C	47
Figura 32 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 2 ϕ aterrado e para 3 ϕ aterrado na fase A	48

Figura 33 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase B	48
Figura 34 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase C	49
Figura 35 – Ampliação da comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase C	49
Figura 36 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase A	51
Figura 37 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase B	51
Figura 38 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase C	52
Figura 39 – Condições operativas analisadas.....	53
Figura 40 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase A	54
Figura 41 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase B	55
Figura 42 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase C	55
Figura 43 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase A..	57
Figura 44 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase B..	57
Figura 45 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase C..	58
Figura 46 – Ampliação da influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase C	58
Figura 47 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase A – Caso 1	60
Figura 48 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase B – Caso 1	60
Figura 49 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 1	61
Figura 50 – Ampliação da influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 1	61
Figura 51 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase A – Caso 2	62
Figura 52 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase B – Caso 2	62
Figura 53 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 2	63
Figura 54 – Ampliação da influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 2	63
Figura 55 – Curva de resistência do arco elétrico no disjuntor em função da corrente.....	65
Figura 56 – Curva de resistência do arco elétrico no disjuntor pelo tempo para o caso simulado considerando a abertura do polo	65
Figura 57 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase A	66
Figura 58 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase B	67

Figura 59 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase C	67
Figura 60 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase A	68
Figura 61 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase B	68
Figura 62 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase C	69
Figura 63 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase A	70
Figura 64 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase B	70
Figura 65 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase C	71
Figura 66 – Influência da abertura dos polos do disjuntor	71
Figura 67 – Ampliação da influência da abertura dos polos do disjuntor no momento da abertura do polo da fase B	72
Figura 68 – Diagrama da rede analisada no ATPDraw	91
Figura 69 – Representação esquemática de uma máquina síncrona trifásica [15]	93
Figura 70 – Sistema de eixo em torno de uma massa “i” [15]	95
Figura 71 – Circuito equivalente para um transformador de N enrolamentos	96
Figura 72 – Elemento RL acoplado	97
Figura 73 – PI – Equivalente	98
Figura 74 – Características não-lineares básicas	98
Figura 75 – Formas de onda básicas das fontes de excitação	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados dos geradores.....	41
Tabela 2 – Dados dos transformadores	42
Tabela 3 – Tipos de defeito.....	45
Tabela 4 – Resistência de defeito.....	50
Tabela 5 – Pontos de operação	53
Tabela 6 – Resistência de armadura	56
Tabela 7 – Número de geradores em operação – Caso 1.....	59
Tabela 8 – Número de geradores em operação – Caso 2.....	62
Tabela 9 – Resistência do arco elétrico	69

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

Durante a ocorrência de defeitos nas proximidades de centrais geradoras a primeira passagem das correntes de defeito por zero pode sofrer atrasos da ordem de alguns ciclos, com conseqüente prolongamento do tempo de arco elétrico nas câmaras dos disjuntores. Essa condição é causada pelos elevados valores de X/R , com atenuação rápida das componentes de corrente alternada (CA) e lenta das componentes de corrente contínua (CC) das correntes de curto-circuito, característicos da vizinhança das estações geradoras. Sua ocorrência pode constituir um problema particularmente sério para disjuntores rápidos, com tempo de interrupção nominal da ordem de dois ciclos. Nesses disjuntores o tempo de abertura (intervalo entre o recebimento do sinal de abertura e a efetiva separação dos contatos) é inferior ou igual a um ciclo e meio, enquanto que a sua capacidade interruptora é limitada a um período de cerca de 40 ms a partir do início do movimento dos contatos [1].

A ocorrência de correntes de curto-circuito com zeros atrasados depende, basicamente, de dois fatores [2]:

- a) o grau de assimetria inicial da corrente de curto-circuito e
- b) o decaimento da componente CC da corrente de curto-circuito.

Os principais parâmetros da rede que influenciam o fenômeno de zeros atrasados são: corrente de carga e seu fator de potência, os parâmetros característicos dos geradores bem como, em circuitos trifásicos, as impedâncias externas e sua conexão (forma de ligação dos transformadores, por exemplo), assim como o tipo de defeito.

O tempo para ocorrência da primeira passagem por zero da corrente pode ser reduzido pela diminuição da constante de tempo da componente CC, que resultará no maior amortecimento dessa componente. Tal efeito pode ser obtido pela inserção de uma resistência adicional no circuito. O problema não pode, porém, ser resolvido por meio de resistores de abertura que só têm efeito sensível após a interrupção da corrente pelo disjuntor, o que, por sua vez, só ocorre em seguida à passagem da corrente por zero [2]. Necessita-se, portanto, de uma resistência adicional que seja ativa antes da passagem da corrente por zero. Tal resistência pode ser oferecida pelos arcos elétricos que geralmente se

formam entre fases, ou entre fases e a terra, durante a ocorrência de curtos-circuitos e pelos arcos elétricos que se formam nas câmaras dos disjuntores devido à separação dos contatos dos seus polos.

I.1 Motivação

O constante crescimento da demanda de energia e a reestruturação do setor elétrico trouxeram novos desafios para a operação de sistemas de potência. Num cenário mais competitivo e caracterizado pelas diferentes transações comerciais governadas pelas regras de mercado, as empresas do setor estão se preocupando com os efeitos e consequências da possibilidade de conexões de produtores independentes de energia em subestações já existentes. Tais conexões, originalmente não previstas nos estudos de planejamento, podem acarretar no aumento significativo das correntes de curto-circuito, superando a capacidade de interrupção dos disjuntores já instalados. Recentemente, porém, tem se intensificado no setor elétrico discussões sobre outra modalidade de solicitação de curto-circuito. Trata-se da possibilidade de ocorrência de zeros atrasados em curto-circuito nas barras de baixa e de alta tensão de usinas geradoras.

Ferramentas de simulação por computador como o programa *Alternative Transients Program* (ATP) permite a análise de transitórios eletromagnéticos no domínio do tempo dos múltiplos componentes de uma rede elétrica. Por ser de distribuição essencialmente gratuita, este programa é largamente usado no setor elétrico brasileiro e no setor acadêmico. Todavia, o programa possui algumas limitações como passo de iteração fixo, dificuldade para interagir com outros programas utilizados no setor elétrico como programas de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica, entre outras limitações. Como é inviável a representação e simulação de todo o sistema elétrico no ATP, especialmente devido ao elevado tempo de processamento requerido por causada grande dimensão da rede analisada, é necessário fazer simplificações na rede em estudo. Além destas simplificações, os modelos dos componentes do sistema elétrico introduzem erros provenientes do grau de incerteza de alguns parâmetros, o que motiva a investigação dos zeros atrasados em função dessas incertezas.

I.2 Objetivo

O principal objetivo desta dissertação é avaliar a influência dos seguintes parâmetros na ocorrência de correntes de curto-circuito com zeros atrasados: modo de operação dos geradores; resistência da armadura dos geradores; número de máquinas em operação; tipos

de defeito; resistência de defeito; resistência do arco elétrico no disjuntor e abertura dos polos do disjuntor.

Neste sentido, pretende-se identificar quais destes parâmetros têm maior influência nas correntes de curto-circuito assimétricas com zeros atrasados. Nas simulações é incluída a representação dos elementos físicos que são importantes para o amortecimento das componentes unidirecionais (componente CC) das correntes de curto-circuito. A análise será baseada em simulações de um sistema simplificado e equivalente da subestação de Serra da Mesa, utilizando o programa *Alternative Transients Program* (ATP), com foco no sistema de 500 kV.

I.3 Revisão Bibliográfica

Esta seção destina-se à revisão da literatura e descrição do estado da arte quanto aos principais pontos que irão compor o tema da dissertação.

Testes de curto-circuito têm demonstrado que durante a ocorrência de defeitos nas proximidades de centrais geradoras, a passagem das correntes pelo primeiro zero pode sofrer atrasos da ordem de alguns ciclos. Particularmente na aplicação de disjuntores de alta tensão e atuação rápida, pode ocorrer que este fenômeno possa impedir a abertura normal do disjuntor, com um possível dano para o equipamento e para o sistema.

A referência [3] buscou determinar analiticamente as características da corrente de curto-circuito que passa por um disjuntor durante a interrupção de um defeito progressivo severo no barramento de alta tensão de uma central geradora. Testes de campo conduzidos em 1945 na unidade geradora de 108 MVA de Grand Coulee Dam, Washington, serviram como ponto inicial. As linhas gerais de estudos eram: tentar obter uma correlação razoável entre as correntes de defeito registradas no gerador de Grand Coulee e os dados analíticos obtidos com o pressuposto de um curto-circuito bifásico preceder a um defeito trifásico nos terminais da máquina; desenvolver equações para produzir dados para todos os tipos de defeitos progressivos e, usando o princípio do disjuntor ideal interrompendo zeros-atrasados, indicar como um disjuntor trifásico iria interromper os tipos de defeitos progressivos na barra de alta tensão. Para facilitar os cálculos matemáticos, as contribuições de curto-circuito do sistema foram omitidas, e as resistências do arco elétrico no disjuntor e de defeito não foram consideradas. Os autores chegaram às seguintes conclusões: curtos-circuitos multifásicos progressivos são capazes de produzir componentes aperiódicas substancialmente maiores do que as componentes aperiódicas geradas pelos curtos-circuitos simultâneos; unidades geradoras com X/R maior tendem a sustentar as componentes aperiódicas por mais tempo do que as unidades mais antigas e com X/R

menor; além das elevadas magnitudes das correntes de curto-circuito que podem ser produzidos por defeitos progressivos mais severos, o tempo necessário para a corrente passar por zero pode atrasar a abertura final do circuito. O efeito desses fenômenos sobre o desempenho dos disjuntores em locais próximos a grandes geradores devem ser considerados pelos responsáveis pela sua concepção e aplicação; durante o processo de interrupção multifásico, a abertura sequencial das correntes de curto-circuito reduz significativamente a assimetria, reduzindo assim os tempos de zero atrasado; estudos demonstram que uma pequena resistência de neutro irá produzir amortecimento que ajudará a reduzir o tempo do zero atrasado, sem adição de perdas contínuas.

Em [4], foram analisados para a subestação de Itaipu 550 kV, os defeitos nas proximidades dos geradores, que possuíam disjuntores tipo duplo sopro a SF6. Devido ao grande valor da relação X/R dos geradores e transformadores, existe a possibilidade de ocorrência das correntes de curto-circuito com longa demora de passagem por zero. O maior deslocamento da corrente de curto-circuito dá-se quando as seguintes condições coincidem:

- todos os geradores e apenas uma linha encontram-se em operação;
- os geradores estão operando em estado sub-excitado;
- uma falha trifásica à terra ocorre;
- a falha é localizada na entrada da linha;
- a falha é um defeito não simultâneo e o atraso entre a falha bifásica e a trifásica é de 90° elétricos;
- todos geradores conectados a um disjuntor durante o defeito.

Se a tensão do arco produzido pelo disjuntor é ou não suficientemente alta para forçar o zero de corrente dependerá do projeto da unidade interruptora. O disjuntor tipo duplo-sopro a SF6 foi testado com grande sucesso sob condições de corrente de curto-circuito com demora na passagem por zero no laboratório *Keuring van Elektrotechnische Materialen te Arnhem* (KEMA), na Holanda. Os resultados destes testes foram transferidos para um programa digital e usado para determinar o desempenho deste disjuntor sob todas as possíveis condições de falha em Itaipu [4].

Schramm *et al* [5] apresentam os resultados dos cálculos das correntes de curto-circuito das máquinas síncronas, incluindo as correntes do disjuntor dos serviços auxiliares. Também é avaliada a interrupção destas correntes de curto-circuito considerando o arco elétrico nos disjuntores. Os resultados mostram que o arco elétrico dos disjuntores é

suficiente para tornar a abertura bem sucedida quando a inerente corrente de curto-circuito numa ou em duas fases não atinge o zero durante vários ciclos. Os autores de [5] também concluem que defeitos trifásicos aterrados simultâneos ou não-simultâneos no barramento de baixa tensão do transformador podem resultar em correntes de curto-circuito com zeros atrasados. Se a impedância de defeito é desconsiderada, a interrupção da corrente de curto-circuito por um disjuntor modelado como ideal pode conduzir a uma abertura sem sucesso nas fases com zeros atrasados.

Em [2], os autores validaram através de simulações e testes que o programa *Eletromagnetic Transients Program* (EMTP), desenvolvido pela Bonneville Power Administration (BPA), permitia a correta representação de condições de defeito em sistemas envolvendo centrais geradoras, nos quais possam ocorrer atrasos dos zeros das correntes de curto-circuito. A validade do programa foi demonstrada pela comparação de cálculos digitais com oscilogramas obtidos em testes reais executados no laboratório KEMA. As simulações digitais foram feitas considerando dois tipos de defeitos progressivos e três condições de carga, todas com a máquina operando sub-excitada. Os defeitos progressivos foram: curto-circuito bifásico iniciado no instante de tensão nula entre fases, evoluindo para trifásico para terra 90° elétricos depois, quando a tensão da terceira fase também era nula, e curto-circuito monofásico no instante de tensão nula da fase afetada, evoluindo sucessivamente para bifásico para terra e trifásico para terra, nos instantes de anulação das respectivas tensões. As simulações foram feitas considerando a subestação conversora de Foz do Iguaçu (550 kV, 50 Hz). Com a utilização das características estática (tensão x corrente) do arco elétrico dos disjuntores obtida a partir de testes, foi possível extrapolar o comportamento esperado dos disjuntores a serem utilizados na subestação em estudo para condições cuja reprodução em laboratório seria impossível. Os resultados dos testes e simulações indicam que os disjuntores são capazes de interromper correntes de curto-circuito nas condições mais severas de assimetria previstas, devido à antecipação da passagem dessas correntes por zero produzida pela inserção das resistências dos arcos elétricos formados a partir da separação dos contatos dos disjuntores. Em [2], são mostradas simulações considerando e não considerando a tensão do arco do disjuntor, e verifica-se que o efeito do arco elétrico foi de garantir a interrupção da corrente de curto-circuito, que não ocorreria na sua ausência.

Em [6], são comparadas duas causas do fenômeno zero atrasado: defeitos no terminal do gerador e sincronização fora de fase. Os zeros atrasados causados pela sincronização fora de fase têm causas e características diferentes daquelas observadas nos conhecidos zeros atrasados, associados com falhas terminais dos geradores. O rápido movimento do rotor, variando do ângulo inicial δ_0 para $\delta = 0$, resulta numa pequena componente CA e uma

dominante componente CC quando $\delta = 0$ é atingido. Os zeros atrasados são caracterizados pelo rápido decaimento da componente CA tendo seus valores mínimos no $\delta = 0$. Predominantemente, as correntes CC fluem por alguns períodos nos enrolamentos da armadura.

Os vários parâmetros que influenciam a extensão dos zeros atrasados foram analisados e discutidos em [6]. O parâmetro mais influente é o ângulo inicial δ_0 . Outros importantes parâmetros são a constante de inércia H do conjunto da turbina e a diferença inicial da velocidade da máquina para a velocidade síncrona. A influência da modelagem incorreta do gerador nos resultados foi também demonstrada. Modelar corretamente o gerador é essencial. Desconsiderar os dados transitórios do eixo em quadratura leva a resultados pessimistas, e desconsiderar os dados sub-transitórios do gerador de polos salientes leva a resultados excessivamente otimistas. O efeito do arco elétrico dos disjuntores no atraso da passagem do zero foi analisado e foi feita a comparação entre os disjuntores do gerador e os disjuntores de alta tensão. Se o disjuntor de alta tensão do transformador elevador iniciar a manobra para interromper a corrente de sincronização fora de fase, existe um limite de tempo em que fica difícil ou impossível forçar a passagem da corrente por zero. A tensão do arco elétrico do disjuntor de alta tensão é reduzida pela relação de espiras do transformador elevador a um valor ineficaz para antecipar a passagem da corrente por zero. Este fato tem que ser levado em conta no momento de parametrização dos relés de proteção. Em contraste, o disjuntor do gerador tem um considerável potencial para forçar a passagem da corrente pelo zero. A partir desta comparação, observou-se a necessidade, do ponto de vista da proteção, do uso de disjuntores dos dois lados dos transformadores elevadores. E o disjuntor do gerador deve ser preferencialmente utilizado para operações de sincronização.

A referência [7] apresenta as análises realizadas e os resultados obtidos dos estudos de zero atrasado para os disjuntores de 550 kV da usina/subestação de Xingó. O objetivo principal foi determinar possíveis situações severas com respeito ao atraso da passagem por zero das correntes de curto-circuito de forma a incluí-las nas especificações técnicas e alertar ao fabricante sobre esse aspecto, exigindo assim garantias de que o equipamento atenda satisfatoriamente aos requisitos do sistema. Inicialmente, através do programa de transitórios EMTP, procurou-se apenas analisar situações mais severas em termos de passagem atrasada das correntes de curto-circuito pelo zero. Para esse fim, estudaram-se situações de defeitos trifásicos à terra, simultâneos ou não, no lado de alta tensão dos transformadores elevadores, variando-se o número de máquinas, condições de carregamento antes do defeito, instante de aplicação do curto-circuito e influência de alguns parâmetros das máquinas (X/R e constante de tempo subtransitória de eixo direto (T''_{d0})) e

dos transformadores (X/R). É avaliada também a contribuição do sistema na corrente de curto-circuito e não só a contribuição das máquinas. Posteriormente, reavaliaram-se os casos mais críticos encontrados, considerando o efeito da existência do arco elétrico nos polos do disjuntor a partir do início da abertura mecânica dos contatos, cujas características foram fornecidas pelo fabricante. Conseqüentemente, pode-se estimar o tempo necessário para a completa interrupção da corrente e a adequabilidade do tempo de abertura total desses equipamentos. O disjuntor de 500 kV adquirido para Xingó é do tipo SF6 Puffer Breaker 63 kA com tempo de abertura de 2 ciclos. Nestes disjuntores rápidos, o tempo de separação total dos contatos é igual ou inferior a 1,5 ciclos, a partir do instante do recebimento do comando de abertura. Nas simulações efetuadas, considerou-se o tempo de relé de 1 ciclo (16,67 ms) mais 13 ms para o início da formação do arco. Deste modo, se a passagem da corrente por zero ocorresse dentro dos 24 ms subsequentes, a capacidade interruptora do disjuntor seria plena. Outrossim, caso a passagem ocorresse após o tempo de 53,67 ms a partir do início da aplicação do curto-circuito, estes casos deveriam ser salientados, afim de que estas situações fossem informadas ao fabricante, que deveria tomar medidas necessárias de modo a garantir a interrupção da corrente de defeito.

Em função das características da conexão da Usina Hidrelétrica de Segredo ao sistema de transmissão, a ocorrência de correntes de curto-circuito assimétricas e com deslocamento tal que não haja a passagem pelo zero nos primeiros ciclos foi investigada em [8]. O objetivo foi determinar a correta especificação dos disjuntores da subestação da usina. A usina não tem subestação junto à casa de força, mas apenas uma subestação para a usina e para o sistema de transmissão situada a 1,6 km da usina. A conexão da usina a esta subestação é feita por quatro linhas de transmissão de 500 kV, sendo uma linha para cada máquina, havendo disjuntores para as linhas apenas na subestação, a qual tem arranjo tipo disjuntor e meio. A conexão direta da máquina e do transformador elevador à subestação por meio de linha de transmissão com disjuntores afastados levou, desde o início dos estudos, a uma preocupação maior com as características destes disjuntores, já que a relação X/R seria alta e, portanto, a corrente de curto-circuito assimétrica tenderia a apresentar uma característica diferente daquela prevista em norma. Para comprovar a capacidade de interrupção do disjuntor à pior condição encontrada nos estudos foram efetuados ensaios de interrupção de corrente com zeros atrasados nos laboratórios do KEMA, na Holanda. Os resultados dos ensaios apresentaram diferenças em relação à amplitude mínima garantida para a interrupção e a corrente prospectiva dos estudos. Posteriormente, com os valores de tensão de arco obtidos dos resultados dos ensaios, novas simulações foram efetuadas, verificando-se que os disjuntores teriam condições de interromper a corrente assimétrica para a pior condição de zeros atrasados.

A Resolução Normativa 158/2005 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estabelecem o processo de análise de superação de equipamentos e instalações da rede básica, assim como de instalações de impacto sistêmico da distribuição e geração. O processo de análise de superação é realizado cooperativamente entre os Agentes envolvidos e o ONS. Os critérios e processo de análise de superação de disjuntores, seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, transformadores de aterramento, barramentos, malhas de terra e cabos para-raios de linhas de transmissão foram definidos de forma cooperativa entre transmissoras e o ONS através do Grupo de Trabalho de Análise de Superação de Equipamentos (GT-AS). Recentemente, porém, tem se intensificado no setor elétrico discussões sobre outra modalidade de solicitação de curto-circuito. Trata-se da possibilidade de ocorrência de zeros atrasados em curto-circuito nas barras de baixa e de alta tensão de usinas geradoras. Esta discussão chamou atenção do Operador, pois caso os zeros atrasados de fato se configurassem uma situação de defeito comprovadamente factível de ocorrência na prática, seria necessário empreender grande esforço de análise para verificar a possibilidade de ocorrência deste tipo de fenômeno em mais de 200 barras do Sistema Interligado Nacional (SIN), correspondentes às usinas despachadas centralizadamente pelo ONS. Caso se confirmasse a superação de disjuntores por este tipo de solicitação, haveria a necessidade de se indicar a substituição de grande número de disjuntores existentes, o que redundaria em elevados custos para o sistema e longo prazo para a viabilização das respectivas obras. Desta forma, ficou claro para o Operador que havia a necessidade de aprofundar a discussão deste tema visando esclarecer os questionamentos e dúvidas existentes. Neste sentido, o ONS organizou um *workshop* em novembro de 2009, com a presença de Agentes e fabricantes de equipamentos de alta tensão, para a troca de experiências sobre critérios de estudos, especificação de equipamentos, considerando possibilidade de correntes com zeros atrasados e questões tecnológicas relacionadas. Tais subsídios, aliados às investigações e estudos realizados adicionalmente pelo ONS formam a base das discussões apresentadas em [9]. A tradição de planejamento para o detalhamento de instalações é a de se utilizar como critério de estudos as condições que maximizam as solicitações sobre os equipamentos. Tal estratégia é geralmente bem vinda, a menos que as solicitações decorrentes de sua aplicação encontrem-se no limiar da tecnologia dos equipamentos, resultando em soluções de muito alto custo para as instalações. Na realidade, existem duas condições de falha passíveis de estabelecimento de zeros atrasados:

a) energização do disjuntor contra chave de terra fechada, ou contra hastes de aterramento não retiradas após manutenção e

b) queda dos cabos de linha de transmissão ao solo, o que pode ser decorrência de queda de torre de transmissão.

As investigações realizadas em [9] por modelagem estatística do instante de estabelecimento do defeito evolutivo em cada fase demonstrou que os resultados obtidos pela modelagem determinística, habitualmente adotada para este tipo de estudo, possui probabilidade de ocorrência menor ou igual a 1%. Entretanto, a probabilidade de ocorrência do fenômeno de zeros atrasados deve adicionalmente levar em consideração as probabilidades dos seguintes eventos:

a) ocorrência do defeito evolutivo em si;

b) subestação operando em condições topológicas que limitem a corrente passante no disjuntor a apenas a corrente fornecida pelo gerador e

c) gerador operando na região de sua curva de capacidade correspondente à geração de máxima potência reativa e mínima potência ativa, esta última limitada pela turbina.

A combinação destes eventos de baixa probabilidade fazem com que o fenômeno de zeros atrasados seja de baixíssima probabilidade de ocorrência. Do ponto de vista da modelagem para simulação de zeros atrasados, recomenda-se a inclusão dos amortecimentos inerentes ao circuito de defeito. A resistência do arco do disjuntor, a resistência do arco de defeito, as resistências de retorno pela terra, a resistência de cabos para-raios de linhas de transmissão, assim como as resistências de malha de terra da subestação influenciam fortemente os resultados obtidos e por isto não devem ser desprezadas na modelagem do fenômeno. Com base em toda a discussão sobre este tema levada a termo nos últimos anos, os autores de [9] concluíram por não haver necessidade de inclusão de zeros atrasados como tipo de defeito a ser investigado em estudos de superação de disjuntores. Porém, o tema zeros atrasados ainda gera controvérsias e não existe um claro consenso sobre os critérios mais adequados para a sua determinação, com vistas à definição de requisitos para desempenho de disjuntores de alta tensão. Situações de solicitação limites, como as decorrentes de zeros atrasados, devem ser cuidadosamente analisadas, o que passa necessariamente pela discussão mais aprofundada de critérios para estudos de dimensionamento.

I.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em quatro capítulos, além de dois apêndices que serão sucintamente descritos a seguir:

No Capítulo II é feita a apresentação do fenômeno de zeros atrasados, além da descrição dos conceitos básicos e dos estudos que são realizados para detecção do problema. É apresentada uma simulação de um circuito RL para melhor entendimento do leitor, juntamente com o programa utilizado. São descritos os conceitos de equivalente de rede e é apresentada uma metodologia básica para obtenção desses equivalentes de rede

O Capítulo III apresenta o sistema de Serra da Mesa, que será utilizado no estudo. Além disso, é apresentada a análise das influências de alguns parâmetros da rede no fenômeno de zeros atrasados.

Finalmente, o Capítulo IV apresenta as conclusões obtidas com as análises realizadas e propõe sugestões de trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta a entrada de dados do programa ATP de um caso analisado e o diagrama da rede analisada no programa ATPDraw.

O Apêndice B apresenta os modelos dos componentes do sistema elétrico disponibilizados no ATP.

O Apêndice C apresenta a curva de capacidade da máquina de Serra da Mesa.

Parte dos resultados expostos nesta dissertação será apresentada no décimo terceiro Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (XIII SEPOPE), que ocorrerá, em Foz do Iguaçu, de 18 a 21 de maio de 2014. A referência completa do artigo aceito para apresentação é a seguinte:

P.M. Brito, A.C.S. Lima e T.M.L. Assis, "Influência das Características dos Geradores e do Sistema de Transmissão na Ocorrência de Correntes de Curto-Circuito com Zeros Atrasados", XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Foz do Iguaçu, 2014.

CAPÍTULO II

CONCEITOS BÁSICOS

II.1 Simulação de Circuito *RL*

Durante a ocorrência de um curto-circuito num sistema de potência, a corrente que circula é determinada pelas forças eletromotrizes internas das máquinas do circuito, por suas impedâncias e pelas impedâncias do circuito situadas entre as máquinas e o defeito. A corrente que circula numa máquina síncrona imediatamente após a ocorrência de um defeito, a que circula alguns poucos ciclos após, e a que persiste, ou de regime permanente (sustentada), diferem consideravelmente, por causa do efeito da corrente de armadura no fluxo que gera a tensão na máquina. A corrente varia de maneira relativamente lenta desde seu valor inicial até o valor em regime permanente [10].

Um dado importante para a especificação da corrente de curto-circuito é a assimetria que ela pode apresentar, dependendo do valor da tensão no ponto de aplicação do curto-circuito, no instante da sua ocorrência. Em primeira aproximação, se a tensão no momento do defeito for nula, a assimetria será máxima. A componente contínua da corrente de curto-circuito, responsável por essa assimetria, decai exponencialmente, sendo sua constante de tempo função da relação X/R da rede [11].

A corrente assimétrica de curto-circuito pode ser entendida através da análise do circuito *RL*, como da Figura 1.

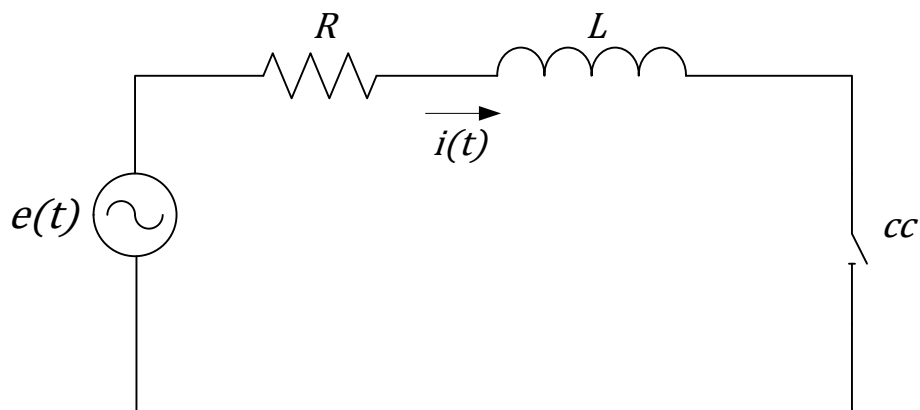


Figura 1 – Circuito *RL* com excitação senoidal

O comportamento da corrente $i(t)$ no circuito representado na Figura 1 e no qual a chave *cc* fecha no instante $t = 0$ é descrito pela equação diferencial

$$e(t) = L \frac{di}{dt} + Ri(t) \quad (1)$$

sendo

$$e(t) = E_{max} \text{sen}(\omega t + \phi) \quad (2)$$

onde, $e(t)$ – tensão em função do tempo, $i(t)$ – corrente em função do tempo, R – resistência e L – indutância.

Aplicando a transformada de Laplace:

$$E(s) = RI(s) + sLI(s) + Li_0 \quad (3)$$

Usando a identidade trigonométrica:

$$\text{sen}(\omega t + \phi) = \text{sen}(\omega t)\cos\phi + \text{sen}\phi\cos(\omega t) \quad (4)$$

Supondo $i_0 = 0$, por simplicidade:

$$\mathcal{L}[\text{sen}(\omega t + \phi)] = \frac{\omega}{(s^2 + \omega^2)} \cos\phi + \frac{s}{(s^2 + \omega^2)} \text{sen}\phi = \frac{\omega \cos\phi + s \text{sen}\phi}{(s - j\omega)(s + j\omega)} \quad (5)$$

De (3) e (5), obtemos:

$$I(s) = \frac{E_{max}}{L} \frac{\omega \cos\phi + s \text{sen}\phi}{(s - j\omega)(s + j\omega)(s + \frac{R}{L})} \quad (6)$$

Os polos dessa função racional são:

$$\lambda_1 = \pm j\omega \text{ e } \lambda_2 = -\frac{R}{L}$$

Expandindo em frações parciais:

$$\frac{\omega \cos\phi + s \text{sen}\phi}{(s - j\omega)(s + j\omega)(s + \frac{R}{L})} = \frac{A}{(s - j\omega)} + \frac{A^*}{(s + j\omega)} + \frac{B}{(s + \frac{R}{L})} \quad (7)$$

Assim,

$$A = \left. \frac{\omega \cos\phi + s \text{sen}\phi}{(s + j\omega)(s + \frac{R}{L})} \right|_{s=j\omega} = \frac{\omega \cos\phi + j\omega \text{sen}\phi}{j2\omega(j\omega + \frac{R}{L})} \quad (8)$$

$$A^* = \frac{\omega \cos \phi + s \operatorname{sen} \phi}{(s - j\omega)(s + \frac{R}{L})} \Big|_{s=-j\omega} = \frac{\omega \cos \phi - j\omega \operatorname{sen} \phi}{-j2\omega(-j\omega + \frac{R}{L})} \quad (9)$$

$$B = \frac{\omega \cos \phi + s \operatorname{sen} \phi}{(s - j\omega)(s + j\omega)} \Big|_{s=-\frac{R}{L}} = \frac{\omega \cos \phi - \frac{R}{L} \operatorname{sen} \phi}{\omega^2 + (\frac{R}{L})^2} \quad (10)$$

$$I(s) = \frac{E_{max}}{L} \left[\frac{\omega \cos \phi + j\omega \operatorname{sen} \phi}{j2\omega(j\omega + \frac{R}{L})(s - j\omega)} + \frac{\omega \cos \phi - j\omega \operatorname{sen} \phi}{-j2\omega(-j\omega + \frac{R}{L})(s + j\omega)} + \frac{\omega \cos \phi - \frac{R}{L} \operatorname{sen} \phi}{(\omega^2 + (\frac{R}{L})^2)(s + \frac{R}{L})} \right] \quad (11)$$

$$I(s) = E_{max} \left[\frac{\cos \phi + j \operatorname{sen} \phi}{j2(j\omega L + R)(s - j\omega)} + \frac{\cos \phi - j \operatorname{sen} \phi}{-j2(-j\omega L + R)(s + j\omega)} + \frac{\omega L \cos \phi - R \operatorname{sen} \phi}{[(\omega L)^2 + R^2](s + \frac{R}{L})} \right] \quad (12)$$

Sendo:

$$R + j\omega L = |Z|e^{j\theta} = |Z|(\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta)$$

$$\tan \theta = \frac{\omega L}{R}$$

$$\cos \phi + j \operatorname{sen} \phi = e^{j\phi}$$

Simplificando:

$$I(s) = E_{max} \left[\frac{e^{j\phi}}{2|Z|e^{j\theta}e^{j\frac{\pi}{2}}(s - j\omega)} + \frac{e^{-j\phi}}{2|Z|e^{-j\theta}e^{-j\frac{\pi}{2}}(s + j\omega)} + \frac{\frac{\omega L}{R} \cos \phi - \operatorname{sen} \phi}{R \left(1 + \left(\frac{\omega L}{R}\right)^2\right)(s + \frac{R}{L})} \right] \quad (13)$$

$$I(s) = E_{max} \left[\frac{e^{j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s - j\omega)} + \frac{e^{-j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s + j\omega)} + \frac{\left(\frac{\operatorname{sen} \theta \cos \phi - \cos \theta \operatorname{sen} \phi}{\cos \theta}\right)}{R(1 + \tan^2 \theta)(s + \frac{R}{L})} \right] \quad (14)$$

$$I(s) = E_{max} \left[\frac{e^{j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s - j\omega)} + \frac{e^{-j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s + j\omega)} + \frac{\left(\frac{\operatorname{sen} \theta \cos \phi - \cos \theta \operatorname{sen} \phi}{\cos \theta}\right)}{R \frac{1}{\cos^2 \theta} (s + \frac{R}{L})} \right] \quad (15)$$

$$I(s) = E_{max} \left[\frac{e^{j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s - j\omega)} + \frac{e^{-j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|(s + j\omega)} + \frac{\operatorname{sen}(\theta - \phi)}{|Z|(s + \frac{R}{L})} \right] \quad (16)$$

A transformada inversa de Laplace para $I(s)$ é:

$$i(t) = E_{max} \left[\frac{e^{j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|} e^{j\omega t} + \frac{e^{-j(\phi-\theta-\frac{\pi}{2})}}{2|Z|} e^{-j\omega t} + \frac{\text{sen}(\theta - \phi)}{|Z|} e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (17)$$

Simplificando:

$$i(t) = \frac{E_{max}}{|Z|} \left[\frac{e^{j(\omega t + \phi - \theta - \frac{\pi}{2})}}{2} + \frac{e^{-j(\omega t + \phi - \theta - \frac{\pi}{2})}}{2} + \text{sen}(\theta - \phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (18)$$

$$i(t) = \frac{E_{max}}{|Z|} \left[\cos(\omega t + \phi - \theta - \frac{\pi}{2}) + \text{sen}(\theta - \phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (19)$$

Finalmente,

$$i(t) = \frac{E_{max}}{|Z|} \left[\text{sen}(\omega t + \phi - \theta) + \text{sen}(\theta - \phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (20)$$

O primeiro termo da equação (20) varia senoidalmente com o tempo, ou seja uma componente periódica geralmente referida como componente CA. Já o segundo termo é aperiódico e decresce exponencialmente com uma constante de tempo L/R , sendo frequentemente denominado componente CC. O termo senoidal é considerado o valor de regime permanente da corrente num circuito RL para uma dada tensão aplicada. Se o valor da componente de regime não for zero quando $t = 0$, a componente CC aparece na solução a fim de satisfazer a condição física de ter-se a corrente igual a zero quando do fechamento da chave. Note que a componente CC não existe se o circuito for fechado num ponto da curva de tensão máxima, o que corresponderia ao valor em regime permanente de corrente nulo. A Figura 2 apresenta a corrente em função do tempo quando $\phi - \theta = 90^\circ$. Se a chave for fechada num ponto da curva de tensão igual a zero, a componente CC terá seu máximo valor inicial, que é igual ao valor máximo da componente senoidal. A Figura 3 mostra a variação da corrente com o tempo quando $\phi - \theta = 0^\circ$. A componente CC pode ter qualquer valor desde zero até $|E_{max}|/|Z|$, dependendo do valor instantâneo da tensão quando o circuito é fechado e do fator de potência do circuito [10].

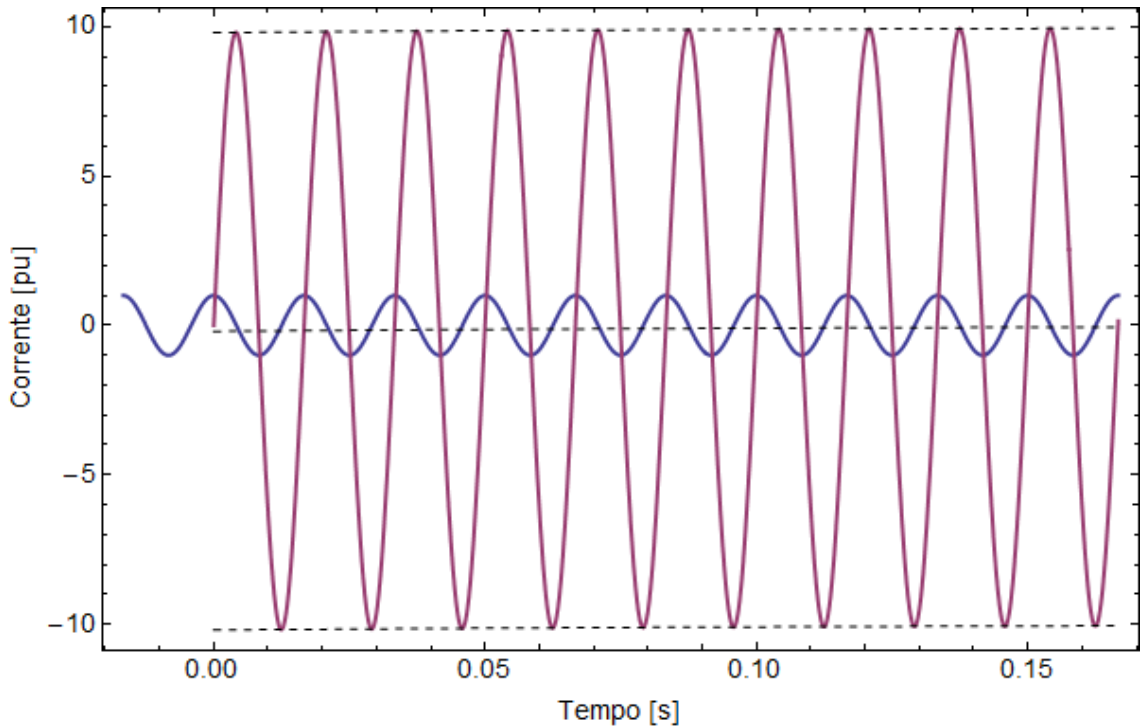


Figura 2 – Corrente simétrica de curto-circuito ($\phi - \theta = 90^\circ$)

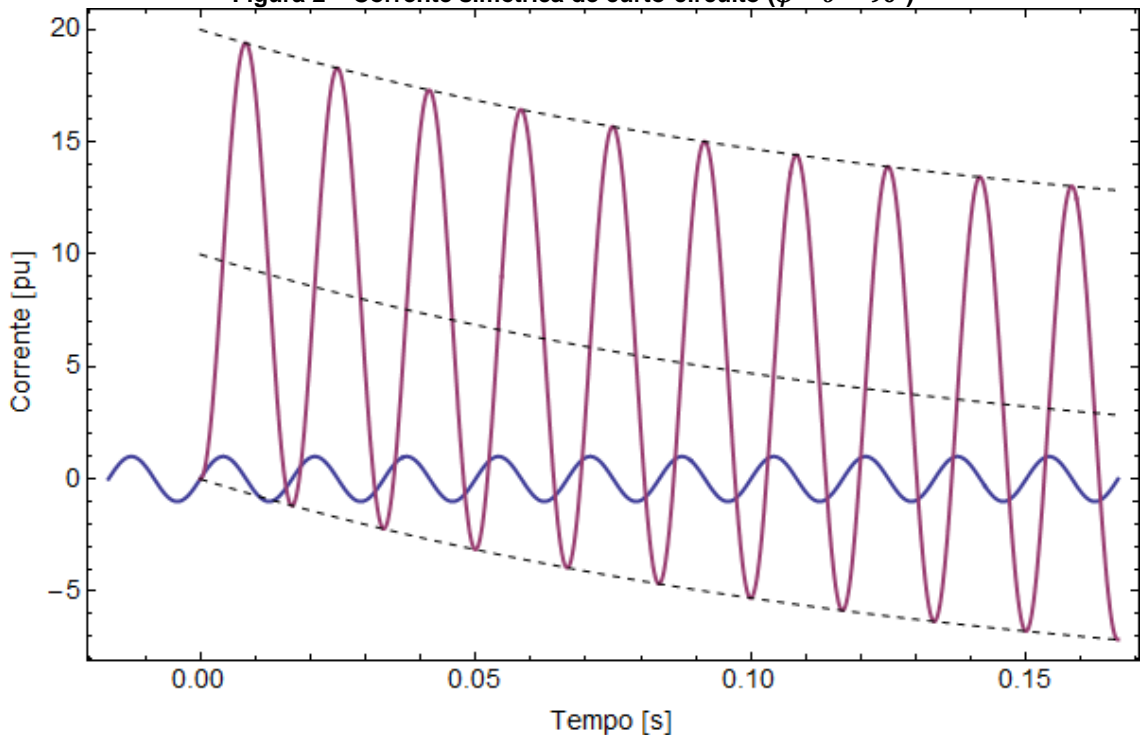


Figura 3 – Corrente assimétrica de curto-circuito ($\phi - \theta = 0^\circ$)

O instante de aplicação do defeito e a relação X/R do sistema são preponderantes para a assimetria da corrente de curto-circuito. A Figura 4 ilustra a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 10$ e instante de aplicação do defeito em 0° . Já a Figura 5 apresenta a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 50$ e instante de aplicação do defeito em 0° . A Figura 6 ilustra a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 10$ e instante de aplicação do defeito em 30° . Já a Figura

7 apresenta a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 50$, porém com instante de aplicação do defeito em 30° . A Figura 8 ilustra a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 10$ e instante de aplicação do defeito em 60° . Já a Figura 9 apresenta a evolução da corrente de curto-circuito para o sistema com $X/R = 50$ e instante de aplicação do defeito em 60° .

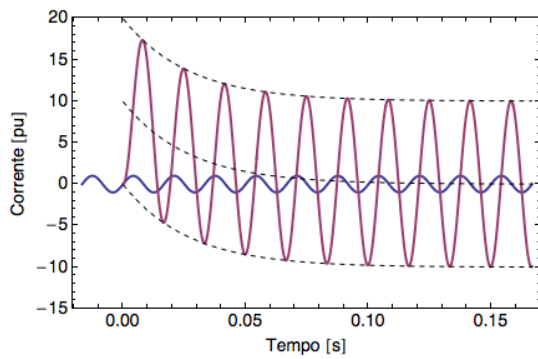


Figura 4 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 10 e $\phi - \theta = 0^\circ$

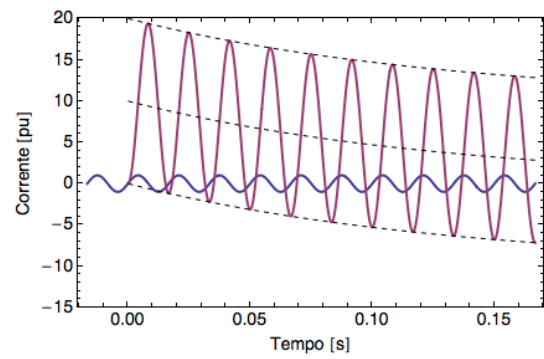


Figura 5 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 50 e $\phi - \theta = 0^\circ$

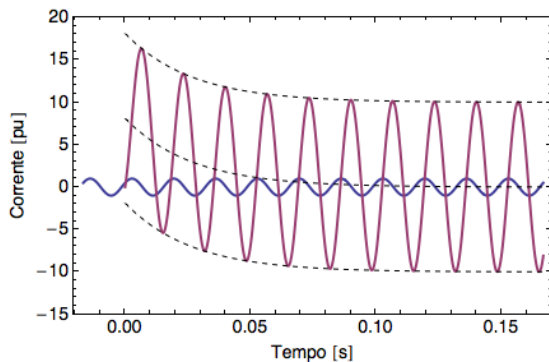


Figura 6 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 10 e $\phi - \theta = 30^\circ$

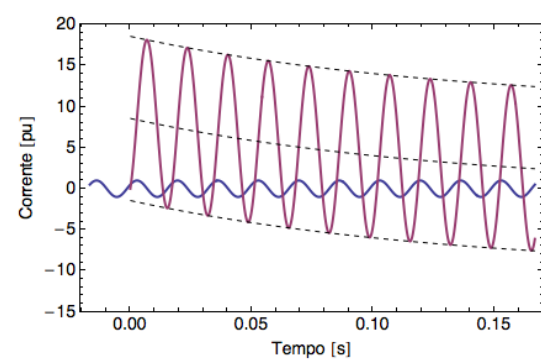


Figura 7 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 50 e $\phi - \theta = 30^\circ$

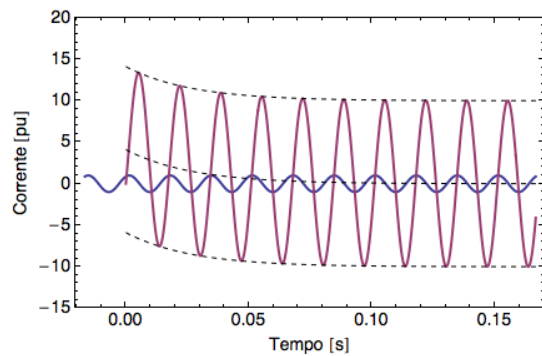


Figura 8 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 10 e $\phi - \theta = 60^\circ$

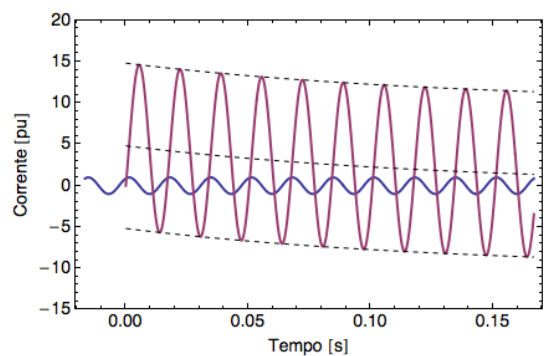


Figura 9 – Corrente de curto-circuito com X/R igual a 50 e $\phi - \theta = 60^\circ$

Observa-se que, quanto maior a relação X/R menor será o decaimento da componente CC da corrente de curto-circuito. Nota-se também que, a assimetria é maior quando o instante de aplicação do defeito é próximo ao instante de tensão nula.

Para avaliar ainda mais a influência da relação X/R sobre a assimetria da corrente de curto-circuito, variou-se esta relação de duas maneiras: uma considerando a resistência constante e outra considerando a impedância constante. A Figura 10 apresenta a influência da relação X/R do sistema sobre a assimetria da corrente de curto-circuito considerando a resistência constante entre os casos simulados. Já a Figura 11 demonstra a influência da relação X/R do sistema sobre a assimetria da corrente de curto-circuito considerando a impedância constante entre os casos simulados.

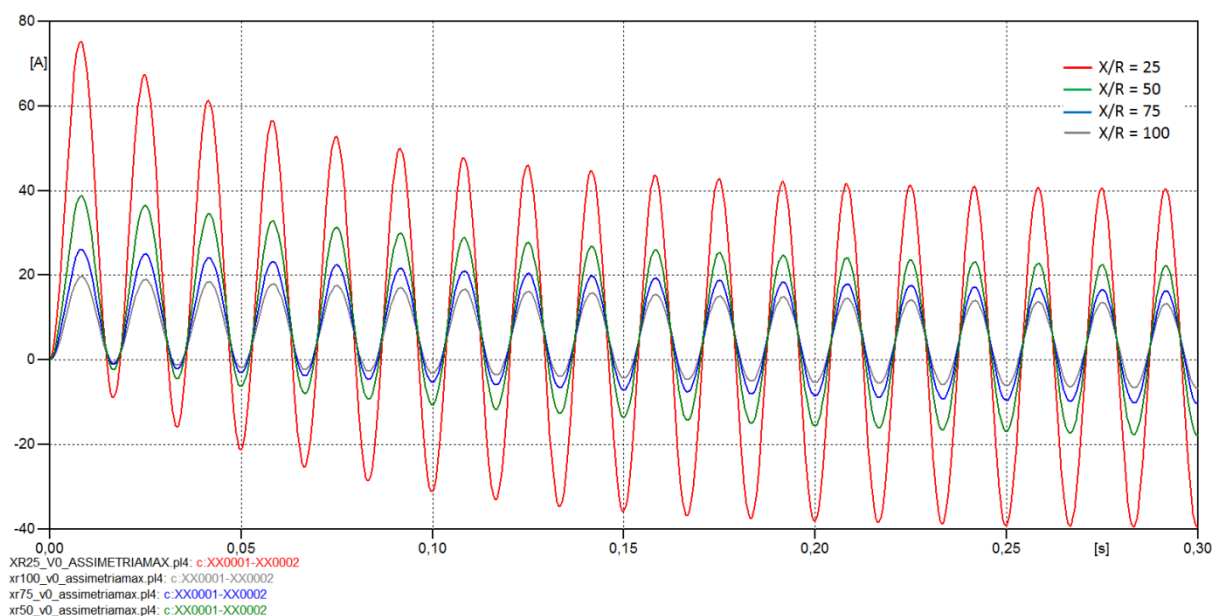


Figura 10 – Influência da relação X/R do sistema com R constante

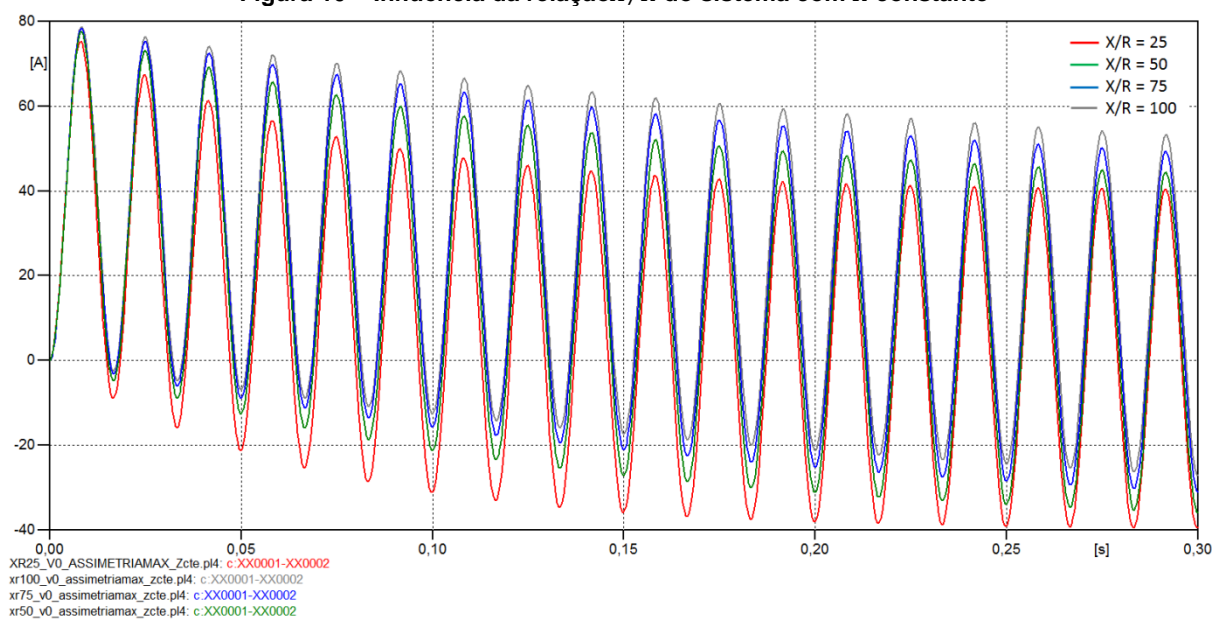


Figura 11 – Influência da relação X/R do sistema com Z constante

A curva vermelha representa um sistema com $X/R = 25$, a verde com $X/R = 50$, já o sistema com $X/R = 75$ é representado pela curva azul e o sistema com $X/R = 100$ pela curva cinza. Quanto menor o valor de X/R , maior será o valor de pico máximo da corrente assimétrica, considerando a resistência constante (Figura 10). Isto ocorre porque a amplitude da corrente $|I_{max}|$ é inversamente proporcional à impedância $|Z|$ do sistema. Entretanto, quanto maior o valor de X/R , menor será o amortecimento imposto a componente CC da corrente de curto-circuito devido à constante de tempo associada ao amortecimento ser uma função da relação L/R .

Para demonstrar que o comportamento do sistema elétrico é análogo a um circuito RL , consideremos o circuito monofásico, apresentado na Figura 12, que consiste na combinação de resistências, reatâncias e capacitâncias para representação de uma rede simples considerando uma máquina, um transformador e uma linha de transmissão (LT). R_a e X''_d representam a resistência de armadura e a reatância subtransitória da máquina, respectivamente. O transformador é representado através de sua reatância vista do primário para o secundário (X_{ps}) e a linha de transmissão é modelada através de parâmetros distribuídos representada por R_{LT} , X_{LT} e Y_{LT} , apesar de na Figura 12 estar representado como o modelo PI. Para a simulação a seguir, foram utilizados os dados dos equipamentos elétricos do sistema que será apresentado no Capítulo III.

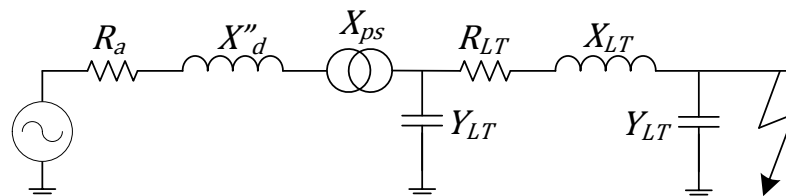


Figura 12 – Circuito monofásico representando uma máquina, um transformador e uma linha de transmissão

A Figura 13 apresenta a evolução da corrente de curto-circuito no circuito monofásico. O curto-circuito foi aplicado no final da linha de transmissão e no instante de tensão nula.

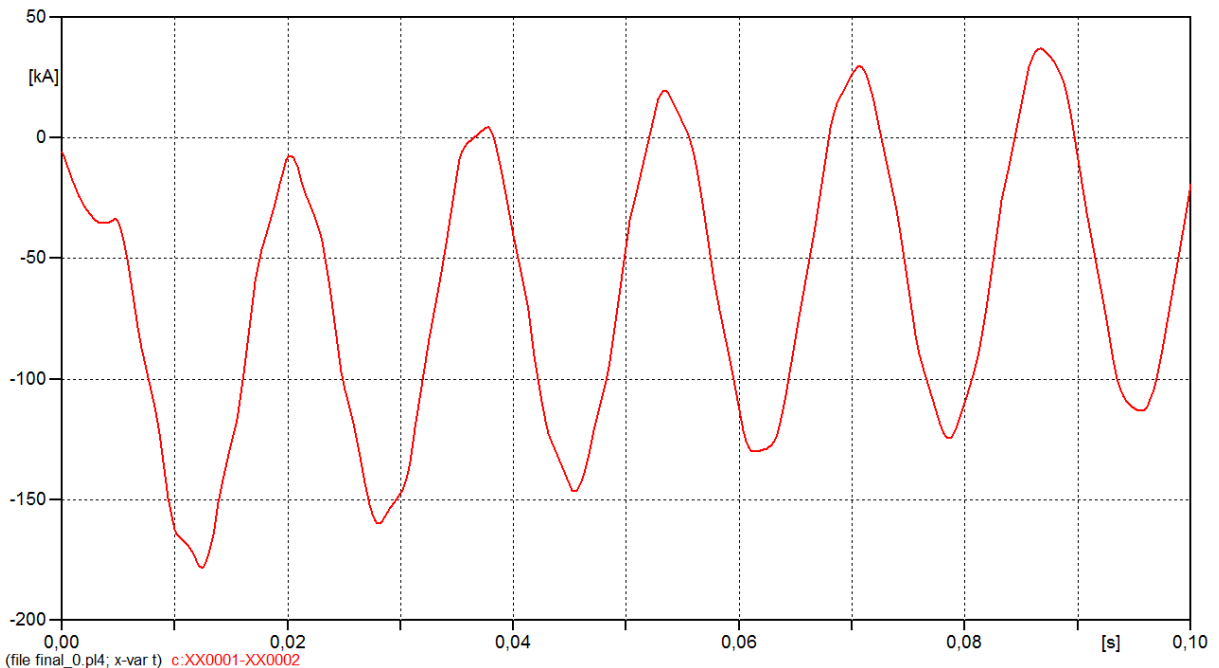


Figura 13 – Evolução da corrente de curto-circuito no circuito monofásico representando uma máquina, um transformador e uma linha de transmissão

Observa-se que, a evolução da corrente de curto-circuito do caso do sistema elétrico é análoga à evolução da corrente de curto-circuito de um sistema simples RL . Na Figura 13 já são observados os transitórios eletromagnéticos da linha de transmissão, já que ela foi modelada com parâmetros distribuídos.

Conforme já visto, as correntes de curto-circuito podem ser consideradas como constituídas por uma componente periódica, geralmente referida como componente CA e uma componente aperiódica frequentemente denominada componente CC. Durante o processo de interrupção de um curto-circuito por um disjuntor trifásico, a corrente em duas ou três fases terão certo grau de assimetria, que dependerá do tipo de defeito e do instante de sua ocorrência. Como o processo de interrupção em cada polo do disjuntor é independente dos demais, é necessário que cada polo seja capaz de operar satisfatoriamente na eventualidade da ocorrência simultânea dos valores mais desfavoráveis possíveis das componentes CA e CC na respectiva fase. A Figura 14 permite visualizar a evolução da corrente assimétrica de curto-circuito e seus parâmetros característicos.

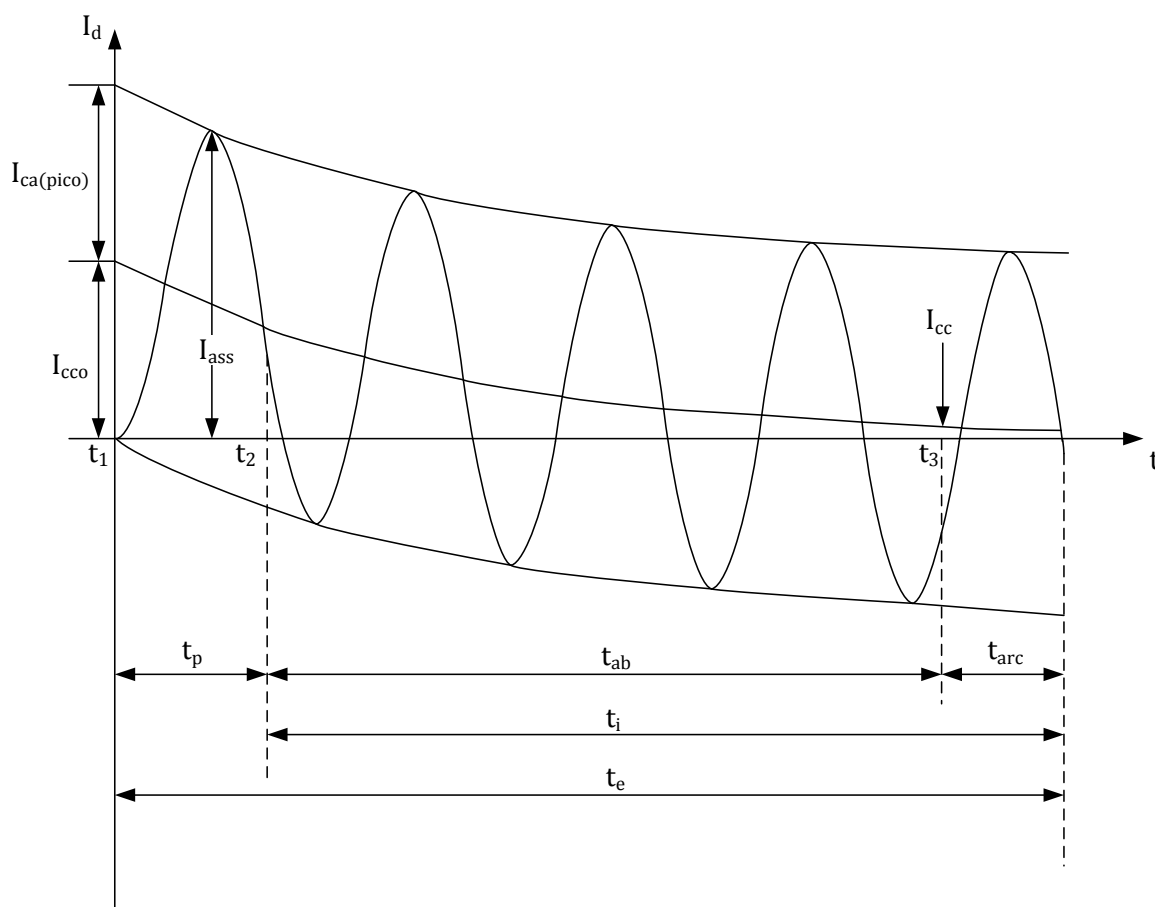


Figura 14—Evolução da corrente assimétrica de curto-circuito e seus parâmetros característicos

Onde, t_1 – instante da ocorrência de defeito, t_2 – instante da energização da bobina de abertura do disjuntor, t_3 – instante da separação dos contatos do disjuntor, t_4 – instante da interrupção da corrente, t_p – tempo de atuação da proteção, t_{arc} – tempo de duração do arco elétrico, t_i – tempo de interrupção do defeito pelo disjuntor, t_e – tempo de eliminação do defeito pelo disjuntor, $I_{ca(pico)}$ – valor de crista da componente CA da corrente de defeito, I_{cco} – valor inicial da componente CC da corrente de defeito, I_{cc} – valor da componente CC da corrente de defeito no instante de separação dos contatos disjuntor e I_{ass} – valor de pico máximo da corrente assimétrica.

II.2 Zero Atrasado

Apesar dos esforços térmicos e mecânicos causados pela corrente de curto-circuito serem levados em consideração quando do dimensionamento do sistema, estes esforços são indesejáveis às instalações. Portanto, todo curto-circuito deve ser eliminado o mais rapidamente possível. É condição necessária para que um disjuntor interrompa um curto-circuito que a corrente passe por zero. Isto é o que naturalmente ocorre. Entretanto, quando um curto-circuito ocorre nas proximidades de grandes centros de geração de energia

elétrica, ou mesmo de grandes compensadores síncronos, pode ocorrer que a corrente não cruze o zero por poucos ou vários ciclos, dependendo da severidade do defeito e das características do sistema. Uma vez que nestes tipos de instalações os disjuntores devem interromper a corrente de curto-circuito o mais rápido possível, tanto para reduzir os esforços provocados por esta corrente como para evitar instabilidade do sistema, o atraso do zero de corrente é um inconveniente e deve ser objeto de estudos para subsidiar a especificação do disjuntor. Em casos de corrente com zero atrasado, a solução que tem sido frequentemente adotada é projetar o disjuntor de maneira que ele force a passagem da corrente por zero no tempo desejado. Caso o disjuntor não esteja apto a interromper uma corrente de curto-circuito com zero atrasado, pode danificar-se ao tentar fazê-lo [12].

A corrente de curto-circuito é composta de duas componentes: componente alternada simétrica (CA) e componente contínua (CC). A componente alternada é função, dentre outros parâmetros, das reatâncias subtransitória, transitória e síncrona, vistas do ponto de defeito, enquanto que a componente contínua é função da relação X/R vista do ponto de defeito e do instante em que ocorre o curto-circuito. A corrente de curto-circuito nos terminais de uma máquina síncrona pode ser obtida pela seguinte expressão [12]:

$$I(t) = \underbrace{\sqrt{2}(I'' - I')e^{-t/T''_d} \text{sen}(\omega t - \alpha) + (I' - I)e^{-t/T'_d} \text{sen}(\omega t - \alpha) + I \text{sen}(\omega t - \alpha)}_{(I)} + \underbrace{I''e^{-t/T_g} \text{sen} \alpha}_{(II)} \quad (21)$$

sendo,

$$T''_d = \frac{X''_d}{X'_d} T''_{d0}, T'_d = \frac{X'_d}{X_d} T'_{d0} \text{ e } T_g = \frac{X''_d}{\omega R_a}$$

E onde, I – valor eficaz da componente síncrona, I' – valor eficaz da componente transitória, I'' – valor eficaz da componente subtransitória, α – ângulo de fase da corrente no instante do defeito, T''_{d0} – constante de tempo da componente subtransitória da máquina em vazio, T'_{d0} – constante de tempo da componente transitória da máquina em vazio, T_g – constante de tempo da componente CC, X_d – reatância síncrona de eixo direto, X'_d – reatância transitória de eixo direto, X''_d – reatância subtransitória de eixo direto, ω – frequência angular e R_a – resistência da armadura.

Em (21), o termo (I) corresponde à componente CA, composta pelas componentes subtransitória, transitória e síncrona, enquanto que o termo (II) corresponde à componente CC.

No instante da ocorrência de um curto-circuito, a corrente tende a passar bruscamente do seu valor pré-defeito para um valor máximo. Devido à característica indutiva do circuito, para se opor a esta variação brusca de corrente, surge a componente CC, causando uma assimetria da corrente total que é composta pela soma das componentes CA e CC. O cruzamento da corrente total por zero depende da relação entre as constantes de tempo das componentes CA e CC. A corrente total não cruzará o zero enquanto for positiva a soma algébrica dos valores das componentes CA e CC, nos instantes correspondentes aos mínimos da componente CA, ou seja, o zero atrasado somente poderá ocorrer se $T''_d < T_g$ [12].

A otimização dos projetos de grandes geradores e compensadores síncronos acarreta uma redução da constante de tempo subtransitória e dos valores da relação X/R . Portanto, as proximidades destas instalações são pontos propícios para a ocorrência de correntes de curto-circuito com zero atrasado.

Outro ponto que não pode deixar de ser considerado, em uma análise de zero atrasado, é a condição operativa da máquina. Consideremos um circuito simples, apresentado na Figura 15, consistindo numa combinação de resistências, representadas por R , e indutâncias de geradores e transformadores, representadas por L . Se, em condições de operação em vazio, um curto-circuito for iniciado no instante em que a tensão ($e(t)$) for mínima, o valor da componente CA da corrente indutiva de defeito será máximo. Como a corrente não pode mudar bruscamente de valor num circuito indutivo, uma componente CC será produzida para manter nulo o valor inicial de corrente de defeito. A componente contínua será amortecida segundo uma constante de tempo τ determinada pela relação X/R do circuito. Se a componente alternada da corrente de defeito decrescer mais rapidamente que a componente contínua, a corrente poderá não passar por zero por um período de tempo considerável.

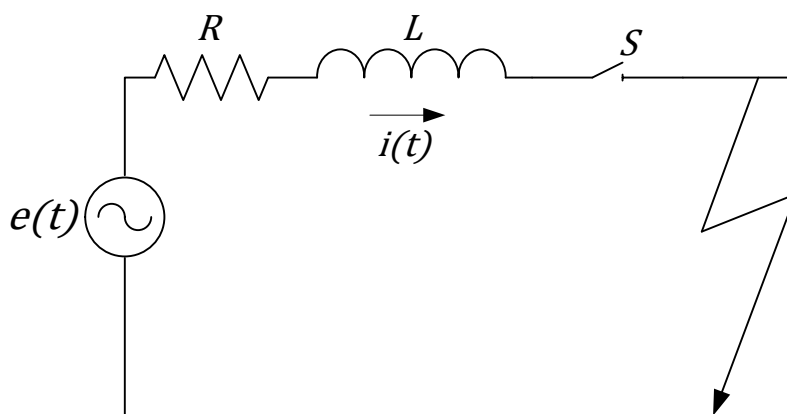


Figura 15–Circuito considerando operação em vazio do gerador

Agora, consideremos o mesmo circuito anterior, porém o gerador alimenta uma carga capacitiva (C) no momento da ocorrência do curto-circuito, que é apresentado pela Figura 16. Essa condição resulta num maior valor da componente CC, enquanto a componente CA mantém o mesmo valor obtido para o caso de defeito durante operação sem carga. O maior valor da componente CC resultará, conseqüentemente, num maior intervalo de tempo até a ocorrência da primeira passagem por zero da corrente. Por outro lado, se a carga no circuito for indutiva, a corrente de curto-circuito terá início com uma componente CC reduzida. Tal fato resultará numa diminuição do tempo para ocorrência da primeira passagem por zero.

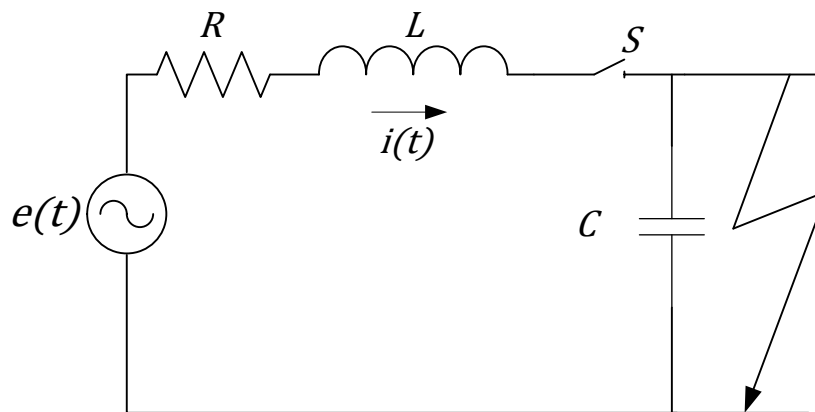


Figura 16–Circuito considerando o gerador alimentando uma carga capacitiva

Com a máquina suprindo uma carga antes da ocorrência do defeito, a constante de tempo subtransitória é menor do que quando ela está em vazio, favorecendo, portanto, a ocorrência do zero atrasado. O tempo máximo para que ocorra o cruzamento da corrente por zero pode ser aproximado por [12]:

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{T'_d T_g}{T'_d - T_g} \ln \left[\frac{X'_d}{X''_d} \frac{U_0}{(U_{q0} + I_{d0} X'_d)} \right] \quad (22)$$

onde, U_0 – tensão terminal antes do defeito, I_{d0} – componente de corrente de eixo direto antes do defeito e U_{q0} – componente de tensão do eixo em quadratura antes do defeito.

As expressões (21) e (22) fornecem, respectivamente, valores aproximados de correntes de curto-circuito em função do tempo, e do tempo para que a corrente atinja o primeiro zero. Entretanto, nestas expressões não é levado em consideração o efeito da abertura de uma fase sobre aquela(s) que permanece(m) fechada(s). Para uma análise que leve em conta este tipo de fenômeno, torna-se necessária uma modelagem matemática mais complexa, tal como aquela apresentada na referência [3], onde a teoria dos componentes α , β e γ é utilizada tanto para a máquina como para o transformador. A utilização do EMTP, ou de programas digitais semelhantes, tem dado bons resultados para

a análise deste fenômeno. Tem-se verificado que a condição mais severa de zero atrasado, em termos do tipo do defeito, ocorre com curto-circuito trifásico aterrado não simultâneo. Nesta situação, é possível que haja zero atrasado em uma ou duas fases. Quando o disjuntor interrompe a corrente na primeira fase onde ocorre passagem da corrente por zero, a componente CC nas outras fases é alterada. O efeito dessa interrupção pode ser [12]:

- a) Antecipação da passagem por zero das correntes nas outras fases;
- b) Atraso da passagem de corrente por zero das correntes nas outras fases.

Este fenômeno pode ser explicado tendo em vista o fato de que, após a abertura da primeira fase defeituosa, a corrente nas outras fases tende a variar bruscamente, aparecendo uma nova componente CC para se opor a esta variação [12].

Além dos parâmetros do sistema e das condições operativas da máquina, é de fundamental importância a sequência do defeito. É demonstrada a seguir a sequência de uma interrupção trifásica tendo como exemplo um defeito não-simultâneo num sistema não-aterrado[13]. Conseqüentemente, as componentes CA e CC somadas estão acima do zero.

Para cobrir os extremos, é considerado que o curto-circuito pode ocorrer num zero de tensão assim como em um pico de tensão de uma fase. Os diagramas de vetores das Figuras 17 e 18, reproduzidas a partir de [13], mostram as componentes CA e CC das correntes em todas as fases no início do defeito trifásico e depois da abertura do primeiro polo. As componentes CA de corrente trifásica são normalizados em 1 pu e seu decaimento é negligenciado nos diagramas vetoriais. Da mesma forma, nenhum decaimento das componentes CC é levado em conta.

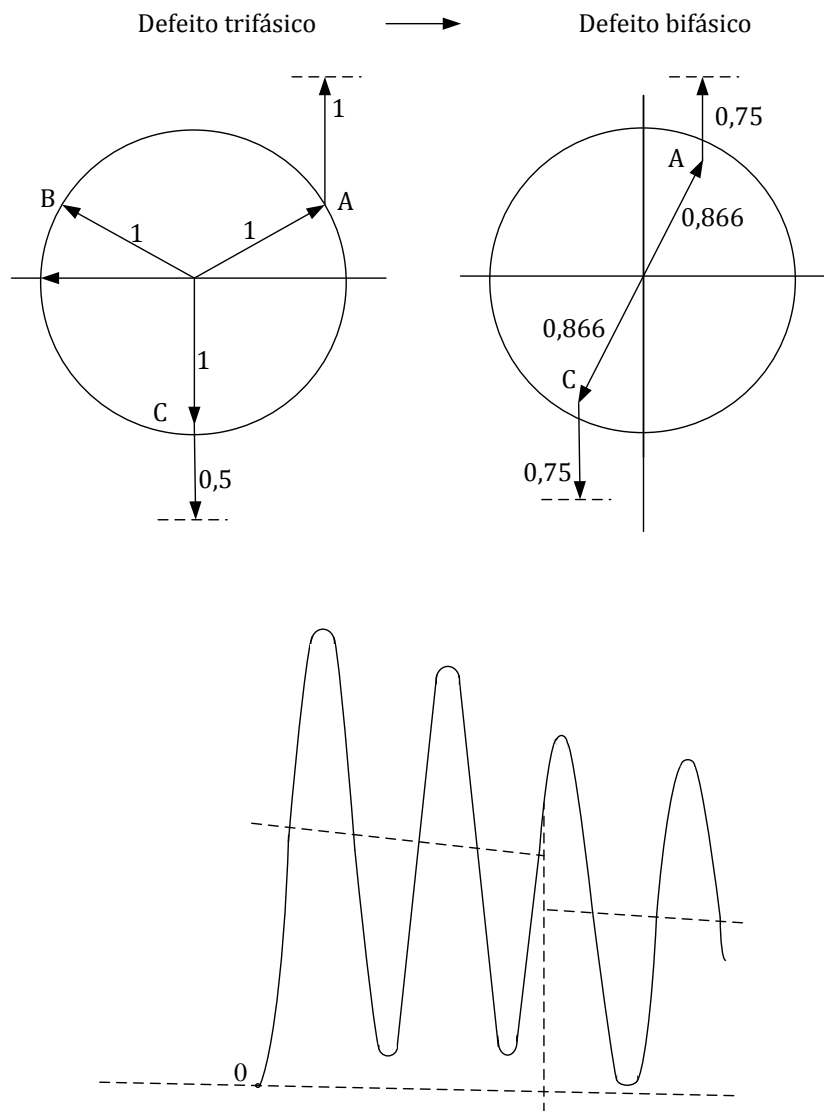


Figura 17– Curto-circuito num zero de tensão da fase A (máxima componente CC na fase A) com transitório de defeito trifásico para bifásico [13]

Se um curto-circuito ocorrer no momento de tensão igual a zero em uma das fases, uma das fase terá o deslocamento máximo possível, máxima componente CC. Isso é considerado na fase A na Figura 17 com a componente CC em ± 1 pu. Consequentemente, as componentes CC nas outras duas fases são $-0,5$ pu. Nessas fases, há sempre a passagem da corrente por zero fornecendo aos polos correspondentes do disjuntor a possibilidade de abrir. Após a interrupção na primeira fase (por exemplo através do polo B), existe um deslocamento de fase nas duas fases restantes: as componentes CA tornam-se $\pm 0,866$ pu e as componentes CC $\pm 0,75$ pu. Mesmo a fase originalmente com o deslocamento máximo terá passagem da corrente por zero e todos os polos do disjuntor estarão habilitados a abrir.

De um modo geral, no caso de um defeito no zero de tensão, esta mudança de fase conduzirá a uma redução das componentes CC no deslocamento da última fase. Na maioria dos casos, haverá passagem da corrente por zero e os dois últimos polos a abrir estarão habilitados para interromper do mesmo modo. Mesmo se não possuir passagem por zero imediatamente após o deslocamento de fase, o deslocamento de corrente é reduzido, conduzindo a passagem por zero após um ou dois ciclos posteriores.

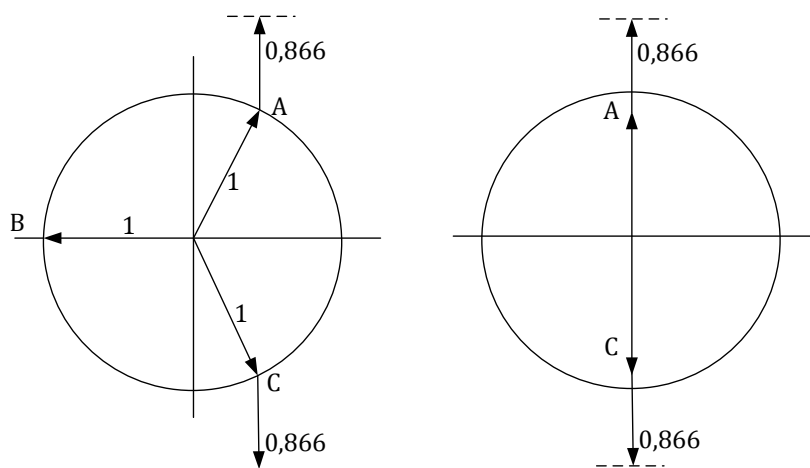


Figura 18 – Curto-circuito no pico de tensão da fase B (fase B totalmente simétrica) e transitório de defeito trifásico para bifásico [13]

No caso de um curto-circuito no pico de tensão, a corrente em uma fase será totalmente simétrica (fase B na Figura). As outras duas fases terão então componente CC de $\pm 0,866$ pu. Por conseguinte, desde que seja um curto-circuito trifásico, todas as fases possuem a passagem da corrente por zero. Se a corrente simétrica na fase B é interrompida primeiro, o deslocamento da fase vai mudar a componente CA nas duas outras fases para $\pm 0,866$ pu. As componentes CC nessas fases permanecem inalterados. Isso significa que as componentes CA e CC possuem amplitudes iguais e a corrente agora irá apenas tocar a linha do zero.

Para determinar quando um disjuntor está apto a opera em um defeito, é importante considerar como as componentes CA e CC se desenvolvem durante o curto-circuito. Ambas decaem de maneiras distintas. As componentes CA consistem em uma componente subtransitória e uma transitória da corrente de curto-circuito. Enquanto a corrente de curto-circuito subtransitória decai com a constante de tempo de 20 a 30 ms, a constante de tempo transitória pode ser da ordem de algumas centenas de milissegundos, até mesmo alguns segundos. A componente CC possui uma constante de tempo ($\tau = L/R$) que é determinada pela reatância e resistência do circuito, incluindo os geradores, transformadores e chaves.

Dependendo das condições de carga dos geradores, ou seja, do seu estado de excitação antes do início do efeito, a componente CC pode decair mais rapidamente do que

a componente CA. Especialmente se a amplitude da corrente de curto-circuito subtransitória é alta, a amplitude da componente CA pode ter sido menor do que a amplitude da componente CC no momento da abertura da primeira fase. Nesse caso, não haverá nenhuma passagem por zero da corrente nas fases restantes. O arco nestes dois polos do disjuntor será mantido por mais um ou dois ciclos. Como a tensão do arco de disjuntores contribui relativamente para a redução da constante de tempo da componente CC, as componentes CC irão reduzir ainda mais e os zeros de corrente ocorrerão e todos os polos do disjuntor estarão habilitados a abrir.

Portanto, das duas condições de início de defeito quando o curto-circuito trifásico ocorre no máximo da tensão pode ser considerado mais grave para a interrupção trifásica, pois pode haver a possibilidade de que os últimos polos abram apenas com arco prolongado. No entanto, um curto-circuito no zero de tensão irá estressar um disjuntor com uma componente CC maior e, conseqüentemente, com um maior pico de corrente total. Estas considerações mostram que cada configuração de circuito tem de ser considerada individualmente, a fim de determinar a tensão crítica imposta ao disjuntor. Acima de tudo, é necessário avaliar, no momento da separação dos contatos, as amplitudes das componentes de corrente alternada e corrente contínua e as suas constantes de tempo [13].

II.2.1 Estudos para Identificação dos Zeros Atrasados

Para verificar a existência de zeros atrasados, torna-se necessária a realização de estudos. Uma análise simplificada pode ser efetuada a partir das expressões (21) e (22). A relação entre a constante de tempo da componente subtransitória da máquina e a constante de tempo da componente CC (T''_d/T_g) poderá também ser verificada. A ocorrência de corrente de curto-circuito com zero atrasado poderá ocorrer se esta relação for maior do que 3[12]. Para um estudo mais detalhado, torna-se necessária uma modelagem matemática mais complexa, conforme já referido. Inicialmente deve-se proceder a uma análise das possibilidades de ocorrência dos diversos tipos de defeito, levando-se em conta o projeto das instalações. Por exemplo, a ocorrência de um defeito trifásico evolutivo nos terminais de uma máquina é de baixíssima probabilidade. Os tipos de defeito a serem estudados dependem das características e importância da instalação, assim como do risco admitido.

Uma vez definidos os casos a serem simulados, devem ser levadas em consideração algumas variáveis, tais como:

- Número de máquinas;
- Condição operativa da(s) máquina(s) antes do defeito;

- Instantes de ocorrência e evolução do defeito;
- Contribuição do sistema para os casos de defeito no lado de alta-tensão do transformador elevador.

O efeito do regulador de tensão, aumentando a tensão interna da máquina, que por sua vez eleva a componente alternada, pode, em geral, ser desprezado devido às constantes de tempo envolvidas [12]. Entretanto, é importante avaliar a constante de tempo do regulador de tensão da máquina específica de cada estudo. No estudo realizado no Capítulo III, a constante de tempo do regulador de tensão da máquina é de aproximadamente 100 ms, por isso o efeito do regulador de tensão foi desprezado.

Detectados os casos em que ocorrem correntes de curto-circuito com zeros naturais atrasados, procura-se solucionar o problema. Inicialmente, deve-se comparar o tempo máximo para que ocorra o primeiro cruzamento da corrente pelo zero, com o tempo máximo necessário para eliminação do defeito. Verificada a impossibilidade de eliminação do defeito considerando o disjuntor com resistência de arco nula, duas soluções são apresentadas:

- a) considerar, no estudo, a presença de disjuntor com arcos elétricos de resistência não nula e valor tal que, uma vez introduzida no circuito a partir da separação dos contatos, seja capaz de forçar a passagem da corrente por zero;
- b) introduzir resistência de neutro no transformador elevador. Evidentemente esta solução só poderá ser efetiva apenas para defeito no lado de alta-tensão.

A primeira solução é a que tem sido frequentemente adotada. A resistência de arco tem um valor da mesma ordem de grandeza das resistências da máquina e do transformador elevador. Daí sua eficiência em forçar a passagem da corrente por zero. A resistência de defeito é normalmente desprezada, pois seu valor é muito variável e de difícil estimativa. Quando o estudo revela ser necessário aumentar o valor da resistência de arco do disjuntor, pode-se optar pelo aumento do número de câmaras. Se considerarmos o disjuntor com resistência de arco zero, o curto-circuito nos terminais da máquina certamente é uma condição mais crítica do que no lado de alta-tensão do transformador elevador. Entretanto, considerando a resistência de arco do disjuntor, esta situação pode inverter-se, pois seu efeito de forçar a passagem da corrente por zero é bem maior quando o defeito é aplicado nos terminais da máquina [12]. A resistência de arco do disjuntor pode ser simulada em programas digitais através da modelagem das suas características estáticas e dinâmicas.

A Figura 19 apresenta o levantamento da característica estática do arco para um disjuntor de alta-tensão [13]. A dispersão apresentada é devida à natureza estatística do comportamento do arco. O valor médio desta característica é uma boa aproximação e deve ser utilizado em simulações digitais.

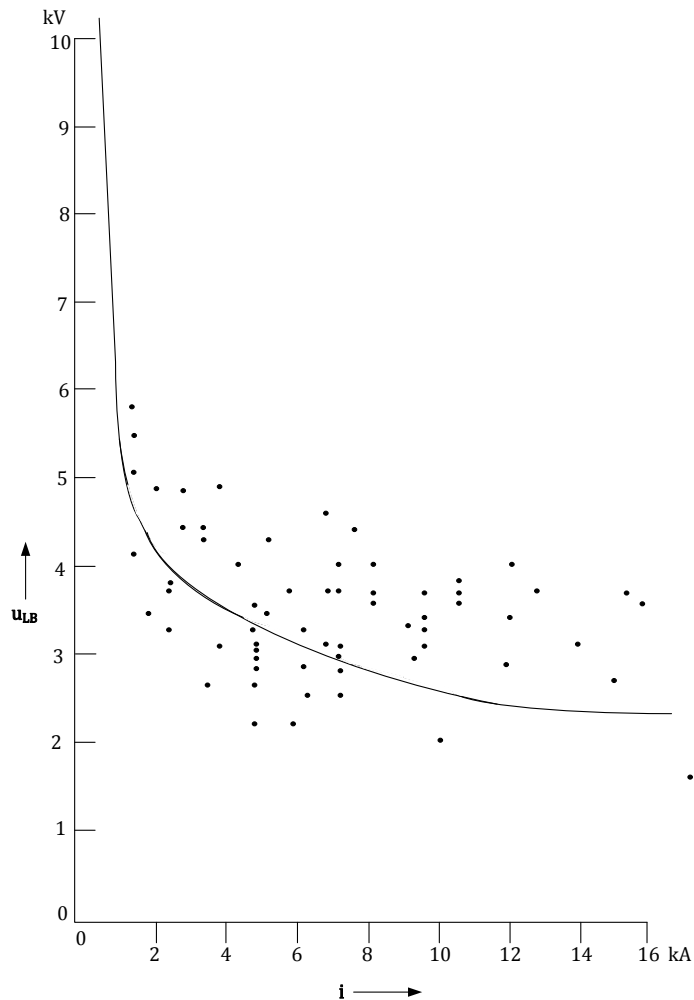


Figura 19 – Característica tensão-corrente do arco elétrico de um disjuntor de alta-tensão [13]

Além da característica tensão-corrente do arco, a variação da pressão do gás na câmara de arco volcânico, a extensão do arco pela corrente de gás e a distância de contato, que aumenta com o tempo de formação de arco elétrico, também devem ser consideradas. Estas características do disjuntor podem ser expressa matematicamente por uma função de avaliação padronizada $e(t)$, com um valor máximo de 1 (Figura 20). Essa função não tem nenhum significado físico.

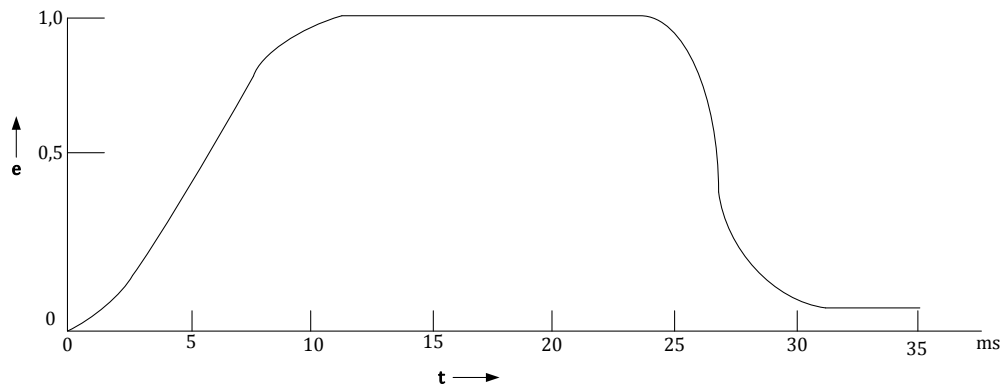


Figura 20 – Função de avaliação $e(t)$ [13]

A característica dinâmica da tensão do arco – como uma função do tempo, as características do disjuntor e o valor da corrente instantânea – é obtida multiplicando as funções individuais mostradas na Figura 19 e Figura 20, ou seja:

$$u_{arc}(t, i) = u_{LB}(i) \cdot e(t) \quad (23)$$

Usando esta função total de tensão do arco u_{arc} , o arco desenhado entre os contatos mecânicos do disjuntor pode ser considerado como uma resistência ôhmica não-linear que reduz essencialmente a componente CC da corrente de curto-circuito, enquanto a componente CA permanece inalterada. Nesta função, verifica-se como varia a capacidade de interrupção do disjuntor em função do tempo a partir do início da separação dos contatos. A característica dinâmica é influenciada pela pressão do sopro, meio de extinção e, principalmente, pelo projeto dos contatos. Na característica dinâmica apresentada, verifica-se que entre, 10 e 23 ms após a separação dos contatos, o disjuntor tem 100% de sua capacidade interruptora, isto é, para tempos menores que 10 ms e maiores do que 23 ms, a resistência de arco do disjuntor assume valores inferiores àqueles do intervalo entre 10 e 23 ms. Isto significa que o disjuntor deverá interromper a corrente no máximo 23 ms após o início da separação dos contatos (aproximadamente 53 ms após o início do defeito, considerando 30 ms para atuação de relés e início da separação dos contatos). Para que seja aproveitada a influência da resistência de arco em forçar o zero de corrente.

II.3 Ferramenta de Simulação Adotada – ATP

O programa digital de transitórios eletromagnéticos ATP – *Alternative Transients Program*, que é o programa mais utilizado na simulação de transitórios e modelos não convencionais de componentes de sistemas de potência, foi desenvolvido por Scott Meyer a partir da versão M39 do programa EMTP – *Eletromagnetic Transients Program*, da *Bonneville Power Administration* (BPA), que foi criado por Herman W. Dommel na década

de 60, com base no trabalho de Frey e Althammer (Brown Boveri, Switzerland), em Munique, Alemanha [14, 15].

O ATP permite a simulação de transitórios eletromagnéticos em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, por um método que utiliza matriz de admitância de barras. A formulação matemática é baseada no método das características (Método de Bergeron) para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados. Durante a solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes.

Como um programa digital não permite obter uma solução contínua no tempo, são calculados valores a intervalos de tempos discretos. O programa permite a representação de não-linearidades, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, chaves, transformadores, reatores, etc.

O programa ATP é uma ferramenta de grande flexibilidade e de grande importância na realização de estudos de transitórios em sistemas de potência, ou mesmo de estudos em regime permanente onde a topologia da rede ou o problema a ser estudado não permite uma simples representação monofásica.

No entanto, a diversidade de opções de modelagem que oferece, e a extensa gama de estudos que permite realizar, fazem com que o usuário seja responsável por uma série de decisões, que vão desde a escolha do passo de integração mais adequado até a análise dos resultados obtidos.

A região de análise da rede elétrica que experimenta o fenômeno de interesse deve ser representada em detalhes, com modelos adequados para a realização do estudo e o restante da rede pode ser representado por um equivalente. A escolha dos nós de fronteira entre a rede a ser representada e a rede a ser equivalentada deve ser feita de forma que a rede equivalentada tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório da rede a ser representada.

Cada tipo de estudo requer uma modelagem específica de acordo com as variáveis de interesse para o fenômeno a ser estudado. O Apêndice B apresenta os modelos dos componentes do sistema elétrico disponibilizados no ATP [15].

II.4 Equivalente do Sistema

Conceitualmente, entende-se por equivalente de um sistema elétrico a representação ou modelagem matemática de um sistema ou de partes desse sistema, através de suas impedâncias de curto-circuito ou, alternativamente, através de impedâncias que reproduzam

o comportamento da rede em função da frequência, de sequência zero e de sequência positiva/negativa, vistas a partir da(s) barra(s) de fronteira. Para a definição das barras de fronteira, deve-se escolher pontos da rede nos quais o circuito equivalente – representado pelas impedâncias de curto-circuito, próprias e de transferência – tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório do restante do sistema, representando em detalhes, que é o foco do estudo [16].

A obtenção de equivalentes de curto-circuito de uma determinada região de uma rede elétrica é normalmente uma tarefa árdua, mas indispensável para que se possa realizar estudos de transitórios eletromagnéticos com programas como o ATP. Essa dificuldade ocorre, pois ao contrário do que ocorre com os programas de curto-circuito e fluxo de potência, nos quais o sistema completo é modelado e utilizado nos cálculos, no programa ATP é inviável a representação e simulação de todo o sistema, especialmente devido ao elevado tempo de processamento requerido e a grande dimensão da rede [17]. Então, usa-se o equivalente de rede para substituir parte de um circuito, no qual não existe interesse para determinado estudo.

Para melhor entendimento, é necessária a definição de alguns conceitos, que são exemplificados pela Figura 21, como [18]:

- Área de interesse: sub-área do sistema elétrico para o qual a análise do evento transitório é a de interesse;
- Rede interna: área mínima que deve ser modelada detalhadamente para que, quando conectada ao equivalente, forme um sistema reduzido que traga resultados com boa precisão na área de interesse;
- Rede externa: área externa à rede interna e que será representada pelo equivalente;
- Barras de fronteira: barramentos dispostos entre as redes interna e externa.

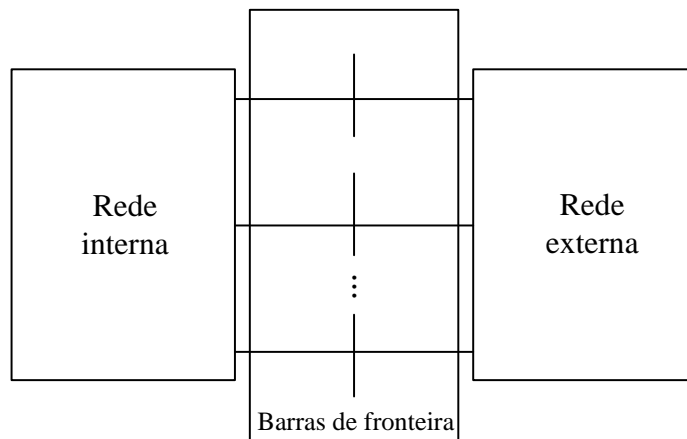


Figura 21 – Figura representando rede interna, barras de fronteira e rede externa [19]

Em estudos de transitórios eletromagnéticos de sistemas reais, a rede interna (que contém a área de interesse) nos estudos é modelada em detalhe (por modelos matemáticos completos), enquanto a região externa é modelada através de equivalentes, alocados nas barras de fronteira entre a rede interna e externa.

A Figura 22 exemplifica a modelagem da rede externa através de equivalentes considerando duas barras de fronteira. Observa-se que a rede externa é representada por três impedâncias, duas impedâncias equivalentes para a terra (Z_1 e Z_2) e uma impedância equivalente de transferência entre as barras de fronteira (Z_{12}), e duas fontes de tensão, as tensões internas dos equivalentes (e_1 e e_2).

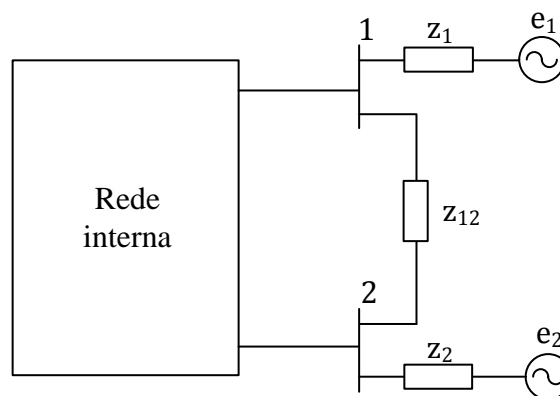


Figura 22 – Rede externa substituída por equivalente

Conforme o número de barras que se deseja reter, a obtenção dos equivalentes e o ajuste das tensões internas dos equivalentes de forma a aproximar o fluxo de potência obtido no ATP ao fluxo de potência base, pode se mostrar uma tarefa trabalhosa e demasiadamente demorada. Decisões, como elaboração dos diagramas unifilares da região em estudo, e a definição do conjunto de barras retidas, devem ser feitas de forma cuidadosa e criteriosa pelo especialista e sempre de acordo com as diretrizes de [16]. A definição da

rede interna também pode ser considerada uma dificuldade existente. Isto se deve ao fato de não ser trivial escolher quantas e quais barras devem ser retidas nesta rede de modo que se tenha uma boa precisão nos cálculos. Esse processo pode levar muitas iterações, onde o especialista define uma área interna, calcula o equivalente da parte externa e verifica a qualidade do equivalente integrado à rede interna.

Existem diferentes metodologias para a obtenção de equivalentes. Neste trabalho, foram utilizadas as diretrizes definidas nos Procedimentos de Rede do ONS [16], a saber:

- Para a definição das barras de fronteira, deve-se escolher pontos da rede nos quais o circuito equivalente – representado pelas impedâncias de curto-circuito, próprias e de transferência – tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório do restante do sistema, representado em detalhes, que é o foco do estudo;
- Entre a(s) barra(s) focalizada(s) no estudo e as barras de fronteira devem existir, pelo menos, 2 (duas) outras barras;
- Nos casos em que se fizer uso de equivalentes calculados em uma única frequência (frequência fundamental), os equivalentes devem ser representados por circuitos RL mutuamente acoplados, que podem ser obtidos a partir das impedâncias de curto-circuito de sequência zero e de sequência positiva;
- A validação dos equivalentes e da própria rede representada com base na frequência fundamental deve ser realizada por comparação dos valores de correntes de curto-circuitos monofásico e trifásico obtidos no programa de transitórios com os resultados do programa de cálculo de curto-circuito.

Para a representação dos equivalentes de rede do caso que será analisado e apresentado no Capítulo III, as diretrizes de [16] foram seguidas e os equivalentes de rede foram calculados somente para a frequência fundamental. Porém, Costa [18] afirma que: “Em geral, devido à dificuldade de implementação de equivalentes dinâmicos, além do fato dos bancos de dados das redes de grande porte estarem modelados, na sua maioria, para programas de curto-circuito ou fluxo de potência, os equivalentes empregados em estudos de transitórios eletromagnéticos são calculados a partir da impedância de curto-circuito na frequência fundamental, o que pode ser muito impreciso dependendo da rede a ser representada pelo equivalente e da extensão da área onde será representado seu modelo completo.” Portanto, a obtenção de equivalentes mais precisos não deve se limitar ao procedimento seguido nesta dissertação.

O fluxograma, apresentado na Figura 23, mostra de forma simplificada a metodologia do processo iterativo para obtenção do equivalente para a frequência fundamental utilizado para o caso base que será apresentado no Capítulo III.

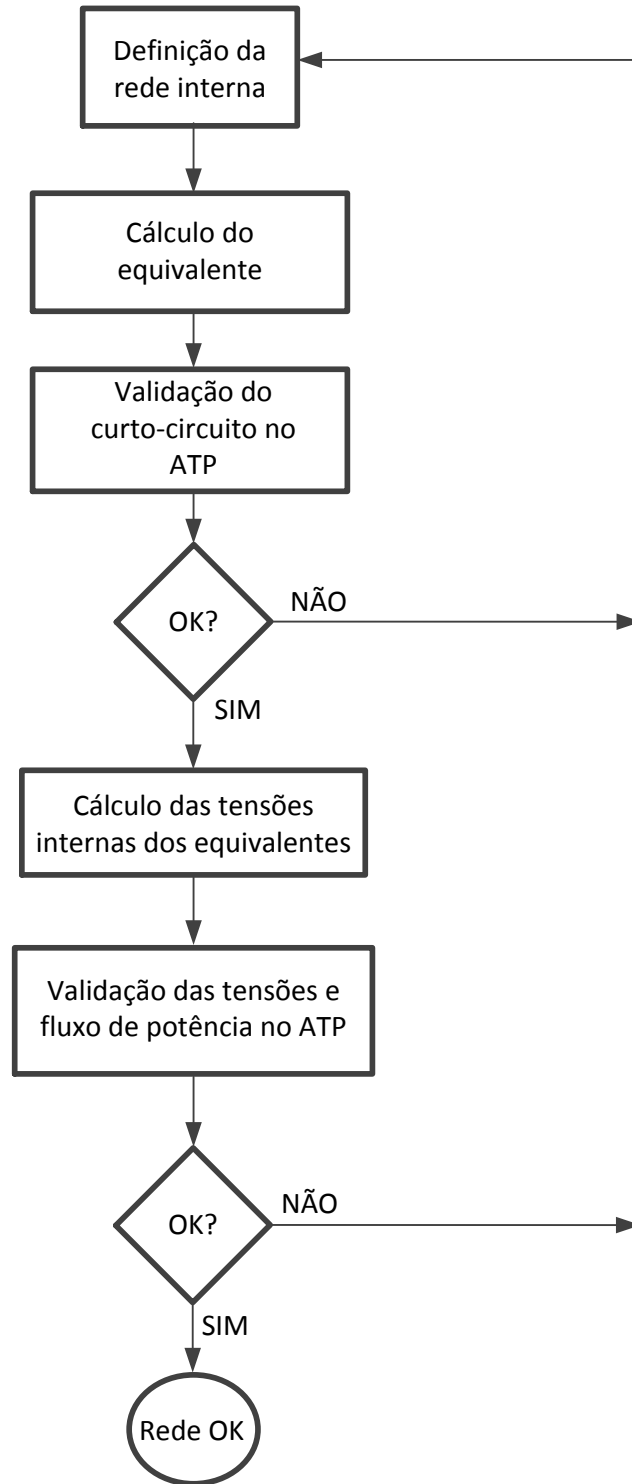


Figura 23 – Metodologia para obtenção do equivalente para frequência fundamental

A definição da rede interna é um problema difícil de ser abordado nesses estudos de transitórios eletromagnéticos. Definir o que será modelado em detalhe e o que fará parte do

equivalente representando a parte externa é uma tarefa árdua para o analista. Isso porque, em geral, não se dispõe de ferramentas que o auxiliem nesta definição. Note que esta definição deve ser feita para que o analista possa modelar o mínimo de componentes dentro de programas de transitórios eletromagnéticos, ao mesmo tempo que o sistema reduzido, formado pela conexão da rede interna com o equivalente seja razoavelmente preciso dentro da faixa de frequências do tipo de distúrbio que se está estudando. Desta forma, economiza-se tempo evitando a modelagem em detalhe de componentes desnecessários e também no processamento de casos, uma vez que o seu sistema reduzido é, em princípio, do tamanho mínimo necessário para obtenção de resultados de transitórios eletromagnéticos precisos dentro da área de interesse.

Para o cálculo dos parâmetros do equivalente, é utilizado um arquivo de dados de curto-circuito. No caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), o banco de dados para estudos de curto-circuito é mantido e disponibilizado pelo ONS no formato do programa Anafas, desenvolvido pelo CEPEL. O programa Anafas faz cálculos de equivalentes de seqüências positiva e zero. As impedâncias dos equivalentes para a terra são criadas como geradores ou elementos shunt de barra, dependendo se há ou não injeção de corrente na barra em que o elemento se conectará. As impedâncias dos equivalentes série podem ser criadas como linhas de transmissão ou transformadores. No caso de barras de fronteira com níveis de tensão diferentes, é necessário criar o equivalente série entre essas barras como um transformador. Para o cálculo dos equivalentes, deve ser passada ao programa Anafas uma lista com as barras retidas, ou seja, as barras de fronteiras e a rede interna. O critério de escolha da rede interna no Anafas pode ser feito selecionando barras através do diagrama unifilar ou especificando as barras de interesse por meio da interface gráfica do programa (Sapre).

É necessária a validação dos equivalentes calculados pelo Anafas, então com a rede interna e externa já modelada no ATP, deve-se simular em cada barra tanto o curto-circuito monofásico como o trifásico e comparar com os valores obtidos no Anafas. Como o Anafas realiza os cálculos de curto-circuito considerando a tensão pré-defeito em todas as barras igual a 1 pu e ângulo de fase igual 0° , deve-se utilizar essa premissa na validação da rede modelada.

Para o ajuste das tensões internas dos equivalentes, é utilizado um arquivo de dados de fluxo de potência. No caso do SIN, o banco de dados para estudos de fluxo de potência é mantido e disponibilizado pelo ONS no formato do programa Anarede, desenvolvido pelo CEPEL. Para que nos estudos com o programa ATP, na condição de regime permanente, haja coincidência ou semelhança nos valores de tensões nas barras e nos fluxos de potência das linhas de transmissão da rede modelada com os valores obtidos no programa

Anarede, é necessário que se calcule as tensões internas dos equivalentes. A tensão interna dos geradores conectados em cada barra com equivalente para terra é calculada da seguinte forma:

$$e_i = v_i + z_i \left(\sum_{j=1}^n \frac{v_i - v_j}{z_{ij}} + \frac{s_{ij}^*}{v_i^*} + \frac{s_i^*}{v_i^*} \right) \quad (24)$$

onde, e_i – tensão interna na barra i , i – barra com equivalente para terra, n – número de barras retidas, v_i – tensão na barra i (calculada pelo Anarede), v_j – tensão na barra j (calculada pelo Anarede), s_{ij} – fluxo entre as barras i e j (calculado pelo Anarede), s_i – carga na barra i , z_{ij} – equivalente de transferência entre as barras i e j (calculado pelo Anafas) e z_i – equivalente para a terra na barra i (calculado pelo Anafas).

A somatória da equação (24) é a corrente total que passa pelo gerador equivalente, incluindo o fluxo nas ligações, as correntes nas transferências e as cargas.

E, mais uma vez, é necessária a validação da rede modelada no ATP. Nesta etapa, é preciso comparar e avaliar todas as tensões nas barras e todos os fluxos de potência entre as barras da rede modelada. Vale ressaltar que devido ao Anarede geralmente não considerar a defasagem angular causada pelo tipo de ligação do transformador, por exemplo a ligação Δ/Y que defasa em 30° , deve-se incluir esta defasagem no sistema a ser modelado. Portanto, deve-se atentar a este aspecto no momento do cálculo das tensões internas dos equivalentes e na própria validação das tensões nas barras e dos fluxos de potência na rede.

CAPÍTULO III

ANÁLISE DO FENÔMENO

III.1 Descrição da Rede

Este capítulo apresenta a análise da influência de alguns parâmetros do sistema sobre o fenômeno do zero atrasado. Para o estudo, foi utilizado parte do sistema de potência da região Sudeste-Centro-Oeste (SE/CO) do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, apresentado na Figura 24. A Figura 25 ilustra a região de interesse do estudo que é o sistema próximo à subestação (SE) de Serra da Mesa.



Figura 24 – Mapa do sistema elétrico brasileiro configuração 2021[20]

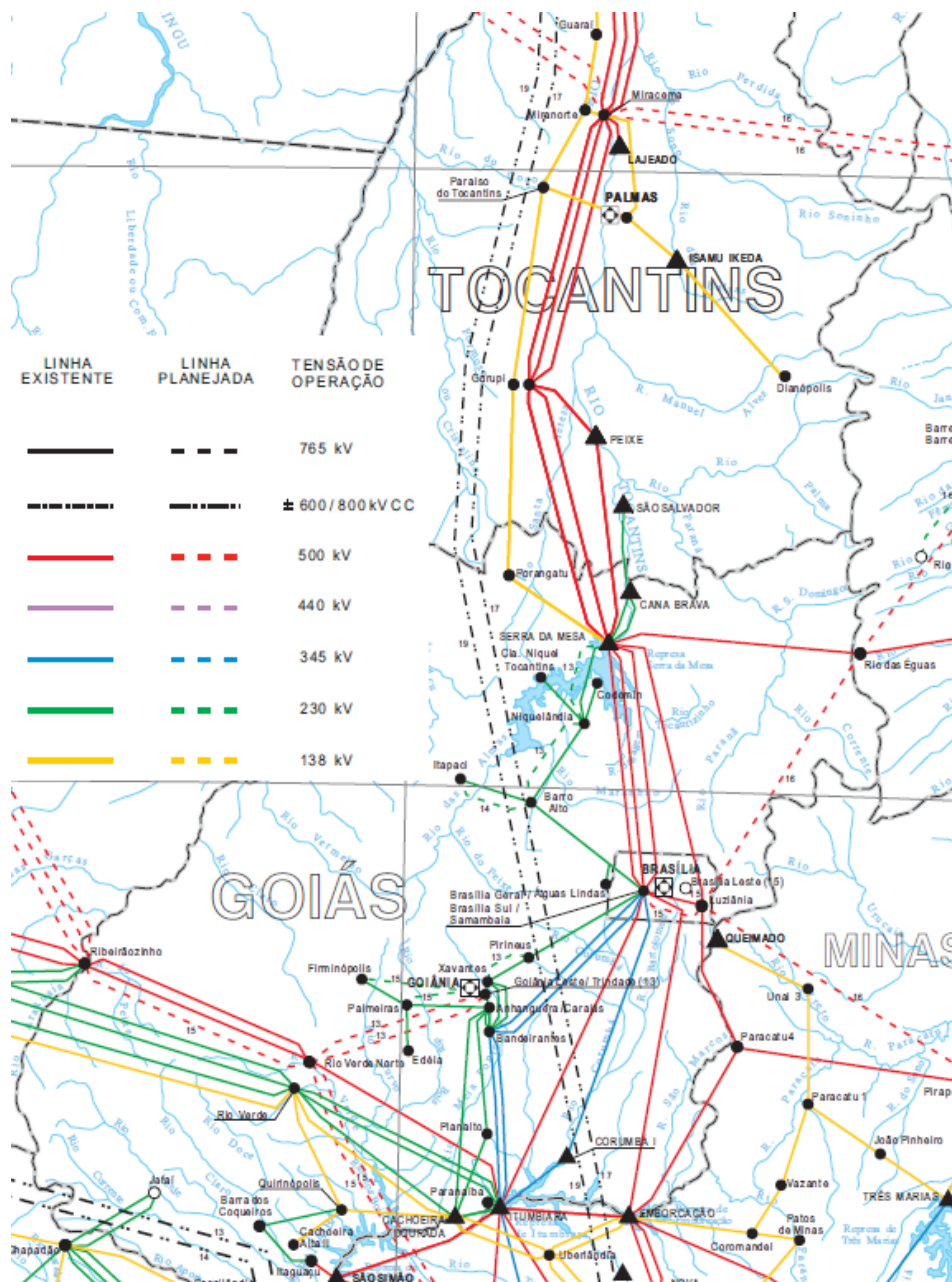


Figura 25 – Mapa geoeletrico da região SE/CO próximo à SE Serra da Mesa [20]

Devido ao tamanho da rede do SIN, parte da mesma foi substituída, nas presentes análises, por equivalentes de sequência, colocados em pontos da rede de modo a representar adequadamente a influência do sistema equivalente nas simulações efetuadas. O sistema equivalente de Serra da Mesa, apresentado na Figura 26, compreende três máquinas de 472,6 MVA cada conectadas através de três transformadores elevadores 15/525 kV ao barramento de 525 kV da subestação, cujo esquema de manobra é do tipo disjuntor e meio. A este barramento também estão conectados dois transformadores abaixadores 525/230/13,8 kV, que alimentam o setor de 230 kV da subestação, e seis linhas de transmissão em 525 kV, duas linhas para a subestação de Gurupi, uma para a subestação de Serra da Mesa 2 e três para a subestação de Samambaia. O sistema ainda

compreende três linhas de transmissão entre as subestações de Gurupi e Miracema, uma linha de transmissão entre as subestações de Gurupi e Peixe 2, uma linha de transmissão entre as subestações de Peixe 2 e Serra da Mesa 2, uma linha de transmissão entre as subestações de Serra da Mesa 2 e Rio das Éguas, uma linha de transmissão entre as subestações de Serra da Mesa 2 e Luziânia, uma linha de transmissão entre as subestações de Luziânia e Samambaia, uma linha de transmissão entre as subestações de Samambaia e Emborcação, uma linha de transmissão entre as subestações de Emborcação e Itumbiara e uma linha de transmissão entre as subestações de Samambaia e Itumbiara.

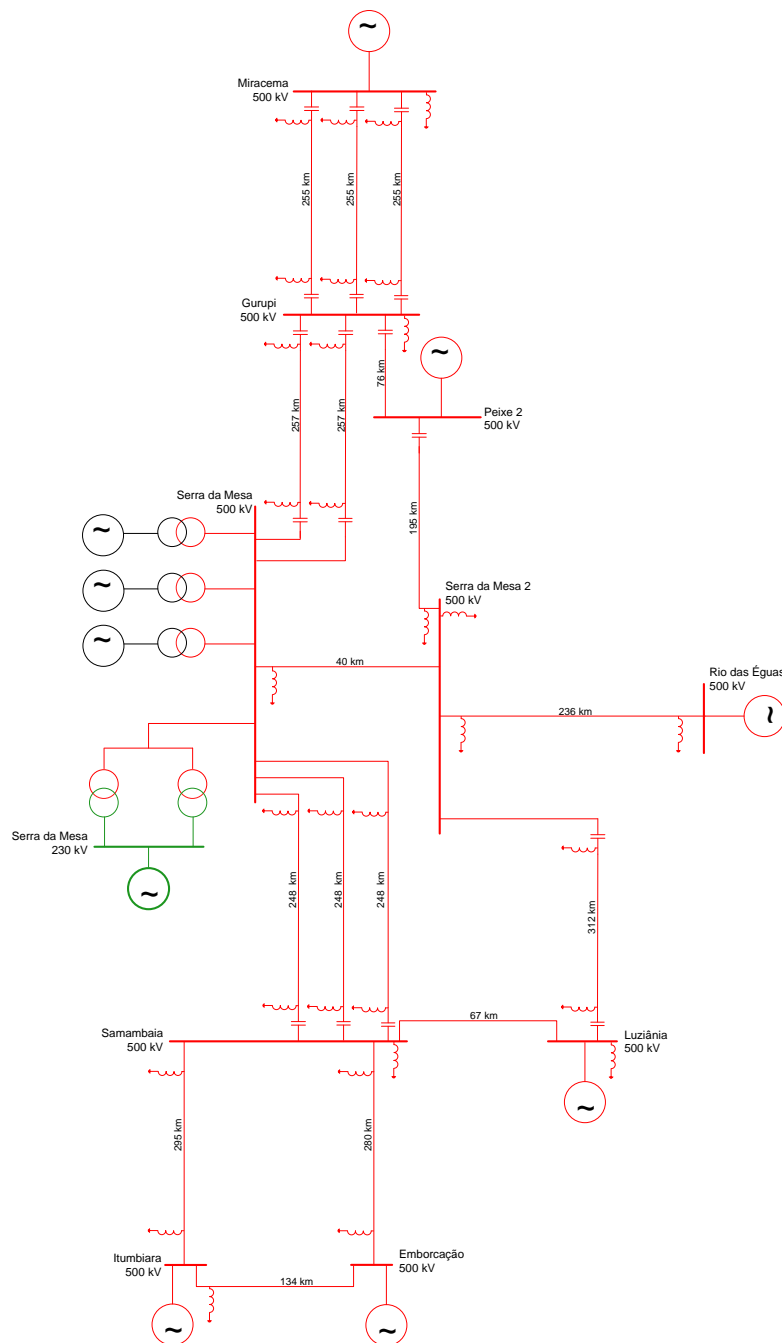


Figura 26 – Sistema equivalente de Serra da Mesa

Para o cálculo dos equivalentes de rede e validação da rede modelada foram utilizadas as bases de dados de curto-circuito e fluxo de potência do ONS referente ao mês de outubro do ano de 2012[21]. A metodologia aplicada para obtenção dos equivalentes de rede foi descrita na seção II.4. As simulações de rede deste estudo foram efetuadas no programa de análise de transitórios eletromagnéticos ATP.

III.1.1 Simulações Digitais

As simulações digitais, para um estudo típico de determinação de requisitos de correntes de curto-circuito com zeros atrasados, têm por objetivo encontrar situações prospectivas severas, no que se refere à passagem atrasada por zero das correntes de curto-circuito. Para obter tais situações, são combinados tipos e instantes de aplicação do defeito com condições de operações das máquinas no instante da ocorrência do defeito.

Para início das simulações, foi adotado como sistema base de estudo o caso de referência do ONS referente à carga mínima do mês de outubro do ano de 2012 disponível em [21]. Para representar os elementos no programa de simulação ATP, foram adotadas as seguintes configurações:

Os geradores foram representados pelo modelo de máquina síncrona que utiliza o modelo de Park completo. Os parâmetros dos geradores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados dos geradores

$S_n = 472,6$ MVA	$V_n = 15$ kV	$I_{fn} = 3142$ A
$X_d = 1,0$ pu	$X'_d = 0,28$ pu	$X''_d = 0,18$ pu
$X_q = 0,65$ pu	$X'_q = 0,60$ pu	$X''_q = 0,18$ pu
$X_0 = 0,16$ pu	$X_l = 0,15$ pu	$R_a = 0,0019$ pu
$T'_{d0} = 5,0$ s	$T''_{d0} = 0,10$ s	$T''_{q0} = 0,21$ s
	$H = 4,72$ s	

Onde, S_n – potência nominal, V_n – tensão nominal, I_{fn} – corrente de campo nominal, X_d – reatância de eixo direto, X'_d – reatância transitória de eixo direto, X''_d – reatância subtransitória de eixo direto, X_q – reatância de eixo de quadratura, X'_q – reatância transitória de eixo de quadratura, X''_q – reatância subtransitória de eixo de quadratura, X_0 – reatância de sequência zero, X_l – reatância de dispersão da armadura, R_a – resistência da armadura, T'_{d0} – constante de tempo transitória de eixo direto, T''_{d0} – constante de tempo subtransitória

de eixo direto, T''_{q0} – constante de tempo subtransitória de eixo de quadratura e H – momento de inércia.

Os transformadores foram representados pelo modelo de transformador saturável considerando a curva de saturação. Os parâmetros dos transformadores são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados dos transformadores

Dado	Elevadores	Abaixadores
Tensão	15/525 kV	525/230/13,8 kV
Ligação	Δ/Yt	$Yt/Yt/\Delta$
Impedância	$X_{ps} = 14\%$ (Base 472 MVA)	$X_p = 35,73\%$, $X_s = -6,57\%$ e $X_t = 300\%$ (Base 1000 MVA)

Onde, X_{ps} – reatância vista do primário para o secundário, X_p – reatância do enrolamento primário do transformador, X_s – reatância do enrolamento secundário do transformador e X_t – reatância do enrolamento terciário do transformador.

As linhas de transmissão (LTs) foram modeladas com parâmetros distribuídos, considerando a LT idealmente transposta. Já os equivalentes da rede foram representados através de uma fonte de tensão em série com elemento RL mutuamente acoplado.

A Figura 27 apresenta o diagrama unifilar da subestação de Serra da Mesa com a localização do ponto de aplicação do defeito. O sistema é composto por três máquinas de 472,6 MVA cada conectadas através de três transformadores elevadores 15/525 kV ao barramento de 525 kV da subestação, cujo esquema de manobra é do tipo disjuntor e meio. A este barramento também estão conectados dois transformadores abaixadores 525/230/13,8 kV, que alimentam o setor de 230 kV da subestação, seis linhas de transmissão em 525 kV, duas linhas para a subestação de Gurupi, uma para a subestação de Serra da Mesa 2 e três para a subestação de Samambaia. Cabe ressaltar que, o defeito é aplicado na alta tensão do transformador elevador por ser a situação mais severa, conforme [7], e ainda por [16] considerar que se o gerador fosse manobrado pelo disjuntor do lado de alta do transformador elevador, o fenômeno de zero atrasado dificultaria ou impossibilitaria a interrupção desse tipo decorrente de defeito. A Figura 27 ilustra o esquema de manobra da SE Serra da Mesa, porém nas simulações no programa ATP a SE foi representada com um único barramento.

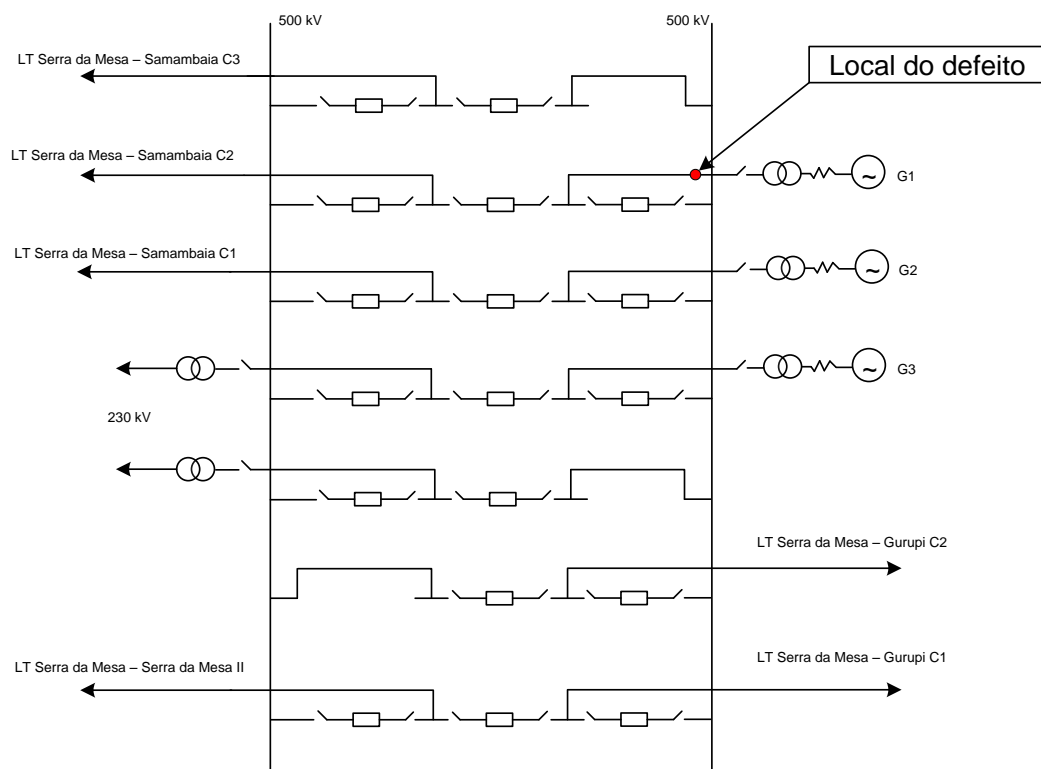


Figura 27 – Local de aplicação do defeito na SE Serra da Mesa

Com o objetivo de avaliar a influência de alguns parâmetros do sistema sobre o fenômeno do zero atrasado, foram simulados casos analisando de forma individual essa influência. A escolha desses parâmetros foi feita com base na literatura já referenciada e os mesmos são: tipos de defeito, resistência de defeito, ponto de operação do gerador, resistência de armadura do gerador, quantidade de geradores em operação, resistência do arco elétrico no disjuntor e a abertura dos polos do disjuntor. As seções seguintes descrevem os casos analisados que foram agrupados de forma a avaliar as características dos três elementos do sistema elétrico: defeito, geração e disjuntor.

III.2 Características do Defeito

III.2.1 Tipos de Defeito

De acordo com [2, 3, 4, 5, 7 e 8], o curto-circuito trifásico progressivo à terra é o tipo de defeito crítico para obtenção de zeros atrasados. Com o objetivo de avaliar a influência do tipo de defeito, e, conseqüentemente, o instante de aplicação do defeito, foram simulados cinco tipos de defeito sólido, descrito a seguir:

1. Trifásico aterrado com uma das fases com tensão nula no momento de aplicação do defeito;

2. Trifásico aterrado com tensão nula entre duas fases no momento de aplicação do defeito;
3. Progressivo, evoluindo do monofásico no momento de tensão nula numa das fases para trifásico aterrado no momento de tensão nula entre as outras duas fases;
4. Progressivo, evoluindo do bifásico aterrado no momento de tensão nula entre as duas fases para trifásico aterrado no momento de tensão nula na terceira fase;
5. Progressivo, evoluindo do monofásico para o bifásico aterrado e em seguida para trifásico aterrado, com aplicação do defeito no momento de tensão nula em cada uma das fases.

O defeito foi aplicado através de chaves, sendo estas individuais para cada fase, inicialmente abertas e com instante de fechamento controlável. Dessa forma, foi possível verificar a influência de defeitos simultâneos ou não simultâneos.

O tempo de zero atrasado é a diferença entre o instante em que a última corrente cruza o zero e o instante em que o último defeito é aplicado, conforme exemplificado na Figura 28. No caso apresentado, a corrente da fase C é a última a passar pelo zero, por isso é a única corrente ilustrada na Figura 28.

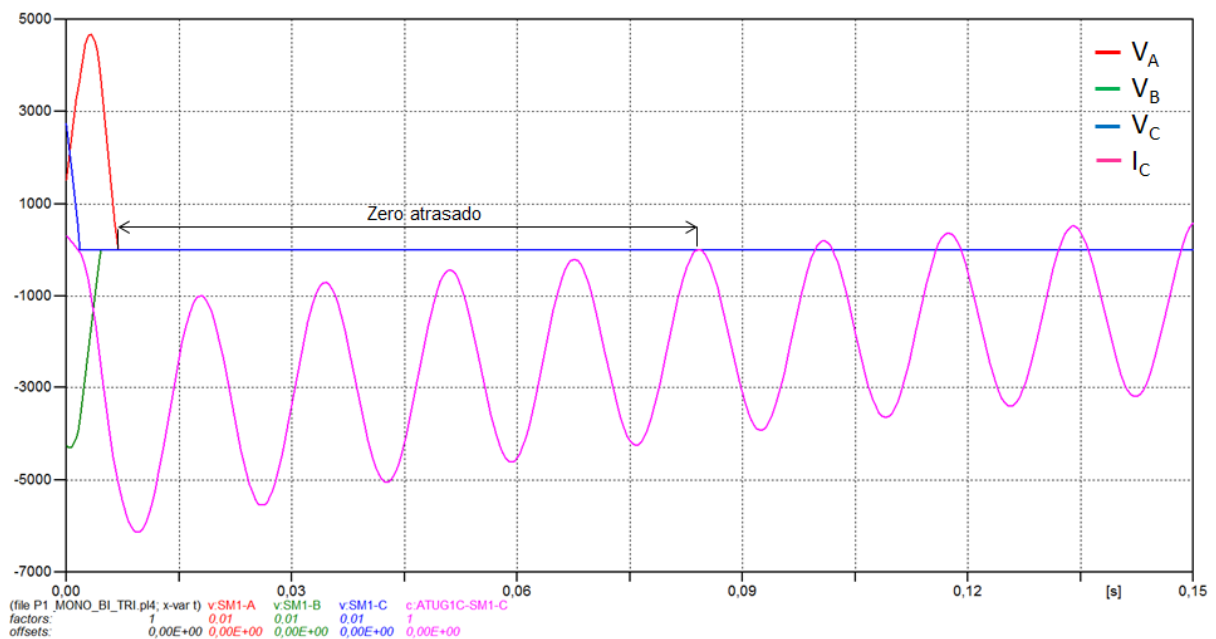


Figura 28 – Medição do zero atrasado

A Tabela 3 mostra os cinco tipos de defeito sólidos aplicados e seus respectivos resultados. As simulações foram feitas considerando o sistema com a condição de operação

presente nos dados de fluxo de potência do ONS, com duas máquinas em operação e gerando 352 MW e 4,83 Mvar cada, e considerando nula a resistência de defeito.

Tabela 3 – Tipos de defeito

Tipo de Defeito	Instante de Aplicação do Defeito	Zero Atrasado (ms)
3 ϕ aterrado	Tensão nula numa das fases	15,2
3 ϕ aterrado	Tensão nula entre duas das	15,8
Progressivo, evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado	Tensão nula numa das fases e tensão nula entre as duas fases	93,7
Progressivo, evoluindo de 2 ϕ aterrado para 3 ϕ aterrado	Tensão nula entre duas fases e tensão nula na terceira fase	66,3
Progressivo, evoluindo de 1 ϕ para 2 ϕ aterrado e em seguida, para 3 ϕ aterrado	Tensão nula em cada uma das fases	77,0

Os casos mais severos foram os que simulam defeitos trifásicos progressivos. O defeito trifásico não simultâneo mostrou que não é capaz de gerar um zero atrasado que cause problemas na operação de abertura dos disjuntores, com o tempo máximo de zero atrasado de apenas 15,8 ms. Para esta rede e este ponto de operação específico, o caso mais severo foi o defeito sólido progressivo evoluindo de monofásico para trifásico aterrado, com o tempo de zero atrasado de 93,7 ms. Este tempo de zero atrasado já poderia acarretar num problema de abertura do disjuntor, já que, conforme [7], a capacidade interruptora do disjuntor só seria plena se a passagem da corrente por zero ocorresse antes de 53,67 ms após o início da aplicação do defeito. As Figuras 29,30 e 31 apresentam as correntes de curto-circuito para o caso mais severo nas fases A, B e C, respectivamente.

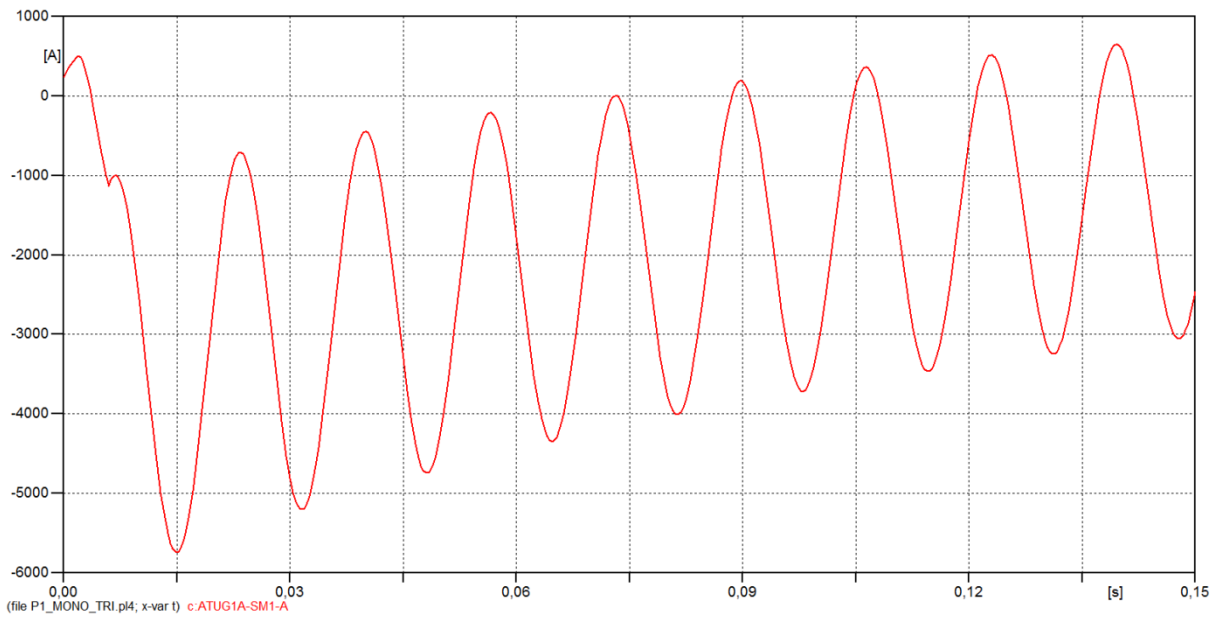


Figura 29 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado na fase A

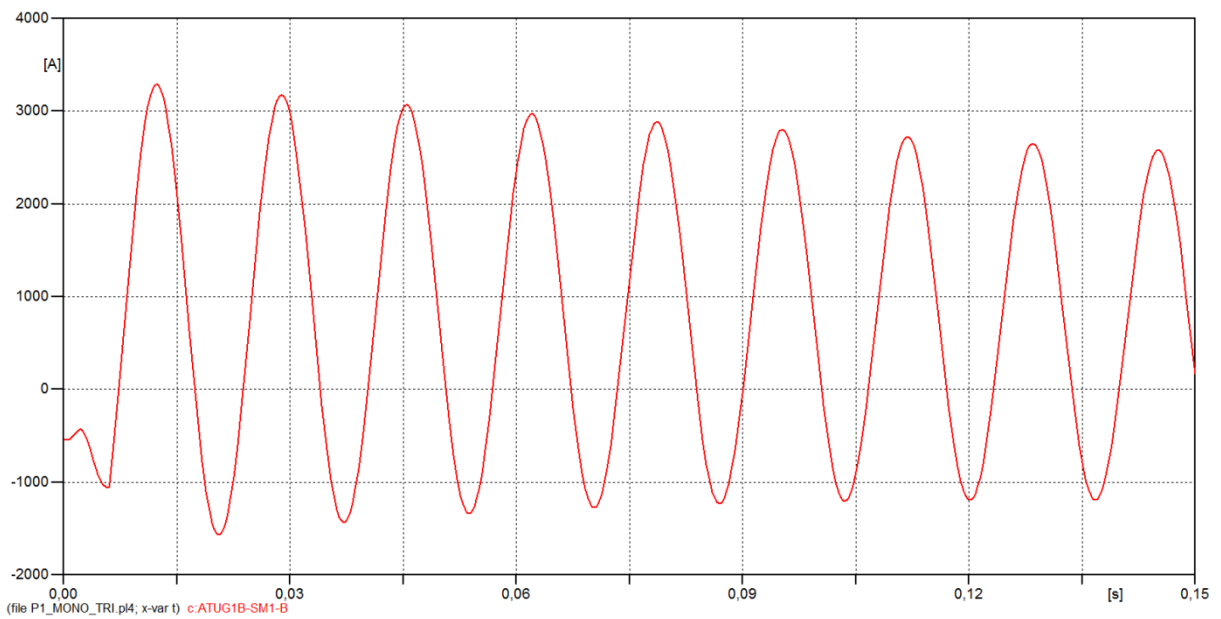


Figura 30 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1 ϕ para 3 ϕ aterrado na fase B

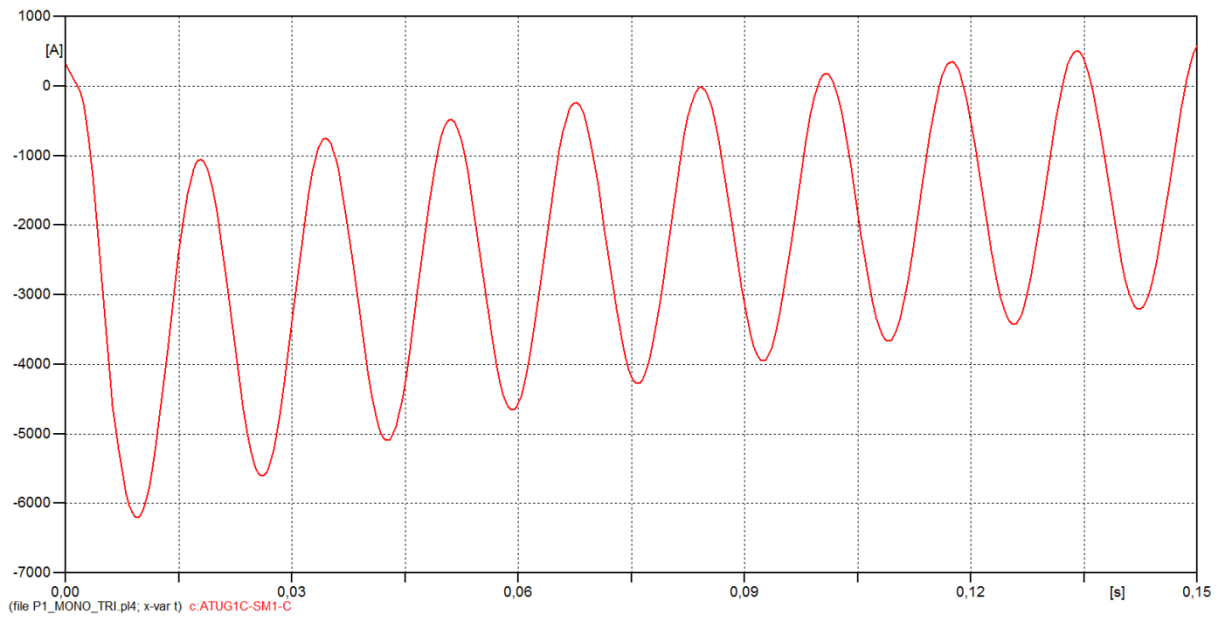


Figura 31 – Corrente de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado na fase C

Para esta rede e este ponto de operação específico, o caso mais severo foi o defeito sólido progressivo evoluindo de monofásico para trifásico aterrado. Porém, para o restante do estudo foi adotado o defeito sólido progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado, pois, conforme [2, 3, 4, 5, 7 e 8], é o defeito que causa o maior atraso da passagem da corrente de curto-circuito por zero. As Figuras 32, 33 e 34 ilustram a comparação das correntes de curto-circuito entre o defeito progressivo evoluindo de monofásico para trifásico aterrado (curva vermelha) com o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado (curva verde) nas fases A, B e C, respectivamente.

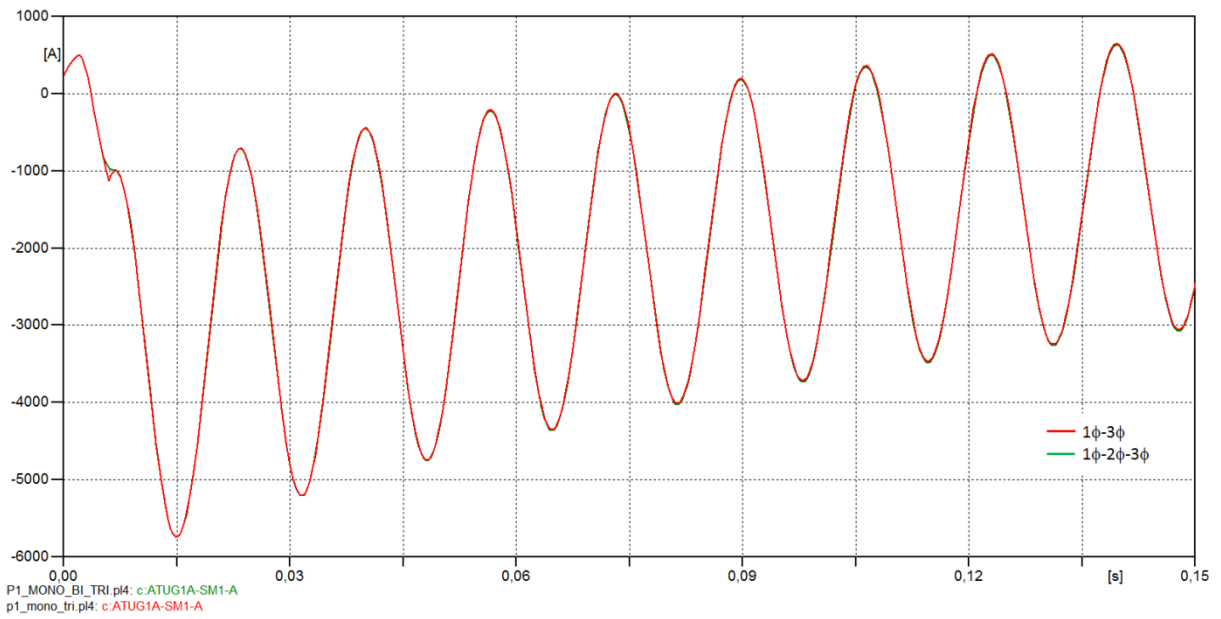


Figura 32 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase A

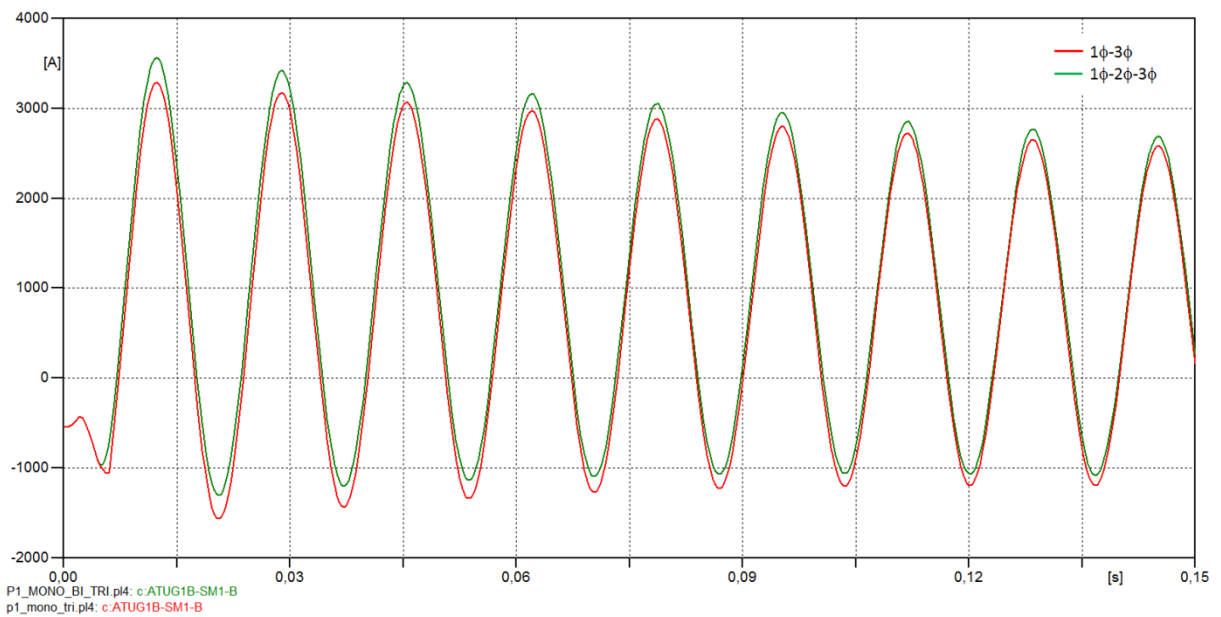


Figura 33 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase B

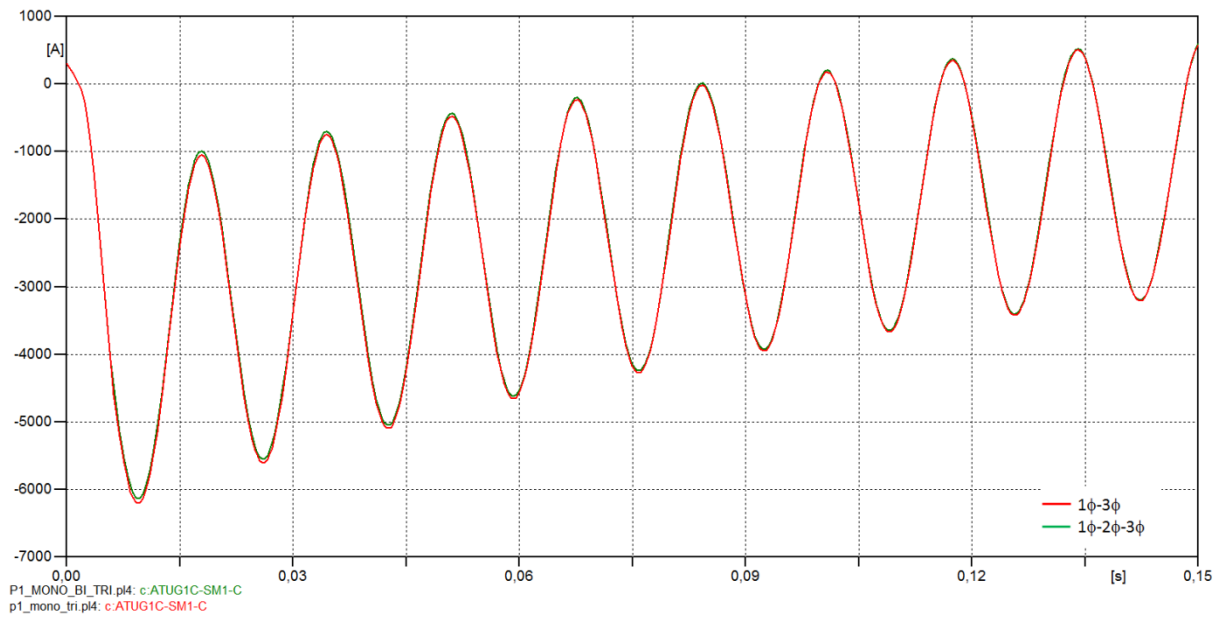


Figura 34 – Comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase C

Já a Figura 35 é uma ampliação no momento em que a corrente de curto-circuito na fase C do defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado (curva verde) passa pelo zero, porém a corrente de curto-circuito na fase C do defeito progressivo evoluindo de monofásico para trifásico aterrado (curva vermelha) não cruza o zero, só ocorrendo no próximo ciclo.

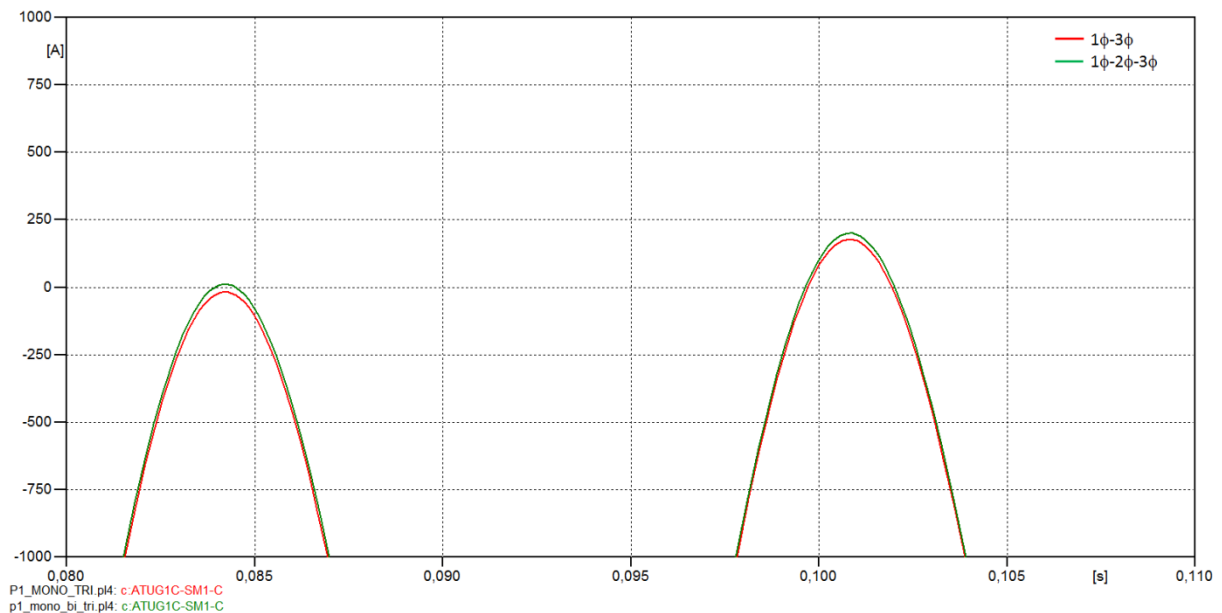


Figura 35 – Ampliação da comparação das correntes de curto-circuito para o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 3φ aterrado com o defeito progressivo evoluindo de 1φ para 2φ aterrado e para 3φ aterrado na fase C

III.2.2 Resistência de Defeito

A representação da resistência de defeito introduz um amortecimento da componente contínua, fazendo com que sejam antecipados significativamente a passagem por zero das correntes de defeito, conforme [22]. As referências [3 e 9] já estudaram este amortecimento. Os autores de [3] avaliaram a inserção de uma pequena resistência de neutro. Em [9], foi considerada a resistência do arco do defeito estabelecida através do ar e a resistência de retorno pela terra. A fim de estimar este amortecimento, foi adotada uma representação simplificada da resistência de defeito, a resistência do arco elétrico no ponto de defeito não tem um comportamento linear, variando seus valores de 0 a 30 Ω , buscando inclusive considerar o efeito da resistência de pé de torre e resistência de retorno.

As simulações foram feitas considerando o sistema com a condição de operação presente nos dados de fluxo de potência do ONS, com duas máquinas em operação e gerando 352 MW e 4,83 Mvar cada. O defeito aplicado foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado. Como já era esperado, a resistência de defeito reduziu o tempo máximo da primeira passagem por zero da corrente, conforme é apresentado na Tabela 4. A inserção da resistência de defeito mostrou que é capaz de antecipar a passagem por zero das correntes de curto-circuito e, conseqüentemente, este zero atrasado não proporciona problemas na operação de abertura dos disjuntores, com o tempo máximo de zero atrasado de apenas 31,2 ms. As Figuras 36, 37 e 38 demonstram a influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito das fases A, B e C, respectivamente.

Tabela 4 – Resistência de defeito

Resistência de Defeito (Ω)	Zero Atrasado (ms)
0	77,0
1	31,2
5	13,0
10	11,9
15	11,1
20	10,7
25	10,3
30	10,1

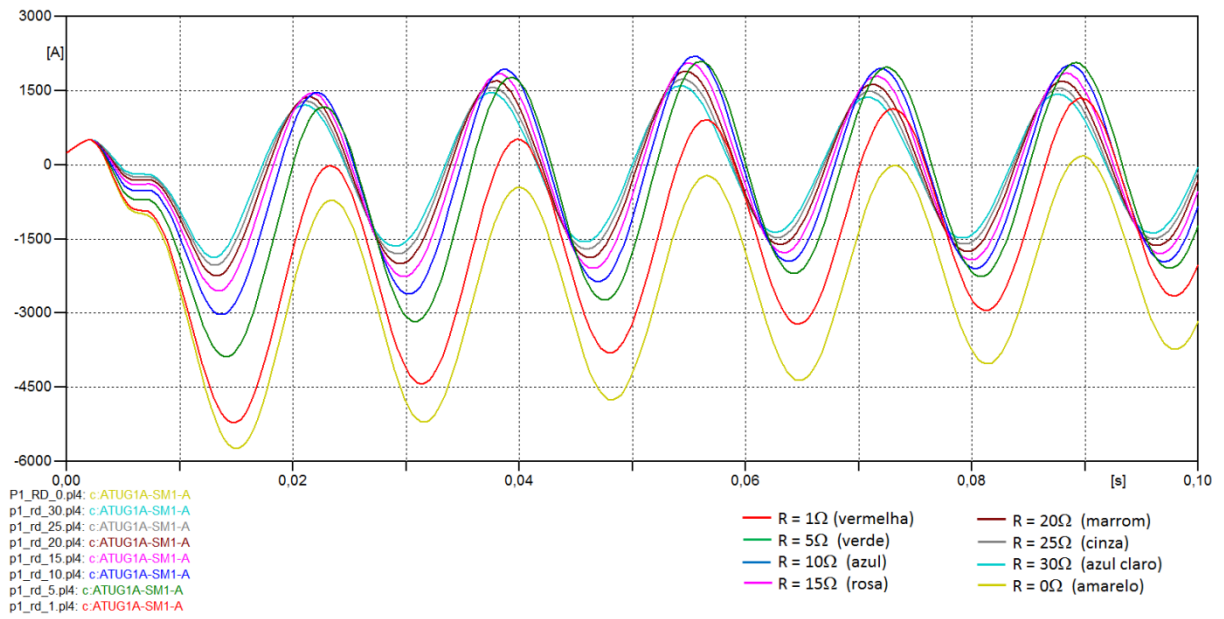


Figura 36 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase A

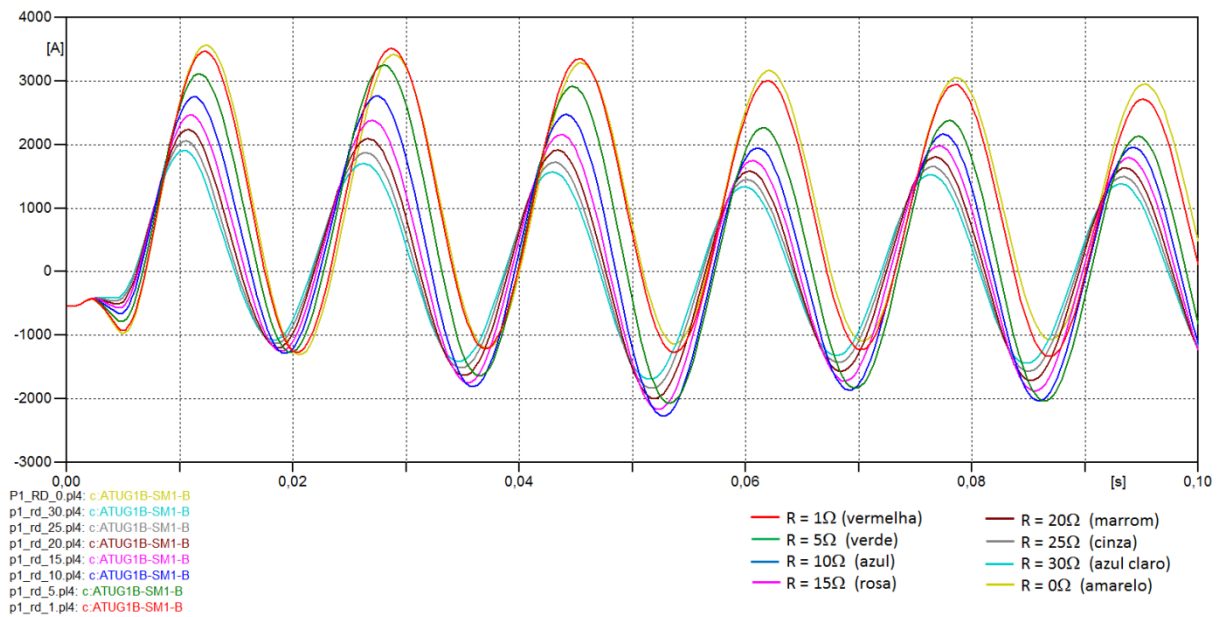


Figura 37 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase B

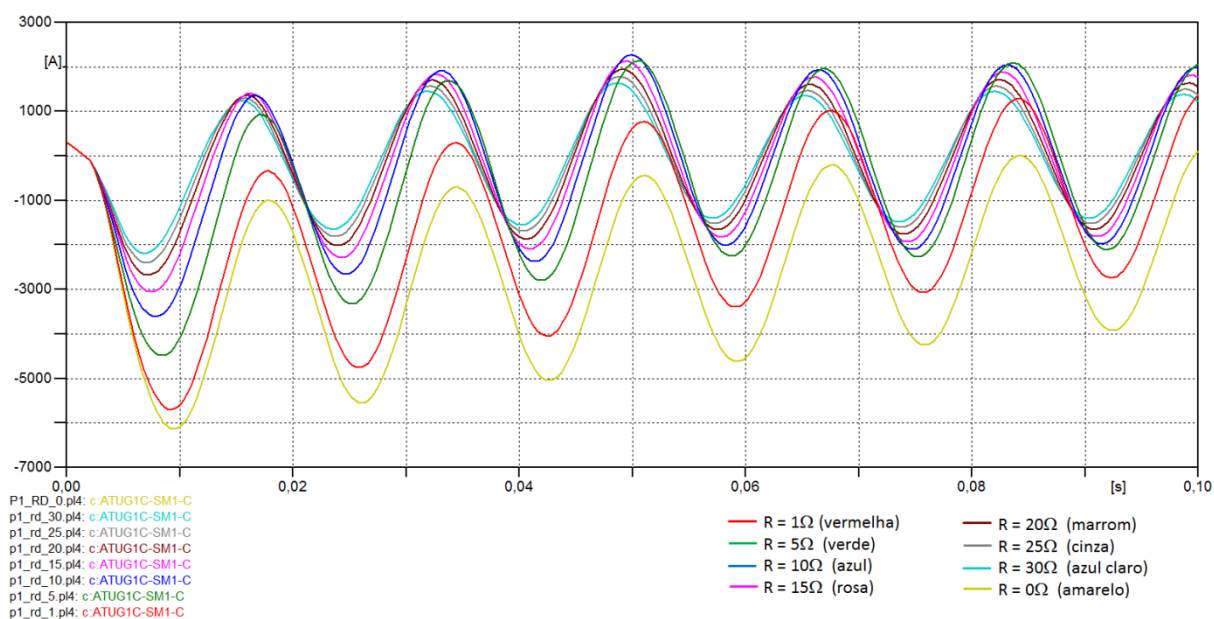


Figura 38 – Influência da resistência de defeito na corrente de curto-circuito da fase C

III.3 Características da Geração

III.3.1 Pontos de Operação do Gerador

Diversos pontos de operação do gerador foram simulados no sentido de cobrir de forma abrangente a curva de capacidade da máquina, pesquisando assim, condições de operação que maximizem a ocorrência de zeros atrasados. Esta preocupação com o modo de operação dos geradores influenciando ou não a ocorrência dos zeros atrasados já foi discutida em [2, 3, 4, 7 e 9]. Os Procedimentos de Rede do ONS [16] ainda definem como diretriz de estudos de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados, que o fator de potência da corrente de carga em regime permanente deve ser cuidadosamente explorado, uma vez que esse fator pode influenciar preponderantemente os resultados e que fatores de potência capacitivos que possam ser reproduzidos por alguma condição operativa da rede devem ser considerados. Por este motivo, este aspecto também foi escolhido para ser simulado.

O defeito aplicado nas simulações foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado com resistência de defeito nula. A curva de capacidade da máquina foi coberta de forma abrangente, porém não foi levado em conta o problema de cavitação da mesma, pois foram simulados casos em que a máquina gera menos que 108 MW, que é a potência mínima permitida. A Tabela 5 apresenta de forma resumida os resultados dos pontos de operação das máquinas simulados. A primeira coluna enumera os casos, já a segunda coluna apresenta a condição da máquina

para cada caso. A terceira, quarta, quinta e sexta coluna demonstram a potência ativa (P) gerada pela máquina, a potência reativa (Q) gerada/consumida pela máquina, a potência aparente (S) gerada pela máquina e o fator de potência (FP) da máquina, respectivamente, para cada caso no momento pré-defeito. A Figura 39 ilustra os diversos pontos de operação das unidades geradoras correspondentes aos casos simulados. Cada ponto representado no gráfico corresponde a uma condição de operação simulada.

Tabela 5 – Pontos de operação

Caso	Condição de excitação	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	FP	Zero Atrasado (ms)
P1	Sobre-excitada	352,52	4,83	352,54	1,00	77,1
P2	Sobre-excitada	120,28	98,16	155,25	0,77	76,9
P3	Sobre-excitada	359,18	127,89	381,26	0,94	76,3
P4	Sobre-excitada	75,02	121,53	142,81	0,53	77,0
P5	Sobre-excitada	29,43	151,80	154,63	0,19	61,1
P6	Sobre-excitada	32,13	195,43	198,05	0,16	60,8
P7	Sub-excitada	19,25	-11,12	22,22	0,87	77,9
P8	Sub-excitada	325,50	-57,09	330,46	0,98	93,1
P9	Sub-excitada	316,13	-105,31	333,20	0,95	98,3
P10	Sub-excitada	11,54	-132,74	133,23	0,09	110,4
P11	Sub-excitada	7,96	-188,72	188,88	0,04	110,9

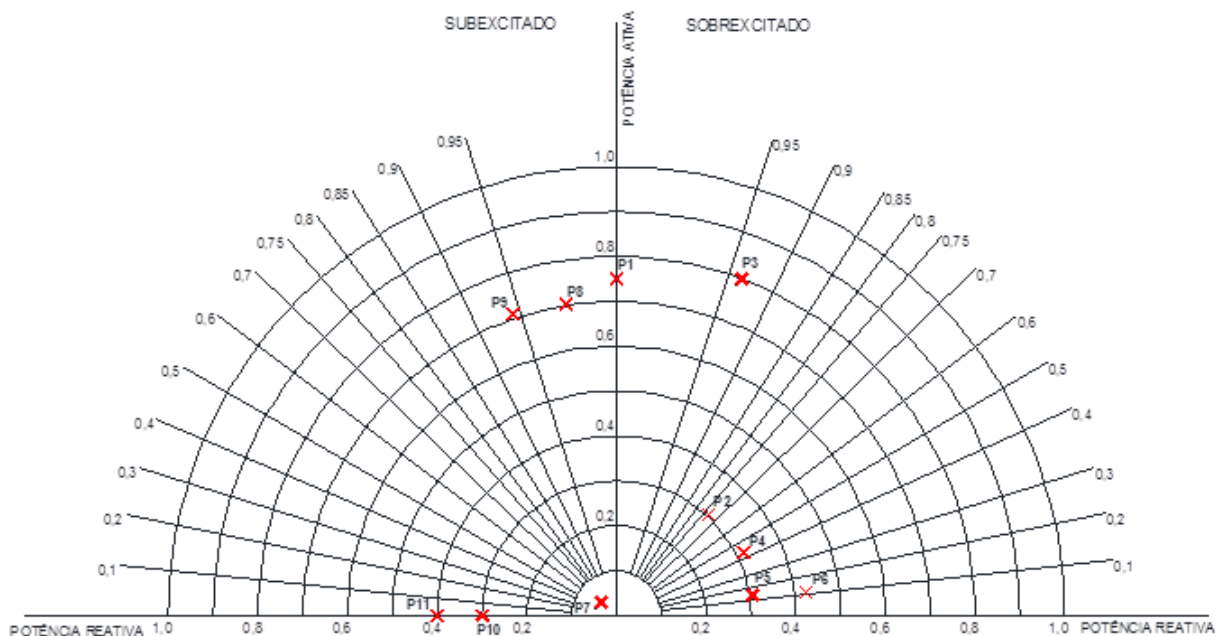


Figura 39 – Condições operativas analisadas

O ponto de operação P1 corresponde à condição inicial da base de dados de fluxo de potência do ONS. Observa-se que em todos os casos mostrados na Tabela 5, o tempo de

zero atrasado já poderia acarretar num problema de abertura do disjuntor, já que, conforme [7], a capacidade interruptora do disjuntor só seria plena se a passagem da corrente por zero ocorresse antes de 53,67 ms após o início da aplicação do defeito. Esse efeito ocorre por causa do tipo de defeito aplicado para os casos, que é o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado. Cabe ressaltar que a condição operativa sub-excitada, que corresponde à máquina consumindo potência reativa da rede, se mostrou como a mais severa para a ocorrência dos zeros atrasados, como já concluído em [2,3,4,7 e 9]. As Figuras 40, 41 e 42 apresentam uma comparação da evolução da corrente de curto-circuito no caso P1 (curva verde) e no caso P11 (curva vermelha), que é o caso mais severo considerando a máquina sub-excitada, nas fases A, B e C, respectivamente.

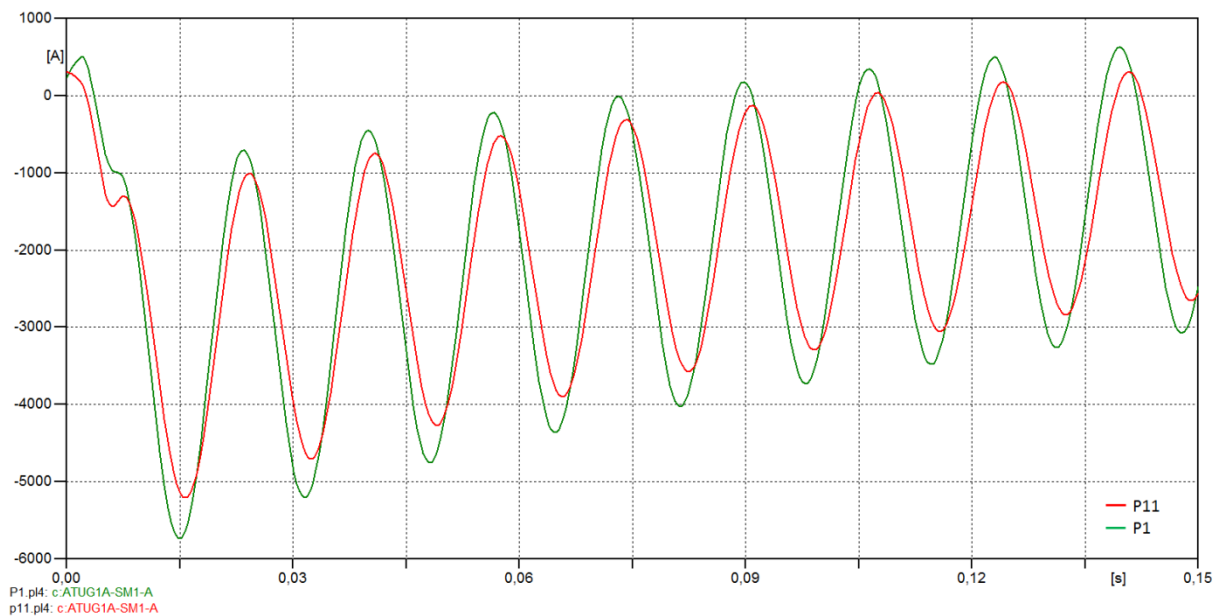


Figura 40 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase A

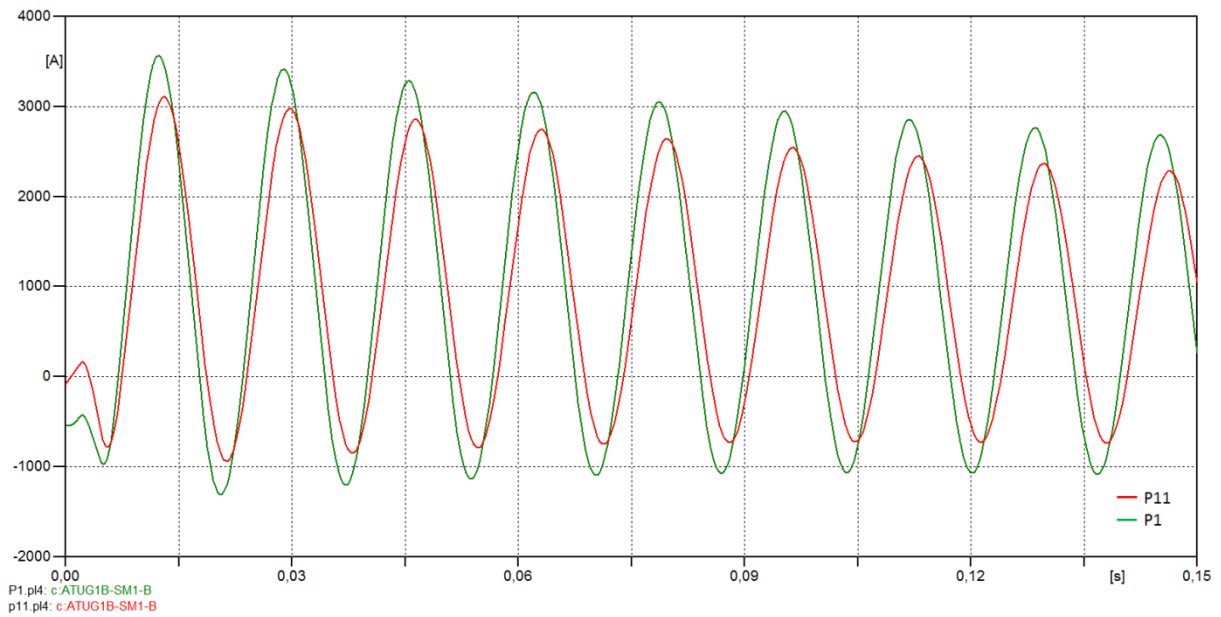


Figura 41 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase B

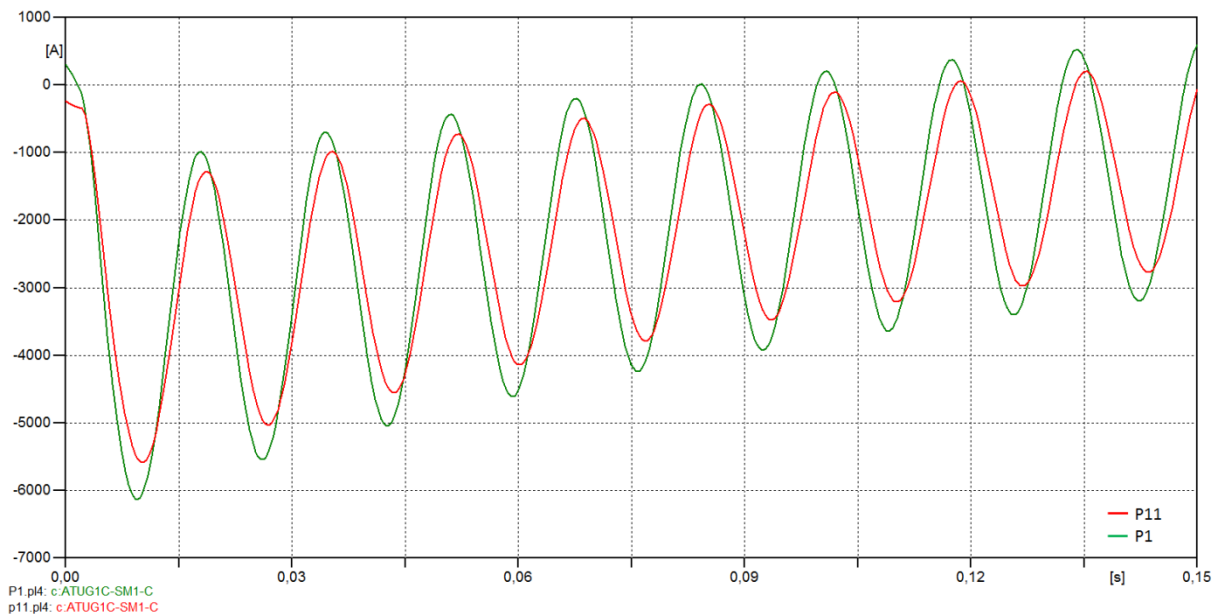


Figura 42 – Comparação da corrente de curto-circuito no caso P1 e no caso P11 na fase C

Observa-se, na Figura 42, que a corrente de curto-circuito na fase C para o caso P11 só cruza o zero, aproximadamente, 2 ciclos após a corrente de curto-circuito na fase C para o caso P1. Demonstrando assim a grande influência do modo de operação da máquina no fenômeno de zero atrasado.

III.3.2 Resistência de Armadura do Gerador

Em [7], verificou-se a influência da relação X/R da máquina e da relação X/R do transformador na assimetria das correntes de curto-circuito, então decidiu-se avaliar neste

estudo a influência da resistência de armadura da máquina na ocorrência dos zeros atrasados, que conseqüentemente também avaliará a relação X/R da máquina. Desta forma para mensurar a influência da resistência de armadura do gerador na ocorrência dos zeros atrasados, optou-se por variar a resistência de 0,0001 pu a 0,0030 pu. É importante lembrar que a resistência de armadura da máquina é de 0,0019 pu.

As simulações foram feitas considerando o sistema com a condição de operação presente nos dados de fluxo de potência do ONS, com duas máquinas em operação e gerando 352 MW e 4,83 Mvar cada. O defeito aplicado nas simulações foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado com resistência de defeito nula. O Apêndice C apresenta a curva de capacidade da máquina de Serra da Mesa. A Tabela 6 ilustra os resultados das simulações variando a resistência de armadura e as Figuras 43, 44 e 45 demonstram a influência da resistência de armadura nas correntes de curto-circuito nas fases A, B e C, respectivamente. Nota-se que, quanto menor a resistência de armadura maior será o tempo para a corrente de curto-circuito passar por zero. Isso ocorre, pois resistências menores (maior relação X/R da máquina) têm influência direta no amortecimento da componente aperiódica.

Tabela 6 – Resistência de armadura

Ra (pu)	Zero Atrasado (ms)
0,0001	109,7
0,0005	93,7
0,0010	93,2
0,0015	92,9
0,0019	77,1
0,0025	76,6
0,0030	76,4

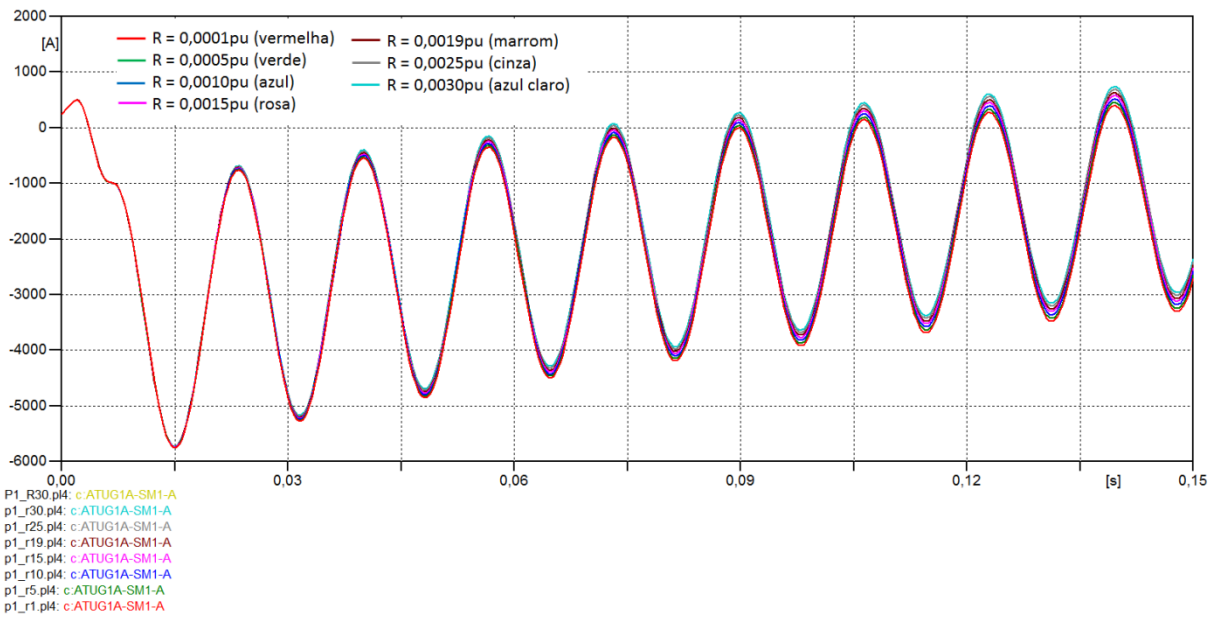


Figura 43 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase A

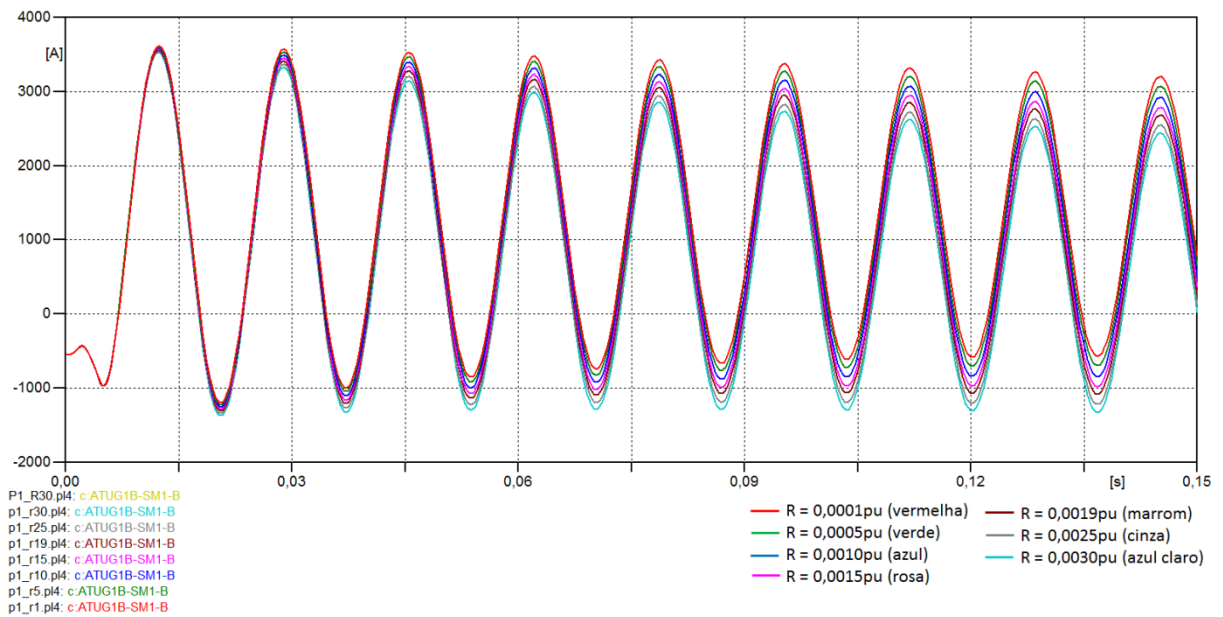


Figura 44 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase B

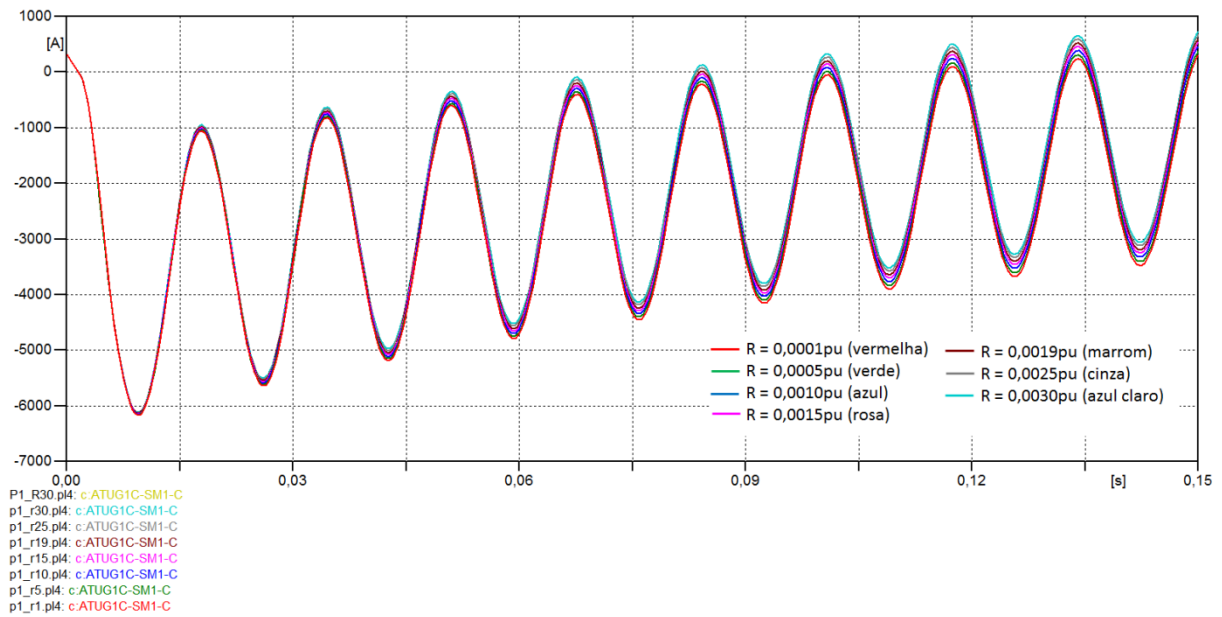


Figura 45 – Influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase C

A Figura 46 mostra uma ampliação da evolução das correntes de curto-circuito na fase C para os casos simulados. Observa-se que os casos em que a corrente de defeito cruza o zero primeiramente são os casos com resistência de armadura maior, R_a iguais a 0,0030 pu, 0,0025 pu e 0,0019 pu que correspondem as curvas azul claro, cinza e marrom, respectivamente. No próximo ciclo, os casos em que a corrente passa por zero são os casos simulados com resistência de armadura iguais a 0,0015 pu, 0,0010 pu e 0,0005 pu, apresentados pelas curvas rosa, azul e verde, respectivamente. Já o caso com resistência de armadura igual a 0,0001 pu, representado pela curva vermelha, a corrente de curto-circuito só cruza o zero dois ciclos após os primeiros casos.

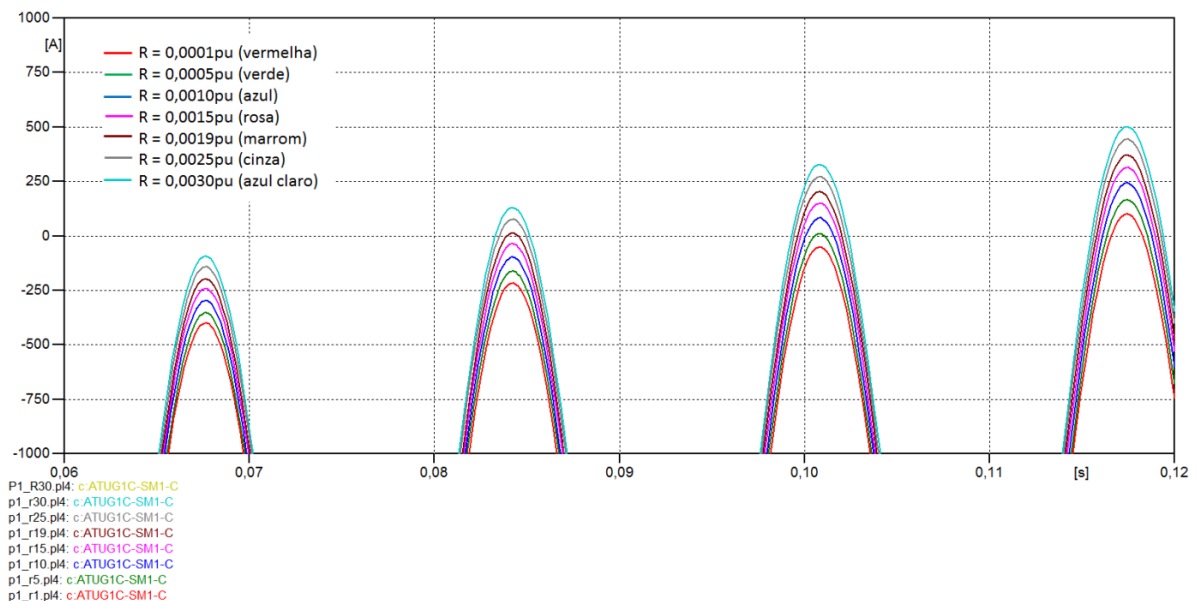


Figura 46 – Ampliação da influência da resistência de armadura na corrente de curto-circuito na fase C

III.3.3 Quantidade de Geradores em Operação

Estudos de variação do número de máquinas já foram feitos em [4 e 7] para analisar situações mais severas em termos de passagem atrasadas de corrente de curto-circuito. Porém, em ambos os casos, a variação do número de máquinas foi feita avaliando todas máquinas suprindo o sistema por um mesmo disjuntor. Então, conclui-se que o caso com o maior número de máquinas era o mais severo. Com o objetivo de avaliar a influência do número de máquinas em operação na ocorrência dos zeros atrasados suprindo o sistema por disjuntores próprios e distintos, simularam-se as seguintes situações:

- Variação da quantidade de máquinas em operação de 1 a 3, sendo mantida constante a tensão terminal das mesmas (Caso 1);
- Variação da quantidade de máquinas em operação de 1 a 3, sendo mantido constante o ponto de operação, mesma potência ativa e reativa gerada, das mesmas (Caso 2).

O defeito aplicado nas simulações foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado com resistência de defeito nula. Os resultados das simulações nas condições acima estão apresentados na Tabela 7, onde apresenta a compilação dos resultados do Caso 1. As Figuras 47, 48 e 49 demonstram a influência do número de máquinas em operação na corrente de curto-circuito nas fases A, B e C, respectivamente, para o Caso 1. Dessa forma, pode-se verificar que o caso mais severo corresponde a simulação com somente uma máquina injetando corrente de curto-circuito.

Tabela 7–Número de geradores em operação – Caso 1

Máquinas em	Zero Atrasado
1	98,0
2	77,0
3	76,9

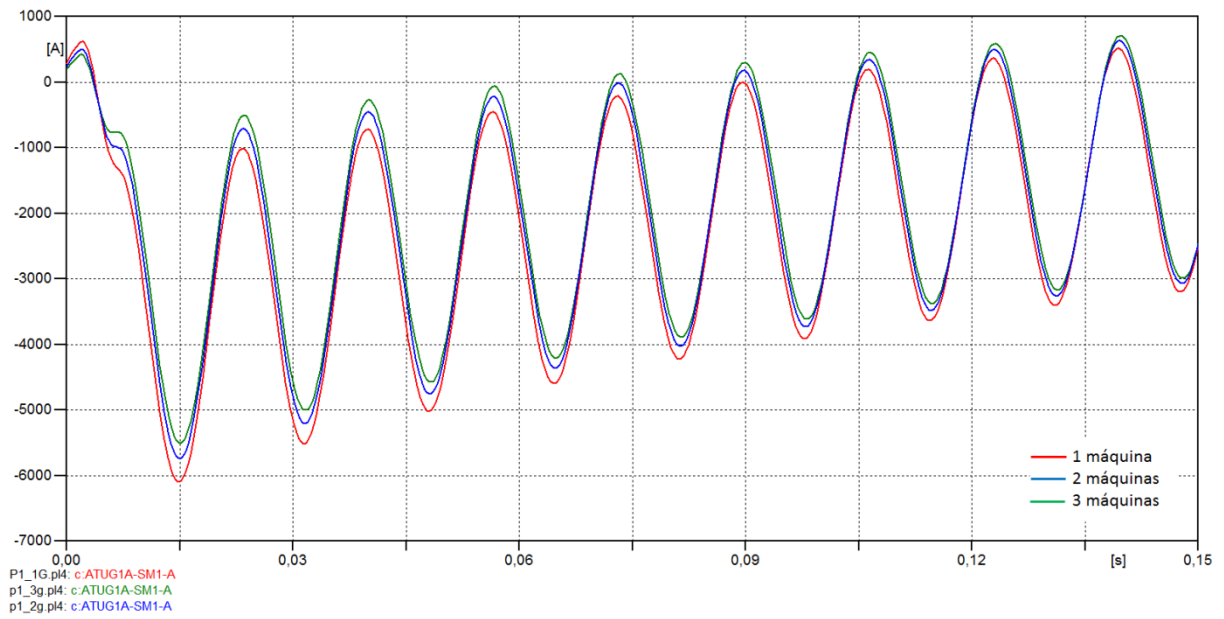


Figura 47 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase A – Caso 1

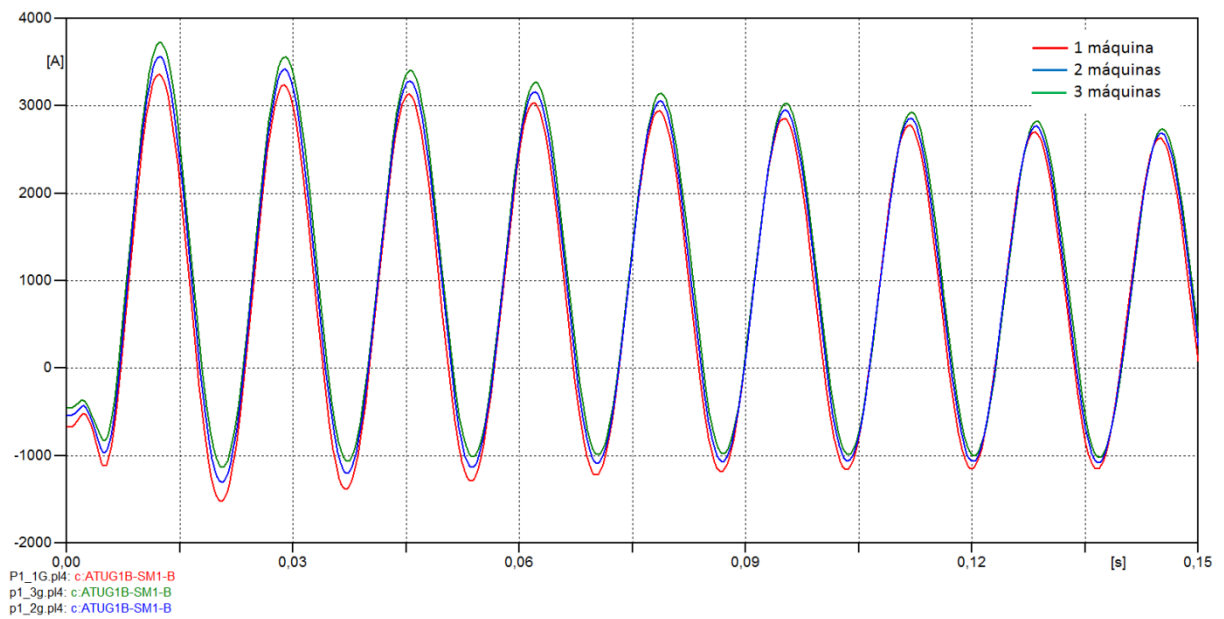


Figura 48 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase B – Caso 1

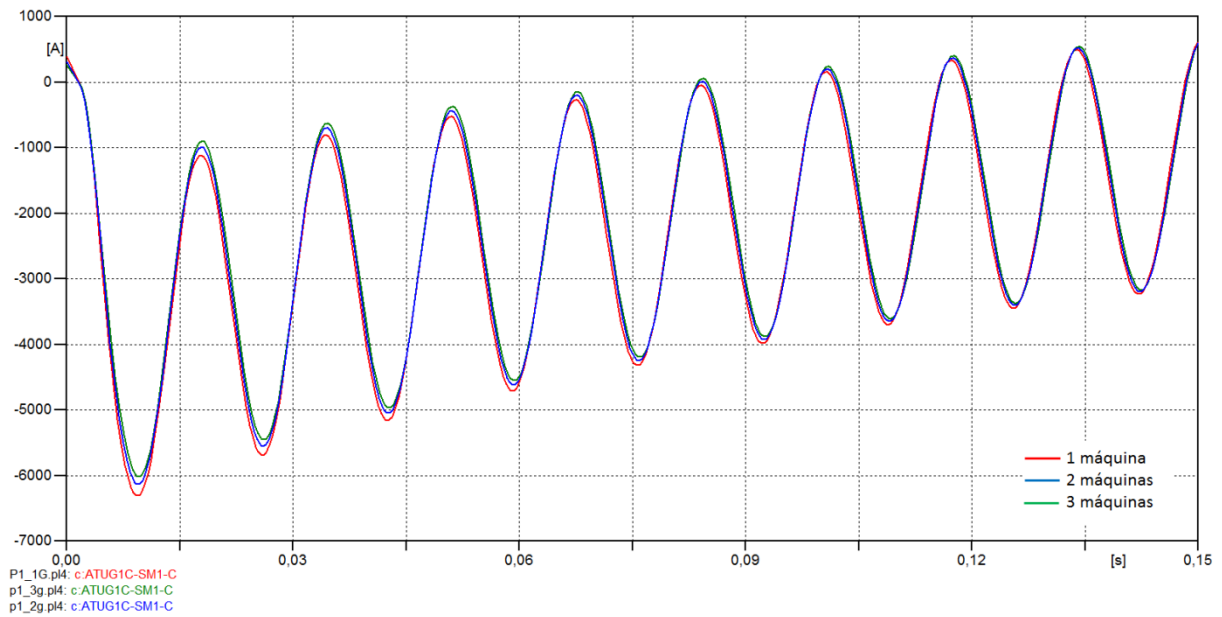


Figura 49 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 1

Nas figuras anteriores, a curva vermelha corresponde a simulação com uma máquina em operação, já a curva azul corresponde a simulação com duas máquinas em operação e a simulação com três máquinas em operação corresponde a curva verde. A Figura 50 apresenta a ampliação da evolução das correntes de curto-circuito na fase C para os casos simulados. Nota-se que os casos com duas e três máquinas em operação são os primeiros em que a corrente de defeito cruza o zero. Já para o caso com uma máquina, a corrente de curto-circuito só passa pelo zero no próximo ciclo.

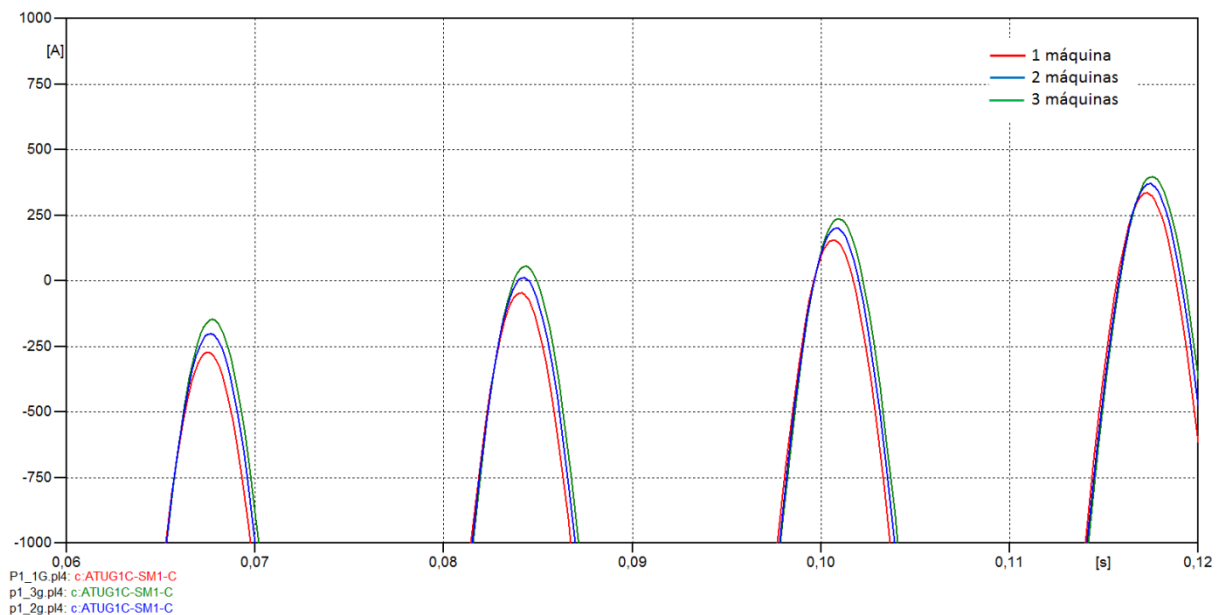


Figura 50 – Ampliação da influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 1

A compilação dos resultados do Caso 2 é apresentada na Tabela 8. Já as Figuras 51, 52 e 53 ilustram a influência do número de máquinas para o Caso 2.

Tabela 8 – Número de geradores em operação – Caso 2

Máquinas em	Zero Atrasado
1	92,9
2	77,0
3	76,7

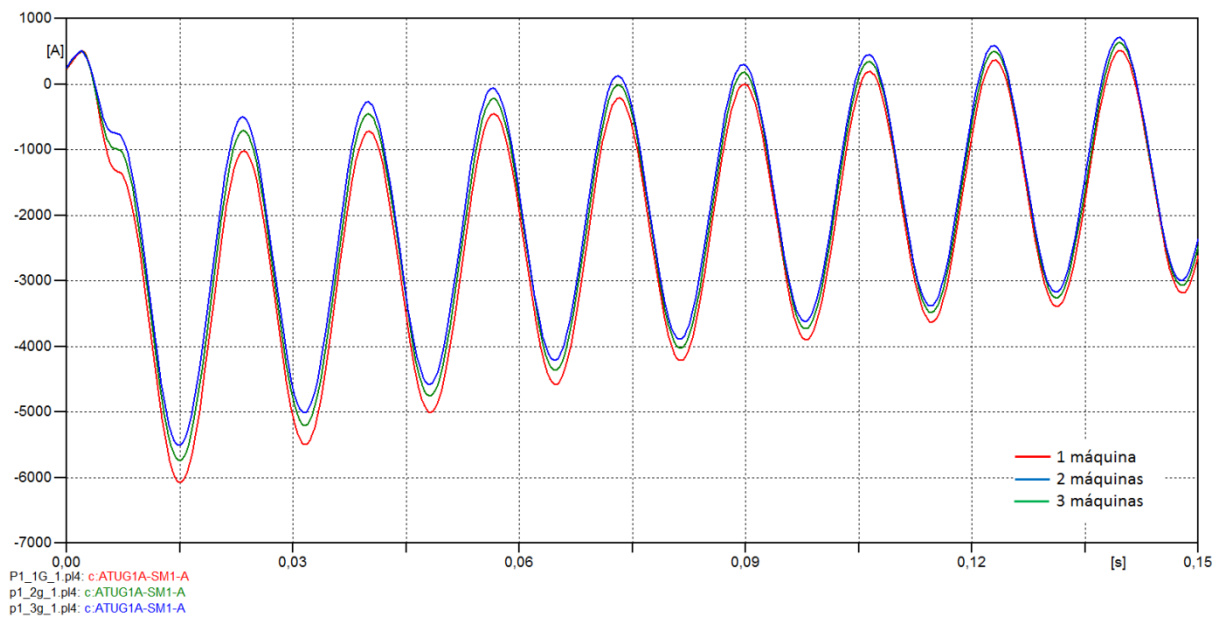


Figura 51 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase A – Caso 2

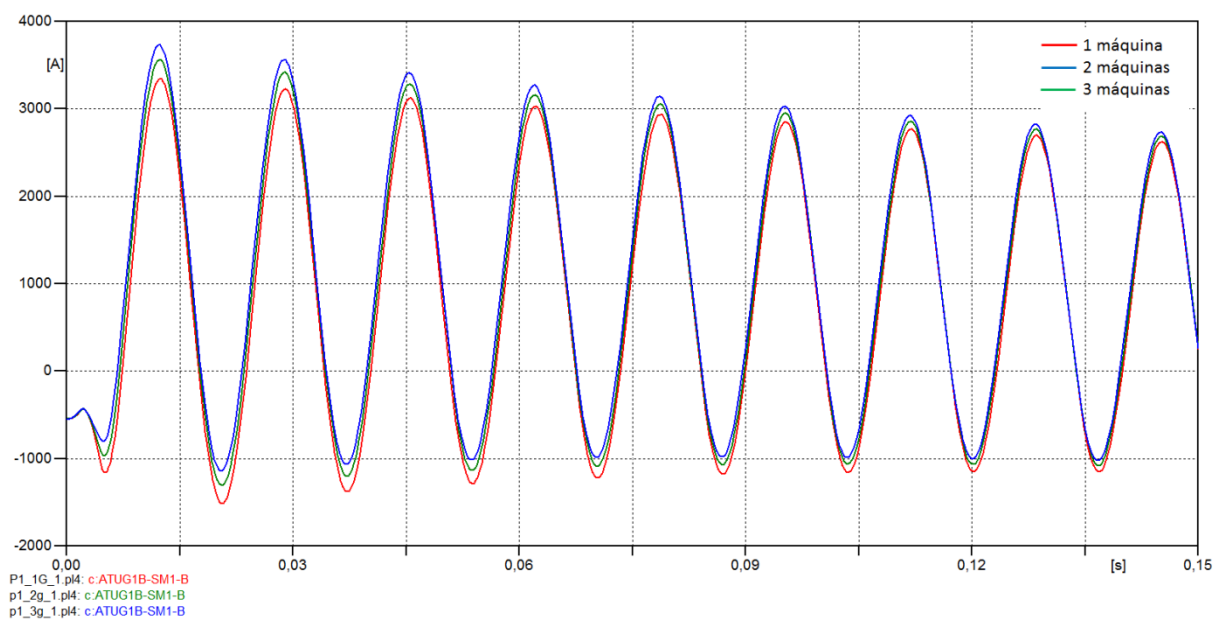


Figura 52 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase B – Caso 2

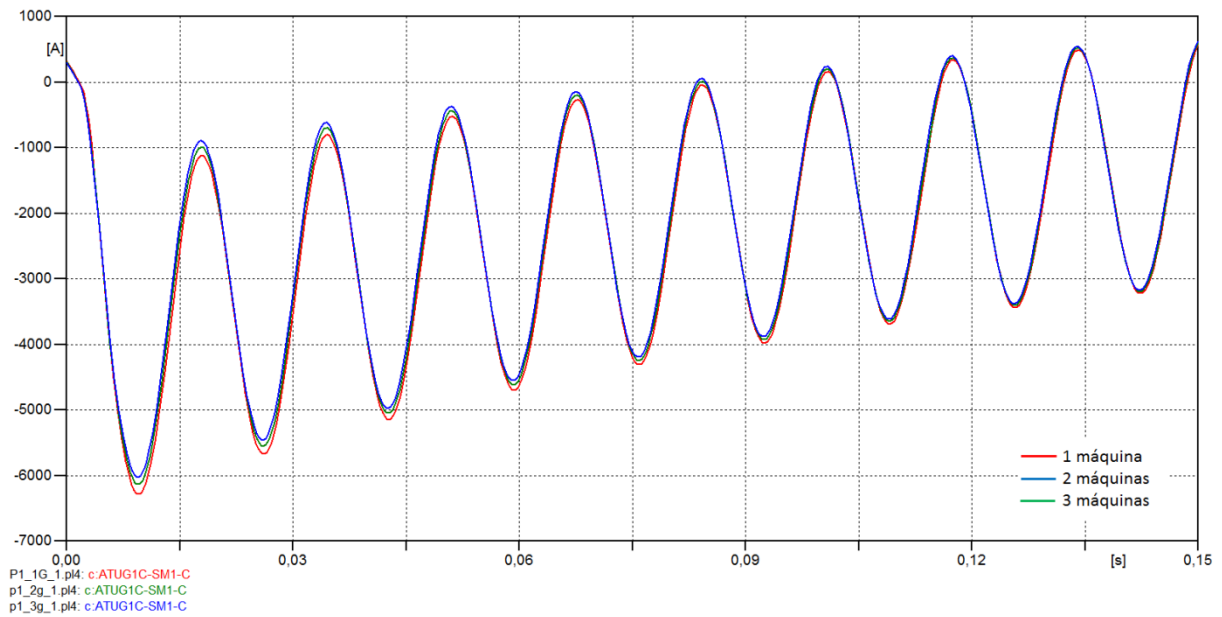


Figura 53 – Influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 2

A curva vermelha corresponde a simulação com uma máquina em operação, já a curva azul corresponde a simulação com duas máquinas em operação e a simulação com três máquinas em operação corresponde a curva verde. A Figura 54 apresenta a ampliação da evolução das correntes de curto-circuito na fase C para os casos simulados. Observa-se que os casos com duas e três máquinas em operação são os primeiros em que a corrente de defeito cruza o zero. Já para o caso com uma máquina, a corrente de curto-circuito só passa pelo zero no próximo ciclo.

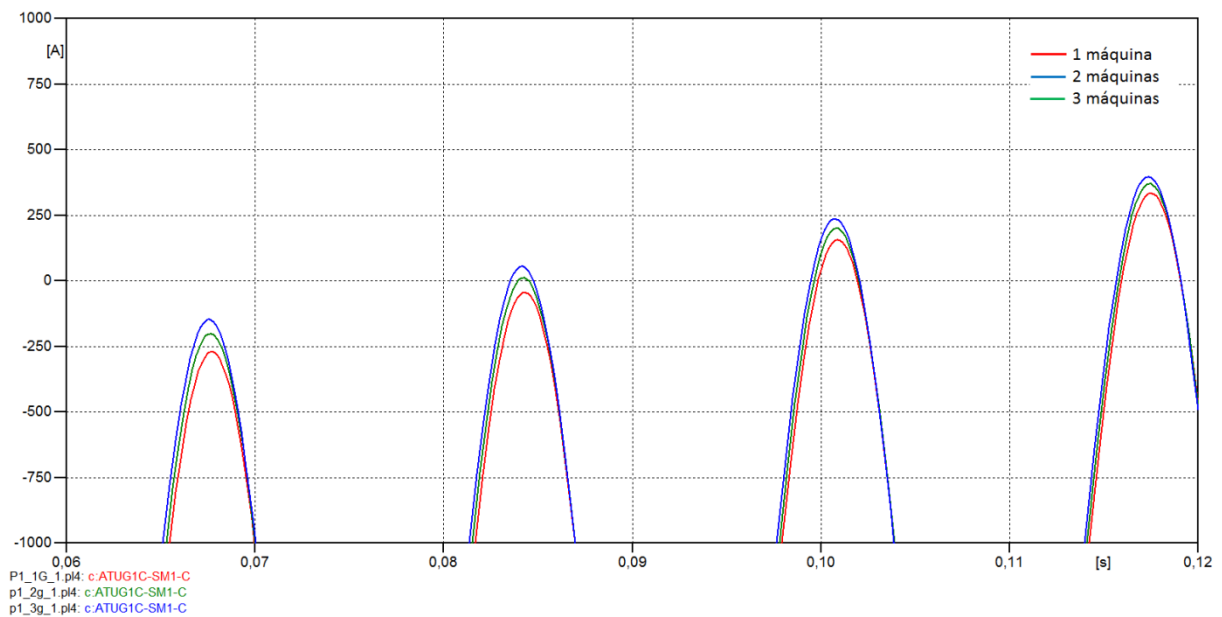


Figura 54 – Ampliação da influência da quantidade de máquinas em operação na corrente de curto circuito na fase C – Caso 2

III.4 Características do Disjuntor

III.4.1 Resistência do Arco Elétrico no Disjuntor

A resistência do arco elétrico formado entre os contatos do disjuntor age no sentido de amortecer a assimetria da corrente de defeito. Várias representações da resistência do arco elétrico no fenômeno de zero atrasado já foram estudadas e demonstradas em [2, 4, 5, 7, 8 e 9]. Asencios em [23], comparou e apresentou os modelos mais importantes já desenvolvidos, como: modelo de Cassie, modelo de Mayr, modelo de Habedank, modelo de Schavemaker, modelo de Schwarz, modelo modificado de Thiel, modelo de KEMA e o modelo Mayr-Portela.

Os Procedimentos de Rede do ONS [16] definem que, nas simulações iniciais em estudos de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados, a representação do arco do disjuntor é optativa, porém:

- caso a presença de zeros atrasados seja identificada, deve-se refinar a modelagem pela representação do arco no disjuntor, pois ele pode ter participação fundamental na atenuação da componente contínua da corrente de defeito;
- preferivelmente, a resistência do arco e a sua variação com a corrente devem ser obtidas com o agente responsável; na falta dessa informação, pode-se utilizar um valor típico de resistência de arco constante.

Portanto, optou-se por simular dois casos: um considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente e outro considerando uma representação simplificada da resistência do arco elétrico como um valor típico constante.

Em simulações transitórias para determinação das condições de zeros atrasados, a resistência de arco pode ser representada através da curva tensão-corrente ($u \times i$) obtida por ensaios do fabricante do disjuntor analisado. Na falta desta, a característica genérica que consta em [13] pode ser adotada. A Figura 19 apresenta esta curva característica tensão-corrente do arco elétrico de um disjuntor de alta-tensão, já mencionada na seção II.2.1. A partir desta, foi gerada uma nova curva do valor da resistência do arco elétrico no disjuntor em função da corrente, ilustrada na Figura 55. Com o auxílio do programa Microsoft Excel®, inferiu-se a equação (25) para este gráfico:

$$R(i) = 6,1765i^{-1,358} \quad (25)$$

onde, R – resistência do arco elétrico no disjuntor e i – corrente no disjuntor.

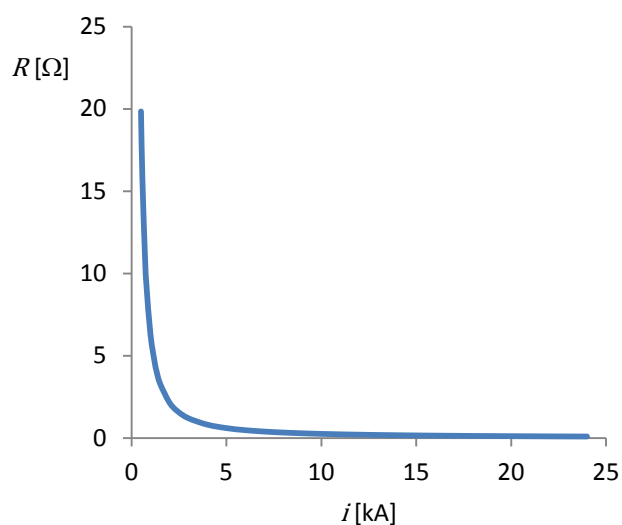


Figura 55 – Curva de resistência do arco elétrico no disjuntor em função da corrente

A implementação desta característica no ATP, foi feita através da rotina MODELS e após simulação do caso resultou na curva de resistência de arco elétrico no disjuntor em função do tempo apresentada na Figura 56 [9]. Foi adotado como valor máximo de resistência do arco elétrico de 25 Ω .

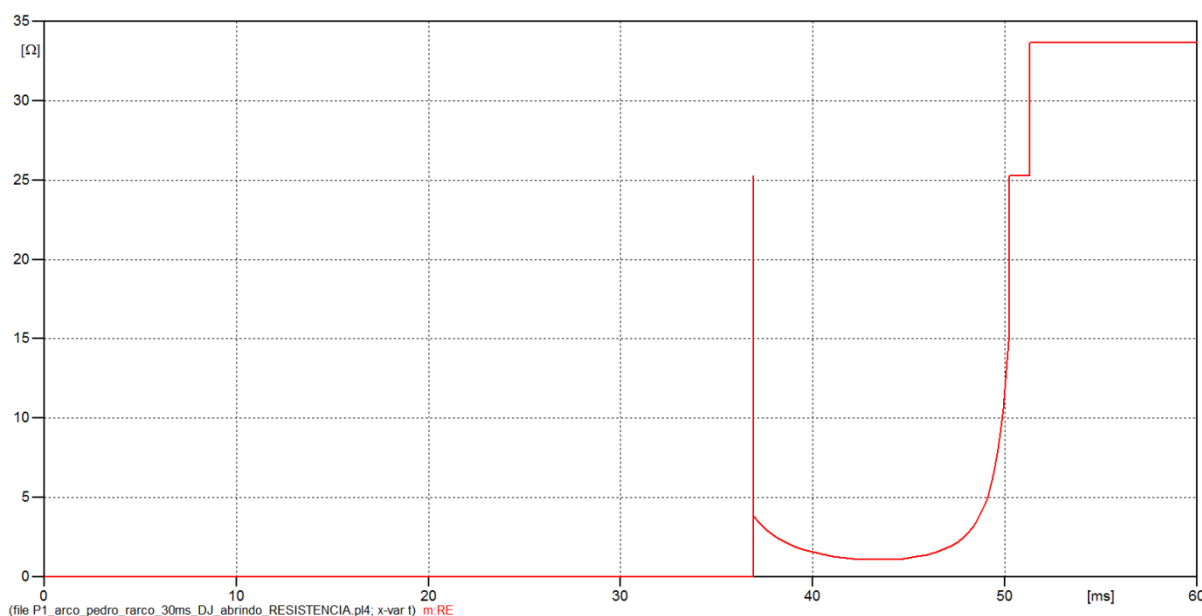


Figura 56 – Curva de resistência do arco elétrico no disjuntor pelo tempo para o caso simulado considerando a abertura do polo

Nas simulações efetuadas considerou-se o tempo total para o início de formação do arco de 30 ms que contempla o tempo de detecção do defeito pelo relé, o tempo de comando de abertura do disjuntor e o tempo do início de abertura dos contatos do disjuntor. As simulações foram feitas considerando o sistema com a condição de operação presente nos dados de fluxo de potência do ONS, com duas máquinas em operação e gerando 352

MW e 4,83 Mvar cada. O defeito aplicado nas simulações foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado com resistência de defeito nula.

As Figuras 57, 58 e 59 ilustram a comparação da evolução da corrente de curto-circuito entre um caso que não considera a resistência do arco elétrico gerado pela abertura dos contatos do disjuntor (curva verde) e outro que considera a resistência do arco elétrico em função da corrente (curva vermelha) nas fases A, B e C, respectivamente. A resistência inserida pelo arco elétrico reduziu o tempo da primeira passagem da corrente por zero de 77 ms para 59,1 ms.

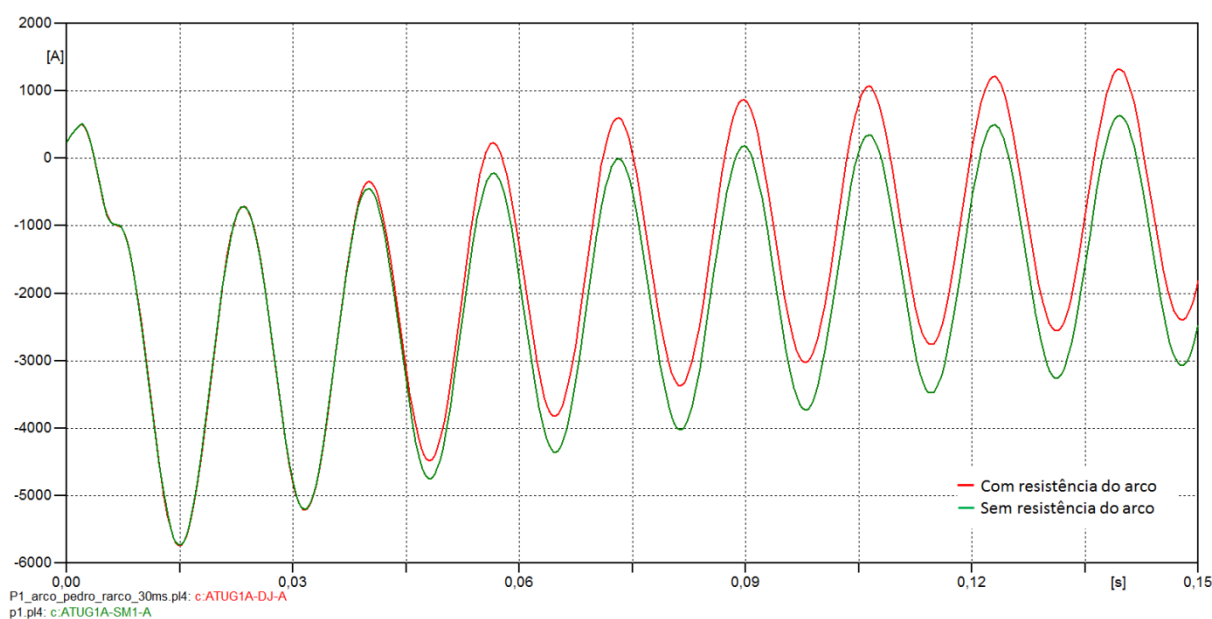


Figura 57 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase A

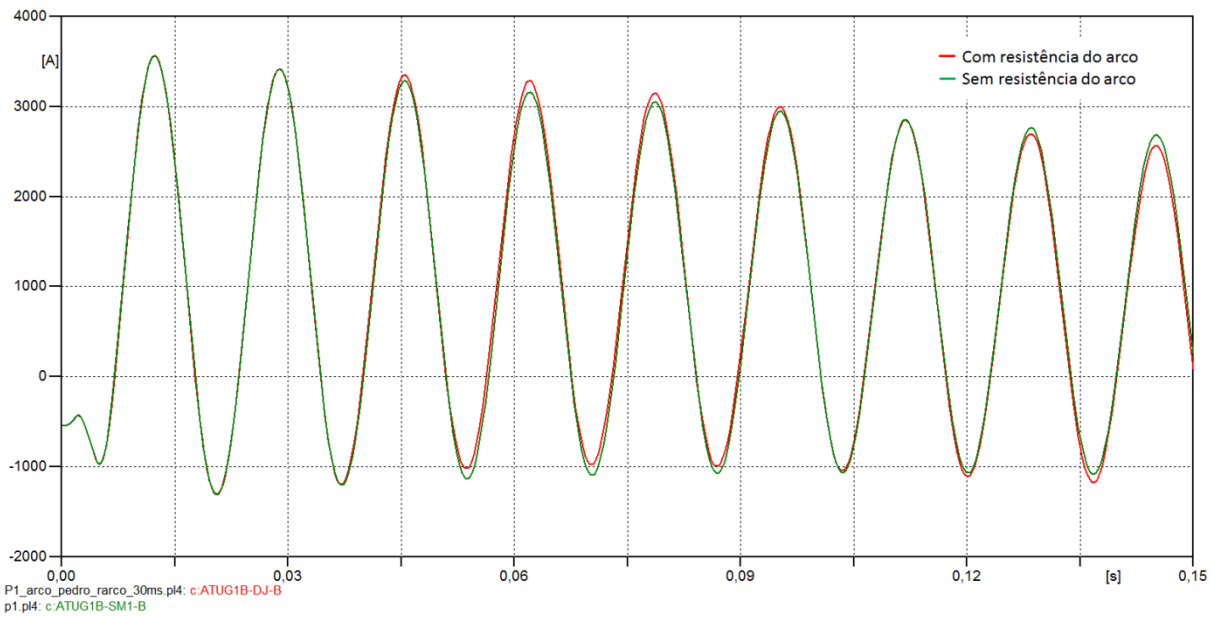


Figura 58 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase B

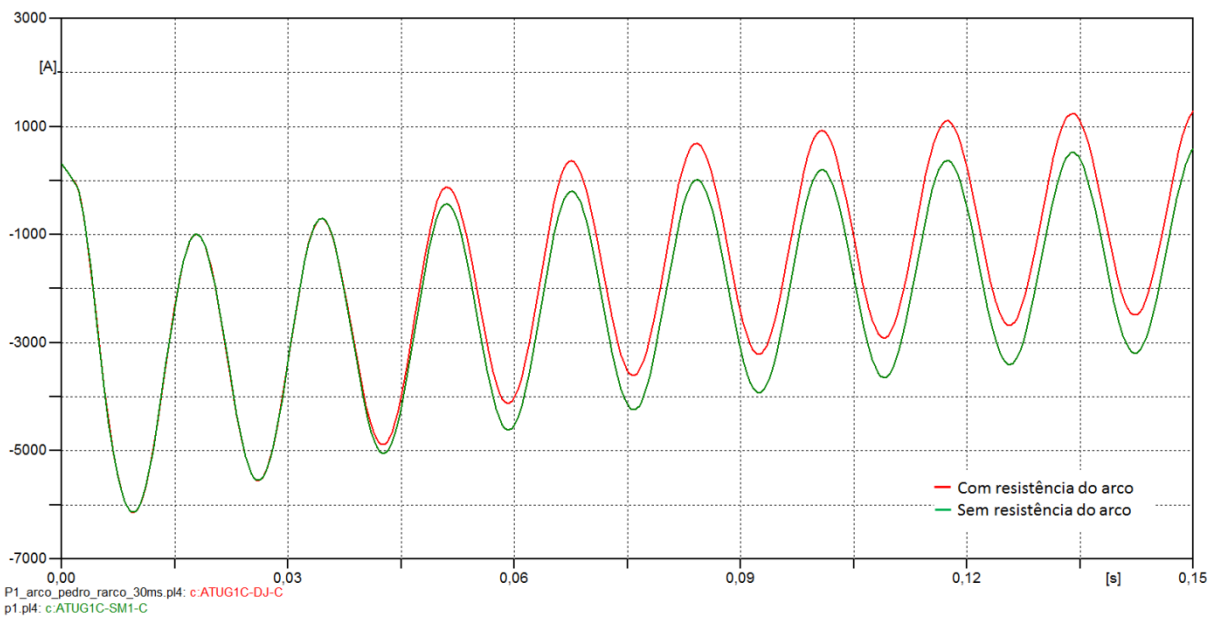


Figura 59 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso sem resistência do arco elétrico na fase C

Foi realizada uma simulação adotando-se uma representação simplificada da resistência do arco elétrico. Para isso, adotou-se um valor típico de 20Ω . As Figuras 60, 61 e 62 apresentam a comparação desta simulação (curva vermelha) com a simulação anterior (curva verde), adotando-se a resistência variando com o tempo.

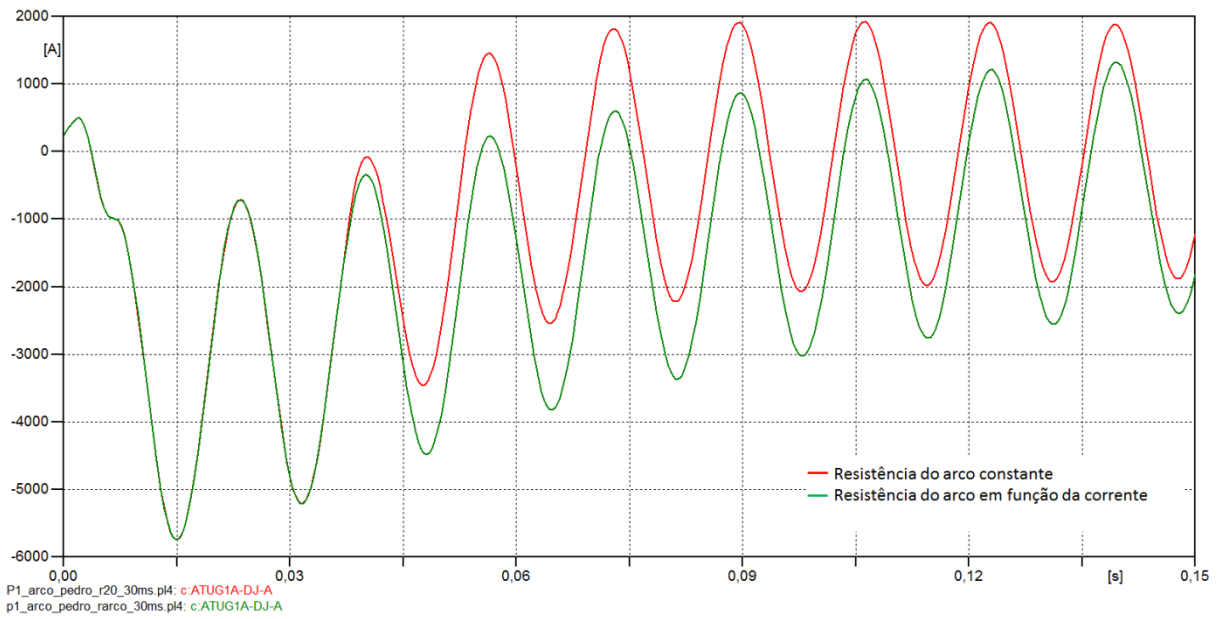


Figura 60 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase A

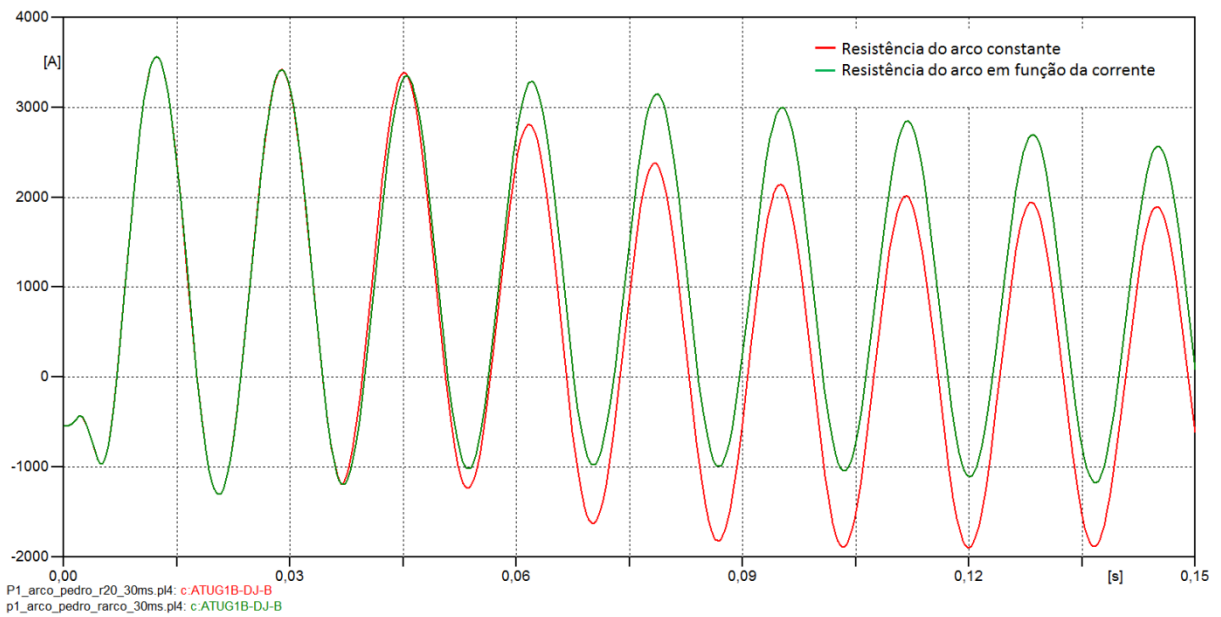


Figura 61 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase B

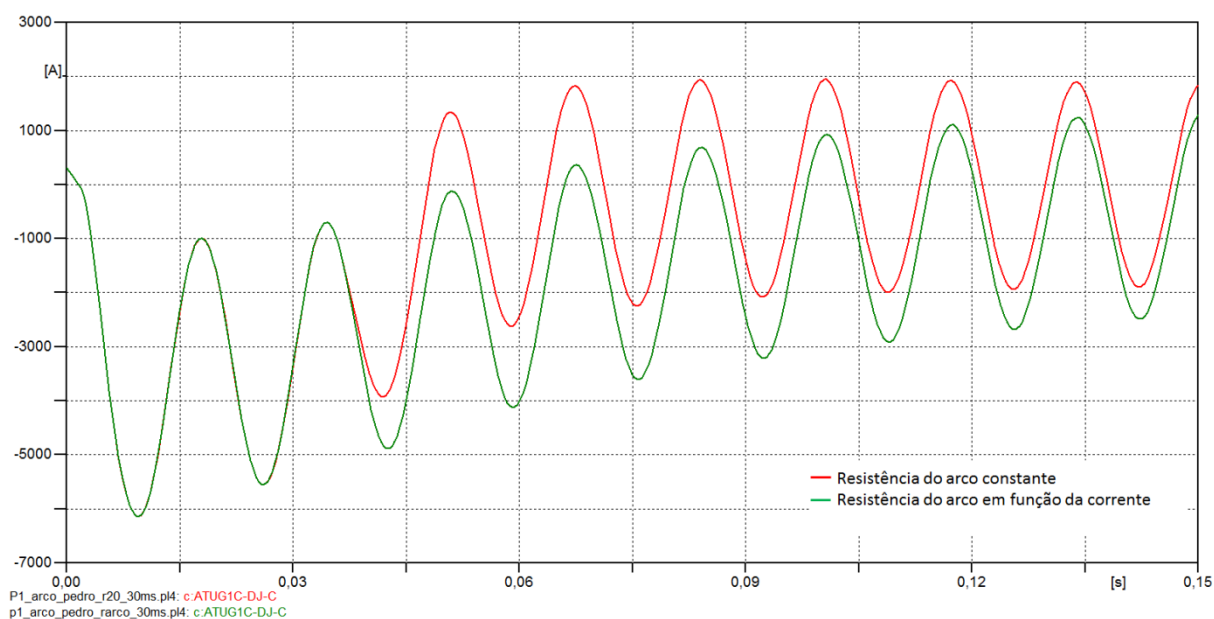


Figura 62 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a resistência do arco elétrico em função da corrente com o caso considerando a resistência do arco elétrico constante na fase C

Conforme demonstrado nas figuras 60, 61 e 62, a representação da resistência do arco elétrico nos disjuntores como uma resistência constante se demonstrou muito otimista reduzindo o tempo da primeira passagem da corrente por zero para 46,3 ms.

A Tabela 9 apresenta a compilação dos resultados dos casos simulados.

Tabela 9 – Resistência do arco elétrico

Resistência do Arco Elétrico	Zero Atrasado
Nula	77,0
Resistência em função da	59,1
Resistência constante	46,3

III.4.2 Abertura dos Polos do Disjuntor

Em [16], é definido como diretriz em estudos de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados, que o disjuntor com polo preso não deve ser considerado nos estudos: Owen *et al*, em [3], também já analisou a influência da abertura ou não dos polos do disjuntor em estudos de zero atrasado. Para avaliar o efeito antecipador da passagem pelo zero devido à abertura dos polos do disjuntor, foi simulado um caso considerando a abertura dos polos em que a corrente passa pelo zero. Nas simulações efetuadas considerou-se o tempo total para o início de formação do arco de 30 ms que contempla o tempo de detecção do defeito pelo relé, o tempo de comando de abertura do disjuntor e o tempo do início de abertura dos contatos do disjuntor. As simulações foram feitas considerando o sistema com a condição de operação presente nos dados de fluxo de

potência do ONS, com duas máquinas em operação e gerando 352 MW e 4,83 Mvar cada. O defeito aplicado nas simulações foi o defeito progressivo evoluindo de monofásico para bifásico aterrado e em seguida, para trifásico aterrado com resistência de defeito nula. A comparação do caso com abertura dos polos (curva vermelha) e sem abertura dos polos, ou polo preso, (curva verde) é ilustrada nas Figuras 63, 64 e 65. Como já era esperado, a abertura dos polos fez com o tempo da primeira passagem da corrente por zero fosse reduzido para 75,2 ms, porém com efeito antecipador pequeno, de apenas 2 ms.

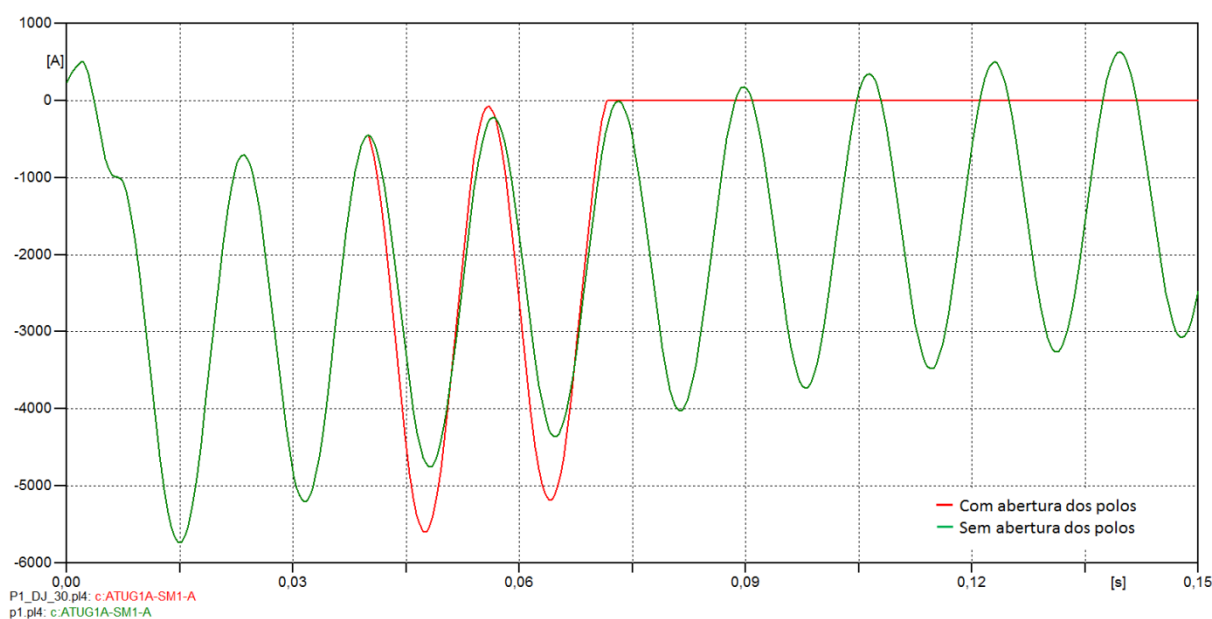


Figura 63 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase A

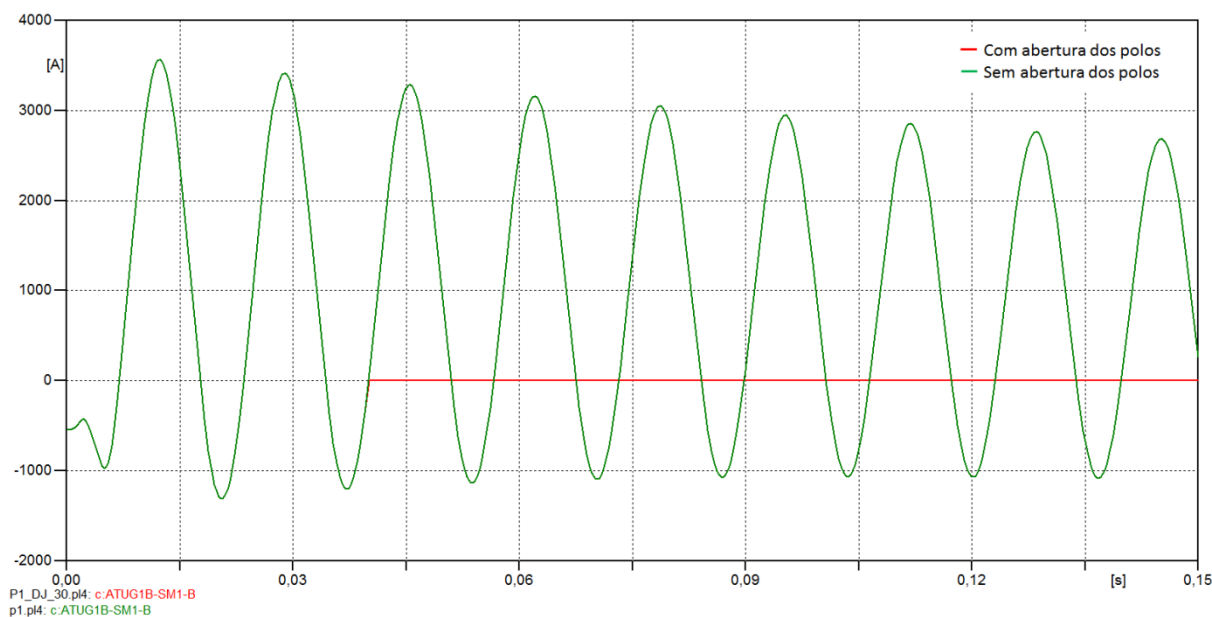


Figura 64 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase B

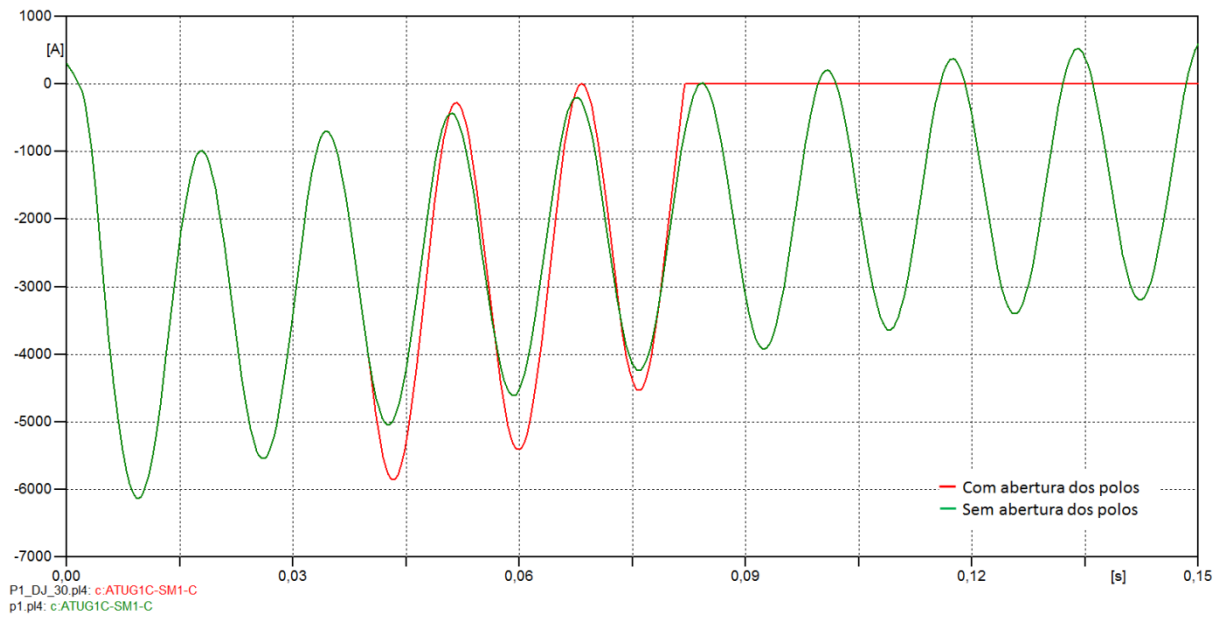


Figura 65 – Comparação da corrente de curto-circuito do caso considerando a abertura dos polos do disjuntor com o caso que não considera a abertura dos polos do disjuntor na fase C

A Figura 66 apresenta a influência da abertura do polo do disjuntor, na fase em que a corrente de curto-circuito passa pelo zero, nas correntes de curto-circuito que ainda não cruzaram o zero. O caso simulado sem a abertura dos polos do disjuntor corresponde as curvas rosa, marrom e cinza para as corrente de curto-circuito nas fases A, B e C, respectivamente. Já o caso considerando a abertura dos polos é representado pelas curvas vermelha, verde e azul para as correntes de curto-circuito nas fases A, B e C, respectivamente.

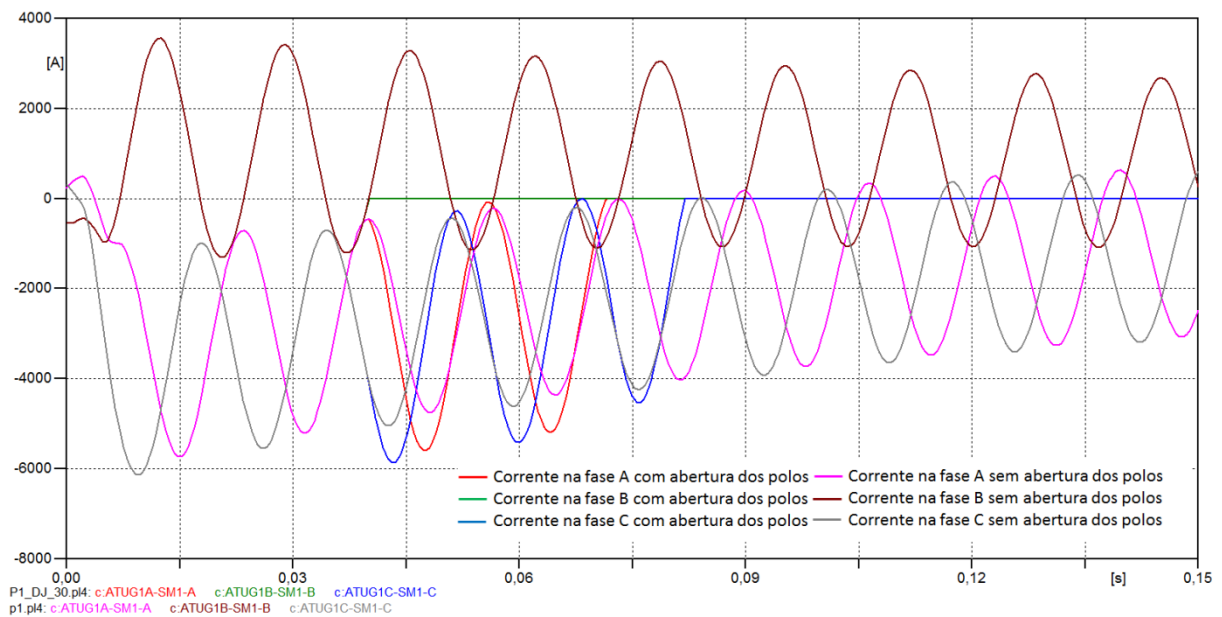


Figura 66 – Influência da abertura dos polos do disjuntor

O primeiro polo do disjuntor a abrir é o da fase B (curva verde) e neste momento nota-se a influência desta abertura nas correntes da fase A (curva vermelha) e da fase C (curva azul) quando comparados com as correntes na fase A (curva rosa) e na fase C (curva cinza) no caso simulado sem abertura dos polos, conforme ilustrado pela Figura 67.

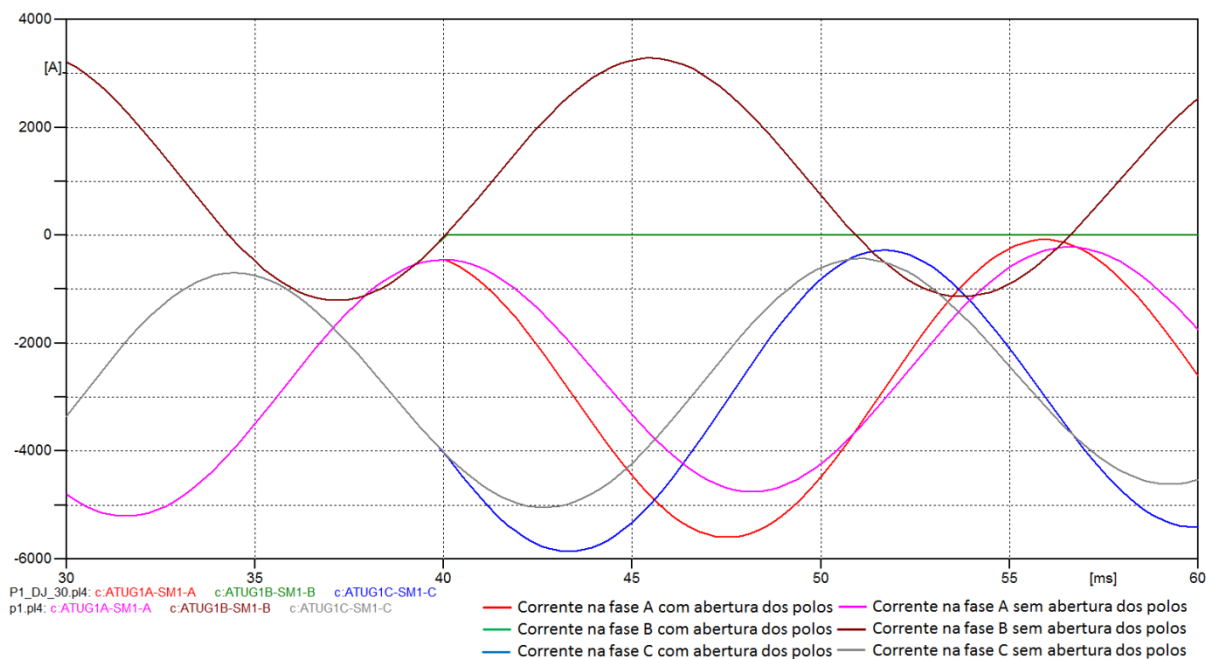


Figura 67 – Ampliação da influência da abertura dos polos do disjuntor no momento da abertura do polo da fase B

CAPÍTULO IV

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

IV.1 Conclusões

O tema zeros atrasados ainda gera controvérsias e não existe um claro consenso sobre os critérios mais adequados para sua determinação, vistas à definição de requisitos para desempenho de disjuntores de alta tensão. Esta dissertação mostrou a ocorrência de zeros atrasados e estudou diferentes fatores de influência associados ao fenômeno. A tradição de planejamento para a especificação de equipamentos é a de se utilizar como critério de estudos as condições que maximizam as solicitações sobre os equipamentos. Situações de solicitação limites, como as decorrentes de zeros atrasados, devem ser cuidadosamente analisadas, o que passa necessariamente pela discussão mais aprofundada de critérios para estudos de dimensionamento.

Do ponto de vista da modelagem para simulação de zeros atrasados, recomenda-se a inclusão dos amortecimentos inerentes ao circuito de defeito. A resistência do arco do disjuntor, a resistência do arco de defeito e as resistências de retorno pela terra influenciam os resultados obtidos e por isto não devem ser desprezadas na modelagem do fenômeno. Outro fator importante é o modo de operação das unidades geradoras. A condição operativa das máquinas e o número de máquinas em operação também influenciam no fenômeno de zero atrasado e também devem ser cuidadosamente analisados.

Com base nos resultados da presente dissertação são apresentadas a seguir as principais conclusões:

- Para a rede e o ponto de operação simulados, o caso mais severo foi o defeito sólido progressivo evoluindo de monofásico para trifásico aterrado;
- A condição operativa sub-excitada, que corresponde à máquina consumindo potência reativa da rede, se mostrou como a mais severa para a ocorrência dos zeros atrasados. A corrente de curto-circuito para o caso simulado com a condição operativa sub-excitada só cruza o zero, aproximadamente, 2 ciclos após a corrente de curto circuito para o caso simulado com condição operativa sobre-excitada, demonstrando assim a grande influência do modo de operação da máquina no fenômeno de zero atrasado;
- Quanto menor a resistência de armadura maior será o tempo para a corrente de curto-circuito passar por zero. Isso ocorre, pois resistências menores (maior

relação X/R da máquina) têm influência direta no amortecimento da componente aperiódica;

- Os casos mais severos corresponderam aos casos com somente uma máquina injetando corrente de curto-circuito. Para o sistema simulado, a corrente de curto-circuito com uma máquina em operação só cruza o zero no próximo ciclo se comparado com os casos com duas e três máquinas em operação;
- A representação da resistência de defeito introduz um amortecimento da componente contínua, fazendo com que seja antecipada significativamente a passagem por zero das correntes de defeito;
- A resistência do arco elétrico formado entre os contatos do disjuntor age no sentido de amortecer a assimetria da corrente de defeito. Simularam-se duas modelagens da resistência do arco elétrico: uma resistência em função da corrente variando com o tempo e uma representação simplificada com um valor constante de resistência. Os dois modelos se mostraram eficazes na antecipação da passagem por zero das correntes de defeito, porém o modelo simplificado se mostrou muito otimista em relação ao modelo com resistência variável;
- A abertura do polo do disjuntor em que a corrente de defeito cruza o zero antecipa a passagem pelo zero das correntes de curto-circuito das outras fases, portanto disjuntor com polo preso não deve ser considerado nos estudos de interrupção de corrente de curto-circuito com zeros atrasados.

IV.2 Trabalhos Futuros

Os seguintes temas podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

- Análise da influência de uma modelagem mais completa da resistência de defeito, considerando a resistência do arco de defeito estabelecido através do ar, resistência de pé de torre e a resistência de retorno pela terra de forma separada, no fenômeno de zeros atrasados;
- Avaliar a probabilidade da ocorrência de defeitos progressivos (evolutivos) num sistema elétrico de potência;
- Análise da influência do modelo de arco elétrico no disjuntor, comparando os modelos já desenvolvidos, no fenômeno de zeros atrasados;

- Avaliar a influência da compensação série das linhas de transmissão no fenômeno de zeros atrasados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Frontin, S. O. *et al.*; “Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas”, 1ª Edição, Brasília, 2013.
- [2] Morais, S. A.; Mendes, R.; Ruoss, E.; “Interrupção de Correntes de Falta com Zeros Atrasados pelos Disjuntores de 550 kV de Foz do Iguaçu”, VII SNPTEE, Brasília, 1984.
- [3] Owen, R. E.; Lewis, W. A.; “Asymmetry Characteristics of Progressive Short-Circuits on Large Synchronous Generators”, IEEE Summer Power Meeting, Los Angeles, 1970.
- [4] Schramm, H. H.; Kulicke, B.; “Desligamento de Curto-Circuito com Demora na Passagem da Corrente por Zero na Subestação Itaipu de 550 kV”, V SNPTEE, Recife, 1979.
- [5] Lima, J. A.; Santagostino, G.; Corradi, E.; “Short-Circuits Near Large Synchronous Machines – Evaluation of the Short-Circuit Currents and General Circuit-Breaker Stresses During its Interruption”, Artigo técnico nº 13-01 da sessão de 1982 da CIGRÉ, Paris, 1982.
- [6] Canay, I. M.; Braun, D.; Koppl, G. S.; “Delayed Current Zeros Due to Out-of-Phase Synchronizing”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, No. 2, June 1998.
- [7] Maia, M. J. A; Alves, F. R.; Brasil, D. O. C.; Arahata, C.; “Interrupção com Zero Atrasado nos Disjuntores de 550 kV da Usina Hidroelétrica de Xingó”, VI ERLAC, Foz do Iguaçu, 1995.
- [8] Bichels, A.; “Estudos de Sistema e Testes de Laboratório para os Disjuntores da UHE Segredo Visando a Interrupção de Correntes de Falta com Zeros Atrasados”, VI ERLAC, Foz do Iguaçu, 1995.
- [9] Carvalho, A. C. C.; Monteiro, A. M.; Barros, H.; Rosenblum, Y.; “Faltas Simétricas em Barras de Acesso de Geradores à Rede Básica”, XXI SNPTEE, Florianópolis, 2011
- [10] Stevenson, W. D.; “Elementos de Análise de Sistemas de Potência”, Editora McGraw-Hill do Brasil, 1975.

- [11] Sato, F.; “Corrente Assimétrica de Curto-Circuito”, UNICAMP, Campinas, 2005.
- [12] Carvalho, A. C. C *et al.*; “Disjuntores e Chaves: Aplicação em Sistemas de Potência”, Niterói, EDUFF, 1995.
- [13] “Guide for Application of IEC 62271-100 and IEC 62271-1 – Part 1 – General Subjects”, Working Group A3.11, CIGRÉ, October 2006
- [14] Pereira, A. F.; “Procedimentos de Avaliação de Esforços Torcionais em Centrais Termelétricas que Operam em Ciclo Combinado Gás-Vapor”, Dissertação de Mestrado, Unifei, Itajubá/MG, 2010.
- [15] ATP Rule Book – Alternative Transient Program – ATP, 2002.
- [16] ONS; “Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos”, Rev. 2.0, 2011.
- [17] Zanetta, L. C.; Pereira, C. E M.; Arruda, A. A. C.; “Equivalentes de Redes Elétricas para Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos no Programa ATP”, 2006. Disponível em: http://www.cteep.com.br/port/institucional/projetos/projeto_0068-032_2004_site.pdf. Acesso em janeiro de 2014.
- [18] Costa, C. O.; “Equivalentes de Redes Utilizando Vizinhanças Elétricas com Possíveis Aplicações em Estudos de Harmônicos e Transitórios Eletromagnéticos”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2013.
- [19] Carvalho, M.R. M.; “Equivalente de Rede Generalizado para Modelagem da Resposta de Sistemas Externos às Modificações Internas de uma Rede de Distribuição”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2013.
- [20] Mapa do Sistema Elétrico Brasileiro Configuração 2021. Disponível em: <http://www.eletrabras.com/elb/main.asp?Team={61EFD0CB-96D8-46FB-96CC-DF958A234BEE}>. Acesso em janeiro de 2014.
- [21] Base de dados de Curto-Circuito e Casos de Referências do ONS. Disponível em: http://www.ons.com.br/operacao/base_dados_curtoc_referencia.aspx. Acesso em novembro de 2012.

- [22] Amon, J., Gonçalves, R. A. A., Fernandez, P. C.; “Determinação de Requisitos de Correntes de Curto-circuito com Zeros Atrasados Através de Simulações em Computador Digital com o Uso do Programa ATP”, XIV ERIAC, Ciudad Del Este, 2011
- [23] Asencios, O. W. G; “Identificação dos Parâmetros do Arco Elétrico através de Estimação de Estados e Parâmetros”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2009.
- [24] Santos, G. F.; “Metodologia para Análise de Linhas de Transmissão Incluindo Modelos do Arco Secundário”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2009.
- [25] Kizilcay, M.; “Dynamic Arc Modelling in EMTP/TACS”, 10th European EMTP Users Group Meeting, Copenhagen, Denmark, 1986.
- [26] Xi-xiu, W.; Zhen-Biao, L.; Yun, T.; Wenjun, M.; Xun, X.; “Investigate on the Simulation of Black-box Arc Model”, 1st International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology, Xi’an, China, 2011.
- [27] Peelo, D. F.; “Current Interruption using High Voltage Air-break Disconnectors”, Technische Universiteit Eindhoven, 2004.
- [28] Gudmundsdottir, U. S.; Holst, P. B.; “Solving Zero-Miss with Cable Energisation at Voltage Peak, Based on Insulationcoordination Study Results”, X IPST, Vancouver – BC Canada, 2013.
- [29] Miguel, P. M.; “Introdução à Simulação de Relés de Proteção Usando a Linguagem Models do ATP”, Editora Ciência Moderna Ltda., 2011.

APÊNDICE A

ENTRADA DE DADOS DO ATP

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW janeiro, quinta-feira 16, 2014
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Høidalen at SEFAS/NTNU - NORWAY 1994-2009
C -----
POWER FREQUENCY                60.
C dT << Tmax << Xopt << Copt <<Epsiln>
1.E-6      .15      60.      60.      1.E-8
          500      1      1      1      1      0      0      1      0
C          1      2      3      4      5      6      7      8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
C TRANSFORMADOR GERADOR 1
  TRANSFORMER                9.271171.1SPUG1A  1.E6                0
9.27                1171.1
          36.87                1262.1
          82.41                1387.2
          167.52                1535.
          289.08                1569.1
          459.21                1591.8
          1993.77                1762.4
          9999
1ATUG1A                .8637 34.55303.11
2BTUG1ABTUG1B                .0019 .0778  15.
  TRANSFORMER SPUG1A                SPUG1B                0
1ATUG1B
2BTUG1BBTUG1C
  TRANSFORMER SPUG1A                SPUG1C                0
1ATUG1C
2BTUG1CBTUG1A
  BTUG1A                1.131                0
  BTUG1B                1.131                0
  BTUG1C                1.131                0
C TRANSFORMADOR GERADOR 2
  TRANSFORMER                9.271171.1SPUG2A  1.E6                0

```

9.27	1171.1				
	36.87	1262.1			
	82.41	1387.2			
	167.52	1535.			
	289.08	1569.1			
	459.21	1591.8			
	1993.77	1762.4			
	9999				
1ATUG2A		.8637	34.55303.11		
2UG2-A UG2-B		.0019	.0778 15.		
TRANSFORMER SPUG2A			SPUG2B		0
1ATUG2B					
2UG2-B UG2-C					
TRANSFORMER SPUG2A			SPUG2C		0
1ATUG2C					
2UG2-C UG2-A					
UG2-A			1.131		0
UG2-B			1.131		0
UG2-C			1.131		0
C CAPACITOR GURUPI - MIRACEMA 1					
GU-A GUMC1A			42017.		0
GU-B GUMC1B			42017.		0
GU-C GUMC1C			42017.		0
C REATOR GURUPI - MIRACEMA 1					
GUMC1A		6.131838.2			0
GUMC1B		6.131838.2			0
GUMC1C		6.131838.2			0
X0001A			1.131		0
X0001B			1.131		0
X0001C			1.131		0
C CAPACITOR SERRA DA MESA - GURUPI 1					
SM1-A SMGU1A			62794.		0
SM1-B SMGU1B			62794.		0
SM1-C SMGU1C			62794.		0
C REATOR SERRA DA MESA - GURUPI 1					
SMGU1A		6.131838.2			0
SMGU1B		6.131838.2			0
SMGU1C		6.131838.2			0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA - GURUPI 1					
-1SMGU1AGUSM1A		.366781	1.39172	2.71484	257. 0 0 0
-2SMGU1BGUSM1B		.0177201	.26566	6.1172	257. 0 0 0
-3SMGU1CGUSM1C					0

\$VINTAGE,0				
C REATOR GURUPI - SERRA DA MESA 1				
GUSM1A	6.131838.2			0
GUSM1B	6.131838.2			0
GUSM1C	6.131838.2			0
C CAPACITOR GURUPI - SERRA DA MESA 1				
GUSM1AGU-A	42017.			0
GUSM1BGU-B	42017.			0
GUSM1CGU-C	42017.			0
C CAPACITOR SERRA DA MESA - GURUPI 2				
SM1-A SMGU2A	62794.			0
SM1-B SMGU2B	62794.			0
SM1-C SMGU2C	62794.			0
C REATOR SERRA DA MESA - GURUPI 2				
SMGU2A	6.131838.2			0
SMGU2B	6.131838.2			0
SMGU2C	6.131838.2			0
\$VINTAGE,1				
C LT SERRA DA MESA - GURUPI 2				
-1SMGU2AGUSM2A	.359108	1.23453	3.55861	257. 0 0 0
-2SMGU2BGUSM2B	.0179899	.267108	6.24569	257. 0 0 0
-3SMGU2CGUSM2C				0
\$VINTAGE,0				
C REATOR GURUPI - SERRA DA MESA 2				
GUSM2A	6.131838.2			0
GUSM2B	6.131838.2			0
GUSM2C	6.131838.2			0
C CAPACITOR GURUPI - SERRA DA MESA 2				
GUSM2AGU-A	42017.			0
GUSM2BGU-B	42017.			0
GUSM2CGU-C	42017.			0
C REATOR GURUPI				
GU-A	6.131838.2			0
GU-B	6.131838.2			0
GU-C	6.131838.2			0
C CAPACITOR GURUPI - PEIXE				
GU-A GUP2A	74644.			0
GU-B GUP2B	74644.			0
GU-C GUP2C	74644.			0
\$VINTAGE,1				
C LT GURUPI - PEIXE 2				
-1GUP2A P2A	.423	1.357	2.708	76. 0 0 0
-2GUP2B P2B	.017	.266	6.086	76. 0 0 0

-3GUP2C P2C					0
\$VINTAGE,0					
C CAPACITOR PEIXE - SERRA DA MESA 2					
P2A P2SM2A	28327.				0
P2B P2SM2B	28327.				0
P2C P2SM2C	28327.				0
\$VINTAGE,1					
C LT PEIXE 2 - SERRA DA MESA 2					
-1P2SM2ASM2-A	.344422	1.29957	3.20963	195.0000	0
-2P2SM2BSM2-B	.0182767	.264893	6.21394	195.0000	0
-3P2SM2CSM2-C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR SERRA DA MESA 2 - PEIXE 2					
SM2-A	6.131838.2				0
SM2-B	6.131838.2				0
SM2-C	6.131838.2				0
C REATOR SERRA DA MESA 2					
SM2-A	6.131838.2				0
SM2-B	6.131838.2				0
SM2-C	6.131838.2				0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA - SERRA DA MESA 2 C1					
-1SM1-A SM2-A	.3482	1.417	3.534	40.0000	0
-2SM1-B SM2-B	.016	.273	6.123	40.0000	0
-3SM1-C SM2-C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR SERRA DA MESA - SERRA DA MESA 2					
SM1-A	6.131838.2				0
SM1-B	6.131838.2				0
SM1-C	6.131838.2				0
C REATOR SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 3					
SM1-A	6.131838.2				0
SM1-B	6.131838.2				0
SM1-C	6.131838.2				0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 3					
-1SM1-A SASM3A	.4218	1.0149	2.9924	248.0000	0
-2SM1-B SASM3B	.0167	.2664	6.1921	248.0000	0
-3SM1-C SASM3C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 3					
SASM3A	6.131838.2				0
SASM3B	6.131838.2				0

SASM3C	6.131838.2				0
C CAPACITOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 3					
SASM3ASA-A	31496.				0
SASM3BSA-B	31496.				0
SASM3CSA-C	31496.				0
C REATOR SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 2					
SM1-A	6.131838.2				0
SM1-B	6.131838.2				0
SM1-C	6.131838.2				0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 2					
-1SM1-A SASM2A	.4218	1.0149	2.9924	248. 0 0 0	
-2SM1-B SASM2B	.0167	.2664	6.1921	248. 0 0 0	
-3SM1-C SASM2C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 2					
SASM2A	6.131838.2				0
SASM2B	6.131838.2				0
SASM2C	6.131838.2				0
C CAPACITOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 2					
SASM2ASA-A	31496.				0
SASM2BSA-B	31496.				0
SASM2CSA-C	31496.				0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 1					
-1SM1-A SASM1A	.3699	1.0691	3.1906	248. 0 0 0	
-2SM1-B SASM1B	.0223	.3481	4.8069	248. 0 0 0	
-3SM1-C SASM1C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR SERRA DA MESA - SAMAMBAIA 1					
SM1-A	11.34 3403.				0
SM1-B	11.34 3403.				0
SM1-C	11.34 3403.				0
C REATOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 1					
SASM1A	11.34 3403.				0
SASM1B	11.34 3403.				0
SASM1C	11.34 3403.				0
C CAPACITOR SAMAMBAIA - SERRA DA MESA 1					
SASM1ASA-A	21505.				0
SASM1BSA-B	21505.				0
SASM1CSA-C	21505.				0
C REATOR SAMAMBAIA					
SA-A	6.131838.2				0

SA-B	6.131838.2			0
SA-C	6.131838.2			0
\\$VINTAGE,1				
C LT SAMAMBAIA - LUZIANIA				
-1SA-A LU-A	.35531	1.5032	2.7558	67. 0 0 0
-2SA-B LU-B	.01719	.2679	6.1604	67. 0 0 0
-3SA-C LU-C				0
\\$VINTAGE,0				
C REATOR LUZIANIA				
LU-A	6.131838.2			0
LU-B	6.131838.2			0
LU-C	6.131838.2			0
C CAPACITOR LUZIANIA - SERRA DA MESA 2				
LU-A LUSM2A		40322.		0
LU-B LUSM2B		40322.		0
LU-C LUSM2C		40322.		0
C REATOR LUZIANIA - SERRA DA MESA 2				
LUSM2A	6.131838.2			0
LUSM2B	6.131838.2			0
LUSM2C	6.131838.2			0
\\$VINTAGE,1				
C LT SERRA DA MESA 2 - LUZIANIA				
-1LUSM2ASM2LUA	.35531	1.5032	2.7558	312. 0 0 0
-2LUSM2BSM2LUB	.01719	.2679	6.1604	312. 0 0 0
-3LUSM2CSM2LUC				0
\\$VINTAGE,0				
C REATOR SERRA DA MESA 2 - LUZIANIA				
SM2LUA	6.131838.2			0
SM2LUB	6.131838.2			0
SM2LUC	6.131838.2			0
C CAPACITOR SERRA DA MESA 2 - LUZIANIA				
SM2LUASM2-A		40322.		0
SM2LUBSM2-B		40322.		0
SM2LUCSM2-C		40322.		0
C REATOR SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO				
SA-A	11.34 3403.			0
SA-B	11.34 3403.			0
SA-C	11.34 3403.			0
\\$VINTAGE,1				
C LT GURUPI - MIRACEMA 1				
-1GUMC1AMCGU1A	.366781	1.39172	2.71484	255. 0 0 0
-2GUMC1BMCUG1B	.0177201	.26566	6.1172	255. 0 0 0
-3GUMC1CMCGU1C				0

\$VINTAGE,0				
C CAPACITOR MIRACEMA - GURUPI 1				
MCGU1AMC-A		42017.		0
MCGU1BMC-B		42017.		0
MCGU1CMC-C		42017.		0
C REATOR MIRACEMA - GURUPI 1				
MCGU1A	6.131838.2			0
MCGU1B	6.131838.2			0
MCGU1C	6.131838.2			0
C CAPACITOR GURUPI - MIRACEMA 2				
GU-A GUMC2A		42017.		0
GU-B GUMC2B		42017.		0
GU-C GUMC2C		42017.		0
C REATOR GURUPI - MIRACEMA 2				
GUMC2A	6.131838.2			0
GUMC2B	6.131838.2			0
GUMC2C	6.131838.2			0
\$VINTAGE,1				
C LT GURUPI - MIRACEMA 2				
-1GUMC2AMCGU2A	.359108	1.23453	3.55861	255. 0 0 0
-2GUMC2BMCUG2B	.0179899	.267108	6.24569	255. 0 0 0
-3GUMC2CMCGU2C				0
\$VINTAGE,0				
C CAPACITOR MIRACEMA - GURUPI 2				
MCGU2AMC-A		42017.		0
MCGU2BMC-B		42017.		0
MCGU2CMC-C		42017.		0
C REATOR MIRACEMA - GURUPI 2				
MCGU2A	6.131838.2			0
MCGU2B	6.131838.2			0
MCGU2C	6.131838.2			0
C CAPACITOR GURUPI - MIRACEMA 3				
GU-A GUMC3A		42017.		0
GU-B GUMC3B		42017.		0
GU-C GUMC3C		42017.		0
C REATOR GURUPI - MIRACEMA 3				
GUMC3A	6.131838.2			0
GUMC3B	6.131838.2			0
GUMC3C	6.131838.2			0
\$VINTAGE,1				
C LT GURUPI - MIRACEMA 3				
-1GUMC3AMCGU3A	.359108	1.23453	3.55861	255. 0 0 0
-2GUMC3BMCUG3B	.0179899	.267108	6.24569	255. 0 0 0

-3GUMC3CMCGU3C					0
\$VINTAGE,0					
C CAPACITOR MIRACEMA - GURUPI 3					
MCGU3AMC-A	42017.				0
MCGU3BMC-B	42017.				0
MCGU3CMC-C	42017.				0
C REATOR MIRACEMA - GURUPI 3					
MCGU3A	6.131838.2				0
MCGU3B	6.131838.2				0
MCGU3C	6.131838.2				0
C REATOR MIRACEMA					
MC-A	6.131838.2				0
MC-B	6.131838.2				0
MC-C	6.131838.2				0
C REATOR SERRA DA MESA 2 - RIO DAS EGUAS					
SM2-A	6.131838.2				0
SM2-B	6.131838.2				0
SM2-C	6.131838.2				0
\$VINTAGE,1					
C LT SERRA DA MESA 2 - RIO DAS EGUAS					
-1SM2-A RE-A	.3482	1.417	3.534	236.000	0
-2SM2-B RE-B	.016	.273	6.123	236.000	0
-3SM2-C RE-C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR RIO DAS EGUAS - SERRA DA MESA 2 -					
RE-A	4.1667 1250.				0
RE-B	4.1667 1250.				0
RE-C	4.1667 1250.				0
\$VINTAGE,1					
C LT SAMAMBAIA - EMBORCAÇÃO					
-1EB-A SA-A	.3828	1.4204	3.1751	280.000	0
-2EB-B SA-B	.023	.347	4.7864	280.000	0
-3EB-C SA-C					0
\$VINTAGE,0					
C REATOR EMBORCAÇÃO - SAMAMBAIA					
EB-A	11.34 3403.				0
EB-B	11.34 3403.				0
EB-C	11.34 3403.				0
\$VINTAGE,1					
C LT ITUMBIARA - EMBORCAÇÃO					
-1ITA EB-A	.4087	1.333	3.3213	134.000	0
-2ITB EB-B	.0224	.3582	4.6747	134.000	0
-3ITC EB-C					0

\$VINTAGE,0
 C REATOR ITUMBIARA - EMBORCAÇÃO
 ITA 7.50752252.3 0
 ITB 7.50752252.3 0
 ITC 7.50752252.3 0
 C REATOR ITUMBIARA - SAMAMBAIA
 ITA 6.131838.2 0
 ITB 6.131838.2 0
 ITC 6.131838.2 0
 \$VINTAGE,1
 C LT SAMAMBAIA - ITUMBIARA
 -1ITA SA-A .3828 1.4204 3.1751 295. 0 0 0
 -2ITB SA-B .023 .347 4.7864 295. 0 0 0
 -3ITC SA-C 0
 \$VINTAGE,0
 C REATOR SAMAMBAIA - ITUMBIARA
 SA-A 11.34 3403. 0
 SA-B 11.34 3403. 0
 SA-C 11.34 3403. 0
 X0002A 1.131 0
 X0002B 1.131 0
 X0002C 1.131 0
 C TRAF0 SERRA DA MESA 500/230 2
 TRANSFORMER 3.0861137.2SPTE2A 0
 3.085638 1137.2
 21.63162 1251.7
 98.35918 1368.6
 354.6883 1492.9
 655.5465 1619.2
 904.2748 1743.2
 9999
 1SM1-A 1.96 78.35288.68
 2SM230A .04 -1.75128.94
 3X0002AX0002B .01 .4 13.8
 TRANSFORMER SPTE2A SPTE2B 0
 1SM1-B
 2SM230B
 3X0002BX0002C
 TRANSFORMER SPTE2A SPTE2C 0
 1SM1-C
 2SM230C
 3X0002CX0002A
 C TRAF0 SERRA DA MESA 500/230 1

TRANSFORMER	3.0861137.2	SPTE1A	0
3.085638	1137.2		
21.63162	1251.7		
98.35918	1368.6		
354.6883	1492.9		
655.5465	1619.2		
904.2748	1743.2		
9999			
1SM1-A	1.96	78.35288.68	
2SM230A	.04	-1.75128.94	
3X0001AX0001B	.01	.4 13.8	
TRANSFORMER SPTE1A		SPTE1B	0
1SM1-B			
2SM230B			
3X0001BX0001C			
TRANSFORMER SPTE1A		SPTE1C	0
1SM1-C			
2SM230C			
3X0001CX0001A			
C EQUIVALENTE ITUMBIARA			
51EIT-A ITA	.43	11.37425	
52EIT-B ITB	.51425	14.57825	
53EIT-C ITC			
C EQUIVALENTE SERRA DA MESA 230			
51ES230ASM230A	5.0703	35.414434	
52ES230BSM230B	2.2995	35.200718	
53ES230CSM230C			
C EQUIVALENTE PEIXE 2			
51P2A EP2-A	8.45	110.31	
52P2B EP2-B	.35	244.415	
53P2C EP2-C			
C EQUIVALENTE LUZIANIA			
51ELU-A LU-A	55.358	379.8	
52ELU-B LU-B	44.962	392.475	
53ELU-C LU-C			
C EQUIVALENTE MIRACEMA			
51MC-A EMC-A	5.5983	48.3275	
52MC-B EMC-B	2.1795	22.718	
53MC-C EMC-C			
C EQUIVALENTE RIO DAS EGUAS			
51RE-A ERE-A	47.208	325.15	
52RE-B ERE-B	15.652	222.0675	
53RE-C ERE-C			

C EQUIVALENTE EMBORCAÇÃO

51EEB-A EB-A	.8705	17.299	
52EEB-B EB-B	1.0562	23.1515	
53EEB-C EB-C			
DJF-A	1.E-6		0
DJF-B	1.E-6		0
DJF-C	1.E-6		0

/SWITCH

C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >

ATUG1ASM1-A	-1.	1.E3	1
ATUG1BSM1-B	-1.	1.E3	1
ATUG1CSM1-C	-1.	1.E3	1
ATUG2ASM1-A	-1.	1.E3	1
ATUG2BSM1-B	-1.	1.E3	1
ATUG2CSM1-C	-1.	1.E3	1
SM1-A DJF-A	.006768	1.E3	1
SM1-B DJF-B	.004497	1.E3	1
SM1-C DJF-C	.001688	1.E3	1
UG1-A BTUG1A	-1.	1.E3	1
UG1-B BTUG1B	-1.	1.E3	1
UG1-C BTUG1C	-1.	1.E3	1

/SOURCE

C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >

C EQUIVALENTE LUZIANIA

14ELU-A	721092.674	60.-15.787824	-1.	100.
14ELU-B	721092.674	60.-135.78782	-1.	100.
14ELU-C	721092.674	60.-255.78782	-1.	100.

C EQUIVALENTE RIO DAS EGUAS

14ERE-A	473258.718	60.-104.87013	-1.	100.
14ERE-B	473258.718	60.-224.87013	-1.	100.
14ERE-C	473258.718	60.-344.87013	-1.	100.

C EQUIVALENTE PEIXE 2

14EP2-A	414819.555	60.-70.289309	-1.	100.
14EP2-B	414819.555	60.-190.28931	-1.	100.
14EP2-C	414819.555	60.-310.28931	-1.	100.

C EQUIVALENTE MIRACEMA

14EMC-A	437003.412	60.-90.572654	-1.	100.
14EMC-B	437003.412	60.-210.57265	-1.	100.
14EMC-C	437003.412	60.-330.57265	-1.	100.

C EQUIVALENTE EMBORCAÇÃO

14EEB-A	431309.337	60.-47.605516	-1.	100.
14EEB-B	431309.337	60.-167.60552	-1.	100.
14EEB-C	431309.337	60.-287.60552	-1.	100.

C EQUIVALENTE ITUMBIARA

14EIT-A	430424.873	60.	-36.38721			-1.	100.
14EIT-B	430424.873	60.	-156.38721			-1.	100.
14EIT-C	430424.873	60.	-276.38721			-1.	100.

C EQUIVALENTE SERRA DA MESA 230

14ES230A	187864.711	60.	-79.359786			-1.	100.
14ES230B	187864.711	60.	-199.35979			-1.	100.
14ES230C	187864.711	60.	-319.35979			-1.	100.

C UNIDADE GERADORA 2

59UG2-A 12297.0142 60.-94.654616

UG2-B

UG2-C

PARAMETER FITTING 1.

1 1 1 60 1. 1. 472.6 15. 3142.

BLANK

.0019 .15 1. .65 .28 .6 .18 .18

5. .85 .1 .21 .16 .15

1 1.0 2005.35

BLANK

11

21

31

41

51

BLANK

FINISH

C UNIDADE GERADORA 1

59UG1-A 12297.0142 60.-94.654616

UG1-B

UG1-C

PARAMETER FITTING 1.

1 1 1 60 1. 1. 472.6 15. 3142.

BLANK

.0019 .15 1. .65 .28 .6 .18 .18

5. .85 .1 .21 .16 .15

1 1.0 2005.35

BLANK

11

21

31

41

51

BLANK

FINISH
 /OUTPUT
 SM1-A SM1-B SM1-C
 BLANK BRANCH
 BLANK SWITCH
 BLANK SOURCE
 BLANK OUTPUT
 BLANK PLOT
 BEGIN NEW DATA CASE
 BLANK

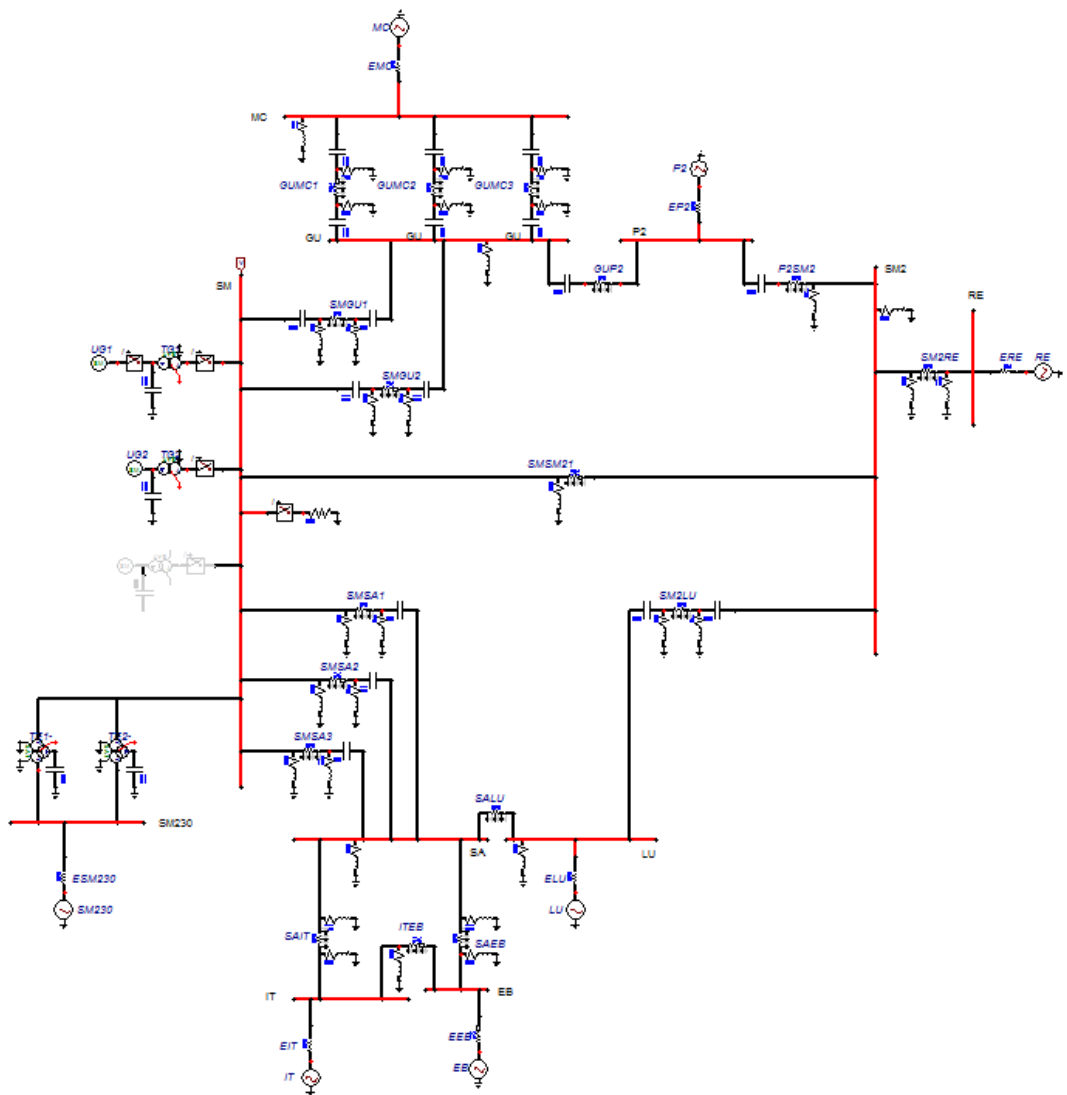


Figura 68 – Diagrama da rede analisada no ATPDraw

APÊNDICE B

MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS NO ATP

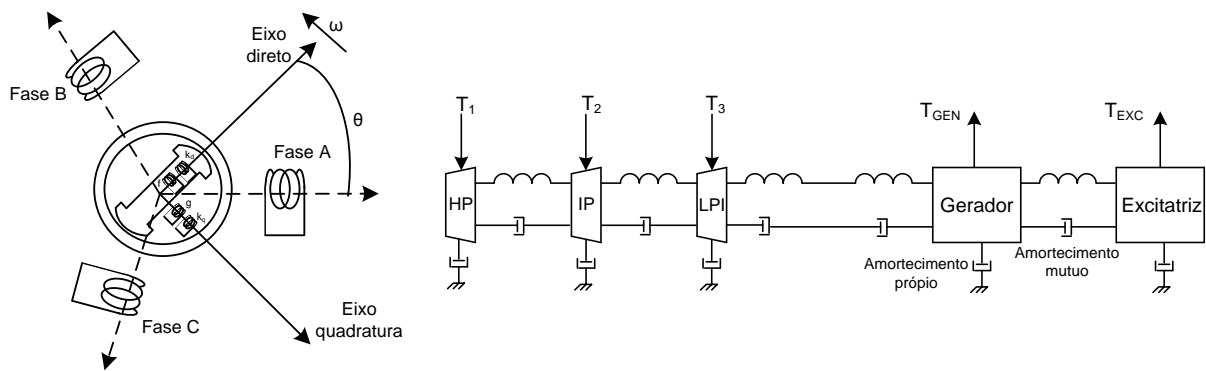
Cada tipo de estudo requer uma modelagem específica de acordo com as variáveis de interesse para o fenômeno a ser estudado. O programa ATP disponibiliza modelos para os componentes do sistema elétrico conforme descritos a seguir.

I Máquinas Síncronas

Para os estudos de transitórios eletromagnéticos a representação adequada da unidade geradora é fundamental para se estudar o comportamento da mesma. Isto quer dizer que as dinâmicas, tanto da parte elétrica quanto da parte mecânica das máquinas, devem ser modeladas a fim de garantir uma correta simulação.

As partes elétrica e mecânica de uma máquina síncrona estão representadas na Figura 69. O modelo dinâmico da máquina síncrona no programa é trifásico e assume que a parte elétrica da máquina possui os seguintes enrolamentos:

- Três enrolamentos “a”, “b” e “c” na armadura, deslocados de 120 graus elétricos entre si, sendo um por fase e conectados à rede;
- Um enrolamento de campo “f” que produz fluxo no eixo direto;
- Um enrolamento hipotético “kd” no eixo direto que representa os efeitos do amortecimento;
- Um enrolamento hipotético “g” no eixo em quadratura que representa os efeitos produzidos pelas correntes de *Foucault*;
- Um enrolamento hipotético “kq” no eixo em quadratura que representa os efeitos do amortecimento.



Parte elétrica

Parte mecânica

Figura 69 – Representação esquemática de uma máquina síncrona trifásica [15]

A dinâmica da máquina síncrona é internamente equilibrada em relação às fases da armadura, cujos enrolamentos são normalmente conectados em estrela com um possível ramo RL entre o neutro e a terra local, sendo possível também a conexão em delta. A tensão aplicada no enrolamento de campo é considerada constante e determinada pelo programa. A histerese não é considerada e os efeitos da saturação podem ser estudados através da descrição da curva de saturação de circuito aberto para os eixos “d” e “q”.

O modelo de máquina síncrona pode ser simulado com qualquer número de massas agrupadas no sistema eixo-rotor, conforme ilustrado na Figura 69. Cada seção do eixo é considerada como uma massa rígida conectada aos elementos adjacentes por molas desprovidas de massa.

Para cada massa do eixo, exceto para as massas representativas da excitatriz e do gerador, é permitido ter uma potência mecânica constante aplicada à mesma (além do torque do amortecimento mecânico e das conexões por molas com as massas adjacentes). O usuário especifica proporcionalmente fatores para cada massa, e a potência constante real é determinada internamente pelo programa.

• Equações da parte elétrica

A parte elétrica é descrita por dois sistemas de equações: as equações de tensão e as relações fluxo-corrente, conforme descritas em (26) e (27).

$$[v] = -[R][i] - \frac{d}{dt}[\lambda] \quad (26)$$

Sendo:

$[v] = [v_a, v_b, v_c, -v_f, 0, 0, 0]^t$ (zero nos três últimos componentes porque os enrolamentos “kd”, “g” e “kq” são curto-circuitados);

$[R] = \text{diag}[R_a, R_a, R_a, R_f, R_{kd}, R_g, R_{kq}]$ (todas as fases têm a mesma R_a – equilibrado internamente em relação às fases da armadura);

$$[i] = [i_a, i_b, i_c, i_f, i_{kd}, i_g, i_{kq}]^t;$$

$$[\lambda] = [\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c, \lambda_f, \lambda_{kd}, \lambda_g, \lambda_{kq}]^t.$$

$$[\lambda] = [L][i] \quad (27)$$

Os valores instantâneos dos elementos da matriz $[L]$ são funções da posição do rotor. Os coeficientes do conjunto resultante de equações diferenciais são funções periódicas do ângulo do rotor e, por isso, funções do tempo. Se os efeitos da saturação não são levados em consideração e os termos de terceira ordem e superiores nas expressões de *Fourier* das indutâncias de enrolamento da armadura são desprezados, essa dependência do tempo pode ser evitada pela transferência das grandezas da armadura para uma estrutura de referência anexada ao rotor. Os fluxos rotativos produzidos pela armadura são projetados sobre o eixo do rotor, onde parecem ser estacionários. Essa transformação de variáveis, conhecida como transformação de *Park*, é idêntica para fluxos, correntes e tensões.

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} e \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = [T]^{-1} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (28)$$

Sendo:

$$[T] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \text{sen}\theta & \text{sen}(\theta - 2\pi/3) & \text{sen}(\theta + 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix} e [T] = \{[T]^{-1}\}^t$$

A transformação de *Park* converte os três enrolamentos da armadura em dois enrolamentos fictícios localizados nos eixos do rotor e um terceiro enrolamento estático, completamente desacoplado dos outros dois. Os coeficientes das equações resultantes são invariantes no tempo.

• Equações da parte mecânica

A Figura 70 mostra a conexão do sistema de eixo em torno de uma massa “*i*”. O sistema mecânico é assumido como linear e, por isso, as massa rotativas conectadas por molas podem ser descritas pela forma rotacional da segunda lei de *Newton*.

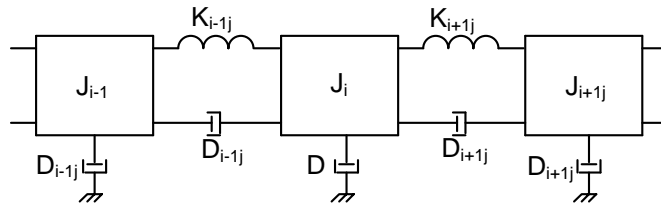


Figura 70 – Sistema de eixo em torno de uma massa “i”[15]

$$[J] \frac{d^2}{dt^2} [\theta] + [D] \frac{d}{dt} [\theta] + [K][\theta] = [T_{turbina}] - [T_{gerador/excitatriz}] \quad (29)$$

$$\frac{d}{dt} [\theta] = [\omega] \quad (30)$$

Sendo:

$[\theta]$ – vetor de posições angulares;

$[\omega]$ – vetor de velocidades angulares;

$[J]$ – matriz diagonal dos momentos de inércia;

$[D]$ – matriz tridiagonal de coeficientes de amortecimento;

$[K]$ – matriz tridiagonal de coeficientes de elasticidade;

$[T_{turbina}]$ – vetor de torques aplicados nos estágios das turbinas;

$[T_{gerador/excitatriz}]$ – vetor de torques eletromagnéticos do gerador e da excitatriz.

O modelo mais simples é a representação massa-mola. Normalmente é especificada a constante de tempo de inércia “H” ao invés do momento de inércia “J”, sendo aquela nova constante uma representação em p.u. da energia cinética na velocidade síncrona.

$$H = \frac{J \omega^2 / 2}{S_n} \quad (31)$$

O *link* entre as equações das partes elétrica e mecânica é feito através da posição do rotor e dos torques eletromagnéticos, conforme mostrado em (32).

$$\theta_{mec} = \frac{\theta_{ele}}{p/2} \quad (32)$$

$$T_{gerador} = \frac{p}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d)$$

$$T_{excitatriz} = \frac{-v_f i_f}{\omega_{excitatriz}}$$

Sendo “*p*” o número de polos.

II Transformadores

Transformadores monofásicos com vários enrolamentos podem ser representados pelo circuito equivalente mostrado na Figura 71, onde são representadas as impedâncias de dispersão de cada enrolamento, o ramo magnetizante com saturação e perdas no núcleo e a relação de transformação entre os enrolamentos. Os transformadores trifásicos também podem ser construídos a partir da conexão de transformadores monofásicos.

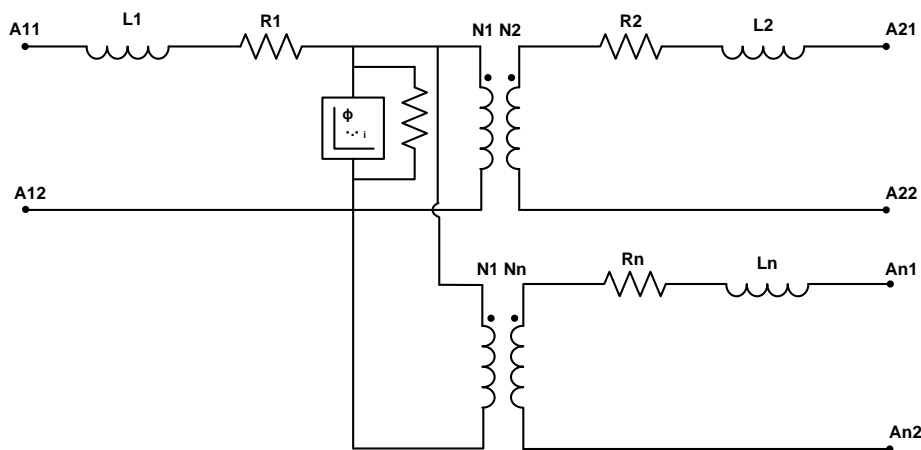


Figura 71 – Circuito equivalente para um transformador de N enrolamentos

O programa dispõe ainda de outras possibilidades para a modelagem de transformadores. A primeira consiste em calcular os parâmetros de sequência positiva e zero, incluindo as reatâncias do transformador e do gerador ou equivalente de sistema, e transformá-los em componentes de fase, que seriam modelados por elementos acoplados.

Uma segunda opção seria a representação de um transformador por uma matriz de impedâncias, utilizando-se o acoplamento magnético entre fases para representar a relação de transformação entre os enrolamentos. Existem rotinas internas do programa que fornecem os elementos para essa finalidade.

III Linhas de Transmissão

Os modelos de linhas de transmissão disponíveis no ATP são flexíveis e atendem às necessidades mais frequentes dos estudos de transitórios. Elas podem ser representadas

por uma cadeia de Pis ou por parâmetros distribuídos, que por sua vez pode ser efetuada com ou sem variação dos parâmetros com a frequência.

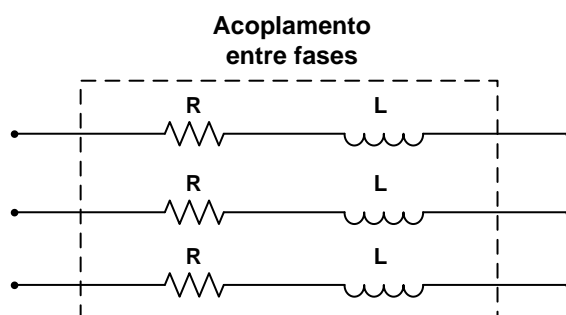
Na prática, os modelos de linhas com parâmetros distribuídos apresentam resultados plenamente satisfatórios e são utilizados na maioria dos estudos de transitórios em sistemas elétricos, não sendo essencial a utilização de modelos com parâmetros variando com a frequência. No entanto, o ATP possui diversos métodos para esse tipo de modelagem.

As linhas modeladas por parâmetros distribuídos à frequência constante podem ser dotipo sem ou com distorção. No primeiro tipo, considera-se apenas os parâmetros “*L*” e “*C*” da linha e no segundo, a resistência da linha é adicional, sendo 25% em cada extremidade e 50% no meio da linha, uma vez que testes realizados demonstraram que a subdivisão da linha em mais pontos não se mostrou necessário e as equações de propagação na linha são acentuadamente simplificadas.

A quantidade de seções de linha necessárias depende do grau de distorção que pode ser admitido no estudo a ser realizado, sendo muito importante a faixa de frequências provocada pelo fenômeno em análise. Uma quantidade maior de elementos produz menor distorção e vice-versa.

IV Elementos RL Acoplados

Elementos *RL* com acoplamento entre fases, cuja finalidade é a aplicação em equivalentes de rede, sendo possível a sua utilização com parâmetros de sequência zero e positiva são representados como mostrado na Figura 72.



V PI – Equivalentes Polifásicos

São do tipo PI – equivalente com acoplamento entre fases, para um número qualquer de fases que pode ser representado conforme indicado na Figura 73, onde está ilustrado um circuito trifásico. Se as capacitâncias forem omitidas ele representa um elemento *RL*

acoplado, já se a indutância for omitida e a resistência considerado um valor muito elevado com o outro terminal aterrado, ele representa uma matriz de capacitâncias.

A finalidade deste tipo de componente é a representação de linhas de transmissão. O modelo permite ainda a associação de vários Pis em série, ou em cascata, de acordo com a necessidade da aplicação, como no caso de estudos de circulação de correntes em cabos para-raios.

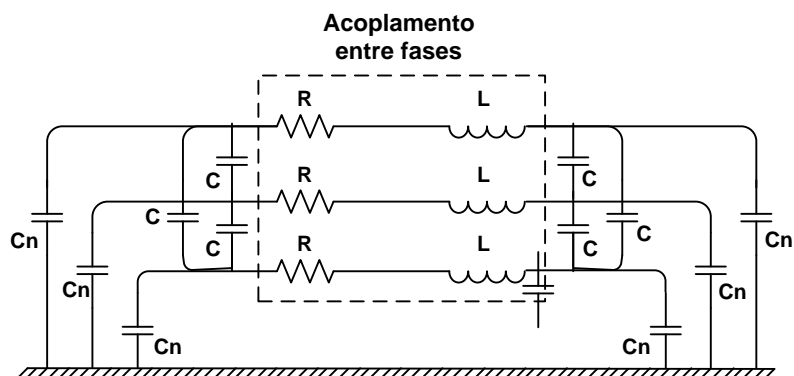


Figura 73 – PI – Equivalente

VI Elementos Não-Lineares

O programa permite a representação de resistências e indutâncias não-lineares, sendo disponíveis diversas alternativas para esta finalidade. Basicamente, as seguintes características podem ser modeladas como mostra a Figura 74. As resistências são representadas através de pontos no plano tensão-corrente (V, i) e as indutâncias por pontos no plano fluxo-corrente (Ψ, i), havendo possibilidade de se representarem resistências variáveis em função do tempo.

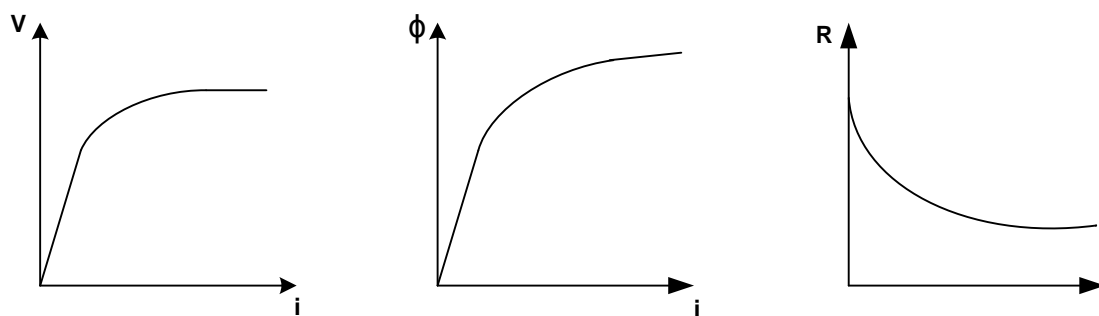


Figura 74 – Características não-lineares básicas

VII Chaves

O programa contém uma variedade muito grande de modelos de chaves que podem ser representadas por chaves de tempo controlado, chaves estatísticas, chaves sistemáticas, chaves controladas por tensão ou por sinais e chaves de medição.

As chaves de tempo controlado podem efetuar operações de fechamento e/ou abertura em tempos especificados pelo usuário. Tais operações são realizadas uma única vez, sendo que a abertura ocorre nos zeros de corrente ou conforme uma determinada margem de corrente. Estas chaves simulam o comportamento de um disjuntor, com exceção do arco elétrico entre contatos, e podem ser dispostas de modo a representar também resistores de pré-inserção na abertura ou no fechamento.

As chaves estatísticas e as sistemáticas são utilizadas para simular o disjuntor considerando-se também a dispersão existente entre os tempos de fechamento de cada contato. As estatísticas têm os tempos de fechamento gerados conforme uma distribuição estatística do tipo normal ou do tipo uniforme, cujos parâmetros (tempo médio e desvio padrão) são definidos pelo usuário. Estas chaves podem ser utilizadas para os contatos principais e para os contatos auxiliares do disjuntor. As chaves sistemáticas executam a mesma função, porém com tempos de fechamento gerados de acordo com uma determinada lei de formação.

As chaves controladas por tensão têm uma determinada sequência de operação especificada pelo usuário de modo que a chave, estando originalmente aberta, feche após um tempo superior a um determinado tempo, desde que a tensão através da chave seja superior ao valor estabelecido pelo usuário. Após o fechamento é decorrido um intervalo de tempo para a abertura dentro da margem de corrente pré-fixada, sendo que a sequência permanece efetiva durante a simulação.

As chaves controladas por sinais são aquelas que recebem sinais provenientes da TACS e cuja função principal se refere à simulação de diodos e tiristores.

As chaves de medição são aquelas que se encontram permanentemente fechadas e cuja finalidade é de monitorar corrente e energia ou potência.

VIII Fontes

O programa permite a representação de fontes de excitação, em tensão ou corrente, que são definidas analiticamente dentro do programa. É possível a simulação de

fontes de excitação com formas de onda conforme indicado na Figura 75. Pode-se obter uma função composta pela associação de duas ou mais fontes.

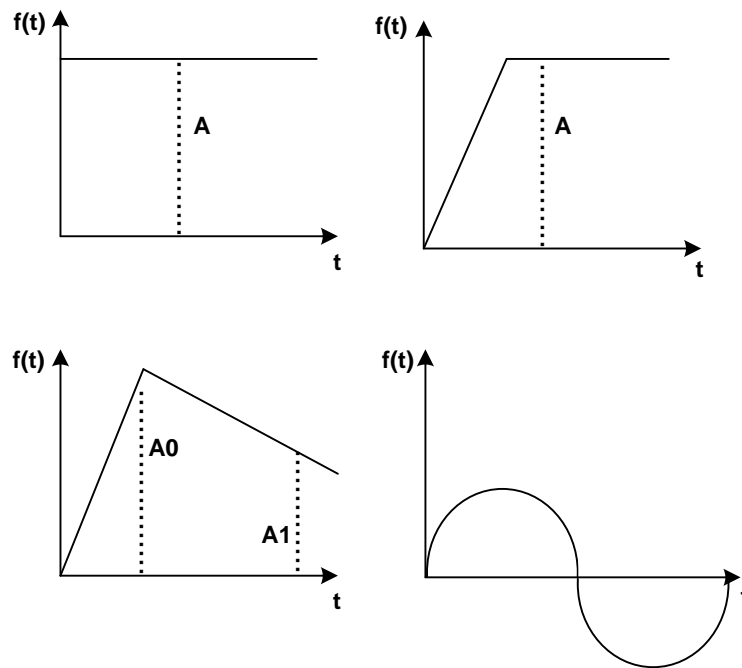


Figura 75 – Formas de onda básicas das fontes de excitação

O usuário tem a opção de definir suas próprias fontes de excitação, seja ponto a ponto, ou através da subrotina TACS, ou então através de comandos em FORTRAN. É ainda possível a utilização de fontes do tipo exponencial dupla e de máquinas girantes, sejam elas máquinas síncronas, máquinas de indução ou máquinas decorrente contínua.

APÊNDICE C

CURVA DE CAPACIDADE DA MÁQUINA DE SERRA DA MESA

