



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Dissertação de Mestrado**

**Análise Comparativa entre Estratégias de  
Chaveamento Controlado na Energização de  
Transformadores**

Jordane Gonçalves dos Santos

**Jordane Gonçalves dos Santos**

**Análise Comparativa entre Estratégias de  
Chaveamento Controlado na Energização de  
Transformadores**

*Dissertação de mestrado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Washington Luiz Araújo Neves, Ph.D.

Orientador

Karcus Marcelus Colaço Dantas, D.Sc.

Orientador

Campina Grande – Paraíba – Brasil  
outubro de 2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

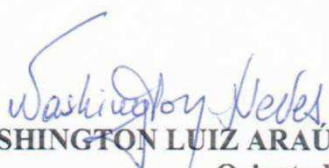
- S237a Santos, Jordane Gonçalves dos.  
Análise comparativa entre estratégias de chaveamento controlado na energização de transformadores / Jordane Gonçalves dos Santos. – Campina Grande, 2017.  
94 f. : il. color.
- Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2017.  
"Orientação: Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves, Prof. Dr. Karcus Marcelus Colaço Dantas".  
Referências.
1. Chaveamento Controlado. 2. Correntes de *Inrush*. 3. Fluxo Residual. 4. Resistores de Pré-Inserção. I. Neves, Washington Luiz Araújo. II. Dantas, Karcus Marcelus Colaço. III. Título.

CDU 621.3.062(043)

**"ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE ESTRATÉGIAS DE CHAVEAMENTO  
CONTROLADO NA ENERGIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES"**

**JORDANE GONÇALVES DOS SANTOS**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 05/10/2017**



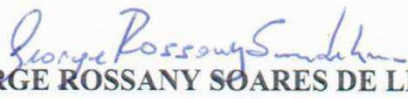
**WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG**  
Orientador(a)



**KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG**  
Orientador(a)



**DAMÁSIO FERNANDES JUNIOR, D.Sc., UFCG**  
Examinador(a)



**GEORGE ROSSANY SOARES DE LIRA, D.Sc., UFCG**  
Examinador(a)

**CAMPINA GRANDE - PB**

“A persistência é o caminho do êxito”.  
(Charles Chaplin)

# Agradecimentos

Agradeço a Deus, pela oportunidade de poder concluir o mestrado, pela proteção, saúde e paz a mim concedidas.

À minha família, por todo amor, carinho e apoio durante essa jornada.

Aos colegas do LARCA, que me apoiaram e acompanharam a realização deste trabalho, especialmente a Daphne De La Torre Barros e a Yonatha Marques Pereira de Melo, pelos esclarecimentos e sugestões.

Aos meus orientadores Washington Luiz Araújo Neves e Karcus Marcelus Colaço Dantas, pela paciência, atenção e pelos ensinamentos.

À Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo suporte dado ao longo do mestrado.

À CAPES pelo apoio financeiro.

*Jordane Gonçalves dos Santos.*

# Resumo

Diversas técnicas têm sido utilizadas para redução de correntes de *inrush* em transformadores, dentre elas, destacam-se as técnicas de chaveamento controlado e resistores de pré-inserção (RPI). Contudo, a literatura carece de estudos que avaliem e comparem o desempenho destas técnicas. O objetivo desse trabalho é preencher esta lacuna, realizando uma análise comparativa entre a aplicação do RPI e as principais estratégias de chaveamento controlado aplicadas para redução das correntes de *inrush*. Estudos de casos envolvendo manobras de re-energização de transformadores foram realizados por meio de simulações digitais usando um programa do tipo EMTP. Foram considerados a dispersão no tempo de operação dos disjuntores, o acoplamento magnético e o fluxo residual no núcleo dos transformadores, admitindo diversas formas de conexão nos seus enrolamentos. As estratégias de chaveamento controlado apresentaram um desempenho similar ao dos RPI, para uma dispersão de 0,5 ms no tempo de operação do disjuntor. Conclui-se que as técnicas que consideram o fluxo residual são as mais eficazes em reduzir as correntes de *inrush*, atingindo valores abaixo de 1,0 pu.

**Palavras-chave:** Chaveamento Controlado – Correntes de *Inrush* – Fluxo residual – Resistores de Pré-inserção

# Abstract

Several techniques have been used to reduce inrush currents in transformers, among them, controlled switching techniques and pre-insertion resistors (PIR). However, the literature lacks studies that evaluate and compare the performance of these techniques. The objective of this work is to fill this gap by performing a comparative analysis between the application of PIR and the main controlled switching strategies applied to reduce inrush currents. Case studies involving re-energization maneuvers of transformers were performed by means of digital simulations using an electromagnetic transients program (EMTP). The dispersion in the operating time of the circuit breakers, the magnetic coupling and the residual flux in the transformer core were considered, admitting several forms of winding connections. Controlled switching strategies presented a performance similar to PIR for a 0.5 ms operating dispersion time of the circuit breaker contacts. Techniques that consider the residual flux are most effective in reducing the inrush currents to values below 1.0 pu.

**Keywords:** Controlled Switching – Inrush Currents – Pre-Insertion Resistors – Residual Flux



# Lista de Figuras

Figura 1. Forma de onda típica da corrente de <i>inrush</i> .....	20
Figura 2. Energização de um transformador a vazio.....	22
Figura 3. Energização de um transformador monofásico no instante mais adverso.....	23
Figura 4. Corrente no primário do transformador ( <i>inrush</i> ) – fechamento no zero da tensão...24	
Figura 5. Corrente no primário do transformador – fechamento no pico da tensão.....	25
Figura 6. Ciclo de histerese típico de um material ferromagnético.....	26
Figura 7. Capacitâncias concentradas em um transformador monofásico.....	27
Figura 8. Estratégia de chaveamento controlado de transformadores monofásicos.....	27
Figura 9. Resistor de pré-inserção.....	28
Figura 10. Sistema elétrico utilizado para investigar a interação simpática entre transformadores em paralelo.....	30
Figura 11. Corrente medida no transformador: (a) T1 ( $i_1$ (A)); (b) T2 ( $i_2$ (A)).....	30
Figura 12. Núcleo monofásico envolvido ( <i>core type</i> ): (a) construção; (b) vista em corte.....	31
Figura 13. Núcleo monofásico envolvente ( <i>shell type</i> ): (a) construção; (b) vista em corte.....	32
Figura 14. Núcleos Trifásicos: (a) envolvido de 3 colunas ( <i>3-legged stacked core</i> ); (b) envolvido de 4 colunas ( <i>4-legged stacked core</i> ); (c) envolvido de 5 colunas ( <i>5-legged wound core</i> ).....	33
Figura 15. Núcleo trifásico do tipo envolvente ( <i>shell type</i> ).....	33
Figura 16. Ligações trifásicas de transformadores; as fases do transformador são indicadas pelas linhas espessas.....	34
Figura 17. Instantes ótimos de acordo com as estratégias Rápida e Atrasada.....	39
Figura 18. Instantes ótimos de acordo com a estratégia Simultânea.....	40
Figura 19. Temporização do fechamento controlado.....	42
Figura 20. Estimção do sinal de referência em instantes futuros.....	55
Figura 21. Procedimento para o cálculo do fluxo prospectivo.....	57
Figura 22. Procedimento para o cálculo do fluxo residual.....	58
Figura 23. Instantes ótimos para o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s).....	60
Figura 24. Estimção dos instantes ótimos de fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s).....	61
Figura 25. Circuito utilizado nas manobras do transformador $Y_T-\Delta$ de 155 MVA e 132/ 15 kV.....	63
Figura 26. Circuito utilizado nas manobras do transformador $\Delta-\Delta$ de 4 MVA e 15/6,9 kV....	63
Figura 27. Corrente de excitação do transformador $Y_T-\Delta$ .....	66
Figura 28. Corrente de excitação do transformador $\Delta-\Delta$ .....	67
Figura 29. Fluxo residual do transformador $Y_T-\Delta$ medido por meio de indutores de 1000 MH.....	67
Figura 30. Fluxo residual do transformador $\Delta-\Delta$ medido por meio de indutores de 1000 MH.....	68
Figura 31. Fluxo presumível medido por meio de indutores de 1000 MH - fluxo que existiria no transformador $Y_T-\Delta$ caso estivesse em regime permanente.....	68

Figura 32. Fluxo presumível medido por meio de indutores de 1000 MH-fluxo que existiria no transformador $\Delta$ - $\Delta$ caso estivesse em regime permanente. ....	68
Figura 33. Fluxo residual do transformador $Y_T$ - $\Delta$ . ....	70
Figura 34. Fluxo residual do transformador $\Delta$ - $\Delta$ . ....	70
Figura 35. Fluxo presumível do transformador $Y_T$ - $\Delta$ . ....	70
Figura 36. Fluxo presumível do transformador $\Delta$ - $\Delta$ . ....	71
Figura 37. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ em instantes mais adversos ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	72
Figura 38. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ em instantes mais adversos ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	73
Figura 39. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ com RPI ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	74
Figura 40. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ com RPI ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	74
Figura 41. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ por meio da estratégia Simples ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	75
Figura 42. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ por meio da estratégia Simples ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	75
Figura 43. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ por meio da estratégia Rápida ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	77
Figura 44. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ por meio da estratégia Rápida ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	77
Figura 45. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ por meio da estratégia atrasada ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	78
Figura 46. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ por meio da estratégia Atrasada ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	79
Figura 47. Re-energização do transformador $Y_T$ - $\Delta$ por meio da estratégia Simultânea ( $I_{base} = 958,8$ A de pico). ....	80
Figura 48. Re-energização do transformador $\Delta$ - $\Delta$ por meio da estratégia Simultânea ( $I_{base} = 217,7$ A de pico). ....	80
Figura 49. Determinação do ponto de saturação. ....	92
Figura 50. Caixa de diálogo do BCTRAN (ATPDRAW). ....	93

# Lista de Tabelas

Tabela 1. Instantes ótimos desconsiderando o fluxo residual. ....	37
Tabela 2. Resumo da revisão bibliográfica. ....	51
Tabela 3. Parâmetros elétricos do transformado $Y_T-\Delta$ .....	63
Tabela 4. Parâmetros elétricos do transformador $\Delta-\Delta$ .....	63
Tabela 5. Dados de entrada do elemento tipo 96-transformador $Y_T-\Delta$ .....	64
Tabela 6. Dados de entrada do elemento tipo 96-transformador $\Delta-\Delta$ . ....	65
Tabela 7. Dados das Fontes. ....	65
Tabela 8. Dados dos cabos unipolares.....	66
Tabela 9. Fluxo residual no transformador $Y_T-\Delta$ em percentual da amplitude do fluxo de regime permanente. ....	71
Tabela 10. Fluxo residual no transformador $\Delta-\Delta$ em percentual da amplitude do fluxo de regime permanente. ....	71
Tabela 11. Re-energização dos transformadores com RPI.....	74
Tabela 12. Máximos valores de corrente de <i>inrush</i> (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Simples). ....	76
Tabela 13. Máximos valores de corrente de <i>inrush</i> (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Rápida).....	78
Tabela 14. Máximos valores de corrente de <i>inrush</i> (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Atrasada).....	79
Tabela 15. Máximos valores de corrente de <i>inrush</i> (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Simultânea). ....	81
Tabela 16. Análise comparativa entre as estratégias de chaveamento controlado com base nos máximos valores de corrente de <i>inrush</i> com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (pu). ....	82

## Lista de Símbolos

$\alpha$	Ângulo em que o fluxo residual é igual ao fluxo presumível.
$\alpha_{Tensão}$	Ângulo em que o fluxo residual é igual ao fluxo presumível na onda de tensão.
$\Delta$	Ligação delta.
$H(s)$	Função de transferência do filtro Butterworth.
$i_A$	Corrente de linha na fase A.
$i_B$	Corrente de linha na fase B.
$i_C$	Corrente de linha na fase C.
$i_r$	Componente resistiva da corrente de excitação.
$I_{base}$	Valor de pico da corrente nominal do transformador.
$\lambda(t)$	Fluxo em regime transitório enlaçado pelo enrolamento que está sendo energizado.
$\lambda_m$	Valor de pico do fluxo concatenado de regime permanente.
$\lambda(t_0)$	Fluxo residual no núcleo do transformador multiplicado pelo número de espiras do enrolamento que está sendo energizado.
$\lambda_{resA}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado à fase A.
$\lambda_{resB}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado à fase B.
$\lambda_{resC}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado à fase C.
$\lambda_{resA-C}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado às fases A e C.
$\lambda_{resB-A}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado às fases A e B.
$\lambda_{resC-B}$	Fluxo residual concatenado no enrolamento conectado às fases B e C.
$N_{ciclos}$	Número de ciclos (relativos a $T_{sr}$ ) entre $t_{zero2}$ e $t_{zerofut}$ .

$\Omega$	Unidade de medida da resistência elétrica (Ohm)
$R$	Valor ótimo do resistor de pré-inserção.
$\sigma_{max}$	Máxima dispersão mecânica em relação ao tempo nominal de operação do disjuntor.
$t_{comando}$	Instante de comando da manobra.
$T_{operação}$	Tempo nominal de operação do disjuntor.
$t_{estimado}$	Primeiro instante futuro estimado do sinal de referência para o chaveamento controlado.
$t_{zerofut}$	Primeiro instante de passagem pelo zero do sinal de referência estimado no futuro.
$t_{otimo1}$	Instante ótimo para a energização da primeira fase ou de duas, por meio da estratégia que não considera o fluxo residual.
$t_{zero1}$	Penúltimo instante de passagem por zero do sinal de referência para o chaveamento controlado.
$t_{zero2}$	Último instante de passagem por zero do sinal de referência para o chaveamento controlado.
$T_{atraso}$	Intervalo de tempo utilizado para atrasar $t_{comando}$ .
$t_{atr}$	Valor de $\alpha_{Tensão}$ convertido em atraso de tempo
$T_{sr}$	Meio período do sinal de referência para o chaveamento controlado.
$t_0$	Instante de fechamento da chave S na manobra de energização de um transformador a vazio.
$v(t)$	Tensão aplicada ao enrolamento a ser energizado.
$V_{AB}$	Tensão de linha entre as fases A e B.
$\omega$	Frequência angular nominal do sistema.
$Y_T$	Ligação estrela-aterrada.
$Y$	Ligação estrela-isolada.

# Glossário

ABB	Asea Brown Boveri.
ARMCO	American Rolling Mill Company.
AT	Alta Tensão.
ATP	<i>Alternative Transients Program.</i>
BCTTRAN	<i>British Columbia Transformer Model.</i>
BT	Baixa Tensão.
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior.
CIGRE	<i>International Council on Large Electric Systems.</i>
DC	<i>Direct Current.</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program.</i>
POW	<i>Point-on-wave.</i>
RMS	<i>Root mean square:</i> valor eficaz da tensão ou corrente.
RPI	Resistor de Pré-inserção.
RT	Relação de Transformação.
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
TDSD	Taxa de Decaimento da Suportabilidade Dielétrica.
UFMG	Universidade Federal de Campina Grande.
XLPE	Polietileno Reticulado
TP	Transformador de Potencial

# Sumário

<b>Capítulo 1 – Introdução .....</b>	<b>15</b>
1.1 Motivação .....	16
1.2 Objetivos e Contribuição .....	17
1.3 Organização da Dissertação.....	18
<b>Capítulo 2 – Fundamentação Teórica.....</b>	<b>19</b>
2.1 A Corrente de <i>Inrush</i> em Transformadores .....	19
2.2 Energização de Transformadores .....	20
2.2.1 Energização de Transformadores Monofásicos .....	21
2.2.2 O Fluxo Residual .....	25
2.3 O Resistor de Pré-inserção .....	28
2.4 O Fenômeno <i>Sympathetic Inrush</i> .....	29
2.5 Tipos de Núcleo e Conexões de Enrolamentos .....	31
<b>Capítulo 3 – Estratégias de Chaveamento Controlado de Transformadores Trifásicos .</b>	<b>36</b>
3.1 Estratégias de Chaveamento Controlado Simples.....	36
3.2 Estratégias de Chaveamento Controlado que Consideram o Fluxo Residual .....	38
3.2.1 Estratégias Rápida e Atrasada .....	38
3.2.2 Estratégia Simultânea.....	40
3.3 Princípios do Chaveamento Controlado .....	41
3.3.1 Fechamento Controlado .....	41
3.4 Modelo BCTRAN .....	43
<b>Capítulo 4 – Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>44</b>
<b>Capítulo 5 – Implementação das Rotinas de Chaveamento Controlado.....</b>	<b>53</b>
5.1 Estratégia de Chaveamento Controlado Simples.....	53
5.1.1 Filtragem e Amostragem do Sinal de Referência .....	54
5.1.2 Detecção de Zeros, Período e Amplitude.....	54

5.1.3	Estimação do Sinal de Referência.....	55
5.1.4	Cálculo dos Instantes Ótimos.....	56
5.2	Estratégias de Chaveamento que Consideram o Fluxo Residual .....	56
5.2.1	Determinação dos Fluxos Residuais e Presumíveis .....	57
5.2.2	Cálculo dos Instantes Ótimos.....	58
	<b>Capítulo 6 – Resultados e Análises.....</b>	<b>62</b>
6.1	Estudos de Casos .....	62
6.2	Simulações no ATP .....	66
6.2.1	Desenergização dos Transformadores a vazio .....	66
6.2.2	Re-energização dos Transformadores a Vazio em Instantes mais Adversos.....	72
6.2.3	Re-energização dos Transformadores a Vazio utilizando RPI .....	73
6.2.4	Re-energização Utilizando a Estratégia de Chaveamento Controlado Simples.....	75
6.2.5	Re-energização Utilizando a Estratégia Rápida.....	76
6.2.6	Re-energização Utilizando a Estratégia Atrasada .....	78
6.2.7	Re-energização Utilizando a Estratégia Simultânea .....	79
6.2.8	Análise Comparativa entre as Estratégias de Chaveamento Controlado utilizadas e o RPI.....	81
	<b>Capítulo 7 – Conclusões .....</b>	<b>84</b>
7.1	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	85
	<b>Referências .....</b>	<b>86</b>
	<b>Apêndice – Modelo BCTRAN .....</b>	<b>91</b>



## CAPÍTULO 1

# Introdução

Durante manobras de energização de transformadores, surgem correntes de *inrush*. Estas correntes de alta intensidade podem danificar os equipamentos conectados ao sistema elétrico, reduzindo o tempo de vida útil dos mesmos, além de comprometer a qualidade da energia elétrica e a confiabilidade do sistema (CIGRE Working Group A3.07, 2004). Portanto, é imprescindível a aplicação de uma solução que vise à redução da amplitude dessa corrente. Dentre as possíveis soluções, o chaveamento controlado tem tido grande destaque, por ser considerada uma solução eficiente.

O chaveamento controlado é uma técnica utilizada para controlar de forma independente os instantes de abertura e fechamento dos contatos dos disjuntores com relação ao ângulo de fase de um sinal elétrico de referência (tensão ou corrente), por meio de um relé numérico moderno ou um controlador (GOLDSWORTHY *et al.*, 2008). O objetivo desta técnica é fazer com que o fechamento ou a abertura elétrica dos contatos do disjuntor seja realizado em instantes ótimos, de forma que os transitórios sejam reduzidos a valores aceitáveis pela carga que está sendo manobrada e adequados ao sistema de potência.

A ideia base do chaveamento controlado quando aplicado em manobras de transformadores é evitar que ocorra a deterioração do transformador (devido à redução dos estresses mecânicos e elétricos nos seus enrolamentos causados pelas correntes de *inrush*) e a degradação da qualidade da energia elétrica.

Para o emprego de técnicas de chaveamento controlado em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), o disjuntor assume um importante papel, por ser o equipamento de manobra de abertura e fechamento. Em estudos de chaveamento controlado, convém considerar duas características importantes do disjuntor: a dispersão mecânica em relação ao tempo nominal de operação do disjuntor e a característica da suportabilidade dielétrica (BARROS, 2013). A primeira está relacionada às incertezas usuais de fechamento hidráulico mecânico e a segunda

está associada às propriedades dielétricas da câmara de extinção do disjuntor (DANTAS, 2007; CIGRE Task Force 13.00.1, 1995).

## 1.1 Motivação

O SEP é submetido a diversos tipos de situações em que se faz necessária a abertura ou o fechamento de disjuntores, como a ocorrência e eliminação de faltas, energização e desenergização de linhas de transmissão, energização de transformadores, chaveamentos para retirada ou inclusão de reatores e banco de capacitores, entre outros. Tais operações geram transitórios eletromagnéticos que podem danificar os equipamentos conectados ao SEP.

A energização de um transformador em instantes aleatórios pode resultar em fluxos elevados no núcleo desse equipamento, saturando, dessa forma, as suas colunas e culatras e ocasionando a elevação da corrente de magnetização ou corrente de *inrush*, que pode exceder várias vezes a corrente nominal. A intensidade e forma de onda da corrente de *inrush* dependem basicamente do instante sobre a onda de tensão no qual ocorre o fechamento dos contatos do disjuntor, do valor do fluxo residual e da característica de saturação do núcleo (EBNER, 2009; APOLONIO *et al.*, 2005).

A corrente de *inrush* contém componentes DC e harmônicas, sendo as mais significativas as de segunda e terceira ordem. Logo, se o sistema apresentar alguma ressonância no segundo ou terceiro harmônicos, existe o risco de geração de sobretensão temporária na rede (CIGRE Working Group A3.07, 2004). Esta corrente também pode levar a operação indevida do relé diferencial de proteção (resultando em interrupções no fornecimento de energia), fadiga mecânica nos enrolamentos, afundamentos temporários de tensão e saturação de transformadores que operam próximo ao que está sendo energizado, devido ao fenômeno *Sympathetic Inrush* (APOLONIO *et al.*, 2005; SANTILIO *et al.*, 2013).

As sobretensões temporárias estressam a isolamento do transformador, enquanto que as interrupções no fornecimento de energia elétrica, temporárias ou de maior duração, causam perdas para as concessionárias de energia elétrica e consumidores, devido à interrupção de processos industriais, danos à produção, perdas de matérias-primas, entre outros. Já os afundamentos temporários de tensão podem levar a queima de equipamentos sensíveis. Sendo assim, o uso de alternativas que visem à redução das correntes de *inrush* durante manobras de energização de transformadores, evita o surgimento de todos estes problemas no SEP.

A alternativa convencional utilizada na redução da corrente de *inrush* consiste no uso de resistores de pré-inserção (RPI). Porém, disjuntores equipados com RPI apresentam um custo maior quando comparados aos disjuntores típicos, além de elevados custos de manutenção. Nesse sentido, o chaveamento controlado aplicado à redução da corrente de *inrush* tem sido considerado uma alternativa econômica comparada ao uso dos RPI, já que pode reduzir os custos de implantação e operação, tendo em vista que o mesmo se baseia no uso de dispositivos de acesso cada vez mais frequentes e a custos menores, construídos a base de microprocessadores, com capacidade de armazenamento razoável e velocidade de operação em tempo real, para fazer o monitoramento dos sinais de referência (tensão ou corrente) (APOLONIO, 2004).

Além disto, a dissertação ora proposta está relacionada com trabalhos do Grupo de Sistemas Elétricos (GSE) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) inseridos na linha de pesquisa denominada Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência, a exemplo de trabalhos de pesquisa desenvolvidos por DANTAS (2007) e BARROS (2013) sobre chaveamento controlado em manobras de energização e religamento de linhas de transmissão.

## 1.2 Objetivos e Contribuição

O objetivo principal desta dissertação é realizar uma análise comparativa entre estratégias de chaveamento controlado na energização de transformadores. Para tanto, serão realizadas simulações digitais por meio do ATP – *Alternative Transients Program* (LEUVEN EMTP CENTER, 1987).

Os objetivos específicos são:

- Definir as estratégias e algoritmos de chaveamento controlado de transformadores a serem implementadas e analisadas, após avaliação do estado da arte;
- Definir os modelos de transformadores a serem utilizados no ATP para representar adequadamente os fenômenos estudados;
- Utilizar a rotina MODELS (DUBÉ, 1996) para implementar os algoritmos de controle do fechamento do disjuntor definidos anteriormente;
- Realizar uma análise comparativa entre as rotinas implementadas.

Durante o desenvolvimento desta pesquisa o seguinte trabalho relacionado ao tema foi publicado:

- J.G. SANTOS, K.M.C. DANTAS, W.L.A. NEVES, D.D. L. T. BARROS e P.B. SOBREIRA. **Redução de Corrente de *Inrush* em Transformadores**. XVII Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré. Paraguai, 2017.

### 1.3 Organização da Dissertação

A dissertação está organizada em seis capítulos, além deste capítulo introdutório, da seguinte forma:

No Capítulo 2 são apresentadas as características da corrente de *inrush* em transformadores, os principais aspectos de manobras de energização de transformadores monofásicos, o resistor de pré-inserção, o fenômeno *Sympathetic Inrush* e os tipos de núcleos de transformadores e de conexões de enrolamentos existentes e a relação destes com o acoplamento elétrico ou magnético entre as fases.

As estratégias de chaveamento controlado de transformadores trifásicos, os princípios de chaveamento controlado e o modelo BCTRAN são apresentados no Capítulo 3.

No Capítulo 4 faz-se uma revisão bibliográfica das publicações mais significativas referentes ao uso de chaveamento controlado em manobras de energização de transformadores.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia para implementação das rotinas de chaveamento controlado para cada tipo de estratégia utilizada.

No Capítulo 6, os resultados de simulações digitais via ATP da desenergização dos transformadores e da re-energização utilizando o RPI e as estratégias de chaveamento controlado são apresentados. Nesse capítulo é feita a análise comparativa entre as diversas alternativas de redução da corrente de *inrush* utilizadas.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 2

# Fundamentação Teórica

O fenômeno das correntes de *inrush* em manobras de transformadores foi tornado público pela primeira vez, por Fleming em 1892 (FLEMING, 1892). Até meados da década de 1980, a principal alternativa utilizada na redução da amplitude dessas correntes era o uso de RPI em série com o circuito do transformador. Porém, em 1986, foram lançados no mercado os primeiros controladores utilizados na redução dos transitórios eletromagnéticos causados pelas operações de manobra de bancos de capacitores, reatores *shunt*, transformadores de potência e linhas de transmissão (ABB, 2013).

O chaveamento controlado tem sido utilizado com sucesso por uma série de companhias do setor elétrico, para energizar grandes transformadores. Empresas como Hydro-Québec, Bonneville Power Administration (BPA) e Électricité de France (EDF) já utilizam esta tecnologia (CHANDRASENA *et al.*, 2016).

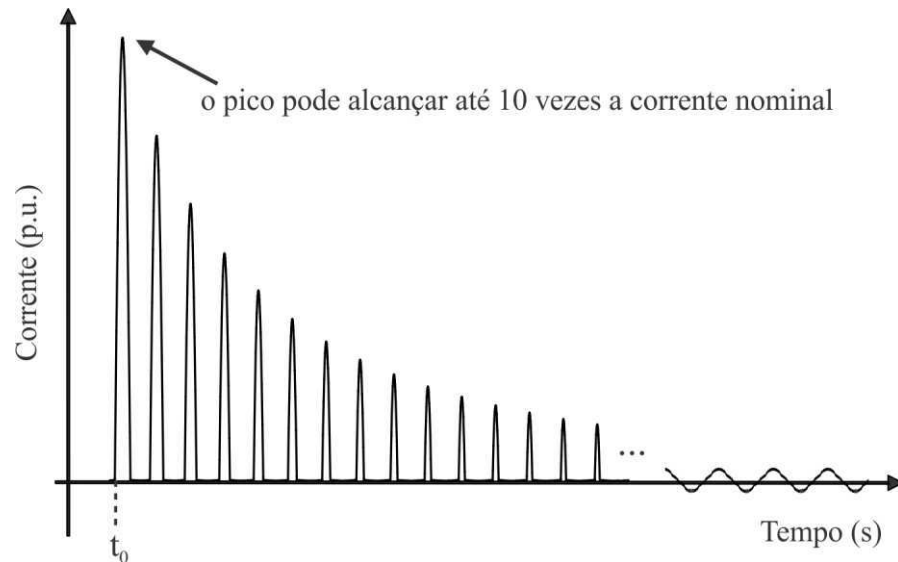
Nas seções seguintes são apresentadas as características da corrente de *inrush* em transformadores, os principais aspectos de manobras de energização de transformadores monofásicos, o método convencional do resistor de pré-inserção, o fenômeno *Sympathetic Inrush* e os tipos de núcleos de transformadores e de conexões de enrolamentos existentes.

## 2.1 A Corrente de *Inrush* em Transformadores

Geralmente, a corrente a vazio (corrente de excitação) é da ordem de 0,1% a 2% da corrente nominal, para grandes transformadores de potência (ARAÚJO & NEVES, 2005; PARIKH & BHALJA, 2016). Porém, durante a energização de um transformador, as correntes de *inrush* podem exceder várias vezes a sua corrente nominal. Em alguns casos, essas correntes podem atingir valores elevadíssimos, da ordem das correntes de curto-circuito, levando a operação indevida dos dispositivos de proteção da rede (CIGRE Task Force 13.00.1, 1996).

Na Figura 1 é apresentada uma forma de onda típica de corrente de *inrush* causada pela manobra de energização de um transformador. A manobra se inicia em um instante  $t_0$  e é caracterizada por um decaimento exponencial durante o período transitório.

Figura 1. Forma de onda típica da corrente de *inrush*.



Fonte: própria da autora.

A corrente de *inrush* apresenta uma forma de onda distorcida devido à presença de componentes harmônicas. Essas componentes harmônicas podem gerar sobretensões temporárias devido ao fenômeno de ressonância em sistemas que contenham filtros elétricos (sistemas industriais e sistemas de transmissão em corrente contínua) (MARCELINO, 2011).

Embora as correntes de *inrush* não sejam tão elevadas quantos as correntes de curto-circuito, elas podem causar forças eletromecânicas radiais e axiais nos enrolamentos dos transformadores, semelhantes àsquelas provocadas pelas correntes de curto-circuito, porém com um maior tempo de exposição (STEURER & FRÖLICH, 2002). Somando-se a isto, está o fato de que as manobras de energização de transformadores são realizadas frequentemente, fazendo parte da operação normal de serviço. Portanto, ao longo do tempo, essas forças podem causar falhas na isolação do transformador, reduzindo a vida útil do mesmo.

## 2.2 Energização de Transformadores

No decorrer desse trabalho, serão empregadas as seguintes designações de fluxo magnético (APOLONIO, 2004; APOLONIO *et al.*, 2005):

- Fluxo concatenado de regime permanente: fluxo magnético concatenado pelos enrolamentos do transformador, em operação normal de regime permanente;
- Fluxo concatenado de regime transitório: fluxo magnético concatenado pelos enrolamentos do transformador, formado por uma componente senoidal acrescido de uma componente DC cujo valor depende do instante de fechamento do disjuntor;
- Fluxo residual: fluxo magnético concatenado pelo enrolamento do transformador (lado que vai ser energizado), após a desenergização do equipamento;
- Fluxo presumível: fluxo magnético hipotético que existiria no transformador, caso ele estivesse em regime permanente. É igual a integral da tensão da fonte de alimentação;
- Fluxo dinâmico: após a energização de uma ou duas fases, dependendo da conexão do enrolamento que está sendo energizado, um fluxo dinâmico se estabelece pela (s) outra(s) coluna(s) (o fluxo residual da(s) coluna(s) ainda não energizada(s) deixa de ser estático).

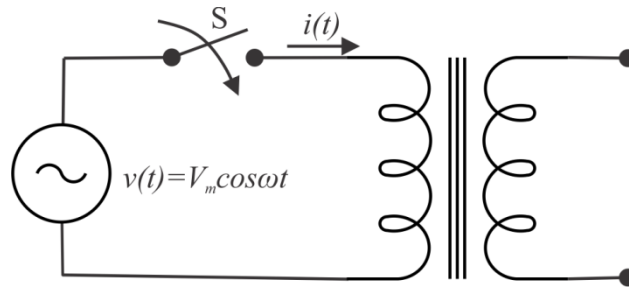
Vale ressaltar que o fluxo dinâmico somente existe durante a energização de transformadores trifásicos com acoplamento entre as fases.

### 2.2.1 Energização de Transformadores Monofásicos

Na prática, é comum energizar os transformadores a vazio e do lado de alta tensão (ABB, 2013). Desprezando as perdas no transformador monofásico a vazio da Figura 2, o fluxo em regime transitório ( $\lambda$ ) enlaçado pelo enrolamento que está sendo energizado pode ser obtido a partir da Lei de Faraday da indução eletromagnética (equação (1)), que relaciona a tensão aplicada ao primário com o fluxo enlaçado pelo mesmo.

$$v(t) = \frac{d\lambda}{dt}. \quad (1)$$

Figura 2. Energização de um transformador a vazio.



Fonte: própria da autora.

Sendo  $t_0$  o instante de fechamento da chave S, o fluxo  $\lambda(t)$  é obtido da seguinte forma:

$$\int_{\lambda(t_0)}^{\lambda(t)} d\lambda = \int_{t_0}^t V_m \cos \omega t dt, \quad (2)$$

$$\lambda(t) - \lambda(t_0) = \frac{V_m}{\omega} (\sin \omega t - \sin \omega t_0), \quad (3)$$

$$\lambda(t) = \lambda(t_0) + \lambda_m (\sin \omega t - \sin \omega t_0), \quad (4)$$

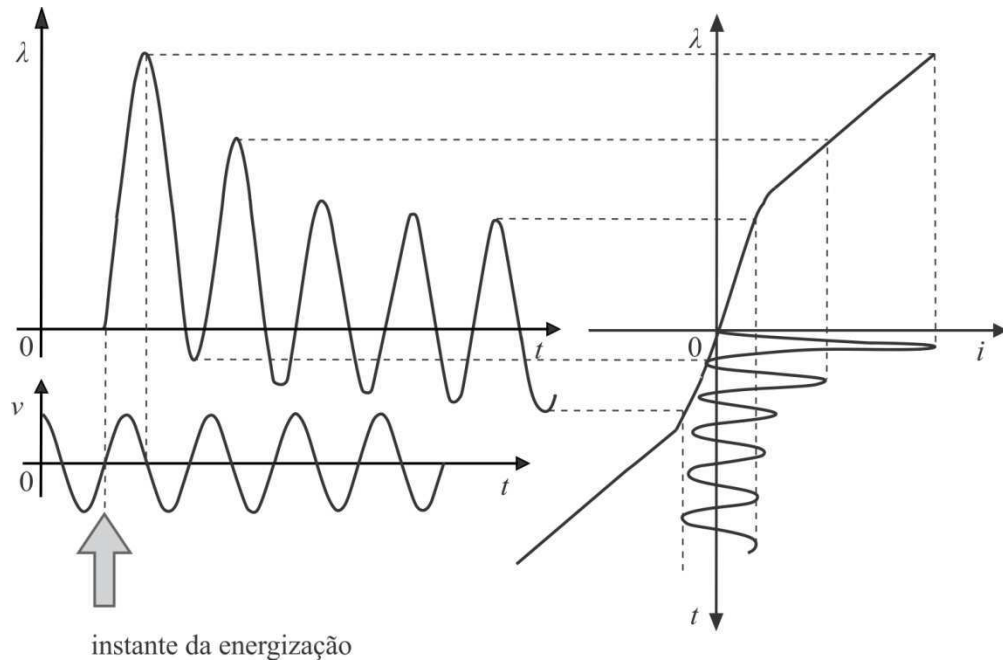
onde:

$$\lambda_m = \frac{V_m}{\omega}. \quad (5)$$

A componente  $\lambda(t_0)$  representa o fluxo residual no núcleo do transformador. Desconsiderando o fluxo residual na equação (4), vê-se que o fluxo de regime transitório é formado por um termo senoidal acrescido de uma componente DC (assimétrico), cujo valor dessa componente depende do instante de fechamento da chave. Se a chave for fechada no momento em que a tensão da fonte passa por zero ( $t_0 = \frac{\pi}{2\omega}$ ), o fluxo atinge um valor de pico igual a  $2\lambda_m$  (duas vezes o valor do fluxo de regime permanente) meio ciclo depois, levando o transformador à região saturada, onde o primeiro pico da corrente de *inrush* é bem acentuado, como apresentado na Figura 3.



Figura 3. Energização de um transformador monofásico no instante mais adverso.



Fonte: Adaptado de ABB (2013).

A intensidade e a duração da corrente de *inrush* dependem de alguns fatores relacionados ao transformador e ao sistema ao qual ele será conectado, que são os seguintes (MARDEGAN, 2010; SANTILIO *et al.*, 2013):

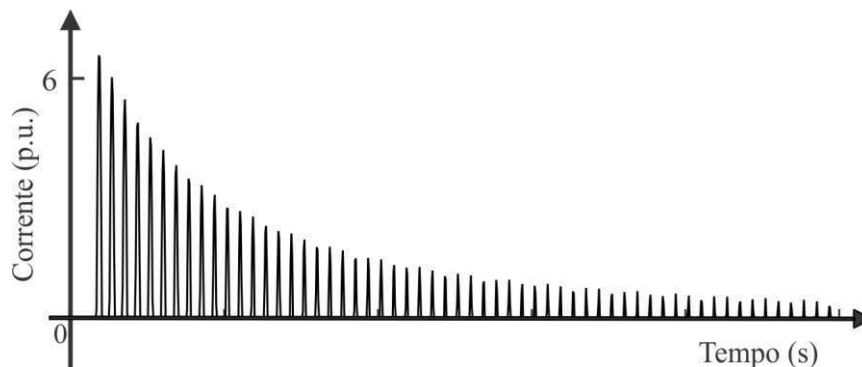
- Valor instantâneo da tensão aplicada no instante da energização: se o disjuntor for fechado no instante em que a tensão da fonte passar por zero, a corrente de *inrush* atingirá um valor bastante elevado;
- Amplitude e sinal do fluxo residual no núcleo: quando o transformador é desenergizado, um fluxo residual permanece no núcleo. No instante do religamento, a corrente de *inrush* atinge um valor elevadíssimo, caso o fluxo imposto pela fonte seja somado ao fluxo residual, que ocorre quando ambos possuem a mesma polaridade;
- Resistência e indutância equivalente em série do circuito alimentador: a intensidade e duração da corrente de *inrush* são influenciadas pela constante de tempo  $L/R$  do circuito alimentador. A amplitude da corrente de *inrush*, bem como sua duração, é maior quando o transformador é energizado próximo ao gerador, devido à baixa resistência entre estes equipamentos; já se o transformador for energizado a partir do terminal remoto de uma linha de transmissão, a resistência entre a alimentação e

o transformador é maior, logo, a corrente de *inrush* possuirá amplitude e duração menores;

- Resistência e indutância de dispersão do enrolamento primário: os grandes transformadores tendem a apresentar uma significativa corrente de *inrush* devido ao alto valor de indutância se comparada com a resistência, ou seja, quanto maior a constante de tempo  $L/R$  do enrolamento que está sendo energizado, maior a intensidade e duração da corrente de *inrush*.

Por causa da assimetria do fluxo de regime transitório e da saturação do núcleo do transformador, a corrente de *inrush* é extremamente assimétrica e não senoidal (ABB, 2013). Este fato é verificado por meio de simulações digitais via ATP da energização a vazio de um transformador monofásico. Na Figura 4 é apresentado um oscilograma típico para uma manobra de energização no instante em que a tensão da fonte passa por zero, ou seja, no instante mais adverso.

Figura 4. Corrente no primário do transformador (*inrush*) – fechamento no zero da tensão.

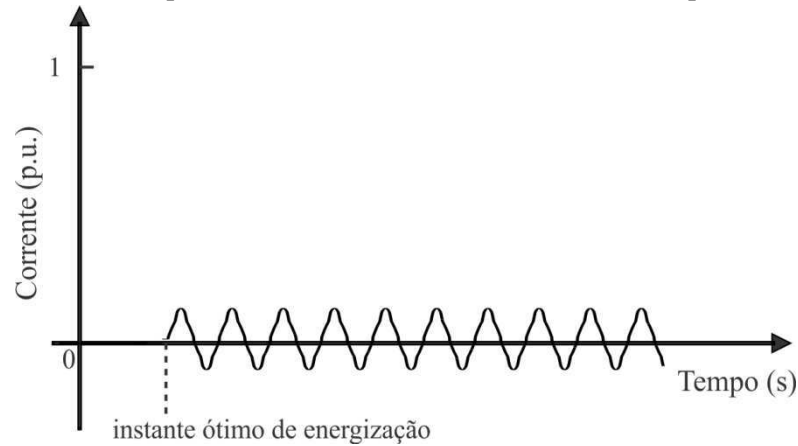


Conforme apresentado na Figura 4, quando o transformador foi energizado no zero da tensão, a corrente no primário atingiu um valor superior a 6 vezes a corrente nominal do transformador.

Ainda considerando o fluxo residual igual a zero, se a energização do transformador monofásico ocorrer no instante em que a tensão de alimentação passa pelo pico ( $t_0 = \frac{\pi}{\omega}$ ), o fluxo imposto pela fonte será simétrico e com valor de pico igual ao fluxo senoidal de regime permanente ( $\lambda_m$ ). Portanto, a corrente no primário terá as características da corrente de excitação de regime permanente: baixa intensidade e forma de onda não senoidal, como apresentado no oscilograma da Figura 5. Logo, este é o instante ótimo para a energização de

um transformador monofásico com o fluxo residual nulo, capaz de suprimir todo o transitório de energização, teoricamente.

Figura 5. Corrente no primário do transformador – fechamento no pico da tensão.



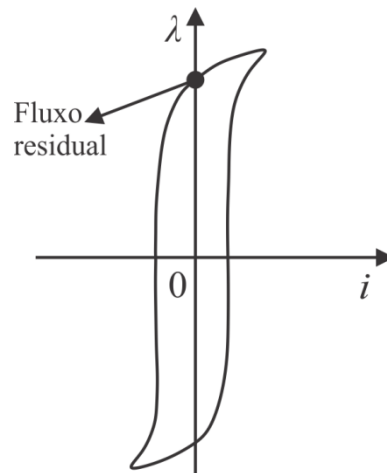
A forma de onda da corrente de excitação (não senoidal) difere da forma de onda do fluxo de regime permanente (senoidal), devido às propriedades magnéticas não lineares do material do núcleo, o que faz com que a corrente de excitação tenha uma forte componente de terceiro harmônico. Por razões econômicas, os transformadores são projetados para operar o mais próximo possível do joelho da curva de saturação, com valores elevados de densidade de fluxo magnético, ou seja, quase no limiar entre a região linear e a região saturada (CIGRÉ Working Group 13.07, 1999b). A razão econômica está ligada ao fato de que transformadores projetados com maior densidade de fluxo magnético possuem o núcleo de menor tamanho.

### 2.2.2 O Fluxo Residual

Durante a desenergização de um transformador, quando a corrente passa por zero, um valor residual de fluxo permanece no núcleo devido à histerese do material ferromagnético. Esse valor pode atingir até 85% do fluxo de regime permanente, sendo que os valores mais típicos são da ordem de 20 a 70% (COLOMBO & SANTAGOSTINO, 1984). Dessa forma, na próxima energização, o valor máximo do fluxo transitório pode ser superior a  $2\lambda_m$  se somado ao fluxo residual e a corrente de magnetização ainda mais severa.

Na Figura 6 é apresentado o ciclo de histerese típico de um material ferromagnético, tal como o material do núcleo de um transformador, onde está indicado o fluxo residual que permanece no núcleo do mesmo após a sua desenergização.

Figura 6. Ciclo de histerese típico de um material ferromagnético.



Fonte: Própria da autora.

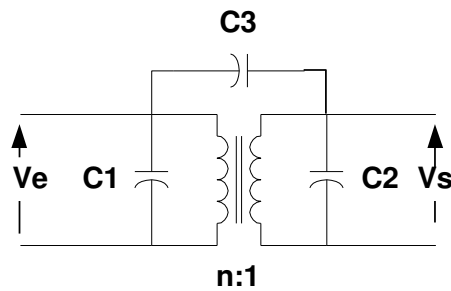
O fluxo residual é influenciado por alguns fatores, tais como (APOLONIO *et al.*, 2005; BRUNKE & FRÖHLICH, 2001a):

- Características do material do núcleo;
- Presença de entreferros no núcleo;
- Capacitância dos enrolamentos;
- Características da corrente de corte do disjuntor;
- Presença de capacitores ou linhas de transmissão conectadas ao transformador.

É amplamente aceito que o fluxo residual dentro do núcleo do transformador não muda ao longo do tempo, a menos que haja influências externas. Quando o transformador é desenergizado, a energia armazenada no núcleo se dissipa no circuito ressonante formado pela indutância do transformador e as capacitâncias parasitas dos enrolamentos e bucha (fuga) e capacitores de equalização de potencial (quando presentes nos disjuntores) (CIGRE Working Group C4.307, 2014). Por causa disso, o fluxo residual será sempre menor que o fluxo residual teórico máximo (fluxo igual à interseção da curva de histerese com o eixo zero da corrente). Portanto, é importante representar essas capacitâncias na simulação do fluxo residual.

Em transitórios de baixa frequência, os efeitos capacitivos nos transformadores podem ser representados por capacitores concentrados localizados nos terminais dos enrolamentos (C1 e C2) e entre os mesmos (C3), tal como apresentado na Figura 7.

Figura 7. Capacitâncias concentradas em um transformador monofásico.

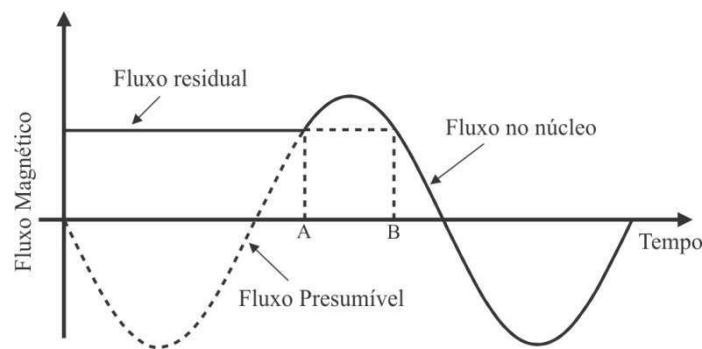


Fonte: APOLONIO (2004).

Os dados para a modelagem das capacitâncias são normalmente incluídos nos testes de fábrica ou podem ser obtidos via medições nos terminais do transformador.

Para um transformador com fluxo residual no núcleo, um instante ótimo para o fechamento dos contatos ocorre quando o fluxo presumível se iguala ao residual. O fluxo residual pode ser obtido pela integral da tensão no enrolamento que está sendo energizado (BRUNKE & FRÖHLICH, 2001a). Na Figura 8 é apresentada a estratégia para o fechamento controlado de transformadores monofásicos. Existem dois instantes ótimos a serem considerados, instantes A e B.

Figura 8. Estratégia de chaveamento controlado de transformadores monofásicos.



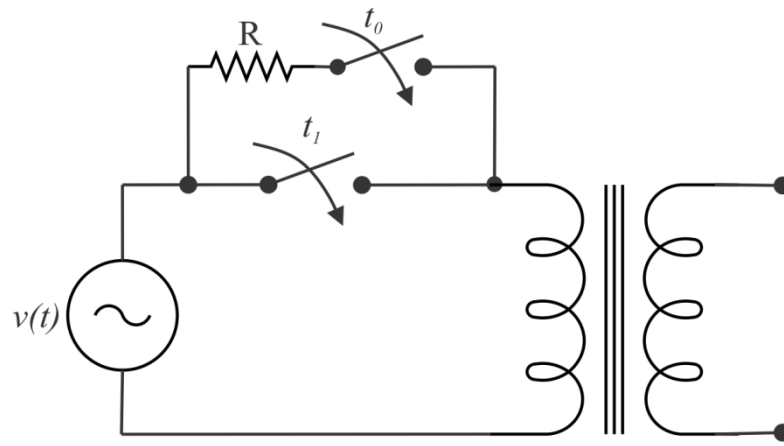
Fonte: Adaptado de BRUNKE & FRÖHLICH (2001a).

De acordo com a Figura 8, quando o transformador é energizado no instante ótimo A, não há nenhuma elevação no fluxo magnético estabelecido que se torna praticamente igual ao fluxo de regime permanente. Portanto, não há saturação nas colunas do transformador e consequentemente, não surgem correntes de *inrush*.

## 2.3 O Resistor de Pré-inserção

O resistor de pré-inserção é instalado junto à câmara do disjuntor e funciona como um divisor de tensão durante a manobra. A queda de tensão sobre o RPI reduz a tensão aplicada aos enrolamentos do transformador, evitando a ocorrência de sobrefluxo no núcleo e, conseqüentemente, evitando o surgimento das elevadas correntes de *inrush* (BRONZEADO *et al.*, 2005). Este dispositivo é apresentado na Figura 9.

Figura 9. Resistor de pré-inserção.



Fonte: própria da autora.

Do ponto de vista elétrico, um disjuntor equipado com RPI pode ser representado pelo fechamento sequencial de duas chaves, como apresentado na Figura 9. Durante a manobra, inicialmente é fechado o contato auxiliar ( $t_0$ ), inserindo o RPI em série com o circuito do transformador. Após um curto período de tempo (tempo de inserção), o contato principal é fechado, curto-circuitando o RPI e trazendo para o transformador a tensão plena da fonte.

A efetiva redução da corrente de *inrush* depende da escolha do valor da resistência de pré-inserção e do tempo de inserção desta no circuito. O valor do RPI deve ser grande o suficiente para produzir o primeiro pico da corrente de *inrush* menor ou igual ao pico da corrente nominal do transformador. Um valor normalmente utilizado de RPI é calculado de acordo com a equação (6).

$$R = \frac{V_{nom}^2}{S_{nom}}, \quad (6)$$

em que  $V_{nom}$  e  $S_{nom}$  são respectivamente, a tensão nominal do enrolamento a ser energizado (dada em kV) e a potência nominal do transformador (em MVA) (BASU & MORRIS, 2008). Quanto ao tempo de inserção, geralmente são realizadas análises para defini-lo (BARBOSA,

1989). Neste trabalho, por tentativa e erro foram encontrados os valores de 10 ms e 12 ms para energização dos transformadores com conexões de enrolamentos estrela-aterrada e delta-delta, respectivamente.

Embora seja eficaz na redução da corrente de *inrush*, o uso do RPI acrescenta ao disjuntor uma ou mais câmaras de manobra, dependendo da sua classe de tensão, o que leva ao aumento do número de componentes do disjuntor e, conseqüentemente, um aumento do custo, necessidade de mais trabalho de manutenção e de peças de reposição (DANTAS, 2007).

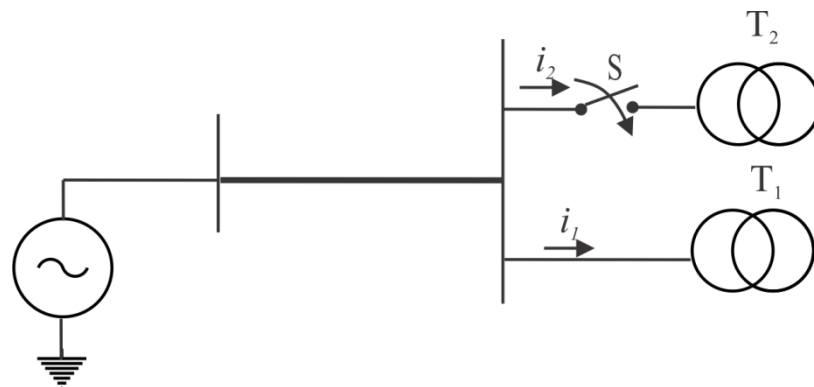
## 2.4 O Fenômeno *Sympathetic Inrush*

Também conhecido como interação simpática, o fenômeno *Sympathetic Inrush* pode ocorrer quando um transformador é energizado por meio de uma longa linha de transmissão na presença de outros transformadores que já se encontram em operação. Este fenômeno consiste na saturação dos transformadores que já se encontram em operação no sistema causada pela interação da corrente de *inrush* que surge no transformador que está sendo energizado nas proximidades (CIGRE Working Group C4.307, 2014; BRONZEADO & YACAMINI, 1995).

Na prática, os transformadores são energizados em série ou em paralelo com outros transformadores que já se encontram em operação no sistema (BRONZEADO & YACAMINI, 1995). A assimetria nas correntes de *inrush* acarreta assimetria na tensão do barramento em que estão conectados os transformadores. Este fenômeno pode fazer com que os fluxos dos transformadores que já estão em operação atinjam também a região saturada (CIGRE Working Group C4.307, 2014).

Para um melhor entendimento da interação simpática, ensaios em laboratório foram realizados por BRONZEADO & YACAMINI (1995), da energização do transformador  $T_2$  em paralelo com o transformador  $T_1$  que já se encontra em operação, como apresentado na Figura 10.

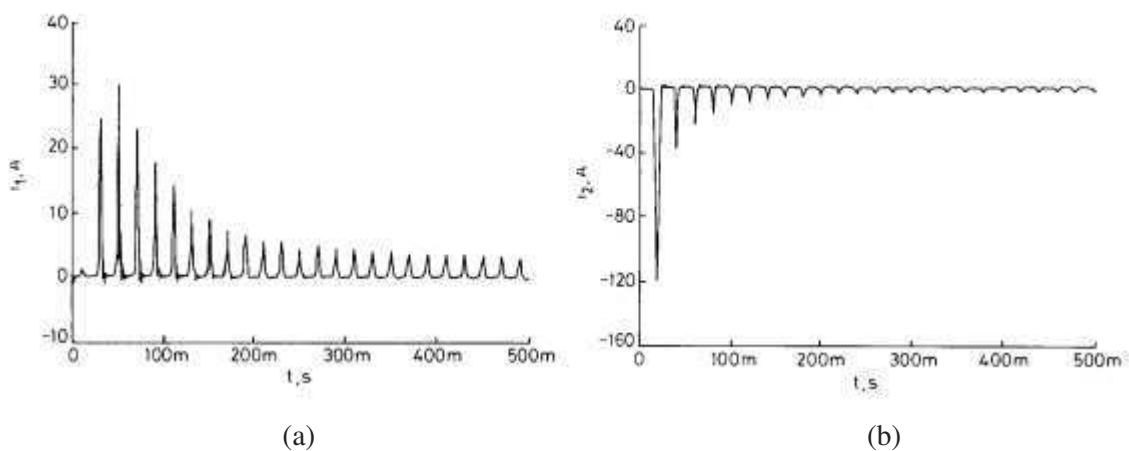
Figura 10. Sistema elétrico utilizado para investigar a interação simpática entre transformadores em paralelo.



Fonte: Adaptado de BRONZEADO & YACAMINI (1995).

O procedimento para a investigação da interação simpática consiste em fechar a chave S e observar as correntes  $i_1$  e  $i_2$ . Na Figura 11 são apresentadas as formas de onda das correntes  $i_1$  e  $i_2$ .

Figura 11. Corrente medida no transformador: (a) T1 ( $i_1$  (A)); (b) T2 ( $i_2$  (A)).



Fonte: BRONZEADO & YACAMINI (1995).

Observa-se que uma corrente de interação simpática é gerada em  $T_1$ , em decorrência da saturação do núcleo do mesmo. Portanto, a queda de tensão na resistência do sistema foi suficiente para tornar assimétrica a tensão do barramento onde os transformadores estão conectados, e assim, surgir o fenômeno da interação simpática entre os transformadores.

Por causa da interação simpática, o decaimento da corrente de *inrush* se torna mais lento do que ocorreria se não houvesse outros transformadores conectados ao barramento (BRONZEADO & YACAMINI, 1995). Além disso, a corrente de interação simpática persiste



na rede por uma duração relativamente longa, afetando a confiabilidade e segurança do SEP, podendo causar atuação indevida da proteção diferencial de transformadores, prolongar as sobretensões harmônicas temporárias e aumentar nível de ruído em outros transformadores conectados na rede (KUMBHAR & KULKARNI, 2007; KULKARNI, 1994).

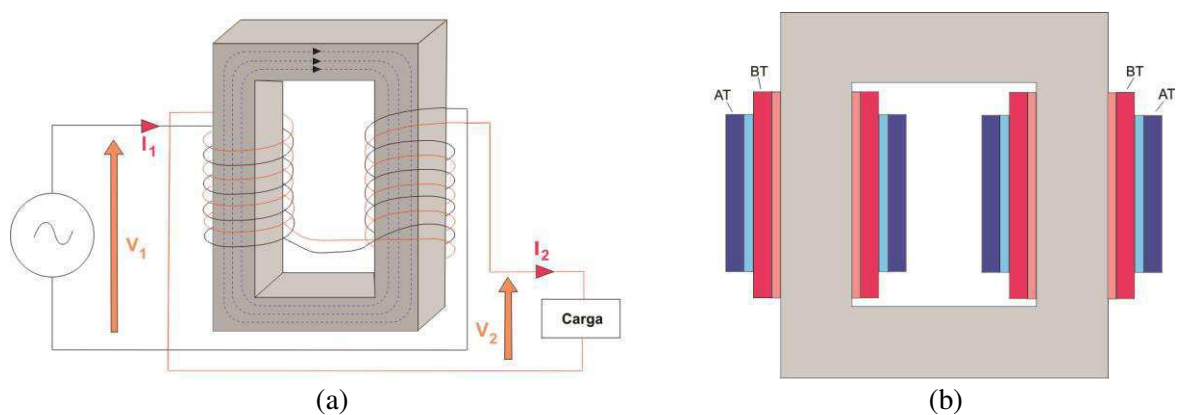
A interação simpática pode ser fortemente reduzida, caso a resistência do circuito entre os transformadores seja relativamente grande (como é o caso em que os transformadores são separados por um comprimento apreciável da linha de transmissão) (CIGRE Working Group C 4.307, 2014; BRONZEADO & YACAMINI, 1995). Uma forma eficiente de redução desse fenômeno é utilizar o chaveamento controlado na energização do transformador, evitando, assim, a saturação dos que já estão em operação no sistema.

## 2.5 Tipos de Núcleo e Conexões de Enrolamentos

O acoplamento entre os enrolamentos é mais eficiente quando é utilizado um núcleo de ferro ou de algum tipo de material ferromagnético, que confina o fluxo a um caminho delimitado, de alta permeabilidade magnética, enlaçando os enrolamentos (FITZGERALD *et al.*, 2003). Dois tipos de construções comuns de núcleo são denominados de núcleo envolvido, do inglês *core type* e, núcleo envolvente, do inglês *shell type*.

No transformador de núcleo envolvido, os enrolamentos são cilíndricos e montados concentricamente em torno do núcleo. Uma das causas da divisão dos enrolamentos em duas colunas é aproveitar melhor a distribuição do fluxo magnético (AGUIAR, 2007). Esta configuração de núcleo é apresentada na Figura 12.

Figura 12. Núcleo monofásico envolvido (*core type*): (a) construção; (b) vista em corte.

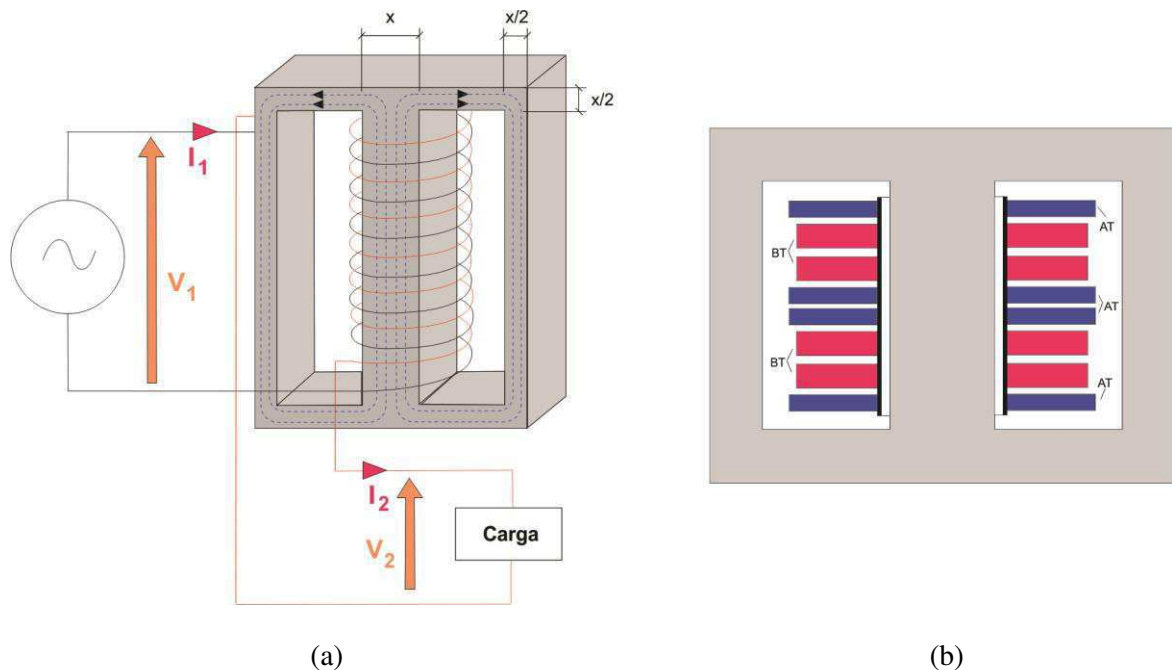


Fonte: AGUIAR (2007).

Na configuração de núcleo envolvente, os enrolamentos possuem forma de disco e são montados alternando em camadas os enrolamentos de AT e BT. As colunas laterais envolvem os enrolamentos e o fluxo magnético total passa pela coluna central e se divide igualmente nas colunas laterais (AGUIAR, 2007).

A diferença construtiva entre o transformador de núcleo envolvido e o de núcleo envolvente, é que no primeiro, o núcleo é envolvido pelos enrolamentos, enquanto que no segundo, o núcleo envolve os enrolamentos. A configuração do tipo núcleo envolvente é apresentada na Figura 13.

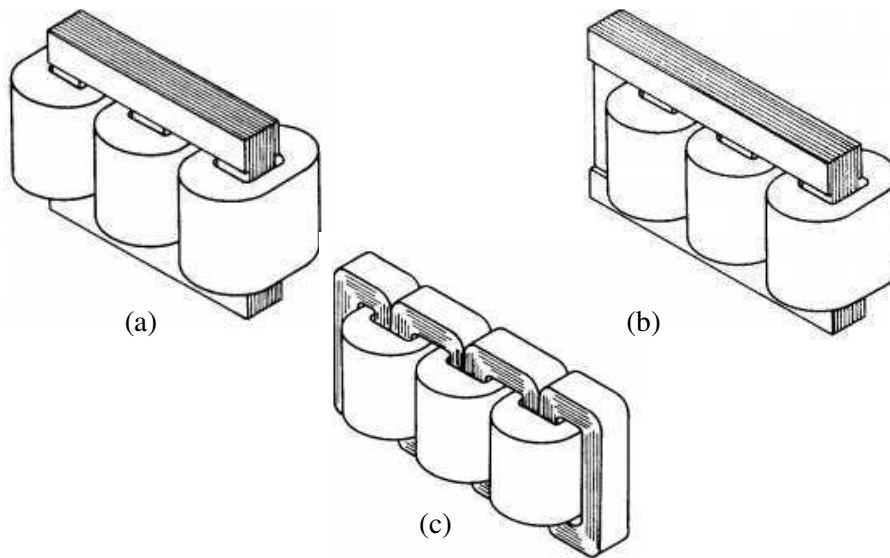
Figura 13. Núcleo monofásico envolvente (*shell type*): (a) construção; (b) vista em corte.



Fonte: AGUIAR (2007).

Na Figura 14 são apresentados os tipos de configurações de núcleo trifásico envolvido. A configuração de núcleo trifásico envolvido de 3 colunas possui uma coluna para cada fase, logo, não apresenta nenhuma coluna de retorno para o fluxo de sequência zero. Nesse caso, o fluxo de sequência zero, quando existir, deve retornar fora do núcleo por meio de um caminho de alta relutância (ar), causando aquecimento em outros materiais condutivos do transformador, como o tanque. Já os núcleos trifásicos envolvidos de quatro e cinco colunas, possuem, respectivamente, uma e duas colunas de retorno, apresentando baixa relutância para o fluxo de sequência zero (IEEE C57.105, 1978). No entanto, se a própria conexão de enrolamento suprimir o fluxo de sequência zero, como é o caso da conexão delta, nenhuma coluna de retorno é necessária.

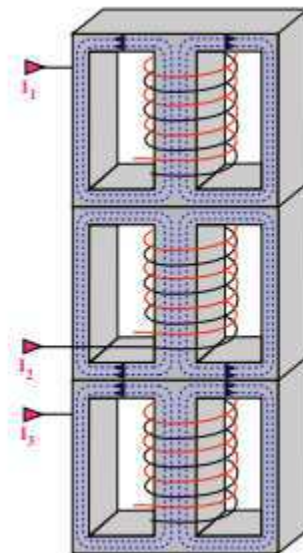
Figura 14. Núcleos Trifásicos: (a) envolvido de 3 colunas (*3-legged stacked core*); (b) envolvido de 4 colunas (*4-legged stacked core*); (c) envolvido de 5 colunas (*5-legged wound core*).



Fonte: IEEE C57.105 (1978).

Na Figura 15 é apresentado o núcleo trifásico de 3 colunas do tipo envolvente. Nele, três transformadores monofásicos de núcleo envolvente são unidos em uma configuração onde o transformador do centro tem orientação inversa à dos outros dois. Este tipo de núcleo apresenta um caminho de baixa relutância para o retorno do fluxo de sequência zero.

Figura 15. Núcleo trifásico do tipo envolvente (*shell type*).



Fonte: AGUIAR (2007).

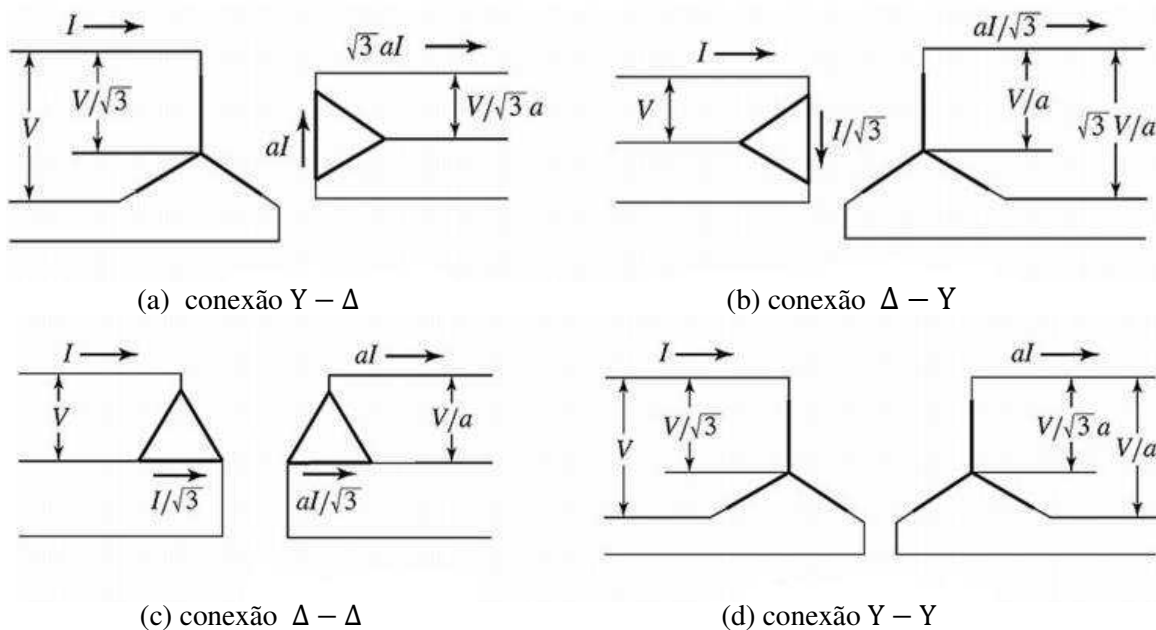
Além das configurações de núcleos apresentadas, existe a configuração triplex que consiste de três unidades monofásicas em um único tanque, respectivamente, onde as fases

são isoladas magneticamente (IEEE C57.105, 1978). Essa configuração difere de um banco trifásico de transformadores, já que neste, cada unidade monofásica possui tanque próprio. Vale ressaltar que os núcleos monofásicos apresentam um pleno caminho de retorno para o fluxo de sequência zero.

Em se tratando dos tipos de conexões de enrolamentos, existem quatro tipos comuns de conexões, que tanto servem para os bancos trifásicos de transformadores, quanto para os transformadores de núcleo trifásico. A conexão  $Y - \Delta$  é utilizada em transformadores abaixadores e possui como vantagem a disposição de um neutro para aterramento no lado de AT, que pode ser desejável em alguns casos. Já a ligação  $\Delta - Y$  é comumente utilizada em transformadores elevadores em subestações de elevação. A ligação  $\Delta - \Delta$  poder ser vantajosa em um banco trifásico, onde uma das unidades monofásicas pode ser removida para uma manutenção, enquanto que as demais continuam funcionando como um banco, fornecendo 58% da capacidade nominal do banco. Por fim, a ligação  $Y - Y$  é pouco utilizada devido a problemas causados pelas harmônicas da corrente de excitação (FITZGERALD *et al.*, 2003).

Na Figura 16 são apresentados os tipos usuais de conexões de enrolamentos, onde  $V$  e  $I$  são respectivamente, as tensões e as correntes de linha e a relação de espiras entre primário e secundário é dada por  $N_1/N_2 = a$ .

Figura 16. Ligações trifásicas de transformadores; as fases do transformador são indicadas pelas linhas espessas.



Fonte: FITZGERALD *et al.* (2003).

Ao observar a Figura 16, percebe-se que a relação de transformação, que é a relação entre a tensão de linha do primário e a tensão de linha do secundário, pode ser diferente da relação de espiras, sendo igual apenas nas conexões Y – Y e  $\Delta - \Delta$ . Na conexão Y –  $\Delta$  e  $\Delta - Y$  as relações de transformação são dadas pelas equações (7) e (8), respectivamente.

$$RT = \sqrt{3}. a \quad (7)$$

$$RT = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (8)$$

Com relação ao acoplamento entre as fases, a configuração triplex e as configurações em banco ou núcleo de cinco colunas cujos enrolamentos são conectados em estrela-aterrada, não possuem acoplamento entre as fases, logo, os fluxos das fases são independentes. Já se o transformador possuir acoplamento elétrico (quando existe pelo menos um enrolamento em delta, para qualquer tipo de configuração de núcleo) ou magnético (quando possui núcleo de três colunas com qualquer tipo de conexão dos enrolamentos), os fluxos das três fases são dependentes e a soma do fluxo residual das três fases deve ser zero (PARIKH & BHALJA, 2016; BRUNKE & FRÖHLICH, 2001a). Para esses transformadores, as estratégias de chaveamento controlado são bem mais complexas devido ao acoplamento entre as fases durante a energização e conseqüentemente, o surgimento dos fluxos dinâmicos.

Quando o enrolamento a ser energizado possuir conexão delta ou estrela-isolada, para que haja circulação de corrente nesse enrolamento, é necessário energizar duas fases simultaneamente. Já se a conexão do enrolamento a ser energizado for estrela-aterrada, a corrente circula no mesmo quando é energizada apenas uma fase (PARIKH & BHALJA, 2016). Dessa forma, se o transformador trifásico possuir acoplamento entre as fases e conexão do enrolamento a ser energizado em estrela-aterrada, por exemplo, quando a primeira fase é energizada, o fluxo nas outras colunas do núcleo não é mais um fluxo residual estático, mas um fluxo transitório, denominado de fluxo dinâmico (APOLONIO *et al.* , 2005; BRUNKE & FRÖHLICH, 2001a).

## CAPÍTULO 3

# Estratégias de Chaveamento Controlado de Transformadores Trifásicos

Diferentemente dos transformadores monofásicos, as estratégias de chaveamento controlado dos transformadores trifásicos são bem mais complexas. Em algumas dessas estratégias, se faz necessário o conhecimento do fluxo residual nos três enrolamentos, além do uso de disjuntor trifásico com operação de polos independentes, para que seja possível energizar cada fase em seu instante ótimo.

Como foi visto no Capítulo 2, quando o transformador é monofásico, o instante ótimo de fechamento ocorre quando o valor do fluxo presumível se iguala ao fluxo residual. Sendo assim, quando o fluxo residual for nulo, o instante ótimo de fechamento é quando o fluxo presumível também for nulo, que coincide com o pico da tensão (controle *point-on-wave*). Para os transformadores trifásicos, a determinação dos instantes ótimos de fechamento não depende apenas de levar ou não em consideração o fluxo residual, como também da existência ou não de acoplamento elétrico ou magnético entre as fases (PARIKH & BHALJA, 2016).

Neste Capítulo, são descritas as estratégias de chaveamento controlado, os princípios de chaveamento controlado e os modelos de transformadores do ATP para estudos de transitórios eletromagnéticos.

### 3.1 Estratégias de Chaveamento Controlado Simples

Na Tabela 1 são apresentados os instantes ótimos para a energização de transformadores com vários tipos de conexões de enrolamentos e diversas configurações de projeto, referentes às estratégias que não levam em consideração o fluxo residual (estratégias Simples) na determinação dos instantes ótimos.

Tabela 1. Instantes ótimos desconsiderando o fluxo residual.

Tipos de Conexões		Configuração de Projeto	Instantes ótimos Fases (A, B, C)		
Enrolamento 1 (lado a ser energizado)	Enrolamento 2		A	B	C
$Y_T$	$\Delta$	Banco trifásico	Pico de $V_{AT}$	Depois de $\frac{1}{4}$ de ciclo	
		3 colunas			
		5 colunas			
$Y_T$	$Y_T/Y$	3 colunas			
$\Delta$	$Y_T/\Delta$	Banco trifásico	Pico de $V_{AB}$		Depois de $\frac{1}{4}$ de ciclo
		3 colunas			
		5 colunas			
$Y$	$Y_T/Y/\Delta$	Banco trifásico			
		3 colunas			
		5 colunas			
$Y_T$	$Y_T$	Banco trifásico	Pico de $V_{AT}$	Pico de $V_{BT}$	Pico de $V_{CT}$

Fonte: Adaptado de PARIKH & BHALJA (2016).

De acordo com a Tabela 1, os instantes ótimos de fechamento dos contatos dos disjuntores para um banco trifásico  $Y_T - Y_T$  seria no pico da tensão fase-terra de cada fase, já que não existe acoplamento entre as fases para banco trifásico sem enrolamento em delta. O mesmo ocorreria para um transformador de núcleo triplex. Porém, quando existir acoplamento entre as fases (ao menos um enrolamento em delta para alguma configuração de núcleo ou que possuam três colunas com qualquer conexão de enrolamentos), as estratégias de chaveamento controlado podem ser descritas da seguinte forma:

- Se o enrolamento a ser energizado estiver em estrela-aterrada, o instante ótimo do fechamento da primeira fase é no pico da tensão fase-terra. Depois que a primeira fase é energizada, surge um fluxo dinâmico nas outras fases, devido ao acoplamento entre as mesmas. O instante ótimo para o fechamento das fases ainda abertas ocorre depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo, quando o fluxo presumível se iguala ao dinâmico em cada fase;
- Se o enrolamento a ser energizado estiver em delta ou estrela-isolada, as duas primeiras fases são energizadas no pico da tensão fase-fase e a terceira, depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo (em um sistema de 50 Hz,  $\frac{1}{4}$  de ciclo corresponde a 5 ms, já em 60 Hz, corresponde a 4,17 ms).

Essas estratégias descritas suprimem todo o período transitório da corrente de *inrush* se o fluxo residual for nulo, porém, elas permitem uma redução moderada quando aplicadas na energização de transformadores com fluxo residual diferente de zero (PARIKH & BHALJA, 2016). Quanto mais próximo de zero for o fluxo residual do transformador, maior será a redução da corrente de *inrush* por meio dessas estratégias.

Quando o chaveamento controlado não leva em consideração o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento dos contatos do disjuntor, este equipamento ainda entra em saturação, embora o nível de saturação seja reduzido (GOLDSWORTHY *et al.*, 2008). Nesse caso, a amplitude da corrente de *inrush* pode variar na faixa de 1 – 1,5 pu, podendo chegar a 2 pu considerando a dispersão nas características de disjuntores (PARIKH & BHALJA, 2016). Todavia, para uma redução eficiente da amplitude da corrente de *inrush*, que não leve o transformador para a região saturada da sua curva de saturação, é necessário considerar o valor do fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento do disjuntor, como será visto a seguir.

## **3.2 Estratégias de Chaveamento Controlado que Consideram o Fluxo Residual**

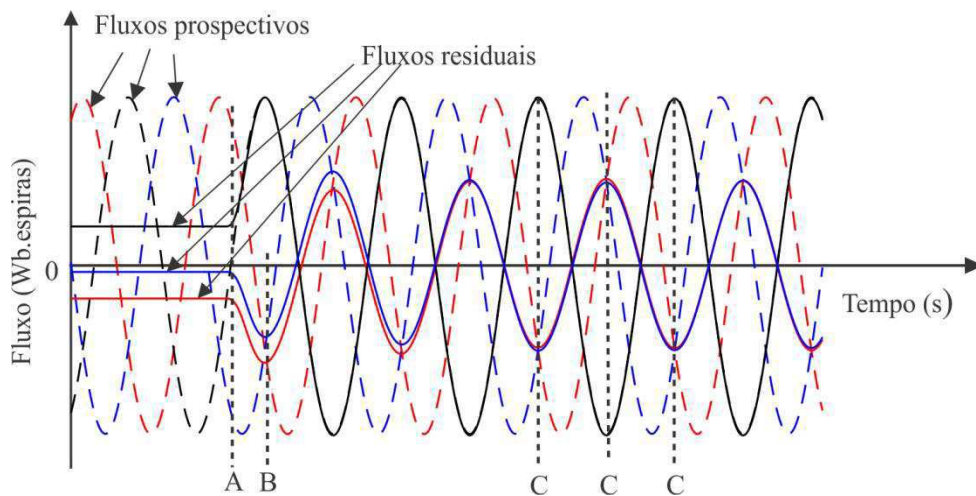
Neste trabalho são discutidas três estratégias de chaveamento controlado que consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento dos contatos do disjuntor: Estratégia Rápida, Estratégia Atrasada e Estratégia Simultânea. Estas estratégias foram propostas por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a, 2001b) e serão descritas detalhadamente a seguir. Além disso, a maioria dos trabalhos encontrados na literatura que levam em conta o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos utilizam estratégias de chaveamento controlado iguais ou semelhantes a estas, como será visto na Seção 3.6.

### **3.2.1 Estratégias Rápida e Atrasada**

Na Figura 17 são apresentados os instantes ótimos para a energização de um transformador utilizando as estratégias Rápida e Atrasada. As formas de ondas típicas dos fluxos magnéticos presentes nessa figura foram obtidas por meio de simulações digitais via ATP, da energização da coluna central de um transformador com núcleo de três colunas.



Figura 17. Instantes ótimos de acordo com as estratégias Rápida e Atrasada.



De acordo com a Figura 17, quando a fase do transformador associada a coluna central é energizada no instante em que o seu fluxo residual se iguala ao presumível (instante A), o fluxo entra diretamente em regime permanente (em preto). Em decorrência da simetria do núcleo vista pela coluna central (mesmo comprimento do caminho magnético com relação às colunas laterais), o fluxo produzido na coluna central se divide igualmente entre as duas outras colunas laterais, sendo iguais à metade do fluxo da coluna central, mas com polaridade oposta (APOLONIO, 2004). Estes fluxos quando circulam nas colunas ainda não energizadas modificam o comportamento estático do fluxo residual lá existente e por isso são denominados de fluxos dinâmicos (em azul e vermelho).

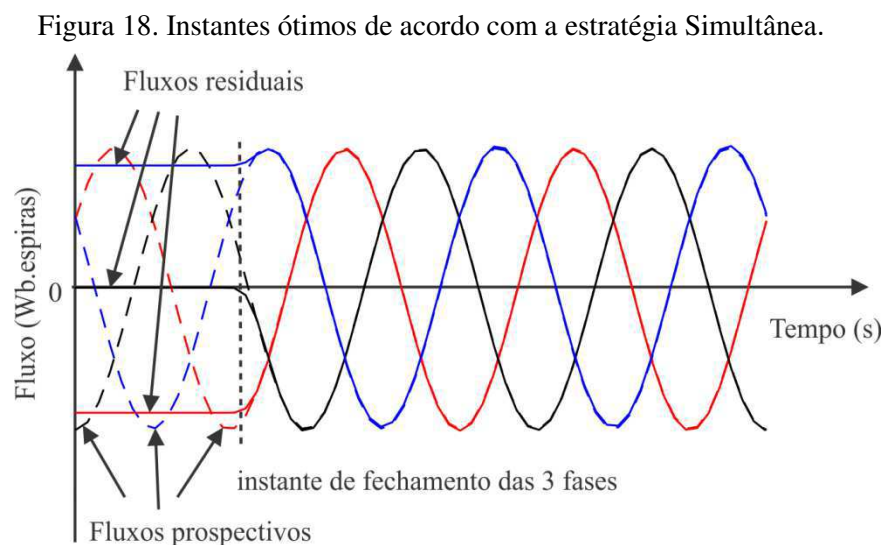
De acordo com a estratégia Rápida, caso o enrolamento a ser energizado esteja conectado em estrela-aterrada, a fase conectada a coluna central é energizada no instante em que o seu fluxo presumível (integral da tensão fase-terra da fonte) for igual ao residual (instante A da Figura 17). Nesse caso, o fluxo residual pode ser obtido por meio da integral da tensão fase-terra dos terminais do transformador. As outras duas fases são energizadas simultaneamente, quando o fluxo dinâmico for igual ao presumível, dentro de aproximadamente um quarto de ciclo (instante B da Figura 17). Já se o enrolamento a ser energizado estiver conectado em delta ou estrela-isolada, inicialmente são energizadas duas fases no instante em que o fluxo presumível (integral da tensão fase-fase da fonte) correspondente a essas fases for igual ao fluxo residual (integral da tensão fase-fase dos terminais do transformador) e a terceira fase é energizada quando o fluxo presumível se igualar ao fluxo dinâmico, dentro de aproximadamente  $\frac{1}{4}$  de ciclo.

Da forma que foi proposta, a estratégia Rápida requer o conhecimento do fluxo residual concatenado nas três fases do transformador e controle independente dos polos do disjuntor.

A estratégia Atrasada é semelhante à Rápida. A diferença é que o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) é atrasado de poucos ciclos (2-3 ciclos), sendo realizado no instante em que o fluxo na fase do transformador já energizada atinge seu pico (instante C da Figura 17). Como se observa na Figura 17, os fluxos dinâmicos se igualam aos presumíveis no instante em que o fluxo na fase do transformador já energizada atinge seu pico (instante C). Com isso, basta ter o conhecimento do fluxo residual em apenas uma fase do transformador e controle independente dos polos do disjuntor.

### 3.2.2 Estratégia Simultânea

Nessa estratégia todas as fases são energizadas simultaneamente. O instante ótimo de energização das três fases é o instante em que o fluxo presumível é igual ao residual em uma das fases do transformador, conforme a Figura 18. É limitada a casos onde o fluxo residual segue o seguinte caminho padrão: é zero ou próximo de zero em um dos enrolamentos, alto e aproximadamente iguais nos demais, com polaridades opostas (0,  $-r$ ,  $+r$ ). Sendo assim, requer o conhecimento do fluxo residual nas três fases do transformador. Um oscilograma típico, obtido por meio de simulações digitais via ATP, para uma manobra de energização utilizando a estratégia simultânea é apresentado na Figura 18.



Conforme a Figura 18, quando as três fases foram energizadas simultaneamente no instante ótimo de fechamento, os fluxos magnéticos entraram diretamente em regime permanente. Isto ocorre porque o fluxo residual seguia um caminho padrão (0, -80%, +80%).

A estratégia Simultânea não requer controle independente dos polos do disjuntor, podendo assim ser aplicada em sistemas onde disjuntores com operação de polos independentes são incomuns.

### 3.3 Princípios do Chaveamento Controlado

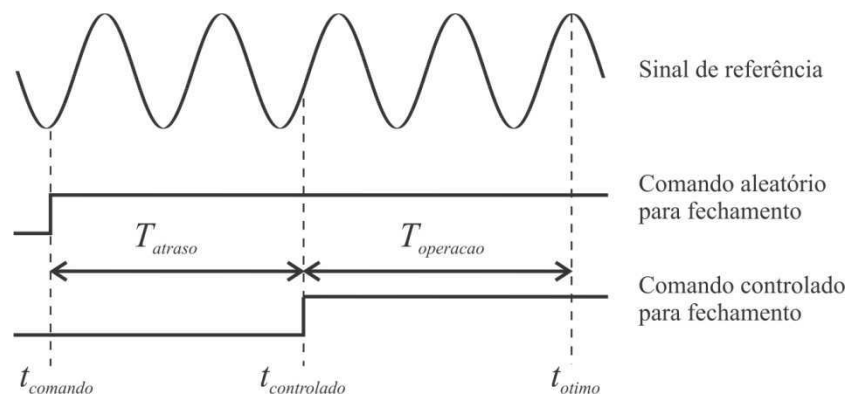
Neste trabalho são abordadas as manobras de fechamento, especificamente as manobras de re-energização de transformadores. Para isso se faz necessário realizar o fechamento dos contatos do disjuntor em instantes ótimos, a fim de garantir uma redução na amplitude das correntes de *inrush* a valores aceitáveis. A manobra de abertura controlada não será abordada aqui, uma vez que será realizada por meio de uma chave trifásica do ATP controlada por tempo, que faz a abertura no instante em que a corrente de cada fase cruza o zero natural, o que garantirá um menor nível de fluxo residual.

#### 3.3.1 Fechamento Controlado

Na manobra de energização de um transformador, o sinal de referência é a tensão da fonte que deve ser monitorada por meio de um dispositivo de controle, e o comando para o fechamento geralmente se dá em um instante aleatório ( $t_{comando}$ ) com relação ao ângulo de fase da onda de tensão.

A temporização do fechamento controlado dos contatos do disjuntor para um transformador sem considerar o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos (o pico de tensão é o instante ótimo para o fechamento elétrico) é apresentada na Figura 19, onde o efeito do pré-arco é desprezado.

Figura 19. Temporização do fechamento controlado.



Fonte: DANTAS (2007).

Ao observar a Figura 19, verifica-se que quando a manobra é aleatória, o fechamento dos contatos do disjuntor pode ocorrer em um instante da onda de tensão que pode favorecer o surgimento das correntes de *inrush*. Já se a manobra for controlada, o fechamento do disjuntor ocorre no instante mais adequado em relação ao sinal de referência (pico do sinal).

O intervalo  $T_{operação}$  indicado na Figura 19 é o intervalo de tempo entre a energização do circuito de fechamento do disjuntor e o acoplamento físico entre os seus contatos. Este intervalo geralmente tem a duração igual a 50 ms (FROEHLICH *et al.*, 1997a). Já o intervalo  $T_{atraso}$  é a soma de um tempo de espera, necessário para as operações/cálculos internos do controlador, com um intervalo de tempo de atraso intencional para sincronização com o instante ótimo pré-determinado, considerando  $T_{operação}$ .

Conforme a Figura 19, o procedimento para o controle do fechamento dos contatos do disjuntor consiste em atrasar  $t_{comando}$  do intervalo de tempo  $T_{atraso}$ , de forma que o instante ótimo pré-determinado ocorra em um instante  $T_{atraso} + T_{operação}$  depois de  $t_{comando}$ .

Na prática, não é possível reduzir totalmente as correntes de *inrush* ao nível da corrente a vazio (corrente de excitação), devido à dispersão mecânica em relação ao tempo nominal de operação do disjuntor e a característica de suportabilidade dielétrica. A dispersão mecânica em relação ao tempo de operação do disjuntor faz com que o fechamento do disjuntor ocorra em instantes diferentes dos instantes ótimos determinados pelo chaveamento controlado. Já a característica de suportabilidade dielétrica, representada pela taxa de decaimento da suportabilidade dielétrica (TDSD), diz respeito a uma possível ruptura do meio dielétrico entre os contatos do disjuntor durante o fechamento do mesmo, com o surgimento

do arco elétrico, o que faz com que o fechamento elétrico dos contatos ocorra antes do fechamento mecânico (BARROS, 2013). Usualmente é considerada uma TDSD infinita. Com esta simplificação considera-se apenas o efeito da dispersão mecânica e desconsidera-se a ocorrência do arco elétrico, tal como será feito nesse trabalho.

Em disjuntores com mecanismo de acionamento a mola, a dispersão mecânica no tempo de operação não excede  $\pm 0,5$  ms. Um valor maior é esperado unicamente se o disjuntor for colocado em operação após um longo período de inatividade. Em tais casos, a dispersão máxima no tempo de operação ( $\sigma_{max}$ ) fica entre 1 e 2 ms (PRIKLER *et al.*, 2003).

### 3.4 Modelo BCTRAN

O modelo BCTRAN consiste de uma representação linear na forma de matrizes  $[A] - [R]$  ou  $[R] - [\omega L]$  para transformadores monofásicos ou trifásicos de núcleo envolvido e envolvente, de dois ou mais enrolamentos, por meio dos dados obtidos com os testes de excitação (circuito aberto) e curto-circuito, na frequência nominal (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Este modelo leva em consideração o acoplamento entre os enrolamentos do transformador.

A matriz  $[A]$  é a inversa da matriz de indutância e a opção de saída  $[A] - [R]$  é utilizada para evitar problemas de singularidade da matriz  $[\omega L]$ , decorrentes da especificação de uma corrente de magnetização muito pequena. Neste modelo, os efeitos da saturação e histerese são modelados externamente. Além disso, as perdas por excitação são levadas em consideração, embora possam ser desconsideradas para transformadores monofásicos e trifásicos de baixa relutância. As perdas por curto-circuito devem sempre ser levadas em consideração. No Apêndice, são apresentadas mais informações acerca do BCTRAN.

## CAPÍTULO 4

# Revisão Bibliográfica

Neste Capítulo são apresentados os principais trabalhos que abordaram estratégias de chaveamento controlado em manobras de energização de transformadores. Estes trabalhos apresentam alguns tipos de estratégias de chaveamento controlado que consideram o fluxo residual, como também estratégias que não o considera.

Estudos de viabilidade foram apresentados em CIGRÉ Task Force 13.00.1 (1996), para avaliar a adequação de disjuntores disponíveis comercialmente, em conjunto com um sistema de controle eletrônico, ao chaveamento controlado. Um dos casos estudados foi a energização de um banco de transformadores de 500/400 kV (750 MVA),  $Y_T - \Delta$ . A estratégia de chaveamento controlado adotada foi realizar o fechamento no pico da tensão de cada fase (estratégia que não considera o fluxo residual). Apenas a dispersão mecânica com relação ao tempo nominal de operação do disjuntor foi considerada. Os resultados mostraram que a energização na presença do fluxo residual é muito mais severa do que quando o transformador está totalmente desmagnetizado. Na ausência de fluxo residual, as correntes de *inrush* foram reduzidas de 3,3 pu (fechamento aleatório) para 0,6 pu, para uma dispersão mecânica no fechamento do disjuntor de  $\pm 1$  ms. Enquanto que na presença de um fluxo residual correspondente a 70% do valor de saturação, as correntes de *inrush* foram reduzidas de 6,2 pu (fechamento aleatório) para 3,8 pu, para uma dispersão mecânica no fechamento do disjuntor de  $\pm 1$  ms.

O CIGRÉ Working Group 13.07 (1999a, 1999b), publicou um guia de aplicações de chaveamento controlado em alguns equipamentos do SEP, tais como reatores, bancos de capacitores, transformadores e linhas de transmissão. Naquela época, as estratégias de chaveamento controlado ainda não consideravam o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento dos polos dos disjuntores, assim como em CIGRÉ Task Force 13.00.1 (1996). Depois, em 2001, este mesmo grupo de estudos forneceu um guia extenso sobre como conduzir os projetos de chaveamento controlado e, em particular, como estudar, especificar e testar disjuntores e sistemas de controle. Em seguida, no ano de 2004, o CIGRE

Working Group A3.07 apresentou os benefícios do chaveamento controlado de transformadores, mais especificamente os benefícios para o transformador, para o disjuntor e para o SEP, tais como: maximiza a vida útil do transformador, permite o uso de um disjuntor padrão sem RPI (mais econômico) e promove melhorias na qualidade da energia elétrica.

Diferentemente dos trabalhos anteriores, que não consideravam o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento, BRUNKE & FRÖHLICH (2001a, 2001b) desenvolveram um trabalho no qual foram propostas três estratégias de chaveamento controlado de transformadores que consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento: Rápida, Atrasada e Simultânea. Estas estratégias foram aplicadas na energização de um autotransformador de 230/115 kV com 3 núcleos monofásicos e um enrolamento terciário conectado em delta (interação entre as fases). No estudo foram considerados a TDSD e a dispersão mecânica em relação ao tempo de operação nominal do disjuntor. A modelagem computacional e os testes de laboratório provaram que as correntes de *inrush* podem ser fortemente reduzidas ou eliminadas por meio do uso dessas estratégias, com reduções acima de 90% com relação ao pior caso de energização.

PRIKLER *et al.* (2003) apresentaram uma estratégia de chaveamento controlado para reduzir as correntes de *inrush* em um transformador de 132/15 kV (155 MVA),  $Y_T - \Delta$ . O disjuntor utilizado operava com tempo de atraso fixo entre os polos, portanto, só era possível controlar os instantes de abertura e fechamento do primeiro polo a ser energizado. A abertura controlada foi feita para manter um fluxo residual baixo e seguindo sempre um mesmo caminho (polaridade e amplitude do fluxo em cada fase conhecidos). O instante de abertura do primeiro polo foi variado sistematicamente em passos de 1 ms até que o fluxo residual fosse mantido o mais baixo possível. O fechamento do primeiro polo do disjuntor foi realizado no pico da tensão (estratégia que não considera o fluxo residual). Os resultados mostraram que a corrente de *inrush* pode ser mantida abaixo de 1,1 pu, caso os desvios no tempo de abertura sejam menores que 1 ms e os desvios no tempo de fechamento não exceda 2 ms. A estratégia proposta nesse trabalho foi testada em campo e controladores *point-on-wave* (POW) foram desenvolvidos e colocados em serviço em duas subestações na Hungria, onde operam desde 2002.

APOLONIO *et al.* (2005) propuseram uma estratégia de chaveamento controlado para fins de redução da corrente de *inrush* onde há o controle individual de fechamento dos contatos do disjuntor. A modelagem do transformador trifásico de núcleo envolvido foi feita

com base no uso de relutâncias e forças magnetomotrizes associadas aos modelos do simulador Saber, com o objetivo de representar o acoplamento magnético. Para representação do fluxo residual, foi utilizado o modelo de histerese ferromagnética de Jiles-Atherton. De acordo com essa estratégia, para um transformador cujo enrolamento a ser energizado é ligado em estrela-aterrada, a fase conectada à coluna de maior fluxo residual é energizada primeiramente, já se este enrolamento for conectado em delta, as duas fases conectadas à coluna com o maior fluxo residual são energizadas em primeiro lugar. O fluxo residual é obtido por meio da integral das tensões nos terminais do transformador. A energização da primeira fase ou de duas, dependendo da ligação dos enrolamentos, ocorre no instante em que o fluxo residual se iguala ao presumível. Já o fechamento da(s) outra(s) fase(s) ainda aberta(s) não depende do fluxo residual, mas sim da igualdade entre o(s) fluxo(s) presumível (s) e dinâmico(s), semelhante à estratégia Atrasada proposta por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a). Os resultados desse trabalho mostraram que as correntes entraram diretamente em regime permanente sem qualquer sobressalto.

GOLDSWORTHY *et al.* (2008) abordaram as seguintes aplicações de chaveamento controlado: chaveamento controlado de capacitores e reatores em derivação, transformadores e linhas de transmissão. Quanto ao chaveamento controlado de transformadores, os autores teceram considerações sobre a forma de energizar um banco de transformadores monofásicos de fases desacopladas e um transformador trifásico com acoplamento entre as fases. Para o banco, se o fluxo residual for ignorado, o fechamento ótimo de cada fase seria no pico da tensão. Já para o transformador trifásico, se o fluxo residual também for ignorado, a estratégia seria fechar a primeira fase no pico da tensão, isso faria com que o fluxo da primeira fase energizada fosse simétrico, induzindo nas outras fases tensões de polaridades opostas. Dessa forma, o fechamento das outras duas fases deveria ocorrer simultaneamente  $\frac{1}{4}$  de ciclo após o fechamento da primeira fase. Pois nesse ponto, o fluxo dinâmico se iguala ao presumível. Uma vez que estas estratégias não consideram o valor do fluxo residual para determinação dos instantes ótimos, é possível que os transformadores venham a saturar caso haja fluxo residual no instante da manobra de energização.

BRONZEADO *et al.* (2009) propuseram uma estratégia de chaveamento controlado para reduzir as correntes de *inrush*, que consiste em energizar o transformador de forma que o fluxo produzido pela tensão aplicada (presumível) seja igual ao fluxo residual, que é obtido com base na integral das tensões medidas nos terminais deste equipamento. Para validar a estratégia proposta, foram realizados testes computacionais e ensaios de campo da



energização controlada de um transformador de 100 MVA e 230/138 kV com os dois enrolamentos conectados em estrela-aterrada e núcleo de três colunas (acoplamento entre as fases). A motivação desse trabalho foi a atuação indesejada das proteções de neutro dos transformadores que já se encontravam em operação, durante manobras de energização de outros transformadores em paralelo, devido ao fenômeno de interação simpática entre transformadores. O dispositivo utilizado nos ensaios de campo foi o sincronizador Switchsync T183, desenvolvido pela ABB – Suécia. Tal equipamento foi utilizado devido à semelhança entre a estratégia de chaveamento controlado proposta por esse trabalho com a metodologia/estratégia de controle deste equipamento. Porém, foram necessárias algumas adaptações no algoritmo de controle para que o mesmo se adaptasse à estratégia proposta, já que a estratégia de controle do Switchsync T183 era para transformadores sem acoplamento entre as fases. A energização por meio do sincronizador reduziu as correntes de *inrush* a valores desprezíveis, não chegando sequer a serem detectadas pelo instrumento utilizado na medição, indicando que não houve saturação das colunas do núcleo do transformador.

RIOUAL *et al.* (2011) aplicaram a estratégia atrasada de chaveamento controlado, proposta por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a), na energização de um transformador de 250 MVA e 400/18 kV,  $Y_T - \Delta$ . Nesse trabalho foram consideradas a dispersão mecânica em relação ao tempo nominal de operação ( $\pm 0,3$  ms) e a TDSD ( $\pm 104$  kV/ms) do disjuntor. A energização foi realizada do lado alta tensão (estrela-aterrada). Segundo essa estratégia, a fase com maior fluxo residual é fechada primeiramente, no instante em que o fluxo residual for igual ao presumível. Porém, o fechamento das outras fases é atrasado de poucos ciclos, sendo realizado simultaneamente, no instante em que o fluxo da fase previamente energizada atinge seu valor de pico. O fluxo residual foi obtido pela integral das tensões no lado de baixa tensão (18 kV). Os resultados das simulações e medições em campo mostraram que as correntes de *inrush* ficaram abaixo de 0,2 pu.

MATOS (2012) projetou um circuito eletrônico para controlar o fechamento do disjuntor, de forma que cada fase fosse energizada no pico da tensão (estratégia não considera o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento). Os resultados das simulações de energização de um transformador trifásico 230 V/115 V mostraram que a estratégia utilizada é capaz de reduzir em até 50% a amplitude da corrente transitória. Depois de construído, o circuito eletrônico foi testado na energização de um autotransformador trifásico, verificando-se que cada fase foi ligada no seu pico de tensão negativo, sem nenhum atraso prejudicial ao correto funcionamento do sistema. Essa estratégia demonstrou ser um método razoável de energização quando não há informações do fluxo residual do núcleo, já

que reduziu significativamente os transitórios. Porém, as estratégias existentes que levam em consideração o fluxo residual são capazes de eliminar as correntes de *inrush*, teoricamente.

A ABB (2013) desenvolveu três tipos de sincronizadores: Switchsync E213, F236 e T183. O sincronizador E213 é aplicado na energização a vazio de transformadores trifásicos com acoplamento entre as fases, cuja estratégia de chaveamento controlado não considera o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos. Este dispositivo é empregado em casos onde o fluxo residual é desprezível (muito baixo) ou desconhecido. O instante ótimo de fechamento da primeira fase (enrolamento a ser energizado conectado em estrela-aterrada) ou de duas fases (enrolamento a ser energizado conectado em delta) ocorre, respectivamente, no pico da tensão fase-terra e no pico da tensão fase-fase. As demais fases são fechadas depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo. O Switchsync F236 é empregado quando o transformador não possui acoplamento entre as fases e possui fluxo residual significativo. Esse sincronizador permite uma abertura controlada, com a interrupção da corrente a vazio próximo a passagem pelo zero natural, resultando em um fluxo residual mínimo no núcleo. Em seguida, a operação de fechamento ocorre no pico da tensão de cada fase. Por fim, o Switchsync T183 é empregado em casos onde é possível medir o fluxo residual. Neste caso, a estratégia de fechamento controlado é energizar cada fase no instante em que o fluxo presumível for igual ao residual. Porém, se o transformador possuir acoplamento entre as fases é necessário uma modificação no algoritmo de controle, para que a energização da (s) fase (s) ainda aberta (s) seja feita no instante em que o fluxo dinâmico se iguale ao presumível, tal como foi feito em BRONZEADO *et al.* (2009).

O CIGRÉ Working Group C 4.307 (2014) apresentou um estudo da energização de um transformador trifásico elevador de 14 MVA e 13,8/138 kV ( $\Delta - Y_T$ ) localizado na saída de uma planta geradora. Estudos determinaram que se esse equipamento fosse energizado do lado da rede (138 kV) em instantes aleatórios, a queda de tensão no sistema ao qual a planta geradora ia ser conectada excederia os limites admissíveis. Sendo assim, o cliente optou por utilizar um controlador *point-on-wave* (POW) e um disjuntor com operação de polos independentes. Sensores foram instalados no lado alta tensão para monitorar as tensões fase-terra. Estas tensões são integradas para a obtenção do fluxo residual após a desenergização. As medições de campo mostraram que a máxima corrente de *inrush* obtida em 8 casos de energização aleatória foi igual a 3,4 pu. Quando a estratégia que não leva em conta o fluxo residual foi aplicada (fechamento da primeira fase no pico da tensão e das outras duas depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo), o maior valor de corrente de *inrush* atingido foi 1,4 pu, o que corresponde a uma redução de mais de 50% com relação ao pior caso de energização aleatória. Para uma

maior redução da corrente de *inrush* foi utilizada a estratégia Atrasada proposta por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a).

PARIKH & BHALJA (2016) apresentaram um algoritmo recursivo de correção do tempo de operação do disjuntor durante uma energização controlada. O algoritmo possui as seguintes etapas: inicialmente é feita uma desenergização controlada do transformador (na passagem da corrente de cada fase pelo zero natural), para garantir um nível menor de fluxo residual; em seguida, o transformador é energizado a vazio utilizando estratégias de chaveamento controlado que não consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos e a corrente de *inrush* é capturada; na próxima etapa é feita novamente uma desenergização controlada seguida por uma energização controlada com correção no tempo de operação baseada no pico da corrente de *inrush* da energização anterior; caso as correntes de *inrush* sejam reduzidas a valores aceitáveis, o procedimento para, caso contrário, a etapa anterior se repete até que as correntes atinjam valores aceitáveis. Foram considerados nesse trabalho a TDSD e a dispersão mecânica do tempo de operação dos disjuntores. Os resultados das simulações indicaram que a corrente de *inrush* ficou abaixo de 5% do valor da corrente nominal. O método foi aplicado em testes de campo da energização de autotransformadores de 765/400/33 kV com enrolamento terciário conectado em delta, de uma rede de transmissão indiana e as correntes de *inrush* foram reduzidas a valores próximos da corrente a vazio.

CHANDRASENA *et al.* (2016) descreveram a aplicação de um controlador que utiliza a estratégia Atrasada desenvolvida por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a) para energizar um autotransformador de 1200 MVA e 500/230/46 kV ( $Y_T - Y_T - \Delta$ ), localizado na Subestação de Riel em Manitoba, no Canadá. A subestação de Riel é localizada a 50 km da Subestação de Dorsey, onde já operam dois esquemas de transmissão em corrente contínua (Bipolos I e II). A energização do transformador em Riel pelo lado de 230 kV causaria em ambas subestações, Dorsey e Riel, uma queda de tensão abaixo do limite crítico permissível (0,9 pu), levando a falhas de comutação nos conversores dos Bipolos I e II. Sendo assim, a corrente de *inrush* teria que ser limitada abaixo de 0,9 pu para manter a tensão fase-terra do barramento de 230 kV acima de 0,9 pu, evitando as falhas de comutação nos conversores. Os testes de comissionamento mostraram que o controlador desenvolvido estimou um fluxo residual com precisão quando obtido por meio da integração da tensão secundária de um transformador de potencial (TP). Porém, os testes de energização controlada produziram altas correntes de *inrush* até o controlador ser ajustado para prever o pré-arco do disjuntor. Os resultados

sugeriram que mais trabalho de pesquisa é exigido na área de afinação do controlador e avaliação de diferentes estratégias de fechamento controlado.

IJDİR & TAILLEFER (2017) patentearam uma invenção que relata o funcionamento de um dispositivo de chaveamento controlado para reduzir a amplitude da corrente de *inrush* resultante da energização de um transformador a vazio, por meio do controle de um disjuntor trifásico com operação simultânea dos polos ou com operação independente dos polos, mas com o fechamento simultâneo. A estratégia utilizada é derivada da estratégia Simultânea desenvolvida por BRUNKE & FRÖHLICH (2001a), porém, sem nenhuma restrição do nível de fluxo residual e pode ser aplicada em transformadores com diferentes tipos de conexões ( $Y - \Delta$ ,  $\Delta - Y$ ,  $Y - Y$  e  $\Delta - \Delta$ , com ou sem neutro aterrado). O dispositivo de chaveamento controlado é conectado ao TP no lado primário ou secundário do transformador para monitorar as tensões nos terminais e integrá-las para a obtenção dos fluxos residuais em cada fase. Para encontrar o instante ótimo de fechamento do disjuntor, este dispositivo calcula dois ângulos em que o fluxo residual é igual ao presumível na fase de menor fluxo residual. Em seguida calcula os ângulos em que os fluxos residuais se igualam aos presumíveis nas demais fases. Por fim, o ângulo ótimo para o fechamento simultâneo das 3 fases é aquele que apresentar a menor diferença entre os dois ângulos calculados inicialmente e os ângulos de igualdade entre os fluxos residuais e presumíveis nas outras fases.

Na Tabela 2 é apresentado um resumo da revisão bibliográfica, onde são expostos apenas os trabalhos que implementaram estratégias de chaveamento controlado de transformadores. É possível observar que a partir do fim da década de 1990, diversos trabalhos foram desenvolvidos visando à eliminação dos RPI por meio da utilização de estratégias de chaveamento controlado, onde merece destaque o trabalho de BRUNKE & FRÖHLICH (2001a, 2001b) por ser o primeiro a propor três tipos de estratégias de chaveamento controlado de transformadores considerando o fluxo residual (estratégias Rápida, Atrasada e Simultânea) e a aplicá-las na energização de transformadores. Também merece destaque o trabalho de PRIKLER *et al.* (2003), por ter sido o primeiro a aplicar a abertura e fechamento controlados na energização de transformadores.

Tabela 2. Resumo da revisão bibliográfica.

Referência	Considera o fluxo residual	Abertura e fechamento controlados	Apenas fechamento controlado
<b>CIGRÉ Task Force 13.00.1 (1996)</b>	-	-	✓
<b>BRUNKE &amp; FRÖHLICH (2001a, 2001b)</b>	✓	-	✓
<b>PRIKLER <i>et al.</i> (2003)</b>	-	✓	-
<b>APOLONIO <i>et al.</i> (2005)</b>	✓	-	✓
<b>BRONZEADO <i>et al.</i> (2009)</b>	✓	-	✓
<b>RIOUAL <i>et al.</i> (2011)</b>	✓	-	✓
<b>MATOS (2012)</b>	-	-	✓
<b>ABB (2013)</b>	*	✓	✓
<b>CIGRÉ Working Group C 4.307 (2014)</b>	*	-	✓
<b>PARIKH &amp; BHALJA (2016)</b>	✓	✓	-
<b>CHANDRASENA <i>et al.</i> (2016)</b>	✓	-	✓
<b>IJDIR <i>et al.</i> (2017)</b>	✓	-	✓

\* Implementaram tanto estratégias que não consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos, quanto estratégias que o considera.

Como visto na Tabela 2, as estratégias de chaveamento controlado de transformadores consideram ou não o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento dos contatos do disjuntor, sendo que a maioria dos trabalhos utilizam estratégias que consideram o fluxo residual, já que as mesmas promovem uma maior redução nas correntes de *inrush*. Além disso, existem técnicas de chaveamento controlado para abertura seguida por fechamento dos contatos ou apenas para o fechamento dos contatos (abertura aleatória). A abertura controlada

garante um menor nível de fluxo residual na próxima energização, podendo vir a melhorar o desempenho das estratégias que não consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos, tal como abordado nesta revisão bibliográfica.

Tomando-se como base os trabalhos citados nesta revisão bibliográfica, verifica-se que diversas técnicas têm sido utilizadas para redução de correntes de *inrush* em transformadores, dentre elas, destacam-se as técnicas de chaveamento controlado e RPI. Contudo, a literatura carece de estudos que avaliem e comparem o desempenho destas técnicas. O objetivo desse trabalho é preencher esta lacuna, realizando uma análise comparativa entre a aplicação do RPI e as principais estratégias de chaveamento controlado aplicadas para redução das correntes de *inrush*.

## CAPÍTULO 5

# Implementação das Rotinas de Chaveamento Controlado

A implementação das rotinas de chaveamento controlado é feita na MODELS, linguagem própria do ATP. Para isso, o sinal de referência é obtido do sistema elétrico, para a estimação do mesmo em instantes futuros, possibilitando o cálculo dos instantes ótimos para cada estratégia de chaveamento controlado de transformadores trifásicos com acoplamento entre as fases. Quando os instantes ótimos são encontrados, um sinal de disparo é enviado para a chave controlada no ATP, permitindo o fechamento de cada fase no seu respectivo instante ótimo. Por fim, simulações estatísticas são feitas para levar em consideração a dispersão mecânica no tempo de operação do disjuntor.

### 5.1 Estratégia de Chaveamento Controlado Simples

Para a determinação dos instantes ótimos, apenas a tensão de uma fase da fonte, ou a tensão de linha, dependendo do tipo de enrolamento a ser energizado, são obtidas do SEP. Se o enrolamento a ser energizado estiver conectado em estrela-aterrada, apenas a tensão de uma fase da fonte deve ser estimada no futuro. Já se este enrolamento estiver conectado em delta, a tensão de linha é que deve ser estimada no futuro.

O procedimento para o cálculo dos instantes ótimos é semelhante ao algoritmo desenvolvido por DANTAS (2007) para a energização e religamento de linhas de transmissão. Sendo assim, esse algoritmo foi adaptado para a implementação das estratégias de chaveamento controlado de transformadores apresentadas no Capítulo 3. O algoritmo adaptado compreende as seguintes etapas:

- Filtragem e amostragem do sinal de referência;
- Detecção de zeros, período e amplitude;
- Estimação do sinal de referência;

- Cálculo dos instantes ótimos;

A seguir é feita uma descrição de cada etapa do algoritmo já adaptado para as estratégias de chaveamento controlado de transformadores, onde a etapa de cálculo dos instantes ótimos diz respeito à estratégia que não considera o fluxo residual (estratégia Simples).

### 5.1.1 Filtragem e Amostragem do Sinal de Referência

A etapa de filtragem objetiva filtrar o sinal de referência (tensão de fase ou de linha da fonte), atenuando as componentes de alta frequência que podem surgir durante a manobra de chaveamento. Sendo assim, foi utilizado um filtro típico Butterworth passa-baixa de terceira ordem com uma frequência de corte de 187,89 Hz e função de transferência dada pela equação (9) (SILVA, 2006).

$$H(s) = \frac{1,645 \cdot 10^9}{s^3 + 2361s^2 + 2,787 \cdot 10^6s + 1,645 \cdot 10^9} \quad (9)$$

Este filtro provoca um atraso de tempo igual a 1,69 ms no sinal de tensão filtrado, que dever ser retirado na etapa de cálculo dos instantes ótimos.

Após a filtragem, o sinal é amostrado a uma frequência de 1000 Hz, que corresponde a 20 amostras por ciclo de 50 Hz (frequência em que operam os dois transformadores utilizados nas simulações). Essa frequência de amostragem é suficiente para que o sinal possa ser reproduzido integralmente sem erro de aliasing, de acordo com o Teorema de Nyquist.

### 5.1.2 Detecção de Zeros, Período e Amplitude

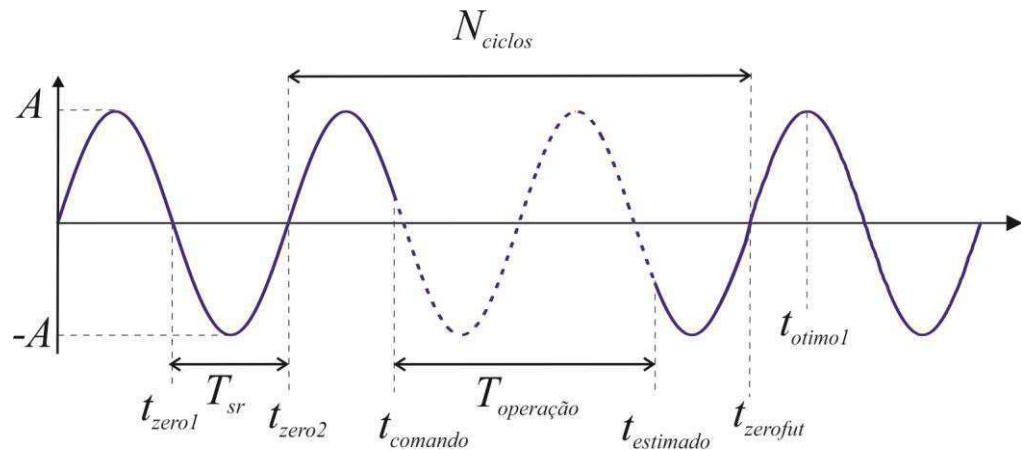
A partir do momento em que o transformador é desenergizado (abertura do disjuntor), a detecção de passagem por zero do sinal de referência (tensão da fonte) já filtrado e amostrado, deve ser feita. Os instantes de passagem por zero são detectados quando duas amostras consecutivas possuem polaridades distintas. Dessa forma, é possível encontrar meio período do sinal através da detecção de duas passagens por zero consecutivas. Já a amplitude é o valor de pico detectado entre dois instantes de passagem por zero consecutivos.



### 5.1.3 Estimação do Sinal de Referência

No momento em que é dado o comando para o fechamento dos contatos do disjuntor, o sinal de referência é estimado em instantes futuros a partir dos últimos valores registrados da passagem por zero, da amplitude e do período do sinal, tal como apresentado na Figura 20.

Figura 20. Estimação do sinal de referência em instantes futuros.



Fonte: DANTAS (2007).

Como apresentado na Figura 20, o primeiro instante futuro ( $t_{estimado}$ ) é estimado levando em consideração o tempo de operação do disjuntor. Além disso, sabendo-se que  $t_{zero2}$  é o último instante de passagem por zero,  $A$  é a amplitude e  $T_{sr}$  é meio período do sinal, o sinal de tensão estimado é dado pela equação (10).

$$vest(t) = A \cdot \text{sen}(\omega_{sr}(t + \Delta T)), \quad (10)$$

em que:

$$\omega_{sr} = \frac{\pi}{T_{sr}}, \quad (11)$$

e

$$\Delta T = T_{operação} + (t_{comando} - t_{zero2}). \quad (12)$$

### 5.1.4 Cálculo dos Instantes Ótimos

Normalmente, o cálculo dos instantes ótimos é feito considerando o tipo de conexão dos enrolamentos (PARIKH & BHALJA, 2016). Se o enrolamento a ser energizado estiver em estrela-aterrada, o instante ótimo do fechamento da primeira fase é no pico da tensão fase-terra e as fases ainda abertas são fechadas depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo. Já se o enrolamento a ser energizado estiver em delta ou estrela-isolada, as duas primeiras fases são energizadas no pico da tensão fase-fase e a terceira, depois de  $\frac{1}{4}$  de ciclo.

Observando a Figura 20 e a equação (12), tem-se que o número de ciclos entre a última passagem por zero ( $t_{zero2}$ ) e o primeiro instante futuro de passagem por zero ( $t_{zerofut}$ ) é dado por:

$$N_{ciclos} = \text{int}_{sup} \left( \frac{\Delta T}{2 \cdot T_{sr}} \right), \quad (13)$$

onde,  $\text{int}_{sup}(x) = x$  se  $x$  for inteiro, caso contrário será igual ao próximo maior inteiro. Sendo assim, o primeiro instante ótimo para o chaveamento controlado de transformadores (pico positivo do sinal de referência) é dado pela equação (14) e os próximos instantes ótimos irão se repetir a cada  $2 \cdot T_{sr}$  segundos.

$$t_{otimo1} = t_{zero2} + \left( N_{ciclos} + \frac{1}{4} \right) \cdot (2 \cdot T_{sr}) \quad (14)$$

De acordo com essa estratégia que não considera o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos, caso o enrolamento a ser energizado esteja conectado em estrela-aterrada, por exemplo, a primeira fase deve ser energizada no instante  $t_{otimo1}$  e as fases ainda abertas devem ser energizadas, simultaneamente, no instante  $t_{otimo1} + 5 \text{ ms}$ , onde 5ms corresponde ao um quarto de ciclo em 50 Hz.

## 5.2 Estratégias de Chaveamento que Consideram o Fluxo Residual

Para determinar os instantes ótimos considerando o fluxo residual, os sinais de tensão da fonte e de tensão dos terminais do transformador (lado a ser re-energizado), são obtidos do SEP. Esses sinais são necessários para a determinação do fluxo presumível (integral da tensão da fonte) e do fluxo residual (integral das tensões dos terminais).

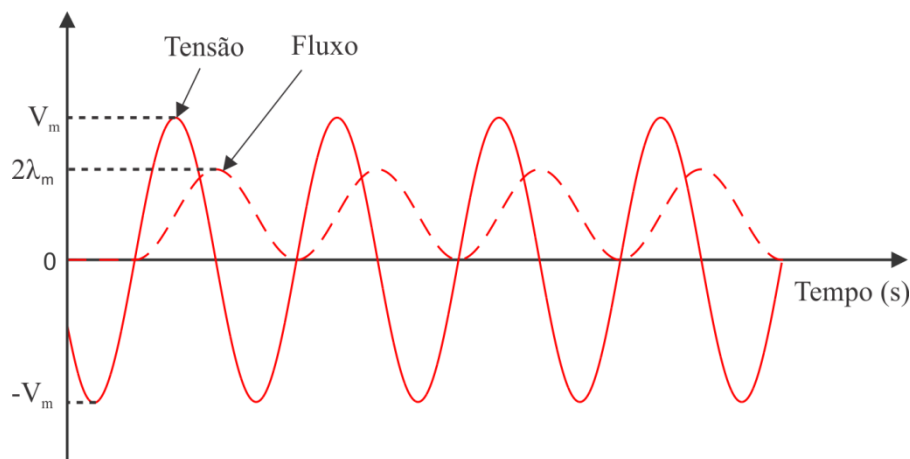
### 5.2.1 Determinação dos Fluxos Residuais e Presumíveis

O processo de estimação dos fluxos residuais inclui as situações de pré-desenergização, transitória de pós-desenergização e pós-desenergização. A situação de pré-desenergização define as condições de magnetização do transformador em regime permanente, anterior à sua desenergização, enquanto que a situação transitória de pós-desenergização é associada aos fenômenos transitórios, envolvendo altas frequências de oscilação de tensão, relacionadas com eventuais cortes de corrente indutiva. Por fim, tem-se a situação de pós-desenergização, representando a acomodação magnética do núcleo do transformador, a qual define os fluxos residuais (APOLONIO, 2004).

Considere que o transformador esteja operando em regime permanente e a vazio. Anteriormente e após a abertura do disjuntor, os sinais de tensão das três fases da fonte e dos terminais do transformador são filtrados e amostrados, utilizando o mesmo filtro e frequência de amostragem da Subseção 5.1.1. Em seguida, esses sinais são integrados via método de integração numérica trapezoidal, para que sejam obtidos os fluxos presumíveis (integral da tensão da fonte) e os fluxos residuais (integral das tensões terminais do transformador).

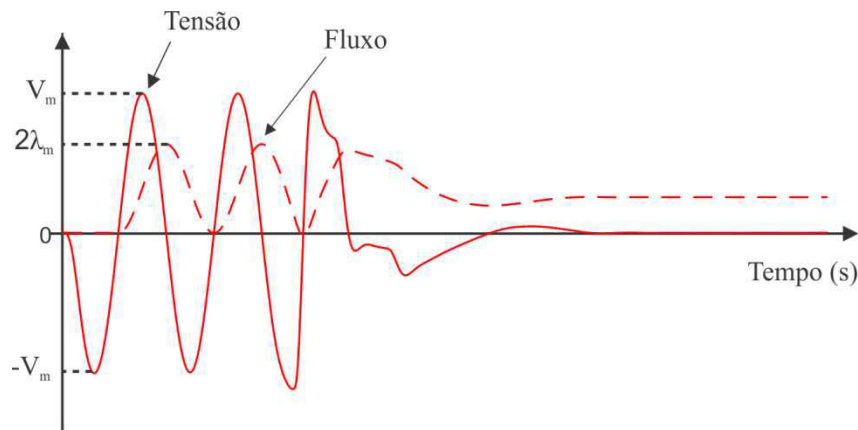
A integração dos sinais de tensão somente é iniciada na primeira passagem do sinal pelo zero e com inclinação positiva da forma de onda, conforme apresentado nas Figuras 21 e 22. Dessa forma, os fluxos obtidos alcançam um valor máximo de amplitude igual a  $2\lambda_m$  (duas vezes o valor do fluxo de regime permanente) e são deslocados com relação ao eixo do tempo. Este procedimento é executado para todas as fases.

Figura 21. Procedimento para o cálculo do fluxo prospectivo.



Fonte: própria da autora.

Figura 22. Procedimento para o cálculo do fluxo residual.



Fonte: própria da autora.

De acordo com a Figura 22, os fluxos residuais devem ser calculados considerando a etapa de pré-desenergização, ou seja, com o sistema ainda em regime permanente. Os valores tanto dos fluxos residuais quanto dos fluxos presumíveis atingem  $2\lambda_m$  meio ciclo depois do instante de passagem por zero da tensão. Por fim, subtrai-se de  $\lambda_m$  os fluxos deslocados, para que sejam retirados os deslocamentos. O valor de  $\lambda_m$  pode ser obtido pela equação (5), conhecendo-se a amplitude dos sinais de tensão e a frequência angular dos mesmos.

O próximo passo é a determinação dos instantes ótimos de fechamento dos contatos do disjuntor, para cada tipo de estratégia de chaveamento controlado, levando em consideração os valores dos fluxos presumíveis e residuais obtidos. Isto é feito a seguir.

### 5.2.2 Cálculo dos Instantes Ótimos

Uma vez estabelecidos os fluxos residuais e presumíveis, conforme o procedimento apresentado anteriormente é possível calcular os instantes propícios para a energização do transformador com base nas estratégias Rápida, Atrasada e Simultânea.

Conforme procedimentos classicamente conhecidos, o princípio básico para a eliminação do fluxo assimétrico no núcleo do transformador durante sua energização é garantir que a manobra ocorra no instante em que o fluxo residual seja igual ao presumível. O ângulo que determina tal identidade entre os fluxos é dado pela equação (16) (APOLONIO, 2004).

*Fluxo prospectivo = Fluxo residual*

$$\lambda_m \cdot \text{seno}(\omega t) = \lambda_{\text{residual}} \quad (15)$$

Fazendo  $\omega t = \alpha$ , tem-se:

$$\alpha = \text{arcoseno} \left( \frac{\lambda_{\text{residual}}}{\lambda_m} \right) , \quad (16)$$

em que  $\lambda_{\text{residual}}$  é o valor do fluxo residual concatenado em uma fase do transformador, obtido conforme a Subseção 5.2.1 e  $\lambda_m$  é o valor de pico do fluxo de regime permanente, dado pela equação (5).

O valor de  $\lambda_m$  é obtido pela divisão do valor de pico da tensão fase-terra pela frequência angular do sistema ( $\omega$ ), quando o enrolamento a ser energizado for conectado em estrela-aterrada. Caso o enrolamento a ser energizado seja conectado em delta,  $\lambda_m$  é obtido pela divisão do valor de pico da tensão fase-fase por  $\omega$ .

Depois que o ângulo  $\alpha$  é obtido, este valor irá corresponder ao seguinte valor na onda de tensão da fonte (sinal de referência), lembrando que a tensão é adiantada de  $90^\circ$  em relação ao fluxo:

$$\alpha_{\text{Tensão}} = \alpha + 90^\circ \quad (17)$$

O valor de  $\alpha_{\text{Tensão}}$  deve ser tomado em relação a passagem por zero com inclinação positiva da tensão da fonte na fase em que se deseja encontrar o instante ótimo. Logo, o valor  $\alpha_{\text{Tensão}}$  deve ser convertido em atraso de tempo ( $t_{\text{atr}}$ ) tomando-se como referência esse instante de passagem por zero. Para isso, basta multiplicar o valor de  $\alpha_{\text{Tensão}}$  dado em graus por  $T/360$ , onde T é o período do sinal de tensão (20 ms para este trabalho).

Com base na Figura 20, o primeiro valor de passagem por zero do sinal de referência (tensão da fonte) estimado no futuro, pode ser dado pela seguinte equação:

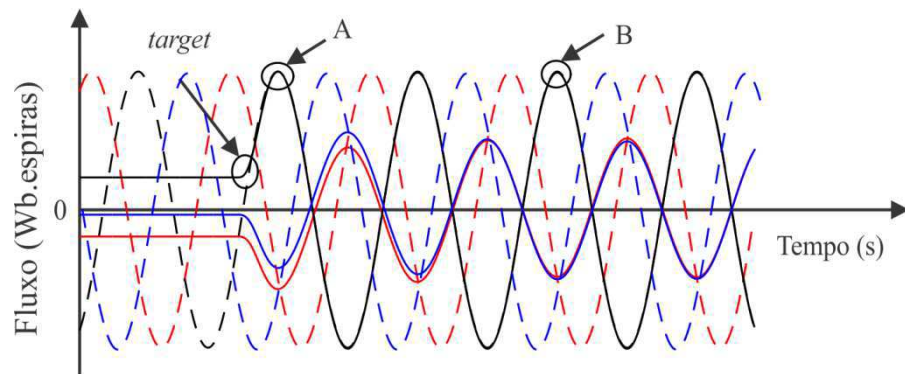
$$t_{\text{zerofut}} = t_{\text{zero2}} + (N_{\text{ciclos}}) \cdot (2 \cdot T_{\text{sr}}) \quad (18)$$

Por fim, o instante ótimo onde o fluxo presumível é igual ao residual, já com relação ao sinal de referência é dado por:

$$\text{target} = t_{\text{zerofut}} + t_{\text{atr}} \quad (19)$$

Para a estratégia Simultânea, o fechamento das três fases ocorrerá no instante *target*. Já nas estratégias Rápida e Atrasada, o fechamento da primeira fase ou de duas, dependendo do tipo de conexão de enrolamento que está sendo energizado (estrela-aterrada/estrela-isolada ou delta), deve ocorrer no instante *target*. Os instantes de fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) podem ser observados na Figura 23.

Figura 23. Instantes ótimos para o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s).

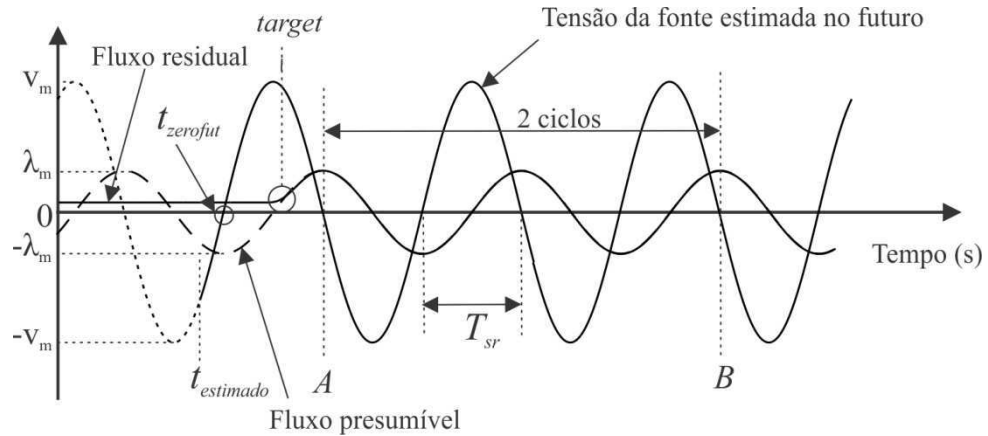


Fonte: própria da autora.

Para a estratégia Rápida, o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) ocorrerá no primeiro instante em que o fluxo da fase do transformador já re-energizada atinge o seu valor de pico (instante A da Figura 23). Observa-se que esse instante é uma boa aproximação para o instante em que os fluxos dinâmicos se igualam aos presumíveis, além de ser mais simples de ser determinado por meio de programação em MODELS. Já para a estratégia atrasada, o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) ocorrerá depois de dois ciclos com relação ao instante de fechamento da primeira (*target*), na primeira passagem pelo pico do fluxo da fase do transformador já re-energizada (instante B da Figura 23).

Na Figura 24, é apresentada a energização da fase do transformador conectada à coluna central no instante em que o fluxo residual é igual ao presumível (instante ótimo) e a tensão da fonte estimada em instantes de tempo futuros. Esta figura, derivada das Figuras 20 e 23, mostra como calcular os instantes ótimos de fechamento da última fase ou das últimas duas, dependendo do tipo de conexão do enrolamento que está sendo energizado, já com relação ao sinal de referência (tensão da fonte) estimada em instantes futuros.

Figura 24. Estimação dos instantes ótimos de fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s).



Fonte: própria da autora.

De acordo com a Figura 24, quando a(s) fase(s) é/são re-energizada(s) em seu instante ótimo *target* (instante já relacionado ao sinal de referência), o fluxo entra diretamente em regime permanente. O primeiro instante de passagem pelo pico da fase já re-energizada, indicado por A, é o instante ótimo para o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) conforme a estratégia Rápida. Como a tensão é adiantada do fluxo de  $90^\circ$ , quando o fluxo passa pelo pico, a tensão cruza o zero, portanto, o instante A pode ser referido ao sinal de tensão estimado no futuro, tomando como referência o primeiro instante futuro de cruzamento pelo zero desse sinal, conforme a equação (20):

$$A = t_{zerofut} + T_{sr}, \quad (20)$$

enquanto que o instante B, instante ótimo para o fechamento da(s) fase(s) ainda aberta(s) de acordo com a estratégia Atrasada, pode ser obtido por meio da equação (21):

$$B = t_{zerofut} + 5 \cdot T_{sr}, \quad (21)$$

onde  $T_{sr}$  corresponde a meio período do sinal de referência.

## CAPÍTULO 6

# Resultados e Análises

A avaliação das estratégias de chaveamento controlado implementadas na MODELS e do uso do RPI é feita a partir de simulações de manobras de re-energização de transformadores a vazio, via ATP. São utilizados dois tipos de transformadores trifásicos, ambos descritos na próxima seção.

Nas seções subsequentes deste capítulo são apresentados os resultados das simulações. Inicialmente é simulada a desenergização dos transformadores a vazio e são apresentados as correntes de excitação e os fluxos residuais e presumíveis de ambos. Também é apresentado o caso mais adverso de re-energização (pior caso de elevação da corrente de excitação), para ambos os transformadores. Em seguida, são apresentadas as correntes de *inrush* reduzidas via RPI e via estratégias de chaveamento controlado utilizadas. Por fim são feitas simulações estatísticas para levar em consideração a dispersão mecânica do disjuntor.

### 6.1 Estudos de Casos

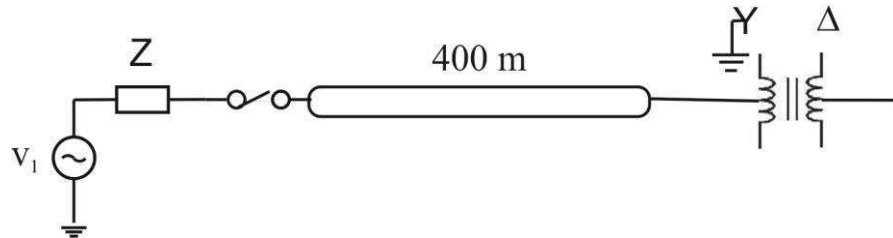
Os estudos de casos são realizados por meio de simulações no ATP, com manobras a vazio dos seguintes transformadores trifásicos de dois enrolamentos: 155 MVA 132/15 kV e 4 MVA 15/6,9 kV (PRIKLER & HOIDALEN, 2009). Estes transformadores foram adotados porque ambos possuem núcleo de 3 colunas e acoplamento entre as fases. Sendo assim, é possível aplicar a eles as estratégias de chaveamento controlado que foram descritas neste trabalho. Para considerar o acoplamento entre as fases, esses equipamentos foram modelados usando a rotina BCTRAN.

O transformador de 155 MVA tem o seu lado de AT conectado em estrela-aterrada e o lado de BT conectado em delta. Este transformador é conectado à fonte de alimentação por meio de cabos unipolares XLPE de 120 kV e 400 m. As manobras de energização são feitas no lado de AT. Já o transformador de 4 MVA possui os dois enrolamentos conectados em delta, as manobras também são realizadas do lado de AT e é conectado diretamente a fonte de



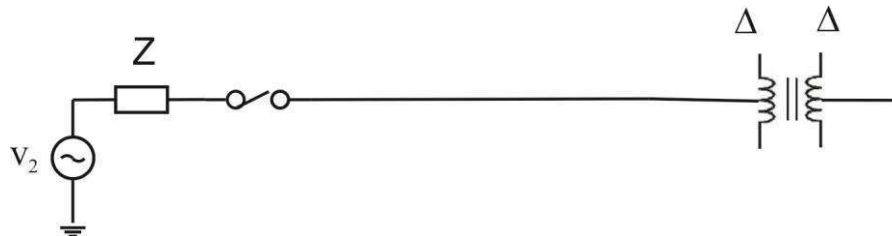
alimentação. Os circuitos utilizados nas manobras a vazio desses transformadores são apresentados nas Figuras 25 e 26.

Figura 25. Circuito utilizado nas manobras do transformador  $Y_T - \Delta$  de 155 MVA e 132/ 15 kV.



Fonte: Própria da autora.

Figura 26. Circuito utilizado nas manobras do transformador  $\Delta - \Delta$  de 4 MVA e 15/6,9 kV.



Fonte: Própria da autora.

Os parâmetros elétricos dos transformadores estão dispostos nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 3. Parâmetros elétricos do transformador  $Y_T - \Delta$ .

<b>Tensão nominal</b>	132/15 kV
<b>Potência nominal</b>	155 MVA
<b>Corrente nominal</b>	678 / 5966 A (eficaz de linha)
<b>Perdas por excitação</b>	74 kW
<b>Componente resistiva da corrente de excitação</b>	0,05%
<b>Perdas por curto-circuito</b>	461 kW
<b>Reatância de curto-circuito</b>	14%

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

Tabela 4. Parâmetros elétricos do transformador  $\Delta - \Delta$ .

<b>Tensão nominal</b>	15/6,9 kV
<b>Potência nominal</b>	4 MVA
<b>Corrente nominal</b>	154/335 A (eficaz de linha)
<b>Perdas por excitação</b>	1 kW
<b>Componente resistiva da corrente de excitação</b>	0,025%
<b>Perdas por curto-circuito</b>	10 kW
<b>Reatância de curto-circuito</b>	7,5%

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

Os disjuntores são modelados pela chave controlada tipo 13 do ATP, que recebe o sinal de disparo emitido pela MODELS sendo possível controlar o comando para o fechamento dos contatos via simulações digitais. Posteriormente, para considerar a dispersão mecânica do disjuntor é utilizada a chave estatística associada à característica da dispersão mecânica dada por uma distribuição de probabilidade gaussiana. Nesse modelo, não é considerada a característica de suportabilidade dielétrica do disjuntor.

A não linearidade do núcleo é representada externamente por indutores do tipo 96 do ATP. Estes elementos são conectados no lado de BT de ambos os transformadores. Os dados de entrada *fluxo de pico* e *corrente de pico* desses elementos estão dispostos nas Tabelas 5 e 6. Esses pontos correspondem ao lado direito do ciclo de histerese.

Tabela 5. Dados de entrada do elemento tipo 96-transformador  $Y_T - \Delta$ .

<b>Fluxo de pico (Wb.espiras)</b>	<b>Corrente de pico (A)</b>
-73,2352941	-3
-72,3529412	-1,5
-70,1470588	-0,5
-67,9411765	-0,1
-62,6470588	0,175
-52,9411765	0,33
37,9411765	0,6
54,2647059	0,95
60,8823529	1,35
66,1764706	2
69,7058824	2,95
72,3529412	4,6
75	8
75,4411765	70

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

Tabela 6. Dados de entrada do elemento tipo 96-transformador  $\Delta-\Delta$ .

Fluxo de pico (Wb.espiras)	Corrente de pico (A)
-36,3832941	-1,875
-35,9449412	-0,9375
-34,8490588	-0,3125
-33,7531765	-0,0625
-31,1230588	0,109375
-26,3011765	0,20625
18,8491765	0,375
26,9587059	0,59375
30,2463529	0,84375
32,8764706	1,25
34,6298824	1,84375
35,9449412	2,875
37,26	5
37,4791765	23

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

Na Tabela 7, são apresentados os dados referentes às fontes de tensão.

Tabela 7. Dados das Fontes.

Barra	Impedância		Amplitude (V)	Fase (°)
	R ( $\Omega$ )	L (mH)		
Fonte 1	200	7	107770	90
Fonte 2	200	7	12247	90

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

Os cabos XLPE do circuito da Figura 25 são representados pelo modelo PI. Os dados dos cabos estão dispostos na Tabela 8.

Tabela 8. Dados dos cabos unipolares.

<b>Tipo de sistema</b>	<i>single core cable</i> (cabo unipolar)
<b>Número de cabos</b>	3
<b>Local dos cabos</b>	subterrâneos ( <i>in ground</i> )
<b>Comprimento (m)</b>	400
<b>Resistividade do solo (<math>\Omega</math>.metro)</b>	20
<b>Frequência</b>	50
<b>Resistividade do material condutor (<math>\Omega</math>.metro)</b>	$2,38 \cdot 10^{-8}$
<b>Permeabilidade relativa do material condutor</b>	1
<b>Permeabilidade relativa da isolamento</b>	1
<b>Permissividade relativa da isolamento</b>	2,7
<b>Raio total (m)</b>	0,045
<b>Distância da superfície da terra (m)</b>	Cabos 1 e 3: 1 Cabo 2: 0,922
<b>Distância entre fases (m)</b>	0,045

Fonte: PRIKLER & HOIDALEN (2009).

## 6.2 Simulações no ATP

### 6.2.1 Desenergização dos Transformadores a vazio

Para simular um fluxo residual no núcleo, os transformadores operavam em regime permanente e foram desenergizados. Nas Figuras 27 e 28 são apresentadas as correntes de excitação dos transformadores, quando os mesmos foram desenergizados a vazio.

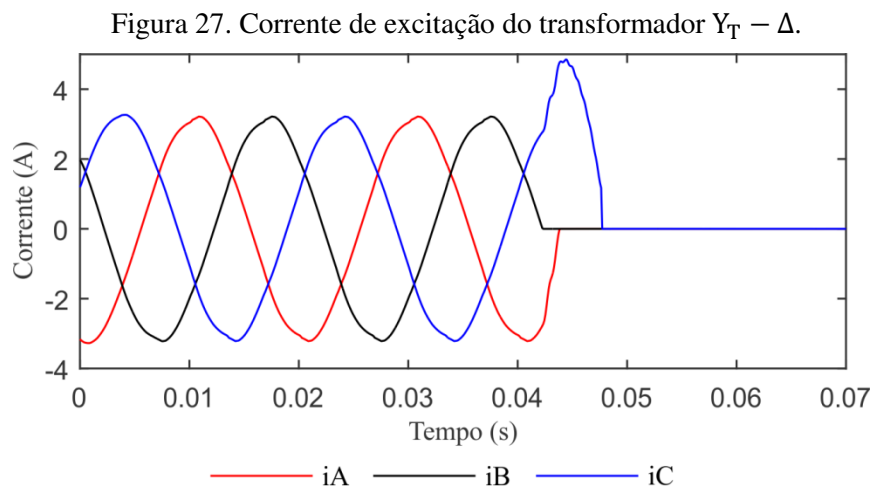
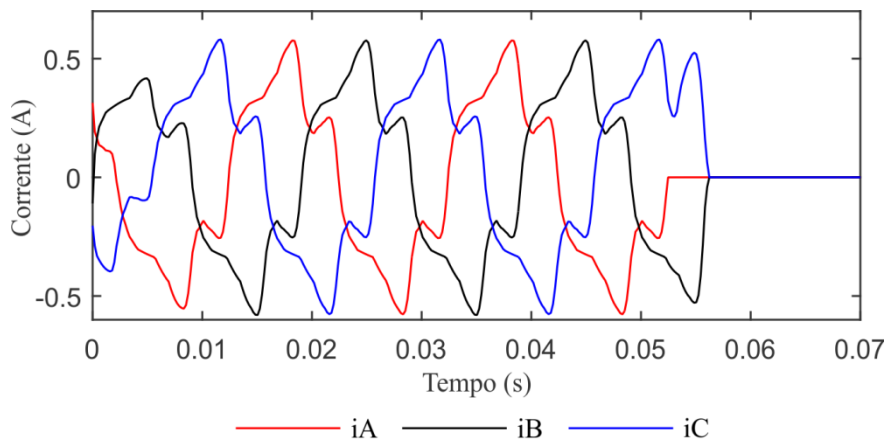


Figura 28. Corrente de excitação do transformador  $\Delta-\Delta$ .



De acordo com as Figuras 27 e 28, os transformadores operavam a vazio e foram desenergizados na passagem da corrente de cada fase pelo zero natural, suavizando os transitórios de corte de corrente e mantendo um fluxo residual mínimo no núcleo, sendo que no transformador  $Y_T - \Delta$ , a corrente de excitação de pico é igual a 3,20 A e no transformador  $\Delta - \Delta$ , a corrente de excitação de pico é igual a 0,58 A.

Como ambos os transformadores possuem acoplamento entre as fases, é esperado que o somatório dos fluxos residuais dos três enrolamentos seja zero. Nas Figuras 29 e 30 são apresentados os fluxos residuais concatenados no enrolamento de AT (lado a ser re-energizado), que permaneceram em cada transformador após a desenergização.

Figura 29. Fluxo residual do transformador  $Y_T - \Delta$  medido por meio de indutores de 1000 MH.

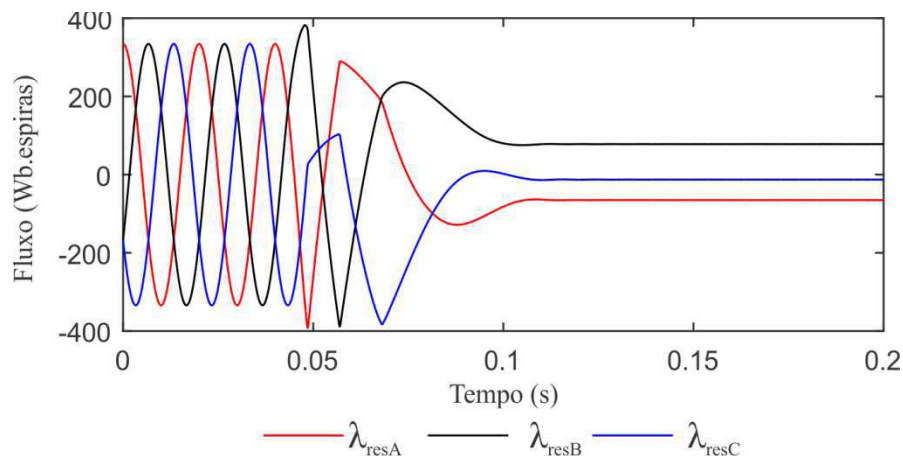
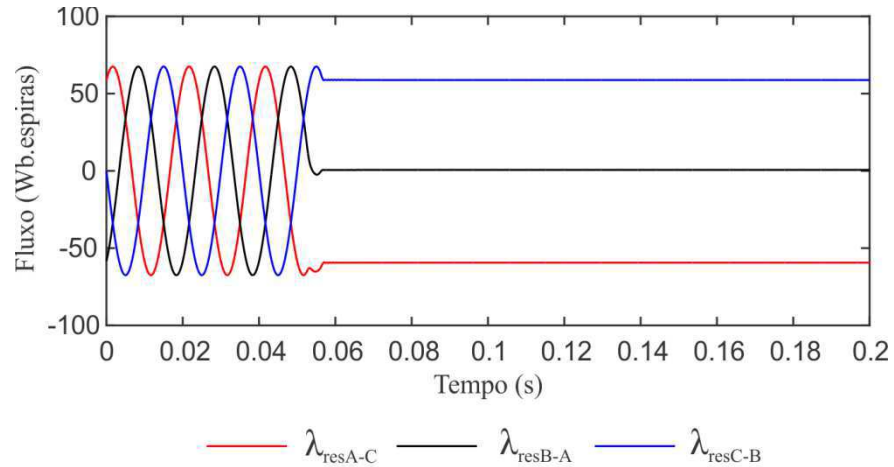


Figura 30. Fluxo residual do transformador  $\Delta-\Delta$  medido por meio de indutores de 1000 MH.



Os fluxos presumíveis medidos por meio de indutores de 1000 MH são apresentados nas Figuras 31 e 32.

Figura 31. Fluxo presumível medido por meio de indutores de 1000 MH - fluxo que existiria no transformador  $Y_T - \Delta$  caso estivesse em regime permanente.

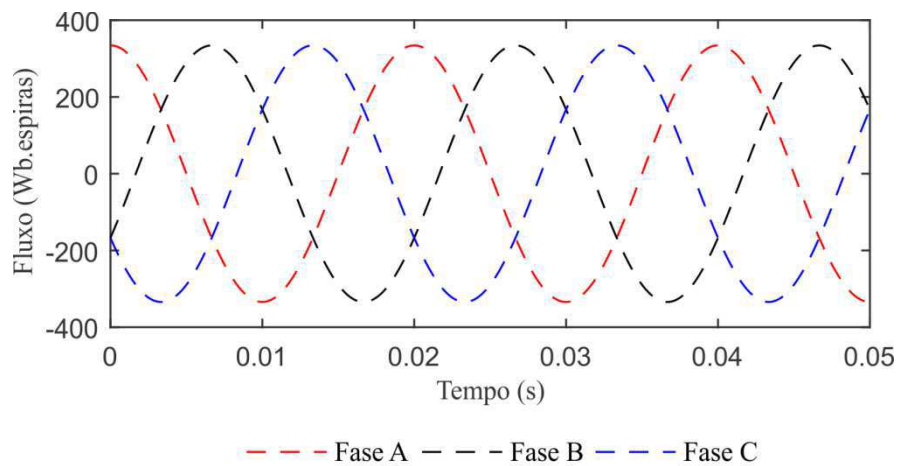
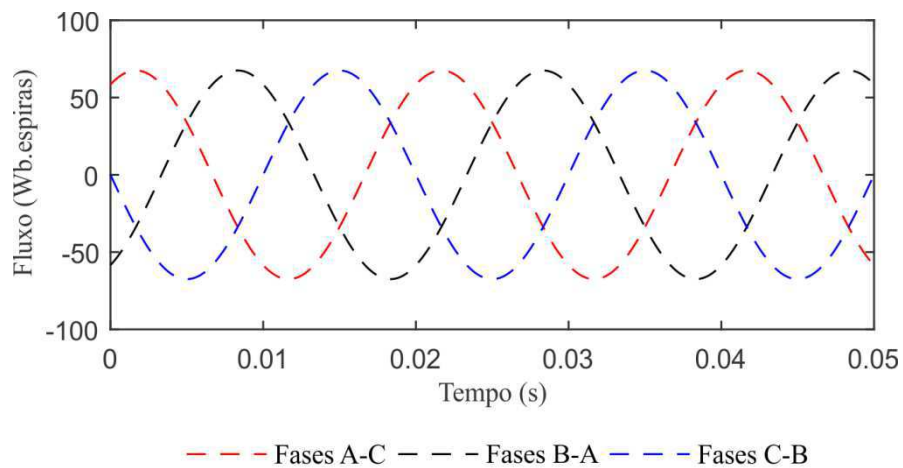


Figura 32. Fluxo presumível medido por meio de indutores de 1000 MH-fluxo que existiria no transformador  $\Delta-\Delta$  caso estivesse em regime permanente.



Com a finalidade de validar o procedimento de integração numérica trapezoidal, apresentado para cálculo dos fluxos residuais e presumíveis na Subseção 5.2.1, esses fluxos foram estimados por meio de indutores fictícios de 1000 MH colocados em paralelo aos terminais do transformador e da fonte de tensão, respectivamente. O procedimento consiste em medir a corrente no indutor fictício e multiplicá-la pelo valor de 1000 MH. As simulações feitas comprovam que os valores obtidos das amplitudes dos fluxos de regime permanente, obedecem aos valores calculados pela equação (5):

- Valor teórico do fluxo de regime permanente para o circuito com o transformador  $Y_T - \Delta$ :

$$\lambda_m = \frac{V_m}{\omega} = \frac{107700}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 342,82 \text{ Wb. espiras},$$

em que  $V_m$  é valor de pico da tensão fase-terra.

- Valor teórico do fluxo de regime permanente para o circuito com o transformador  $\Delta - \Delta$ :

$$\lambda_m = \frac{V_m}{\omega} = \frac{21213}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 67,52 \text{ Wb. espiras},$$

em que  $V_m$  é valor de pico da tensão fase-fase (tensão de linha).

Portanto, quando a finalidade é apenas fazer simulações para obter os valores dos fluxos residuais e presumíveis, a medição indireta via indutores é uma maneira fácil de obter os valores teóricos.

Nas Figuras 33 a 36 são dispostos os fluxos residuais e presumíveis obtidos por meio de integração numérica trapezoidal, a forma prática utilizada na literatura e que pode ser aplicada em testes de campo.

Figura 33. Fluxo residual do transformador  $Y_T - \Delta$ .

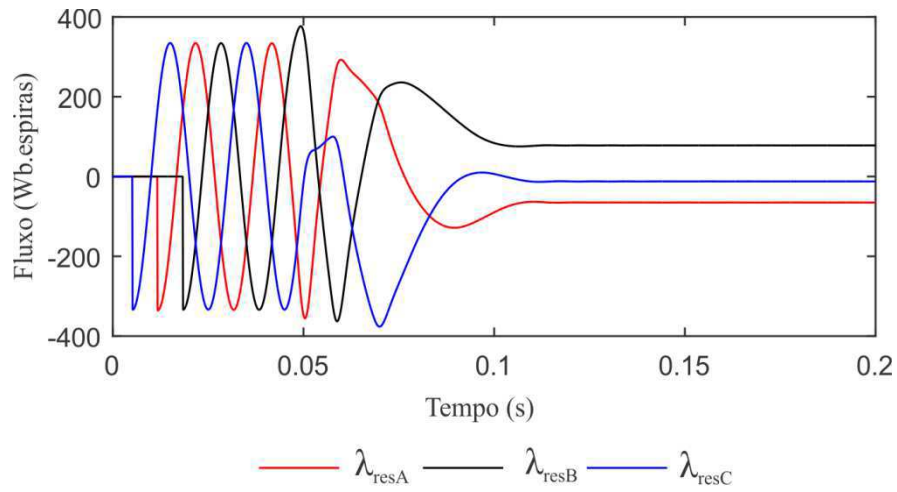


Figura 34. Fluxo residual do transformador  $\Delta - \Delta$ .

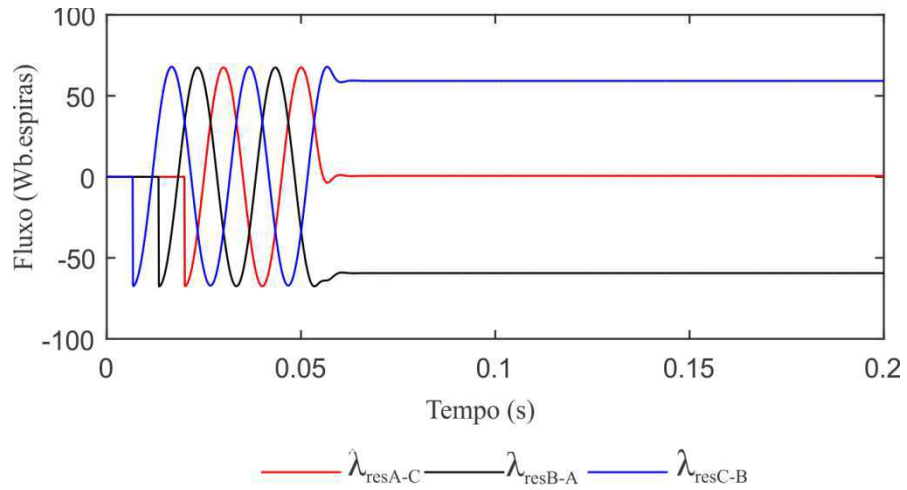


Figura 35. Fluxo presumível do transformador  $Y_T - \Delta$ .

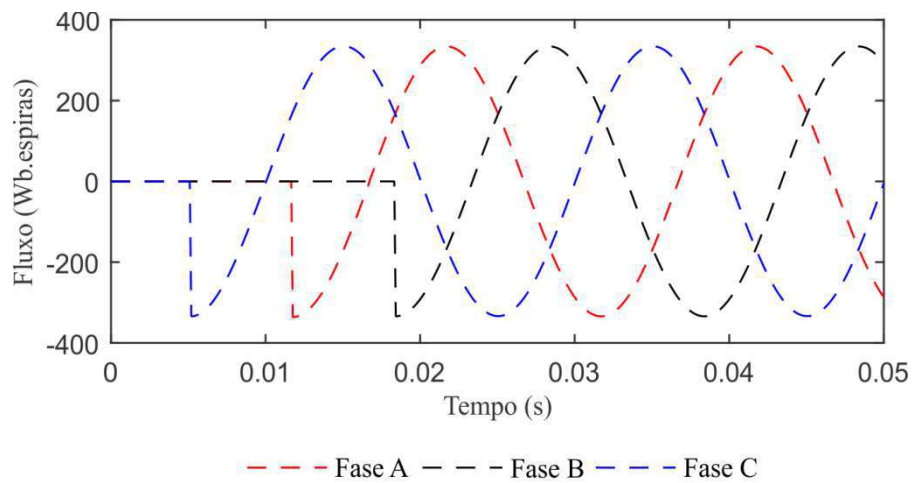
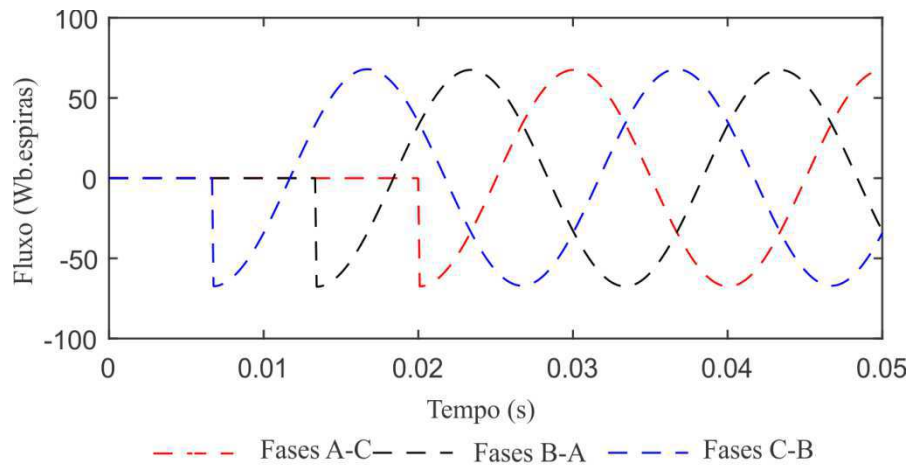




Figura 36. Fluxo presumível do transformador  $\Delta-\Delta$ .

Os valores de fluxo residual em percentual da amplitude do fluxo de regime permanente são apresentados nas Tabelas 9 e 10. As fases são representadas por A, B e C.

Tabela 9. Fluxo residual no transformador  $Y_T - \Delta$  em percentual da amplitude do fluxo de regime permanente.

Tipo de obtenção	$\lambda_{resA}$ (%)	$\lambda_{resB}$ (%)	$\lambda_{resC}$ (%)
<b>Via indutores</b>			
(valores teóricos)	-19,50	23,33	-3,83
<b>Via integração trapezoidal</b>	-19,50	23,33	-3,68

Tabela 10. Fluxo residual no transformador  $\Delta-\Delta$  em percentual da amplitude do fluxo de regime permanente.

Tipo de obtenção	$\lambda_{resA-C}$ (%)	$\lambda_{resB-A}$ (%)	$\lambda_{resC-B}$ (%)
<b>Via indutores</b>			
(valores teóricos)	-88,02	0,93	87,08
<b>Via integração trapezoidal</b>	-88,05	0,90	87,30

Observa-se nas Tabelas 9 e 10, que os valores dos fluxos residuais obtidos por meio de integração numérica trapezoidal foram muito aproximados dos valores teóricos obtidos via indutores, comprovando assim a eficácia da forma de obtenção por integração trapezoidal. Além disso, os fluxos residuais no transformador  $Y_T - \Delta$  são baixos (menores que 30%),

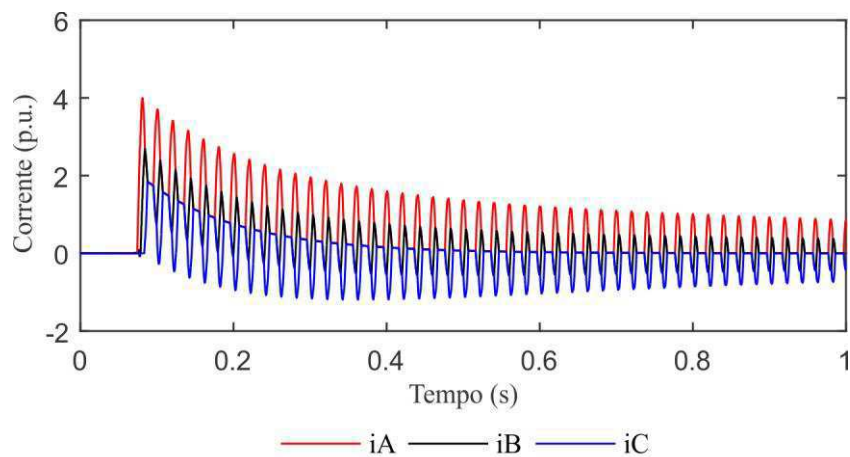
enquanto que no transformador  $\Delta - \Delta$ , os fluxos residuais atingem valores elevados (acima de 80%). Ainda, a soma dos fluxos nos três enrolamentos foi igual à zero, conforme a teoria.

### 6.2.2 Re-energização dos Transformadores a Vazio em Instantes mais Adversos

Inicialmente, os transformadores foram re-energizados em instantes mais adversos (instantes de passagem por zero da tensão aplicada aos enrolamentos) para que fosse possível observar o pior caso de elevação da corrente de excitação.

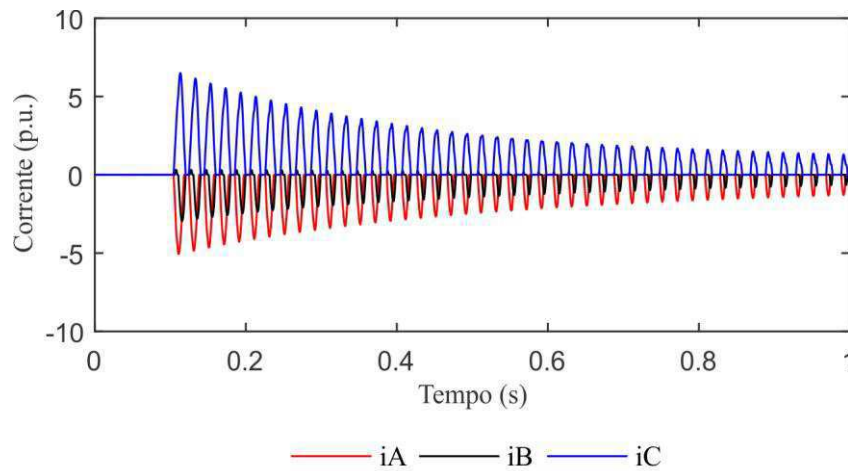
Na Figura 37 são apresentadas as correntes de linha medidas quando o transformador  $Y_T - \Delta$  foi re-energizado em instantes mais adversos com relação à tensão fase-terra da fonte.

Figura 37. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  em instantes mais adversos ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).



Na Figura 38 são apresentadas as correntes de linha medidas quando o transformador  $\Delta - \Delta$  foi re-energizado em instantes mais adversos com relação à tensão fase-fase da fonte.

Figura 38. Re-energização do transformador  $\Delta-\Delta$  em instantes mais adversos ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



De acordo com as simulações apresentadas nas Figuras 37 e 38, na re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  em instantes mais adversos, o valor máximo que a corrente de *inrush* atingiu foi 4,0 pu, enquanto que na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , o valor máximo da corrente de *inrush* atingido foi 6,5 pu.

### 6.2.3 Re-energização dos Transformadores a Vazio utilizando RPI

Os valores calculados dos RPI, obtidos pela equação (6), e tempo de inserção utilizados foram:

- 112,40  $\Omega$  e tempo de inserção igual a 10 ms para o transformador  $Y_T - \Delta$ ;
- 56,25  $\Omega$  e tempo de inserção igual a 12 ms para o transformador  $\Delta - \Delta$ .

O fechamento dos contatos auxiliares do RPI ocorreu no instante mais adverso com relação à onda de tensão, simulando dessa forma, a redução da corrente de *inrush* para o pior caso de elevação da corrente de magnetização.

Nas Figuras 39 e 40 são apresentadas as correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados utilizando RPI para reduzir as elevadas correntes de *inrush*.

Figura 39. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  com RPI ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).

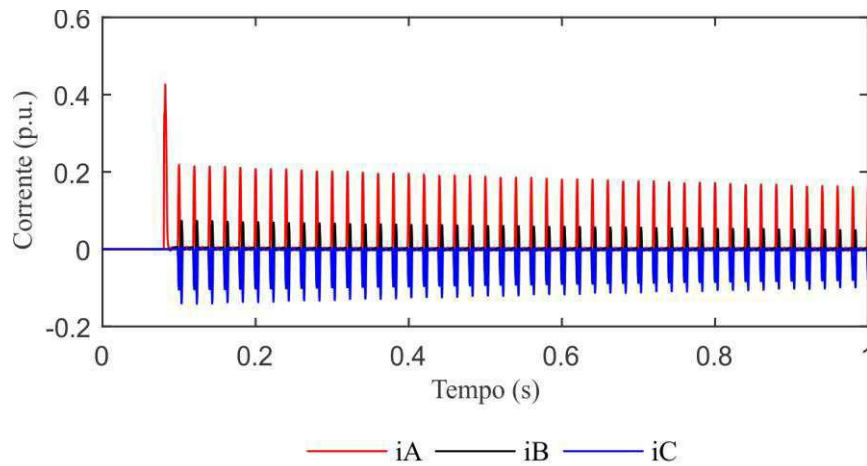
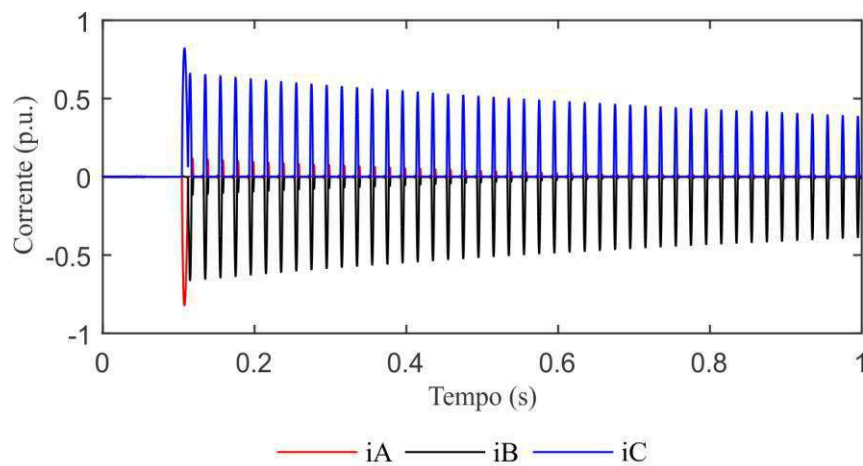


Figura 40. Re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$  com RPI ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



Na Tabela 11 são apresentados os valores das correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados com RPI.

Tabela 11. Re-energização dos transformadores com RPI.

Re-energização com RPI	Corrente de <i>inrush</i> (pu)
Transformador $Y_T - \Delta$	0,43
Transformador $\Delta - \Delta$	0,82

De acordo com a Tabela 11, as correntes de *inrush* em ambos os transformadores ficaram abaixo de 1,0 pu, mesmo para o pior caso de energização (fechamento do contato auxiliar no pior instante). Sendo assim, em termos de redução da corrente de *inrush*, o RPI é bastante eficaz.

## 6.2.4 Re-energização Utilizando a Estratégia de Chaveamento Controlado Simples

Nas Figuras 41 e 42, são apresentadas as correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados por meio da estratégia de chaveamento controlado que não considera o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos.

Figura 41. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  por meio da estratégia Simples ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).

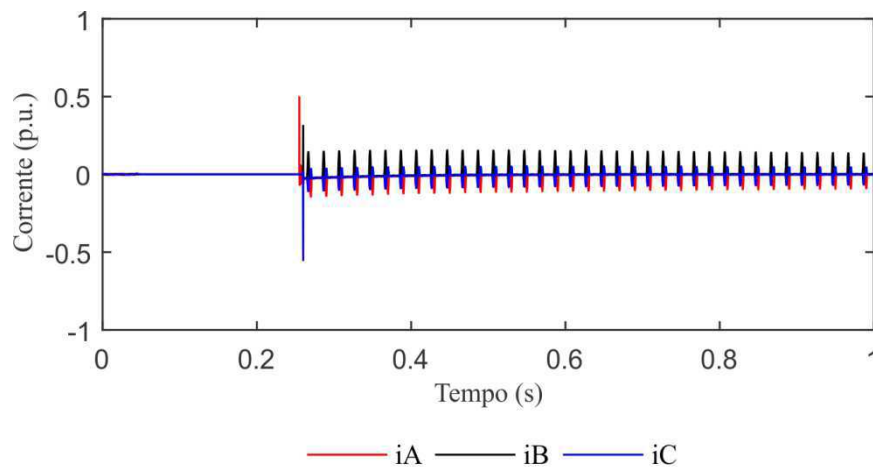
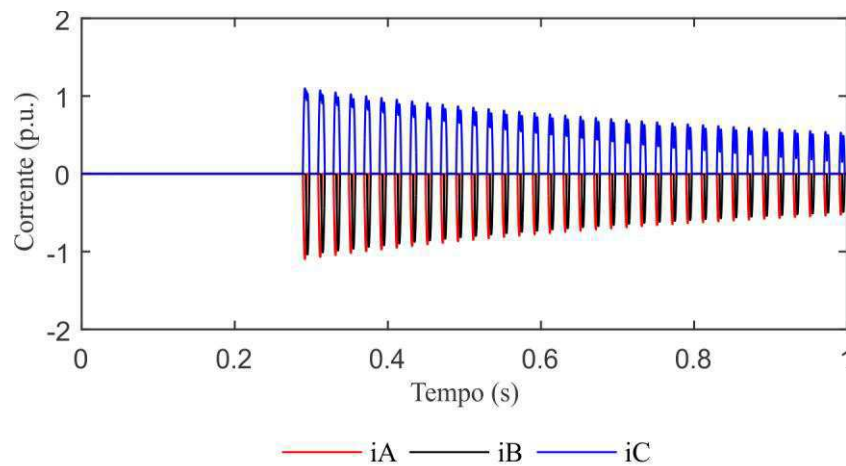


Figura 42. Re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$  por meio da estratégia Simples ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



Conforme apresentado nas Figuras 41 e 42, a corrente de *inrush* atingiu 0,56 pu na re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  e 1,10 pu na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , sem considerar a dispersão no tempo de operação do disjuntor.

Para tornar as simulações mais realistas, nesse trabalho foram feitas 300 manobras estatísticas para a re-energização de cada transformador, considerando a dispersão máxima no tempo de operação na faixa de 0,5 a 2 ms. Os resultados das simulações estatísticas para ambos os transformadores, são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12. Máximos valores de corrente de *inrush* (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Simples).

$\sigma_{max}$ (ms)	Re-energização do transformador $Y_T - \Delta$ ( $I_{base} = 958,8$ A de pico)	Re-energização do transformador $\Delta - \Delta$ ( $I_{base} = 217,7$ A de pico).
	0,5	1,10
1	1,80	3,90
1,5	2,30	5,15
2	2,50	6,15

Como visto na Tabela 12, na re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$ , quando a dispersão máxima no tempo de operação do disjuntor é igual a 0,5 ms, as correntes de *inrush* são limitadas a valores não superiores a 1,10 pu em 98% dos casos. Em disjuntores com dispersão máxima no tempo de operação entre 1 e 2 ms, a redução das correntes de *inrush* não foi tão significativa utilizando esta estratégia de chaveamento controlado. Já na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , o elevado valor de corrente de *inrush* atingido mesmo para menor dispersão no tempo de operação (2,75 pu) mostra que esta estratégia não teve um desempenho satisfatório para este transformador. Isto se deve ao fato de que neste transformador, o fluxo residual é bastante elevado (acima de 80%), enquanto que no transformador  $Y_T - \Delta$ , o fluxo residual é baixo (menor que 30%) e quanto mais baixo, maior a redução das correntes por meio dessa estratégia.

### 6.2.5 Re-energização Utilizando a Estratégia Rápida

Nas Figuras 43 e 44, são apresentadas as correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados por meio da estratégia Rápida.

Figura 43. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  por meio da estratégia Rápida ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).

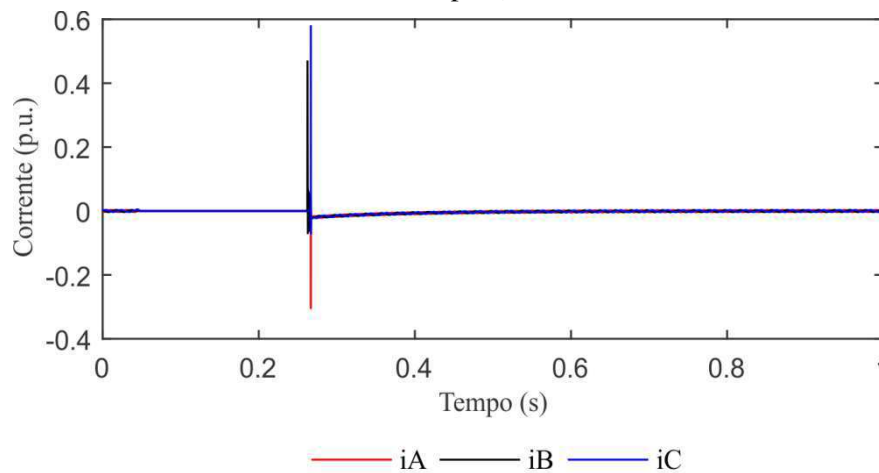
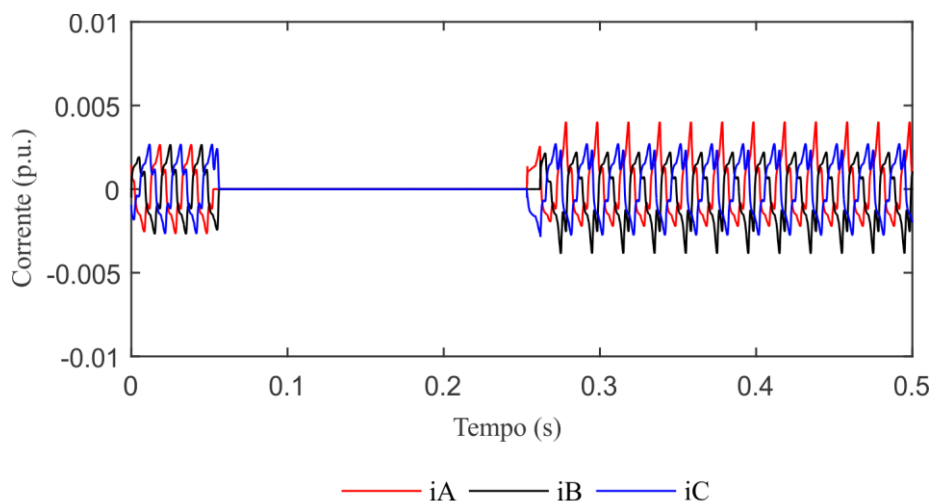


Figura 44. Re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$  por meio da estratégia Rápida ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



Conforme a simulação na Figura 43, quando o transformador  $Y_T - \Delta$  foi re-energizado por meio da estratégia Rápida a corrente atingiu 0,58 pu, sem considerar a dispersão no tempo de operação do disjuntor, entrando rapidamente em regime permanente. Já na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , as correntes entraram praticamente em regime permanente e próximas às correntes do transformador em vazio.

Na Tabela 13 são apresentados os resultados simulações estatísticas considerando a dispersão no tempo de operação do disjuntor.

Tabela 13. Máximos valores de corrente de *inrush* (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Rápida).

$\sigma_{max}$ (ms)	Re-energização do transformador $Y_T - \Delta$ ( $I_{base} = 958,8$ A de pico)	Re-energização do transformador $\Delta - \Delta$ ( $I_{base} = 217,7$ A de pico)
	0,5	0,70
1	1,70	1,85
1,5	2,25	3,05
2	2,55	4,80

Ao observar a Tabela 13, percebe-se que a estratégia Rápida apresentou um bom nível de redução da corrente de *inrush*, onde em 98% dos casos, as correntes foram limitadas a valores abaixo de 1,0 pu quando a dispersão máxima no tempo de operação foi igual a 0,5 ms. Para as demais dispersões, ocorreu redução com relação ao caso mais adverso, porém, as correntes não ficaram muito próximas à corrente nominal.

### 6.2.6 Re-energização Utilizando a Estratégia Atrasada

Nas Figuras 45 e 46 são apresentadas as correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados a vazio por meio da estratégia Atrasada.

Figura 45. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  por meio da estratégia atrasada ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).

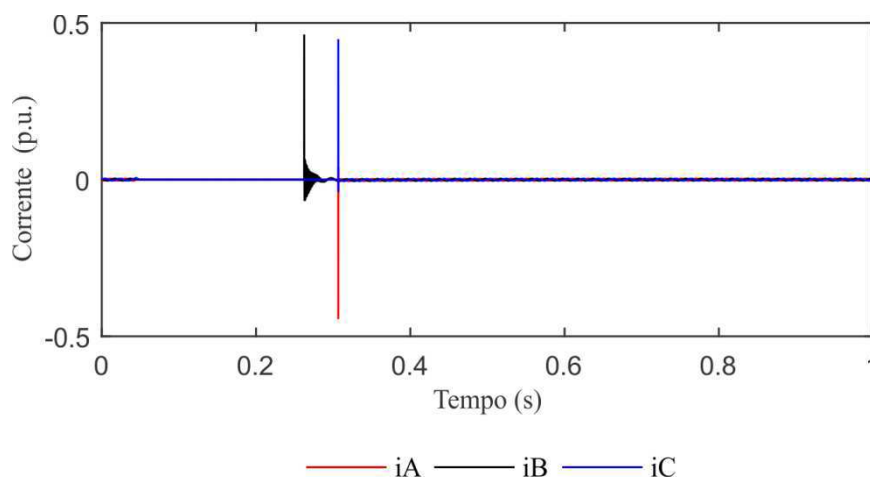
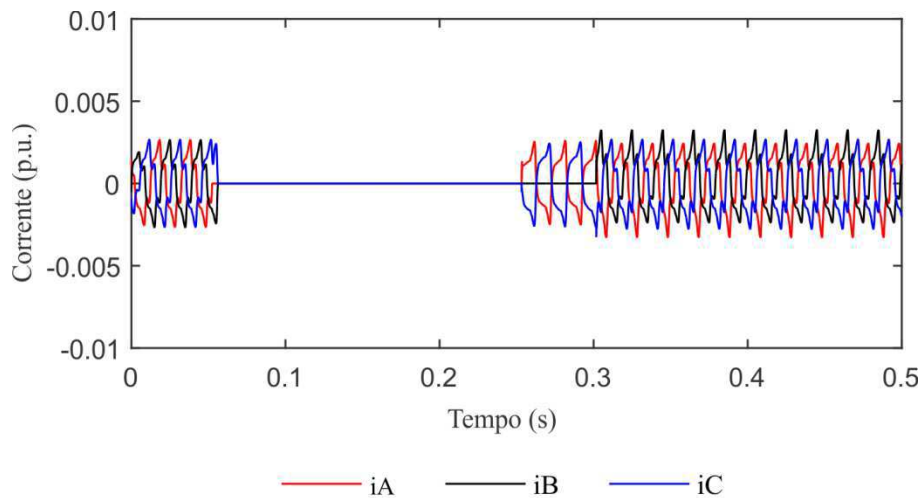




Figura 46. Re-energização do transformador  $\Delta-\Delta$  por meio da estratégia Atrasada ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



Na Tabela 14 são apresentados os resultados simulações estatísticas considerando a dispersão no tempo de operação do disjuntor.

Tabela 14. Máximos valores de corrente de *inrush* (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Atrasada).

$\sigma_{max}$ (ms)	Re-energização do transformador $Y_T - \Delta$ ( $I_{base} = 958,8$ A de pico)	Re-energização do transformador $\Delta - \Delta$ ( $I_{base} = 217,7$ A de pico)
	0,5	0,60
1	1,55	1,75
1,5	2,10	2,90
2	2,60	3,55

Analisando a Tabela 14, é possível concluir que a estratégia atrasada promove uma boa redução na amplitude das correntes de *inrush*, chegando a limitá-las em 98% dos casos, a valores menores que 1,0 pu, para uma dispersão no tempo de operação igual a 0,5 ms.

### 6.2.7 Re-energização Utilizando a Estratégia Simultânea

Nas Figuras 47 e 48 são apresentadas as correntes de linha medidas quando os transformadores foram re-energizados a vazio por meio da estratégia Simultânea.

Figura 47. Re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  por meio da estratégia Simultânea ( $I_{base} = 958,8$  A de pico).

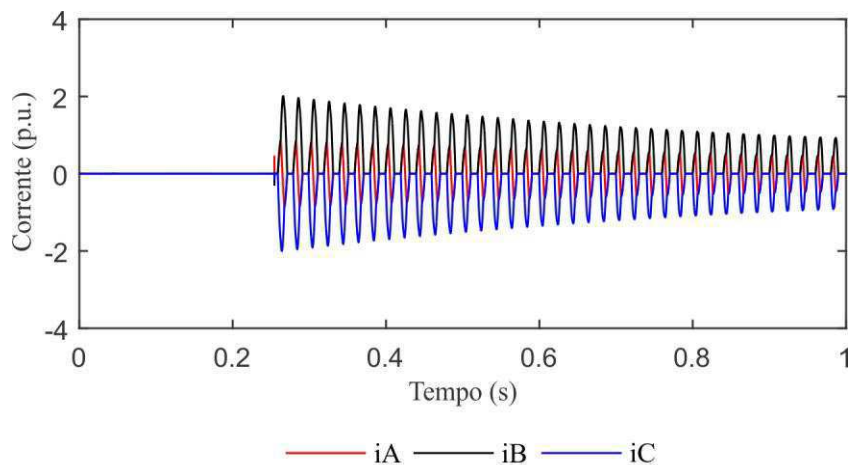
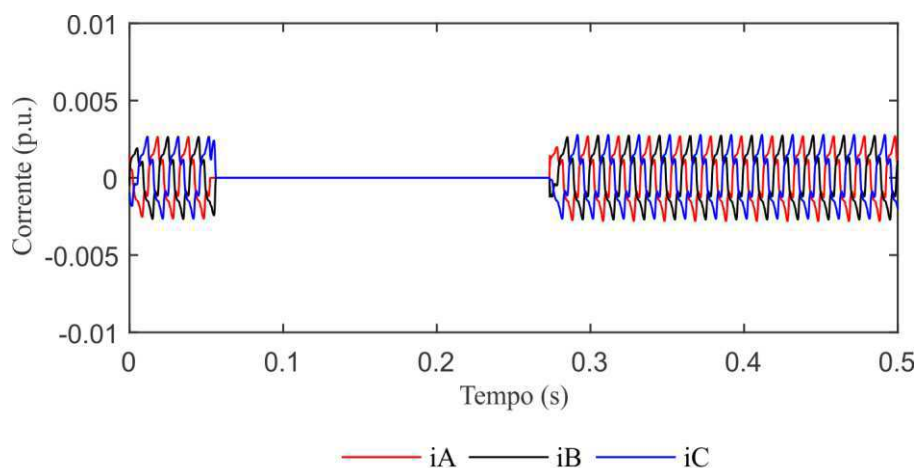


Figura 48. Re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$  por meio da estratégia Simultânea ( $I_{base} = 217,7$  A de pico).



Como pode ser observado na Figura 47, quando o transformador  $Y_T - \Delta$  foi re-energizado por meio da estratégia Simultânea, a corrente de *inrush* atingiu 2,0 pu, um valor bastante elevado. Isto ocorre, porque essa estratégia de chaveamento controlado apresenta desempenho satisfatório apenas quando o fluxo residual segue um caminho padrão: zero em uma das fases e alto nas demais, com polaridades opostas ( $0, -r, +r$ ), o que não ocorre com o transformador  $Y_T - \Delta$ , onde o fluxo residual obtido seguia o caminho ( $-3,68\%; -19,50\%; 23,33\%$ ). Sendo assim, tal estratégia não é uma solução eficaz para este transformador, tendo em vista que o instante ótimo calculado (instante em que o fluxo presumível é igual ao residual), não será o instante ótimo para todas as fases, mas apenas para uma fase.

Conforme a Figura 48, quando o transformador  $\Delta - \Delta$  foi re-energizado por meio da estratégia simultânea, as correntes entraram diretamente em regime permanente.

Diferentemente do transformador  $Y_T - \Delta$ , o fluxo residual no transformador  $\Delta - \Delta$  (0,90%; - 88,05%; 87,30%) seguiu aproximadamente o caminho padrão, por isso que essa estratégia apresentou um bom desempenho. O próximo passo é a análise do resultado das simulações estatísticas, apresentados na Tabela 15.

Tabela 15. Máximos valores de corrente de *inrush* (de linha) em pu com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (estratégia Simultânea).

$\sigma_{max}$ (ms)	Re-energização do transformador $Y_T - \Delta$ ( $I_{base} = 958,8$ A de pico)	Re-energização do transformador $\Delta - \Delta$ ( $I_{base} = 217,7$ A de pico).
0,5	2,45	0,4
1	2,65	1,1
1,5	2,70	3,0
2	2,90	3,6

Ao observar a Tabela 15, percebe-se que a estratégia Simultânea, aplicada na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , apresenta desempenho satisfatório para uma dispersão máxima no tempo de operação do disjuntor de até 1 ms, onde em 98% dos casos, as correntes de *inrush* são limitadas a 1,1 pu. Porém, como já descrito anteriormente, não apresenta bom desempenho para o transformador  $Y_T - \Delta$ .

### 6.2.8 Análise Comparativa entre as Estratégias de Chaveamento Controlado utilizadas e o RPI

Na Tabela 16, está disposto um resumo com todos os valores obtidos nas simulações de re-energização dos transformadores a vazio, utilizando as estratégias de chaveamento controlado.

Tabela 16. Análise comparativa entre as estratégias de chaveamento controlado com base nos máximos valores de corrente de *inrush* com probabilidade de ocorrência menor ou igual a 2% (pu).

Tipo de conexão	$\sigma_{max}$ (ms)	Corrente de <i>inrush</i> (pu)			
		Simple	Rápida	Atrasada	Simultânea
$Y_T - \Delta$	0,5	1,10	0,70	0,60	2,45
	1,0	1,80	1,70	1,55	2,65
	1,5	2,30	2,25	2,10	2,70
	2	2,50	2,55	2,60	2,90
$\Delta - \Delta$	0,5	2,75	0,85	0,55	0,40
	1	3,90	1,85	1,75	1,10
	1,5	5,15	3,05	2,90	3,00
	2	6,15	4,80	3,55	3,60

Como é possível observar na Tabela 16, todas as estratégias de chaveamento controlado utilizadas nesse trabalho conseguiram reduzir as correntes com relação ao pior caso de re-energização, em ambos os transformadores. Além disso, é possível elencar os seguintes pontos:

- Para a implementação da estratégia Simple e da estratégia Simultânea, é necessário conhecer de antemão os fluxos residuais concatenados nos três enrolamentos (lado a ser re-energizado), tendo em vista que a primeira é restrita para transformadores que apresentam baixos fluxos residuais e a segunda é restrita para transformadores que apresentam fluxos residuais altos;
- A estratégia Simultânea quando aplicada na re-energização do transformador  $Y_T - \Delta$  não apresentou um desempenho tão bom quanto as demais, porque esta estratégia é indicada para transformadores que apresentam fluxos residuais altos, seguindo o caminho padrão (0, -r, +r), o que não ocorre nesse transformador, onde os fluxos residuais são baixos (menores que 30%). Já na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , que possui fluxos residuais acima de 80% e seguindo o caminho padrão, esta estratégia apresentou um bom desempenho, para uma dispersão no tempo de operação do disjuntor de até 1 ms, onde em 98% dos casos, as correntes ficaram limitadas a 1,10 pu;
- Na re-energização do transformador  $\Delta - \Delta$ , a estratégia Simple não reduziu as correntes de *inrush* tanto quanto as demais, devido aos fluxos residuais serem elevados nesse transformador e os instantes ótimos dessa estratégia serem calculados considerando o fluxo residual nulo. O mesmo não ocorre para o transformador  $Y_T - \Delta$  (fluxos residuais baixos), onde em 98% dos casos, as correntes foram limitadas a 1,10 pu;

- As estratégias Rápida e Atrasada chegaram a reduzir as correntes para valores abaixo de 1,0 pu em ambos os transformadores, para uma dispersão no tempo de operação do disjuntor igual a 0,5 ms, sendo que a Atrasada reduziu ainda mais a amplitude das correntes de *inrush*. Portanto, os valores dos fluxos residuais não influenciam no nível de redução das correntes de *inrush* por meio dessas estratégias, além disso, não é necessário conhecê-los de antemão nos três enrolamentos;
- A estratégia mais vantajosa para uma possível aplicação em testes de campo é a estratégia Atrasada, para ambos os transformadores, onde foi possível comprovar neste trabalho, que para aplicá-la, basta ter o conhecimento do fluxo residual concatenado apenas no enrolamento conectado à coluna central e garante uma redução da corrente de *inrush* para valores abaixo de 0,6 pu, para um disjuntor com dispersão no tempo de operação igual a 0,5 ms.

## CAPÍTULO 7

# Conclusões

Um estudo comparativo entre as principais estratégias de chaveamento controlado de transformadores foi realizado por meio de simulações digitais em um programa do tipo EMTP. Dois transformadores com diferentes tipos de conexão dos seus enrolamentos foram avaliados usando quatro estratégias de chaveamento controlado para estimar os instantes ótimos de fechamento dos contatos dos disjuntores. Também foram realizados estudos comparativos entre estas estratégias e o tradicional RPI no tocante à redução da corrente de *inrush*.

Os resultados mostraram que o RPI é eficaz para o que se propõe, já que esta alternativa quando aplicada na re-energização de ambos os transformadores reduziu as correntes de *inrush* para valores abaixo de 1,0 pu.

Para as técnicas de chaveamento controlado, foram consideradas variações estatísticas no tempo de operação dos disjuntores, de 0,5 a 2,0 ms. Foi verificado que para uma dispersão igual a 0,5 ms, a maioria das estratégias de chaveamento controlado pode eliminar a necessidade da utilização de resistores de pré-inserção.

A estratégia Simples apresentou um desempenho satisfatório apenas para o transformador  $Y_T - \Delta$ , onde em 98% dos casos as correntes de *inrush* foram limitadas a 1,1 pu. Esta estratégia apresentou melhor redução para este transformador, devido os fluxos residuais serem muito baixos (abaixo de 30%). Logo, para utilizá-la de forma eficaz deve-se ter o conhecimento prévio dos fluxos residuais nas três fases.

A estratégia Simultânea, que também precisa do conhecimento prévio do fluxo residual nas três fases, apresentou um bom desempenho apenas para o transformador  $\Delta - \Delta$ , já que é limitada a casos em que os fluxos residuais são altos. Esta estratégia limitou as correntes de *inrush* a 0,4 pu, em 98% dos casos avaliados considerando apenas esta situação.

Apesar do bom desempenho aparente, as estratégias Simples e Simultânea são eficientes para situações específicas dos valores dos fluxos residuais, o que não ocorre com as estratégias Rápida e Atrasada. Neste trabalho, verificou-se que para aplicar as estratégias Rápida e Atrasada, é necessário conhecer apenas o fluxo residual concatenado nos terminais da primeira fase do transformador a ser energizada. A estratégia rápida limitou as correntes de *inrush* a valores abaixo de 0,85 pu, enquanto a Atrasada limitou a valores abaixo de 0,60 pu. Observa-se que a estratégia Atrasada foi a que apresentou o melhor desempenho dentre todos os casos avaliados.

## 7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Nas próximas etapas da pesquisa, propõe-se:

- Implementar estratégias de chaveamento controlado que consideram o fluxo residual na determinação dos instantes ótimos de fechamento do disjuntor, para transformadores com núcleos de 4 e 5 colunas e que possuam acoplamento entre as fases. Para isto, será necessário avaliar o comportamento dos sinais de fluxos residuais e presumíveis, de forma que seja possível a determinação dos instantes ótimos para o fechamento das fases;
- Analisar a influência da característica de suportabilidade dielétrica do disjuntor, já que esta pode influenciar no cálculo dos instantes ótimos de fechamento dos contatos deste equipamento. Sendo assim, a TDSO deve ser modelada e considerada nas estratégias de chaveamento controlado, tornando as simulações mais realistas.
- Desenvolver um sincronizador que possibilite o fechamento controlado do disjuntor em manobras de transformadores. Para isto, as estratégias de chaveamento controlado devem ser implementadas em um microprocessador e um sistema para aquisição dos sinais de tensão da fonte e dos terminais do transformador deve ser desenvolvido.

## Referências

- ABB. **Controlled Switching, Buyer's & Application Guide**. Edition 4, 2013-08.
- AGUIAR, E.R. **Análise de resposta em frequência aplicada em transformadores de potência**. Dissertação de Mestrado. UFMG, 2007.
- APOLONIO, R.; OLIVEIRA, J. C.; BRONZEADO, H. S.; VASCONCELLOS, A. B. **Energização Controlada de Transformadores Trifásicos: Estratégia para a Redução das Correntes de "Inrush"**. SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba (PR), Outubro de 2005.
- APOLONIO, Roberto. **Modelagem e chaveamento controlado de Transformadores: Análise Convencional e Validação experimental**. Tese de doutorado. UFU, 2004.
- ARAÚJO, A. E. A.; NEVES, W. L. A. **Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia**. Belo Horizonte, MG - Brasil: Editora UFMG, 2005.
- BARBOSA, M.A. **Sobretensões de Manobra- Dimensionamento do Resistor de Pré-inserção**. Dissertação de Mestrado, UFMG, 1989.
- BARROS, D. L. T.; DANTAS, K. M. C.; FERNANDES Jr., D.; NEVES, W. L. A. **Avaliação da Influência da Suportabilidade Dielétrica do Disjuntor no Desempenho de um Método de Chaveamento Controlado Aplicado a Manobras de Linhas de Transmissão**. Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012.
- BARROS, D. L. T. **Influência da Suportabilidade Dielétrica de Disjuntores em Linhas de Transmissão**. Dissertação de Mestrado, UFCG, 2013.
- BASU, K. P.; MORRIS, S. **Reduction of Magnetizing Inrush Current in Traction Transformer**. DRPT2008 6-9 April, 2008. Nanjing China.
- BRONZEADO, H.; YACAMINI, R. **Phenomenon of Sympathetic Interaction Between Transformers Caused by Inrush Transients**. IEE Proc.-Sci. Meas. Technol., Vol. 142, N o. 4, July 1995.
- BRONZEADO, H. S; FILHO, J. A.; CALAZANS, A. E. A. L.; FERNANDEZ, P. C. **Benefícios Operacionais da Aplicação de Manobras Controladas de Equipamentos de**



**Alta Tensão.** VII WORKSPOT- Workshop internacional sobre transformadores de potência, equipamentos, subestações e materiais. Rio de Janeiro, Novembro de 2014.

BRONZEADO, H. S.; PINTO, S. O.; JONSSON, P.; OLIVEIRA, J. C.; CHAVES, M. L. R. **Chaveamento Controlado de Transformadores de Potência Trifásicos: resultados dos ensaios de campo de um transformador de 100 MVA, 230/138 kV.** Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Paraná, 2005.

BRONZEADO, H. S.; PINTO, S. O. ; JONSSON, P.; OLIVEIRA, J. C.; CHAVES, M. L. R. **Transformer Inrush is Over: An Experience with a 100MVA, 230/138 kV Three-phase Transformer Controlled Energizing.** International Conference on Power Systems Transients (IPST). Kyoto, 2009.

BRUNKE, J. H.; FRÖHLICH, K. J. **Elimination of transformer Inrush Currents by Controlled Switching—Part I: Theoretical Considerations.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, April 2001. Páginas: 276–280.

BRUNKE, J. H.; FRÖHLICH, K. J. **Elimination of transformer Inrush Currents by Controlled Switching—Part II: Application and Performance Considerations.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, April 2001. Páginas: 281–285.

CHANDRASENA, W.; JACOBSON, D.; WANG, P. **Controlled Switching of a 1200 MVA Transformer in Manitoba.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, February 2016. Páginas: 2390 – 2400.

CIGRE Task Force 13.00.1. **“Controlled Switching: A State of the Art Survey – Part I”.** ELECTRA, No. 162, p. 65-97, October 1995.

CIGRE Task Force 13.00.1. **Controlled switching: A state of the art survey - part II.** ELECTRA, n. 164, p. 39–61, February 1996.

CIGRE Working Group A3.07. **“Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers. Benefits & Economic Aspects”**, January 2004.

CIGRE Working Group 13.07. **Controlled switching of HVAC circuit breakers: Guide for application lines, reactors, capacitors, transformers - 1st part.** ELECTRA, n. 183, p.42–73, April 1999.

CIGRE Working Group 13.07. **Controlled switching of HVAC circuit breakers: Guide for**

**application lines, reactors, capacitors, transformers - 2nd part.** ELECTRA, n. 185, p. 36–57, August 1999.

CIGRE Working Group 13.07. **Controlled switching of HVAC circuit breakers: planning, specification and testing of controlled switching systems.** ELECTRA, n. 197, p. 22–33, August 2001.

CIGRE Working Group C4.307. **Transformer Energization in Power Systems: A study guide.** February 2014.

COGO, J. R.; JESUS, N. C.; DUARTE, L. M.; FERREIRA, L. F. R. **Análise de Transitórios Devido a Manobras de Disjuntores a Vácuo em Transformadores com Meio Isolante Sólido (A Seco).** Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica. CBQEE, Campina Grande-PB, 2015.

COLOMBO, E.; SANTAGOSTINO, G. “**Results of the inquiries on actual network conditions when switching magnetizing and small inductive and on transformer and shunt reactor saturation characteristics,**” ELECTRA, no. 94, pp. 35–53, May 1984.

DANTAS, K.M.C. **Chaveamento Controlado de Linhas de Transmissão.** Dissertação de Mestrado, UFCG, Setembro de 2007.

DOMMEL, H. W. **Electromagnetic transients program reference manual: EMTP theory book.** Portland, BPA: [s.n.], 1996.

DUBÉ, L. **Models in ATP: Language Manual.** [S.l.], 1996.

EBNER, Andreas. **Reduction of Voltage Stress and Inrush Current of Power Transformers using Controlled Switching.** 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague, 8-11 June 2009.

FITZGERALD, A. E.; JR, C. K.; UMANS, S.D. **Electric Machinery.** 6th ed., McGraw-Hill, 2003.

FROEHLICH, K., HOELZL, C., STANEK, M., CARVALHO, A. C., HOFBAUER, W., HOEGG, P., AVENT, B. L., PEELO, D. F., SAWADA, J. H. “**Controlled Closing on Shunt Reactor Compensated Transmission Lines. Part I: Closing Control Device Development**”. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 12, n. 2, p. 734–740, April 1997a.

GOLDSWORTHY, D.; ROSEBURG, T.; TZIOUVARAS, D.; POPE, J. “**Controlled switching of HVAC circuit breakers—Application examples and benefits**”, presented at the 61st Annu. Conf. Protect. Relay Eng., College Station, TX, USA, Apr. 2008.

IEEE C57.105. **IEEE Guide for Application of Transformer Connections in Three-Phase Distribution Systems**. Copyright by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, 1978.

IJDİR, A.; TAILLEFER, P. **Controlled Switching Devices and Method of Using the Same**. Patent Application Publication No US 2017/0155241 A1, United States, Jun. 1/2017.

KULKARNI, S. V. **Influence of System Operating Conditions on Magnetizing Inrush Phenomenon of Transformer**. International Conference on Transformers, TRAFOTECH-1994, Bangalore, India, pp. VI 19-23, January 1994.

KUMBHAR G.B., KULKARNI S.V. **Analysis of sympathetic inrush phenomena in transformers using coupled field-circuit approach**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, USA (2007).

LEUVEN EMTP CENTER, **Alternative Transients Program Rule Book**, Heverlee, Belgium: Leuven EMTP Center, 1987.

MARCELINO, G. V. **Análise e Medições das Sobrecorrentes de Energização de um Transformador Monofásico**. Trabalho de Conclusão de Curso. UFRJ, 2011.

MARDEGAN, Cláudio. **Capítulo IX: Proteção dos transformadores – Parte I**. O Setor Elétrico / Setembro de 2010.

MATOS, J. M. G. **Supressão de Transitórios de Ligação de um Transformador com um Contactor Eletrônico**. Dissertação de mestrado. FCT/UNL. Março de 2012.

PRIKLER, L.; BÁNFAI, G.; BÁN, G.; BECKER, P. **Reducing the magnetizing inrush current by means of controlled energization and de-energization of large power transformers**. International Conference on Power System Transients – IPST 2003 in New Orleans, USA.

PRIKLER, L.; HOIDALEN, H.K. **User’s manual - ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista**. Preliminary Release No. 1.0, November 2009.

PARIKH, U. ; BHALJA, B. R. **Mitigation of magnetic inrush current during controlled energization of coupled un-loaded power transformers in presence of residual flux without load side voltage measurements.** International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Volume 76, 1 March 2016, Pages 156-164.

SANTILIO, F. P.; VELASCO, L. N.; SILVA, T. V.; REZENDE, P. H. O.; VASCONCELOS, L. E.; JUNIOR, J. A. F. Barbosa; SOUZA, A. C. **Verificação dos Fatores que Influenciam a Corrente de *Inrush*: apresentação de uma proposta para a mitigação desse fenômeno e análise do efeito sympathetic.** XI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica (CEEL), UFU, 2013.

SARAIVA, E.; CHAVES, M. L. R.; BRONZEADO, H. S. **Proposta de Metodologia para Implementação do Ciclo de Histerese no Modelo de Transformadores Trifásicos no Programa ATP.** Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Curitiba, 2005.

SILVA, K. M. **Avaliação da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão a Partir de Simulações de Transitórios Eletromagnéticos.** Projeto de Pesquisa – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Brasil, Novembro 2006.

STEURER, M.; FRÖHLIC, K. **The Impact of Inrush Currents on the Mechanical Stress of High Voltage Power Transformer Coils.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 17, no. 1, January 2002.

## APÊNDICE

### Modelo BCTRAN

No BCTRAN, caso a frequência de interesse não exceda alguns kHz, as capacitâncias entre os enrolamentos e entre cada enrolamento e a terra podem ser simuladas pela adição de capacitâncias aos terminais do transformador.

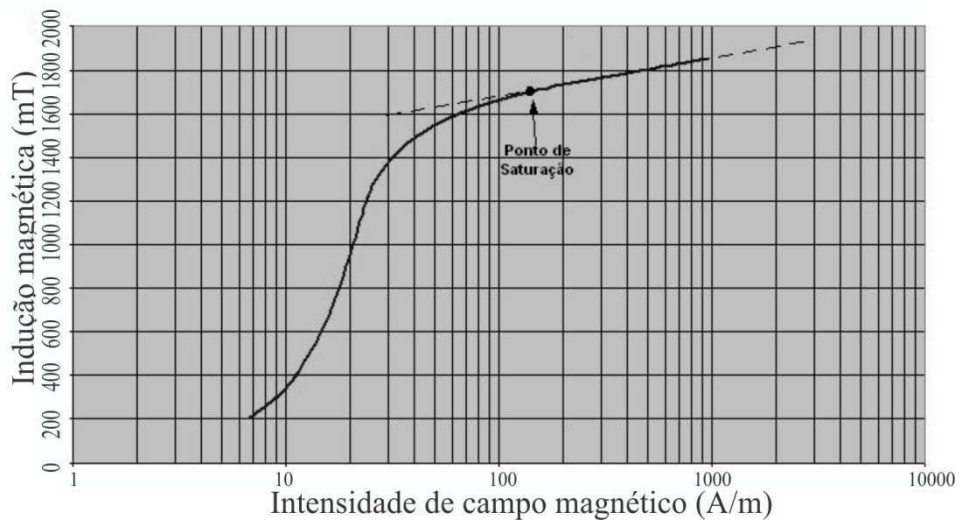
Os efeitos de saturação geralmente são modelados conectando-se elementos não lineares aos terminais dos enrolamentos mais próximos do núcleo (PRIKLER & HOIDALEN, 2009). Isto se justifica fisicamente, pois o pequeno espaço existente entre estes enrolamentos e o núcleo faz com que haja um baixo fluxo de dispersão e, portanto, os fluxos abraçados pelos enrolamentos são aproximadamente iguais ao fluxo do núcleo.

Tais elementos não lineares do ATP são os do tipo 93 e 98 (curva de saturação) e do tipo 96 (ciclo de histerese). Para simular o fluxo residual nos transformadores, apenas o elemento tipo 96 é disponível no ATP e sua característica fluxo de pico *versus* corrente de pico pode ser obtida por meio da sub-rotina HYSTERESIS para um único tipo de aço.

O elemento tipo 96 permite a representação do ciclo de histerese, desde que o usuário tenha disponíveis os dados relativos ao maior laço desse ciclo. Quando esses dados não são disponíveis, entra-se com o ponto de saturação positiva (valores de pico da corrente e do fluxo concatenado) na sub-rotina HYSTERESIS.

Nos catálogos de fabricantes de transformadores, geralmente é fornecida a curva de magnetização B-H. Para a obtenção do ponto de saturação positiva por meio dessa curva, traça-se uma reta tangente à parte saturada da curva, no sentido da direita para à esquerda. O ponto de saturação é aquele ponto no qual essa reta deixa de coincidir com a curva, conforme a Figura 49.

Figura 49. Determinação do ponto de saturação.



Fonte: SARAIVA *et al.* (2005).

O procedimento de conversão do ponto de saturação de valores da curva B-H para valores da curva  $\lambda - i$  pode ser realizado por meio das equações (22) e (23), a seguir:

$$\lambda = NBA, \quad (22)$$

$$H.l = N.i, \quad (23)$$

onde:  $N$  = número de espiras do enrolamento

$B$  = indução magnética

$A$  = área da seção reta do núcleo

$H$  = intensidade de campo magnético

$l$  = comprimento médio do núcleo (FITZGERALD *et al.*, 2003).

No entanto, quando os pontos da curva de saturação forem dados em valores eficazes de tensão e corrente, estes valores podem ser convertidos para valores de pico  $\lambda - i$  por meio da rotina SATURA. Usa-se então o mesmo procedimento da Figura 49 para achar o ponto de saturação, só que agora já diretamente na curva  $\lambda - i$ .

Entrando-se com o ponto de saturação positiva na sub-rotina HYSTERESIS, ela gera os pontos fluxo concatenado de pico *versus* corrente de pico, relativos ao lado direito do ciclo

de histerese de um material ARMCO Mh aço silício de grãos orientados. Esses dados são entrados no elemento tipo 96. Além disso, assume-se que o ciclo de histerese é simétrico.

Um aspecto importante da sub-rotina HYSTERESIS é que ela determina apenas um ponto após o ponto de saturação, por meio de extrapolação linear para a representação de toda região saturada da curva de magnetização, ou seja, após o último segmento especificado, a curva de saturação assume inclinação constante.

Por fim, na Figura 50 é apresentada a interface gráfica do BCTRAN, onde é possível entrar com os dados necessários ao modelo.

Figura 50. Caixa de diálogo do BCTRAN (ATPDRAW).

The screenshot shows the BCTRAN dialog box with the following data:

Structure		Ratings	
		HV	LV
Number of phases	3	L-L voltage [kV]	132
Number of windings	2	Power [MVA]	155
Type of core	3-legged stacked core	Connections	Y
Test frequency [Hz]	50	Phase shift [deg]	330
<input checked="" type="checkbox"/> AR Output <input type="checkbox"/> Auto-add nonlinearities			

Factory tests		
positive sequence		
Volt (%)	Curr (%)	Loss (kW)
100	0.05	74

Fonte: PRIKLER *et al.* (2003).

Conforme apresentado na Figura 50, na parte estrutura (*Structure*) são selecionados o número de fases, o número de enrolamentos, o tipo de núcleo (não suportado ainda, exceto para núcleos monofásicos, triplex e trifásicos do tipo envolvente) e a frequência de teste. Além disso, nessa parte o usuário pode solicitar a inversa da matriz L como saída selecionando *AR Output*. Um botão "Auto-add nonlinearities" deve ser selecionado apenas quando se deseja adicionar um ramo magnetizante externo como um elemento tipo 98.

Na parte denominada Nominais (*Ratings*), entra-se com a tensão de linha (kV) e a potência (MVA) de cada enrolamento. Ainda nesta parte, deve ser selecionado o tipo de conexão de cada enrolamento e o deslocamento de fase entre os enrolamentos.

Em Testes de fábrica (*Factory tests*), entra-se com os parâmetros de sequência zero e positiva obtidos nos testes de circuito aberto e curto-circuito. Quando o tipo de configuração de núcleo apresentar um caminho de baixa relutância para o retorno do fluxo de sequência zero, como em transformadores trifásicos de 3 colunas de núcleo envolvente ou de núcleos trifásicos envolvidos de 4 e 5 colunas, os parâmetros de sequência zero são idênticos aos parâmetros de sequência positiva. Já se o transformador tiver ao menos um enrolamento em delta, o mesmo fornecerá um caminho de baixa relutância para o retorno do fluxo de sequência zero. Neste caso, os parâmetros de excitação e curto-circuito de sequência zero são aproximadamente iguais aos parâmetros da sequência positiva, logo, não é necessário especificar os parâmetros de sequência zero em *Factory tests*. Se nenhum enrolamento em delta existir, o modelo BCTRAN pode ser utilizado desde que o usuário especifique os parâmetros de sequência zero corretamente (PRIKLER *et al.*, 2003).

Na guia de circuito aberto, o usuário deve especificar o enrolamento onde o teste de circuito aberto foi realizado e onde conectar o ramo de magnetização. Os dados de curto-circuito são especificados da seguinte forma: impedância de curto-circuito em %, perdas em kW e potência de base usada para o teste em MVA.

Para adicionar os elementos não lineares tipo 96 externamente, tal como requerido nesse trabalho, geralmente seleciona-se a opção *External Lm* e especifica-se apenas a componente resistiva da corrente de excitação, que pode ser calculada pela equação (24).

$$i_r(\%) = \frac{Loss(kW)}{10 \cdot SPOS(MVA)} \quad , \quad (24)$$

em que  $Loss(kW)$  são as perdas por excitação em quilowatts e  $SPOS(MVA)$  é a potência de base em MVA.