

UM ESTUDO DE DISPOSITIVOS LIMITADORES DE CORRENTE DE
CURTO-CIRCUITO COM ÊNFASE NO IPC (INTERPHASE POWER
CONTROLLER)

Andréia Maia Monteiro

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

Aprovada por:

Prof. Sandoval Carneiro Júnior, Ph.D.

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D.Eng.

Prof. Francisco Manoel Salgado Carvalho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2005

MONTEIRO, ANDRÉIA MAIA

Um Estudo de Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Circuito com Ênfase no IPC (Interphase Power Controller) [Rio de Janeiro] 2005

VII, 115 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Dispositivos limitadores de curto-circuito
2. IPC

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

À minha querida Avó que embora não esteja mais aqui com a gente, continua sempre presente na minha memória e no meu coração. Seus ensinamentos serão eternos.
Aos meus amados pais que sempre estiveram ao meu lado, apoiando todas as minhas decisões, orientando os meus caminhos e ensinando a vida.

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Sandoval Carneiro Júnior, pela atenção, estímulo, compreensão e contribuições durante todo o curso de mestrado.

Ao ONS por apoiar e tornar possível a realização desta pesquisa.

Aos colegas do ONS, Roberto Rocha e Ary D´Ajuz pelos incentivos, pelas contribuições e pela paciência nos momentos em que estive ausente.

Ao amigo Oscar Kastrup que esteve sempre disposto a me ajudar, através de incentivos, de dicas e de verdadeiras aulas de engenharia.

Ao amigo Don Menzies pela atenção e pelas inúmeras contribuições que permitiram o aprimoramento da tese.

À amiga Tatiana Mariano Lessa de Assis pelas infinitas horas de explicações e contribuições nos últimos tempos. Agradeço muito sua amizade, paciência e dedicação.

À minha falecida avó, meus pais, minha irmã, meus sobrinhos e toda a minha família, pelo amor e carinho. Agradeço a todos o apoio e a compreensão pelas constantes ausências.

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

UM ESTUDO DE DISPOSITIVOS LIMITADORES DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO COM ÊNFASE NO IPC (INTERPHASE POWER CONTROLLER)

Andréia Maia Monteiro

Fevereiro/2005

Orientador: Sandoval Carneiro Júnior

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho aborda os dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito com maior ênfase no IPC (*Interphase Power Controller*). O problema de superação dos limites de interrupção de correntes de curto-circuito de disjuntores, devido à entrada em operação de novas unidades geradoras é apresentado.

As soluções gerais para contornar o problema de superação dos limites dos equipamentos são descritas, contemplando as chamadas soluções provisórias e as soluções definitivas. Nessas últimas, inclui-se os dispositivos limitadores de correntes de curto-circuito (DLCCs), tais como o IPC (TLCC – Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito).

O trabalho descreve os principais tipos de DLCCs existentes e em fase de desenvolvimento. Além do próprio IPC, são abordados os reatores de núcleo de ar, os dispositivos pirotécnicos, os supercondutores e os equipamentos baseados na eletrônica de potência.

O desempenho de diferentes DLCCs, em um sistema exemplo, é avaliado por meio de simulações de regime permanente, através do programa ANAFAS. Os resultados mostraram que o TLCC se apresenta como uma das soluções mais atrativas na redução dos níveis de corrente de curto-circuito.

Uma modelagem detalhada do TLCC é descrita e seu desempenho, em uma rede com representação simplificada, é estudado utilizando o programa PSCAD/EMTDC. São levantados alguns problemas de oscilações mal amortecidas na presença do novo equipamento, devido à introdução de capacitores na rede elétrica. Para contornar esse problema, um novo arranjo é proposto tendo como base a substituição dos capacitores por indutores. Os resultados obtidos indicaram a superioridade do novo arranjo no desempenho dinâmico do sistema, sem prejuízo na limitação dos níveis de curto-circuito.

Finalmente, o desempenho do TLCC é avaliado, considerando uma representação detalhada do sistema exemplo. As simulações no PSCAD/EMTDC mostraram que este equipamento se mostra como uma nova alternativa para redução dos níveis de corrente de curto-circuito.

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

A STUDY OF FAULT CURRENT LIMITER DEVICES EMPHASIZING THE IPC (INTERPHASE POWER CONTROLLER)

Andréia Maia Monteiro

February/2005

Advisor: Sandoval Carneiro Júnior

Department: Electrical Engineering

This work presents a description of fault current limiter devices, emphasizing the IPC (*Interphase Power Controller*). The problem of circuit-breaker limit violations, due to the connection of new power generation, is described.

General solutions, including temporary and permanent solutions, to solve the limit violation problem are presented. Included in the permanent solutions are short-circuit limiter devices (SCLDs), such as the IPC (FCLT – Fault Current Limiter Transformer).

This work describes the main types of existing SCLDs and those under development. Besides the IPC, air core reactors, pyrotechnic devices, superconductors and equipment based on power electronics are also included.

The behavior of different types of SCLDs on a typical ac system is evaluated through steady state simulations using the ANAFAS program. The results show that the FCLT is one of the more attractive solutions to limit fault current levels.

Detailed modeling of the FCLT is described and its behavior on a simplified system representation is studied using the PSCAD/EMTDC program. Oscillations caused by the choice of a capacitive series impedance in the new device (FCLT) are examined. To avoid this problem a new topology based on the substitution of the capacitors by inductors is proposed. The results indicate superior dynamic performance using the new topology (inductors) without compromising the fault current limitation.

The FCLT performance considering a detailed representation of the typical ac system is finally evaluated. The PSCAD/EMTDC simulations prove that this device is a new alternative to limit fault current levels.

Índice

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA	3
1.1.1 <i>Caso Exemplo</i>	3
1.1.2 <i>Resultado das Simulações de Curto-Circuito</i>	6
1.2 OBJETIVOS.....	8
CAPÍTULO 2 - SOLUÇÕES GERAIS PARA LIMITAÇÃO DE CORRENTES DE CURTO.....	9
2.1 SOLUÇÕES PROVISÓRIAS	10
2.2 SOLUÇÕES DEFINITIVAS	11
CAPÍTULO 3 - DISPOSITIVOS LIMITADORES DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO .	12
3.1 REATORES LIMITADORES DE NÚCLEO DE AR	14
3.1.1 <i>Características Básicas</i>	14
3.1.2 <i>Principais Aplicações</i>	15
3.2 DISPOSITIVOS PIROTÉCNICOS	18
3.2.1 <i>Componentes de um Dispositivo Pirotécnico</i>	18
3.2.2 <i>Funcionamento do Dispositivo Pirotécnico</i>	19
3.2.3 <i>Principais Aplicações</i>	22
3.2.4 <i>Características Elétricas</i>	23
3.3 SUPERCONDUTORES	25
3.3.1 <i>Evolução dos Supercondutores</i>	25
3.3.2 <i>Tipos e Funcionamento do SLCC</i>	26
3.3.3 <i>Principais Aplicações do SLCC</i>	29
3.4 ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA.....	30
3.4.1 <i>HVDC Convencional</i>	30
3.4.2 <i>HVDC (baseado em conversores fonte de tensão)</i>	30
3.5 DISPOSITIVOS COM TECNOLOGIA FACTS	32
3.5.1 <i>Características Básicas</i>	32
3.5.2 <i>Principais Dispositivos FACTS</i>	32
3.5.3 <i>Aplicações dos Dispositivos FACTS</i>	33
3.6 DISJUNTORES ELETRÔNICOS DE ABERTURA RÁPIDA	36
3.7 IPC.....	36
3.7.1 <i>Características Básicas</i>	36
3.7.2 <i>Aplicações do IPC</i>	38
3.7.3 <i>Principais Topologias do IPC</i>	42
3.7.4 <i>Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito - TLCC</i>	46

CAPÍTULO 4 - SIMULAÇÕES DOS DLCCS EM REGIME PERMANENTE	51
4.1 METODOLOGIA DAS SIMULAÇÕES	52
4.2 AÇÕES LIMITADORAS	53
4.2.1 <i>Subestação de Jacarepaguá 138 kV</i>	53
4.2.2 <i>Subestação de Campos 138 kV</i>	55
4.2.3 <i>Subestação de Adrianópolis 345 kV</i>	57
4.3 PRINCIPAIS CONCLUSÕES DAS SIMULAÇÕES.....	59
CAPÍTULO 5 - MODELAGEM DO TLCC NO PSCAD	61
5.1 CRITÉRIOS E METODOLOGIAS ADOTADOS NOS MODELOS APRESENTADOS	62
5.2 DESCRIÇÃO DO 1 ^o MODELO	64
5.2.1 <i>Implementação do Modelo</i>	64
5.2.2 <i>Comportamento Transitório do TLCC durante Defeitos</i>	74
5.3 DESCRIÇÃO DO 2 ^o MODELO	83
5.3.1 <i>Implementação do Modelo</i>	83
5.3.2 <i>Dimensionamento do Indutor e do Transformador Série</i>	86
5.3.3 <i>Comportamento Transitório do TLCC durante Defeitos</i>	86
CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DETALHADA DO DESEMPENHO DO TLCC NA ÁREA RIO	94
6.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA EQUIVALENTE.....	95
6.2 REPRESENTAÇÃO DO MODELO NO PSCAD	97
6.3 DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES	101
6.4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS OBTIDOS.....	101
CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	110
7.1 TRABALHOS FUTUROS.....	113
REFERÊNCIAS	114

ANEXOS

1 - METODOLOGIA DO DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO TLCC	A-1
--	-----

Capítulo 1

Introdução

Os sistemas elétricos de diversos países vêm passando por um processo de reestruturação. Esse processo visa, basicamente, a criação de um novo modelo, competitivo, no qual empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia sejam independentes e interajam em um ambiente de mercado.

O processo de reestruturação do setor elétrico faz surgir uma indústria de energia, buscando a livre concorrência na compra e venda de energia elétrica. Um fator indispensável para o sucesso no novo modelo é a chamada desverticalização, ou seja, a desconexão dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. As atividades de transmissão e distribuição têm sido consideradas monopólios naturais, não sendo prático o estabelecimento de livre competição nestes segmentos. Tem-se, portanto, livre competição na geração e na comercialização e uma regulação técnica e econômica sobre as atividades de transmissão e distribuição.

Um aspecto importante no processo de reestruturação de sistemas de potência é a introdução de uma filosofia orientada ao mercado a qual inclui a abertura do acesso à transmissão, a competição na geração e um despacho baseado na oferta de energia. A introdução desta filosofia de mercado tem revitalizado a indústria de energia através da criação de oportunidades para diversos agentes, resultando, em muitos países, em benefícios para os consumidores. Entretanto, associado a este novo modelo competitivo, observa-se o surgimento de novos problemas.

No Brasil, este processo de reestruturação trouxe um novo desafio para o sistema elétrico. Com a abertura do acesso à transmissão, novas fontes de geração estão sendo instaladas na rede elétrica existente, em pontos localizados próximos aos centros de carga, aumentando os níveis de corrente de curto-circuito e levando à superação de algumas instalações quanto à suportabilidade de corrente de defeito. Até então, esta situação era facilmente tratada, uma vez que os setores de geração e transmissão pertenciam, em geral, a uma mesma empresa. Ou seja, era possível planejar de forma coordenada o aumento de geração e os reforços de transmissão na rede. Hoje, com o processo de desverticalização, a empresa transmissora não possui mais este controle, o que torna o sistema elétrico vulnerável às situações de superação dos equipamentos quanto a correntes de curto-circuito. Este problema será bem identificado na Seção 1.1.

Tal situação deixa clara a importância do conhecimento de soluções para limitação de correntes de curto-circuito a serem aplicadas às redes existentes, já que a troca completa dos equipamentos superados normalmente apresenta-se como uma solução de custo elevado, além de causar um grande impacto no sistema elétrico devido aos desligamentos prolongados necessários para executar as obras.

Dentro deste contexto, este trabalho estudará dispositivos para limitação de correntes de curto-circuito. Serão abordados temas tais como: elevação das correntes de defeito, superação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores, além dos próprios dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito. Dentre os diferentes dispositivos para limitação de correntes de defeito descritos no trabalho, será dada uma maior ênfase ao IPC¹ (*Interphase Power Controller*), sendo estudada sua aplicabilidade em um sistema elétrico real. Os estudos serão realizados através de simulações no programa PSCAD/EMTDC, no sentido de avaliar o desempenho do IPC no que diz respeito à redução dos níveis de corrente de curto-circuito.

¹ A sigla IPC será utilizada ao longo do texto. Optou-se pela abreviatura em inglês por ser amplamente utilizada na literatura internacional.

1.1 Identificação do Problema

O atual modelo do setor elétrico brasileiro vem favorecendo a instalação de novas usinas térmicas, não previstas anteriormente no planejamento de longo prazo, em locais próximos aos grandes centros de carga do país. Este processo acarreta a elevação do nível das correntes de curto-circuito nas subestações que se encontram próximas aos pontos de conexão das novas usinas, para valores antes não previstos, ocasionando a superação de diversos equipamentos.

Com o objetivo de constatar o fato acima exposto, o presente trabalho irá se basear em um caso real apontado por estudos realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2002 [1]. Este caso refere-se a um problema localizado na região sudeste do Brasil, mais precisamente na área do estado do Rio de Janeiro (Área Rio) e o horizonte considerado neste estudo foi o ano de 2004. A Área Rio se destaca das demais áreas do SIN (Sistema Interligado Nacional) por apresentar a uma das maiores concentrações de previsão de entrada em operação de novas usinas térmicas. Desta forma, pode-se observar facilmente o impacto que estas novas instalações causam na rede, devido à elevação do nível das correntes de curto-circuito e conseqüentes superações de equipamentos.

Nos itens a seguir serão apresentados detalhes do caso exemplo utilizado, tais como:

- Diagrama unifilar do sistema estudado, apontando todas as usinas térmicas previstas, assim como suas respectivas localizações;
- Resultados obtidos através de simulações de curto-circuito, obtidos com o programa de análise de faltas do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás), o ANAFAS;
- Subestações que apresentaram disjuntores com a capacidade de interrupção de defeitos simétrica excedida.

1.1.1 Caso Exemplo

A Figura 1 apresenta o diagrama unifilar simplificado da Área Rio, com as principais subestações desta região, assim como as usinas térmicas previstas. O estudo considerou todas as usinas térmicas citadas em [1], inclusive aquelas com pequena possibilidade de

concretização, no intuito de tornar o cenário mais pessimista e garantir resultados do lado da segurança.

Conforme se pode notar na Figura 1, foram representadas 12 centrais térmicas, nos diversos níveis de tensão (69 a 500 kV). A potência total instalada dessas usinas gira em torno de 7000 MW.

Outro ponto muito importante que pode ser extraído da Figura 1, diz respeito ao tipo de rede elétrica da Área Rio que tem como peculiaridade ser fortemente malhada, com interligações entre os níveis de tensão de 500/345, 500/138 e 345/138 kV. Mais adiante será mostrado que, com esta topologia da rede, as contribuições para as faltas circulam por caminhos alternativos quando se procura limitá-las em um único ponto da rede, tornando pouco efetivas as soluções tradicionais, como por exemplo a utilização de reatores de núcleo de ar.

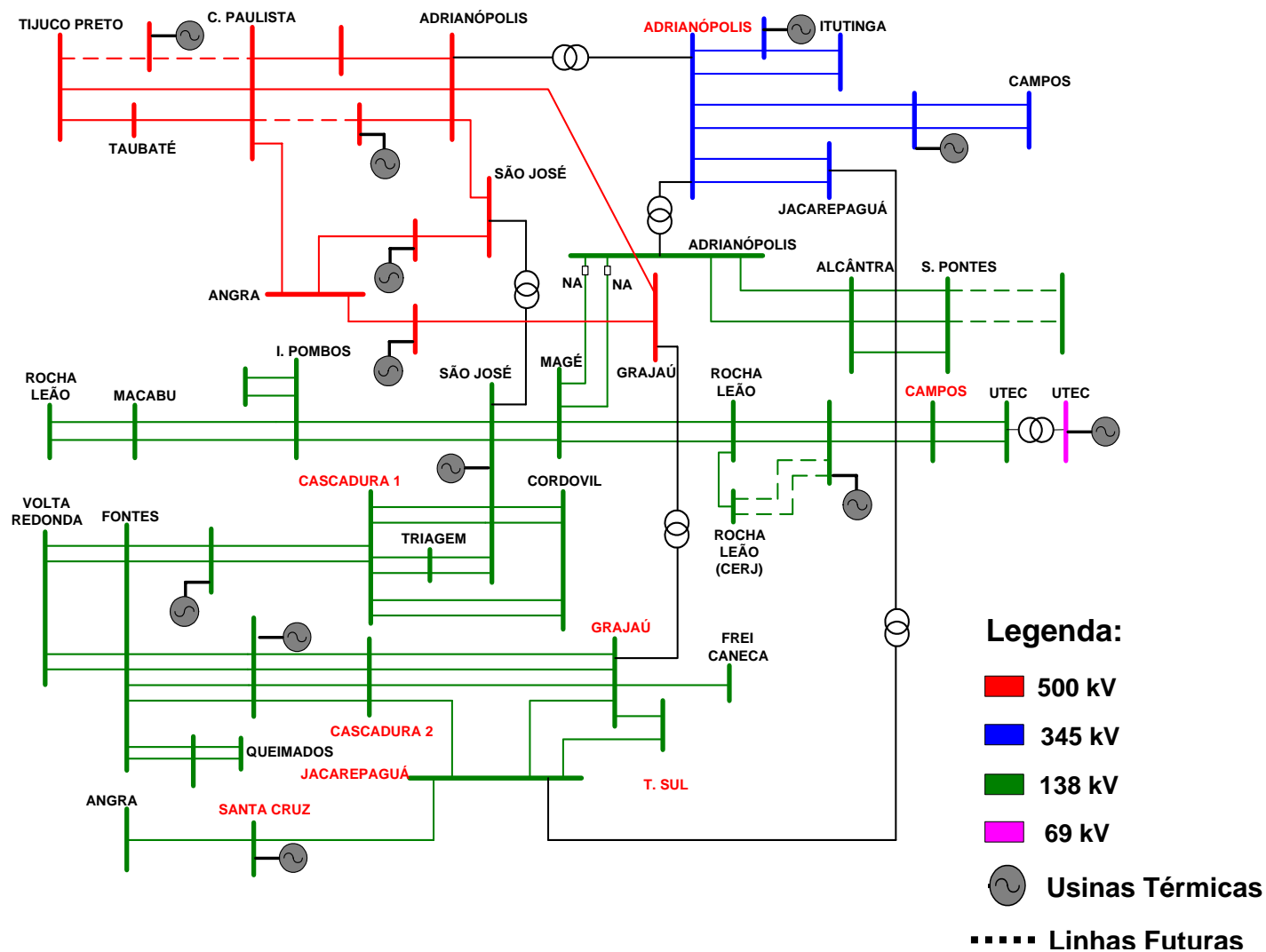


Figura 1 – Diagrama unifilar simplificado da área do Rio de Janeiro

1.1.2 Resultado das Simulações de Curto-Circuito

Com a estrutura acima caracterizada, isto é, depois de definidas as usinas térmicas a serem consideradas no estudo, foram feitas diversas simulações de curto-circuito em pontos do sistema da Área Rio para identificar os barramentos com problema de superação dos níveis nominais de corrente de curto-circuito. Nos estudos realizados foram considerados tanto eventos monofásicos quanto eventos trifásicos. As simulações foram realizadas através do programa ANAFAS.

Os resultados obtidos estão agrupados na Tabela 1 e mostram a elevação dos níveis de corrente de curto na maioria das subestações para valores, em alguns casos, superiores a capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores.

Tabela 1 Níveis de curto-circuito trifásico e monofásico

Subestações	Tensão [kV]	Capacidade do Disjuntor [kA]	Nível de Curto-Circuito [kA]			
			Sem Usinas Térmicas		Com Usinas Térmicas	
			Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
Santa Cruz	138	20	22,1	21,9	28,3	29,8
Área de Fontes	138	40	29,1	19,1	37,7	24,8
Rocha Leão	138	20	7,6	7,5	14,8	13,7
Terminal Sul	138	40	33,9	21,8	36,6	22,4
Cascadura 1	138	40	23,5	15,2	28,9	18,9
Cascadura 2	138	40	34,7	22,7	37,8	23,7
Jacarepaguá	138	37	38,2	36,4	43,2	38,4
Grajaú	500	31,5	12,6	11,7	13,0	12,0
Grajaú	138	50	44,9	38,7	47,8	38,8
São José	500	40	12,7	10,6	20,6	16,7
São José 1	138	50	36,5	33,6	43,0	38,9
São José 2	138	50	33,9	31,1	39,1	35,5
Adrianópolis	138	37	19,9	22,5	29,5	33,0
Adrianópolis	345	25	15,3	15,2	26,0	25,1
Adrianópolis	500	31,5	14,5	12,9	24,0	21,5
Campos	345	25	6,2	5,9	13,5	10,0
Campos	138	20	12,8	14,4	21,7	21,9
C. Paulista	500	31,5	17,7	13,4	27,8	19,4
Angra	500	31,5	15,0	16,5	19,8	20,5

A comparação das correntes de defeito obtidas sem as usinas térmicas e com as usinas térmicas mostra claramente o impacto que estas últimas podem causar nos níveis de corrente de curto-circuito.

Os valores das correntes de defeito, tanto trifásica quanto monofásica, que se apresentavam acima da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores, foram representados em vermelho (chamados de disjuntores superados) e os valores de corrente de curto-circuito entre 90 a 100% da capacidade de interrupção dos disjuntores, foram representados em azul (chamados de disjuntores em alerta). Vale comentar aqui que foi feita a identificação dos disjuntores que estão na faixa de 90 a 100% de suas capacidades já que atualmente tem prevalecido, entre várias concessionárias brasileiras, o critério de iniciar estudos detalhados de superação para os disjuntores de determinada subestação sempre que a corrente de curto-circuito alcançar ou ultrapassar o patamar de 90% da capacidade de interrupção simétrica do disjuntor.

Sendo assim, observando a Tabela 1, pode-se dizer que, com a entrada em operação das usinas térmicas, quatro subestações apresentariam disjuntores superados (Santa Cruz, Jacarepaguá, Adrianópolis 345 kV e Campos 138 kV) e mais quatro subestações apresentariam disjuntores em alerta (Área de Fontes, Terminal Sul, Cascadura 2 e Grajaú 138 kV). É importante observar que, sem as usinas térmicas, duas subestações (Santa Cruz e Jacarepaguá) já apresentavam disjuntores superados.

Os resultados apontados na Tabela 1 evidenciam o problema de superação dos disjuntores frente a entrada em operação de novas usinas no sistema utilizado como exemplo. Como já comentado, este tipo de problema é comum em redes que recebem um elevado número de usinas concentrado em uma dada região. Diferentes medidas podem ser apontadas para solução deste problema, como será mostrado no Capítulo 2. Entre essas medidas está a instalação de equipamentos de limitação de correntes de curto-circuito, foco principal desta tese.

1.2 Objetivos

O presente trabalho visa o estudo de dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito com ênfase no IPC (*Interphase Power Controller*) e tem como principais objetivos:

- (i) descrever o problema do atual modelo do setor elétrico brasileiro que vem favorecendo a instalação de usinas térmicas, não previstas anteriormente, acarretando a elevação do nível de corrente de curto-circuito;
- (ii) apresentar as alternativas para limitar as correntes de curto-circuito, enfocando a utilização de dispositivos limitadores de curto-circuito (DLCCs);
- (iii) apontar os DLCCs existentes e em fase de desenvolvimento, visando uma possível aplicação no sistema elétrico brasileiro.
- (iv) realizar uma comparação da efetividade dos DLCCs no tocante à redução das correntes de curto-circuito, ao serem utilizados em um sistema exemplo;
- (v) apresentar as características básicas, tipos e a forma de funcionamento do IPC, dando maior enfoque ao IPC do tipo limitador de corrente de curto-circuito, denominado TLCC (Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito);
- (vi) descrever o modelo digital do IPC (TLCC) desenvolvido no programa PSCAD/EMTDC, o qual será utilizado nas análises mais detalhadas realizadas neste trabalho;
- (vii) estudar o desempenho de um sistema exemplo na presença do TLCC, considerando, primeiramente, uma representação simplificada da rede e, posteriormente, uma representação detalhada.

Capítulo 2

Soluções Gerais para Limitação de Correntes de Curto-Circuito

O problema de superação da capacidade dos equipamentos, devido a elevação dos níveis de corrente de curto-circuito, requer a busca de soluções, muitas vezes, em períodos extremamente curtos. Neste sentido, pode-se dizer que existem dois grupos de soluções para a limitação das correntes de curto-circuito. No primeiro grupo, encontram-se aquelas soluções que normalmente podem ser aplicadas em tempos mais curtos, mas têm caráter emergencial, podendo ser chamadas de **soluções provisórias**. O segundo grupo estão as chamadas **soluções definitivas**, que requerem estudos mais detalhados e apresentam um período de execução bem mais longo. Uma descrição detalhada das soluções provisórias e definitivas será apresentada a seguir.

2.1 Soluções Provisórias

Estas alternativas, como o próprio nome diz, são de caráter provisório e envolvem medidas sistêmicas, tais como o seccionamento de barras em uma subestação. Seu objetivo é evitar a superação de alguns equipamentos, até a implementação de medidas definitivas. A adoção destas soluções acarreta, geralmente, em perda de flexibilidade operativa e redução, muitas vezes inaceitável, dos níveis de confiabilidade do sistema. Portanto, tais medidas deverão ser utilizadas em caráter emergencial para limitar os níveis de curto-circuito na rede, até a implementação dos DLCCs ou substituição dos equipamentos superados.

As soluções provisórias a serem utilizadas na limitação dos níveis de corrente de curto, podem ser divididas em restrições operativas e modificações na rede e compreendem as ações descritas a seguir.

a) Restrições Operativas

- **Seccionamento de barras:** com essa medida é possível limitar os níveis de corrente de curto-circuito monofásico e trifásico, já que um dos lados da barra seccionada passa a não mais contribuir para um evento na outra barra.
- **Radialização de circuitos:** aumenta a impedância entre as fontes de contribuição, reduzindo a corrente de defeito.
- **Desligamentos seqüenciais de LT's:** com a transferência de disparo de disjuntores, é possível, em alguns casos, fazer com que certos disjuntores de terminais de linha de transmissão abram primeiro que o disjuntor de terminal remoto (disjuntor superado), aumentando, desta forma, a impedância de circulação da corrente de defeito, com conseqüente redução de seu valor.
- **Desligamentos de compensadores síncronos:** através desta medida, a contribuição desta fonte, que muitas vezes é bastante elevada, passa a ser nula.

b) Modificações na Rede

- **Alteração do aterramento de transformadores:** aterramento através de impedância ou eliminação do aterramento – modifica a rede de seqüência zero e limita as correntes de defeitos monofásicos.
- **Novos equipamentos:** especificação de novos equipamentos de geração e de transformação com valores de reatância maiores que as usuais.

2.2 Soluções Definitivas

A aplicação das soluções definitivas requer estudos mais complexos do que aqueles necessários nas soluções provisórias. Além disso, sua execução é mais trabalhosa e requer um período mais longo. Estas soluções podem ser divididas nas seguintes ações:

- a) Utilização de dispositivos limitadores de curto-circuito (DLCCs).
- b) Recapacitação ou substituição dos equipamentos superados.

Dentre as soluções definitivas, a utilização dos dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito (DLCCs) apresenta-se, muitas vezes, como uma solução mais econômica do que a troca ou até mesmo a recapacitação das instalações superadas e ainda, de mais fácil execução. Além disso, a substituição dos equipamentos superados pode também causar um impacto indesejável no sistema elétrico devido aos desligamentos prolongados necessários para executar a obra, a ponto de inviabilizar este tipo de solução. Levando esses pontos em consideração e o fato, já mencionado anteriormente, de que as soluções provisórias podem criar outros problemas, tais como a redução da flexibilidade operativa e da confiabilidade do sistema, entende-se que o conhecimento de técnicas de limitação das correntes de defeito baseadas nos DLCCs, é de grande importância.

No Capítulo 3 serão vistos, com maiores detalhes, os principais dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito já disponíveis para aplicação comercial ou em fase de desenvolvimento.

Capítulo 3

Dispositivos Limitadores de Corrente de Curto-Circuito

Os dispositivos limitadores de corrente de curto ou DLCCs têm a finalidade de limitar as correntes de curto-circuito cujos valores são superiores às características nominais das instalações existentes. A interrupção dessas correntes de curto-circuito pode ser feita diretamente através dos próprios DLCCs, em tempos extremamente rápidos ou através de disjuntores após a atuação de um DLCC que age apenas reduzindo a corrente de curto-circuito. Neste caso, a eliminação do defeito continua a ser realizada pelos disjuntores existentes com ou sem modificação nos esquemas de proteção (dependendo da tecnologia do DLCC empregado).

As principais características que devem ser observadas na escolha destes dispositivos são [3]:

- impedância pequena para as correntes de carga, em condições normais de operação;
- impedância alta para as correntes de curto-circuito;
- rápida transição do regime normal de operação para o modo limitador;
- rápida recuperação para o regime normal de operação, após a interrupção do defeito;
- alta confiabilidade no funcionamento por longos períodos, com manutenção mínima;
- dimensões reduzidas, visando sua instalação em uma subestação já existente;
- baixo custo.

A Tabela 2 apresenta os principais dispositivos existentes no mercado, ou em fase de desenvolvimento, para a limitação das correntes de curto-circuito. Os dispositivos foram agrupados em função de seus estágios de experiência de uso. Foram pesquisados desde os mais antigos dispositivos utilizados na limitação das correntes de defeito, como os reatores limitadores de núcleo de ar, até os mais modernos como os dispositivos derivados da tecnologia FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e na supercondutividade. Alguns destes dispositivos ainda estão em fase de pesquisa e desenvolvimento.

Tabela 2 Principais DLCCs

DLCCs disponíveis no mercado com ampla experiência de uso (1)	DLCCs disponíveis no mercado com experiência de uso ainda limitada (2)	DLCCs em fase de pesquisa e desenvolvimento (3)
Reator com núcleo de ar	IPC (<i>Interphase Power Controller</i>)	Supercondutores (alta tensão)
Dispositivo pirotécnico	Dispositivos com tecnologia FACTS	Disjuntores com abertura rápida (chaves eletrônicas)
HVDC convencional (baseados em conversores de fonte de corrente)	Supercondutores (baixa e média tensão)	
	HVDC (baseados em conversores de fonte de tensão)	

A coluna (1), da Tabela 2, apresenta os dispositivos comercialmente disponíveis para aplicação imediata na limitação das correntes de curto. A coluna (2) relaciona os dispositivos já disponíveis para outras aplicações, mas com pouca experiência de uso na

limitação. E finalmente a coluna (3) relaciona os dispositivos ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento.

Nos itens a seguir serão detalhadas as principais características, aplicações, funcionamento, vantagens e desvantagens dos dispositivos apontados na Tabela 2.

3.1 Reatores Limitadores de Núcleo de Ar

As seções seguintes apresentam as características básicas e as principais aplicações dos reatores limitadores de núcleo de ar.

3.1.1 Características Básicas

Os reatores limitadores de corrente de curto-circuito de núcleo de ar, ou RLCs, são os dispositivos de tecnologia mais antiga utilizados na redução de correntes de curto-circuito e são geralmente os de mais baixo custo entre os DLCCs. No entanto, algumas considerações a respeito da utilização deste equipamento devem ser feitas. Um ponto importante que deve ser observado está relacionado com a introdução de perdas e maiores quedas de tensão na rede, já que este dispositivo encontra-se sempre presente no sistema. Vale observar que os problemas de quedas de tensão que os RLCs podem introduzir na rede são amenizados quando os mesmos são empregados em redes altamente malhadas, visto que, em geral, o efeito sobre a variação de tensão é menos afetada.

Outra consideração importante que deve ser feita, diz respeito aos espaçamentos que são necessárias ao redor dos RLCs quando da instalação dos mesmos. Isto ocorre devido ao elevado campo magnético produzido por estes dispositivos. Com isso, as distâncias a serem mantidas entre as fases poderão inviabilizar a instalação de um RLC em subestações que, por exemplo, apresentam problema de espaço.

A determinação da reatância do RLC é efetuada, em geral, através de estudos de curto-circuito, fluxo de potência e transitórios eletromagnéticos, sempre levando em consideração os limites de tecnologia de cada fabricante. Em função do valor de reatância do RLC, calcula-se ainda os valores de quedas de tensão e as perdas introduzidas na rede, utilizando também programas de fluxo de potência [4].

É importante observar ainda que do ponto de vista econômico deve-se, ao realizar uma análise comparativa entre o custo da solução de RLC e a substituição dos equipamentos superados, levar em consideração o cálculo das perdas que os reatores introduzem no sistema. O custo destas perdas ao longo de anos pode, em alguns casos, inviabilizar este tipo de solução.

3.1.2 Principais Aplicações

Os diagramas apresentados na Figura 2 (a e b) indicam algumas formas de instalação dos reatores limitadores de núcleo de ar. Os RLCs podem ser instalados em série com as linhas de transmissão(a) ou através do seccionamento de um barramento (b).

As aplicações e experiência de uso dos RLCs no Brasil são bem amplas, indo desde as aplicações no nível de 13,8 kV, em serviços auxiliares de usinas e subestações, até sistemas de EAT (extra alta tensão) em 138 kV, 345 kV e 500 kV. Pode-se exemplificar a utilização deste limitadores nas seguintes subestações [2]:

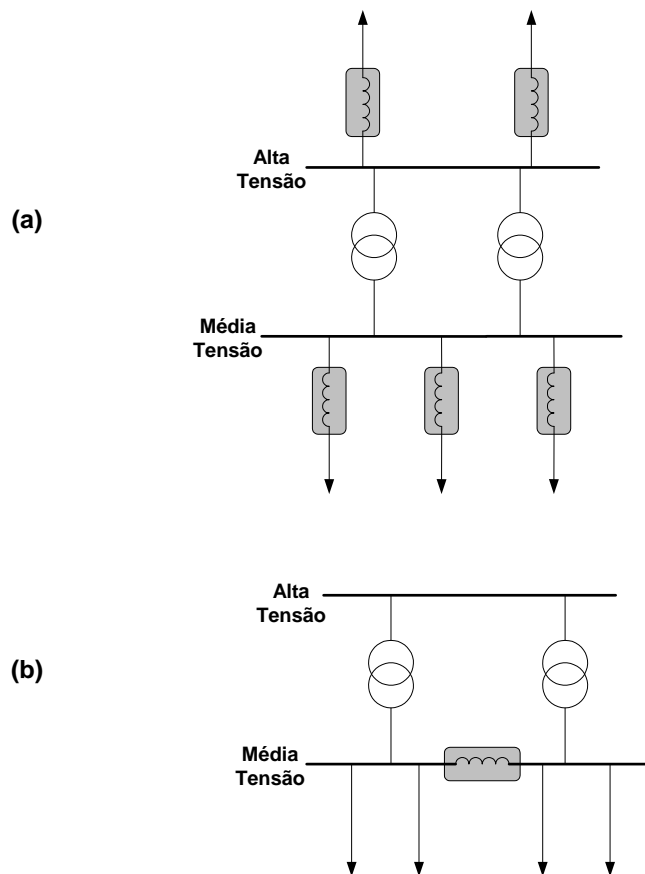


Figura 2 – Formas de instalação do RLC nas subestações

- Subestação de Jaguara 138 kV (Minas Gerais);
- Subestação de Angra 138 kV (Rio de Janeiro);
- Subestação de Mogi das Cruzes 345 kV (São Paulo);
- Subestação de Tucuruí 500 kV (Pará).

A Figura 3 apresenta uma foto do RLC da subestação de Tucuruí 500 kV. Este RLC é o maior do mundo na tensão de 550 kV (20 Ω).



Figura 3 – Reator limitador da SE de Tucuruí 500 kV

A instalação destes reatores limitadores em Tucuruí, maior usina hidrelétrica inteiramente nacional até os dias de hoje [5], se deve ao fato de que com a implantação da segunda etapa desta usina, os disjuntores existentes de 40 kA (da primeira etapa) seriam superados. Desta forma, após análises técnicas e econômicas, chegou-se à conclusão de que a alternativa mais atrativa seria utilizar RLCs, conectando a primeira etapa da usina à segunda, conforme mostra a Figura 4. A opção de operar estes dois sistemas em paralelo foi tomada de forma a aumentar a flexibilidade do sistema [5].

A instalação destes dispositivos requer também estudos que definam as solicitações de TRT (tensão de restabelecimento transitória) e TCTR (taxa de crescimento da tensão de restabelecimento) a que os disjuntores associados ao reator limitador estão submetidos. A TRT e a TCTR são obtidas através de estudos de transitórios eletromagnéticos. Caso estas solicitações sejam superiores aos valores de suportabilidade dos disjuntores, medidas necessárias devem ser propostas, tais como a utilização de capacitores de surto e de pára-raios de óxido metálico.

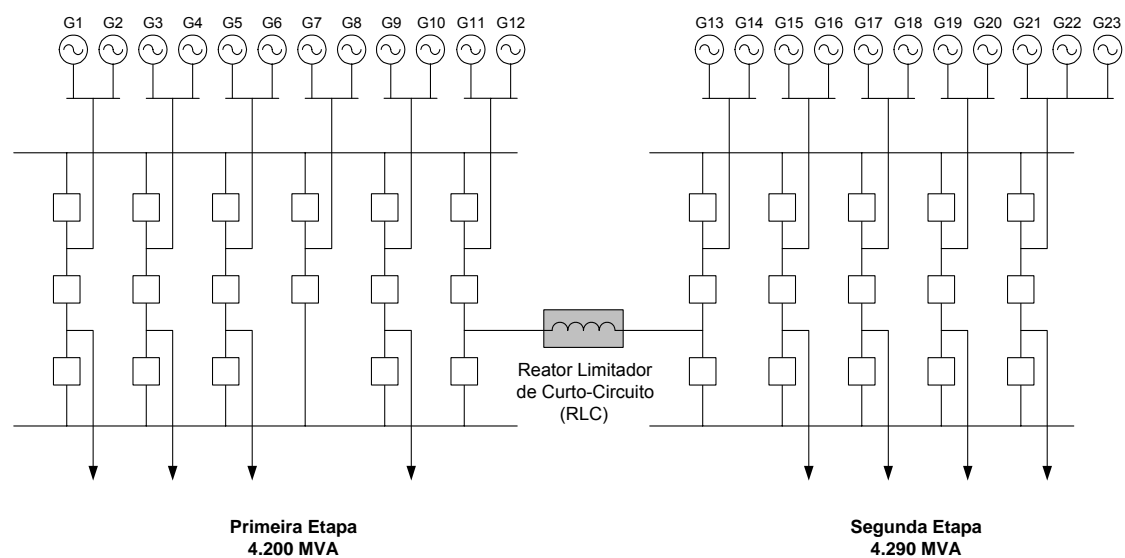


Figura 4 – Diagrama simplificado da SE Tucuruí 500 kV com a conexão do RLC

No caso dos RLCs da subestação de Tucuruí, foram utilizados capacitores de surto para reduzir a TRT nos disjuntores durante defeitos terminais. A título de ilustração, a Figura 5 mostra o esquema de instalação desses capacitores.

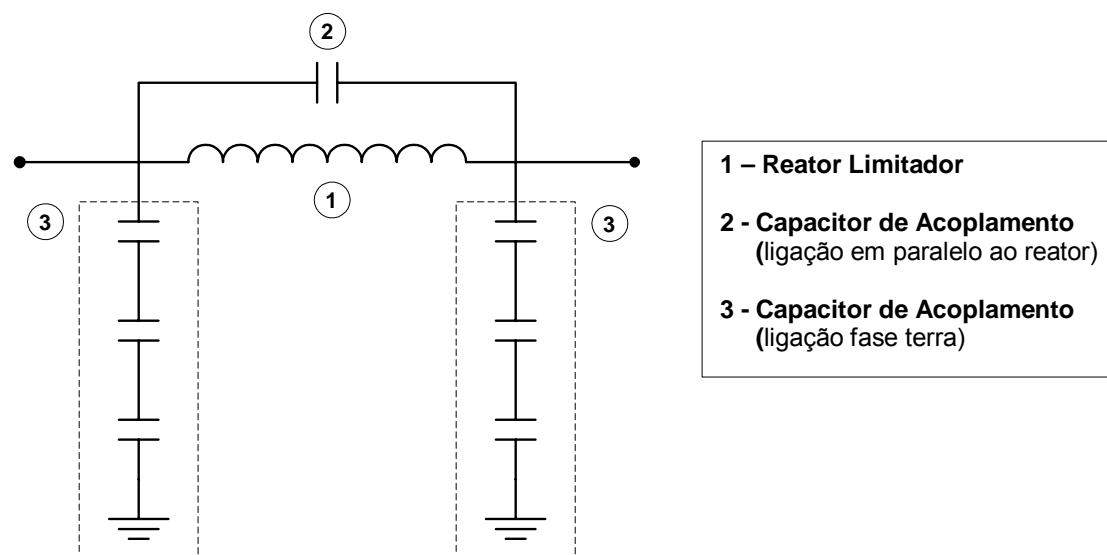


Figura 5 – Diagrama esquemático do reator limitador (RLC) e dos equipamentos associados utilizados para reduzir a TRT

3.2 Dispositivos Pirotécnicos

Os dispositivos pirotécnicos são equipamentos capazes de interromper correntes de curto-circuito elevadas, em tempos extremamente rápidos, menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo [6]. Isto se deve ao fato de que estes dispositivos possuem como elemento de interrupção da corrente de curto, cargas explosivas e elementos fusíveis. Dispositivos que possuem sistemas mecânicos de interrupção, como por exemplo, os disjuntores, não seriam capazes de interromper correntes tão elevadas em tempos tão curtos. Esta rápida interrupção pode, portanto, evitar que equipamentos sejam danificados já que a eliminação das correntes elevadas ocorreria antes mesmo da atuação dos disjuntores que já estariam superados.

Este dispositivo é amplamente utilizado desde os anos 50, mas foi somente nos anos 90 que o Brasil passou a adotar este tipo de equipamento. Atualmente, diversas empresas utilizam dispositivos pirotécnicos no Brasil, entre elas a CSN, a CENIBRA, a ARACRUZ, a ACESITA, a MANENESMANN e a CST Steel [2]. A utilização deste dispositivo nestas indústrias se deve ao fato de que as mesmas passaram a ter em suas plantas um sistema de cogeração. Desta forma, ocorreu uma elevação no nível de corrente de curto-circuito nas instalações já existentes, acarretando na superação dos equipamentos ali instalados. Para evitar a troca destes equipamentos, portanto, estas indústrias optaram pela instalação de um dispositivo limitador pirotécnico.

3.2.1 Componentes de um Dispositivo Pirotécnico

A Figura 6 e a Figura 7 apresentam, respectivamente, componentes do dispositivo pirotécnico dos fabricantes: G&W Electric² e ABB [17]. O funcionamento do dispositivo é igual para os dois fabricantes. O que pode diferenciar um dispositivo do outro (G&W e ABB) são os números de estrangulamentos do condutor principal, sob os quais cargas de explosivo são detonadas, podendo conter um ou mais estrangulamentos.

² As fotos utilizadas nesta seção foram cedidas pela G&W Electric..

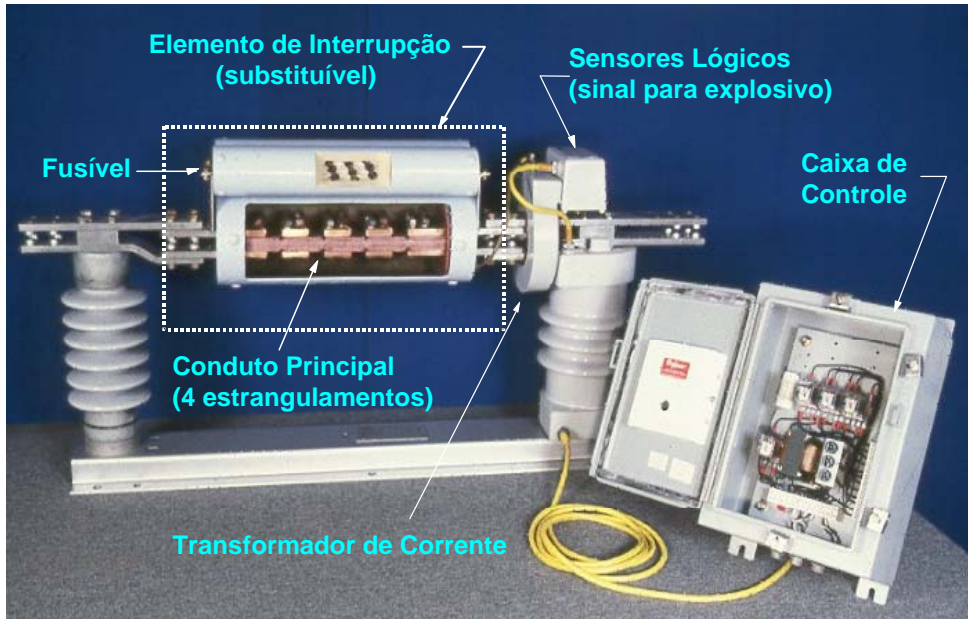
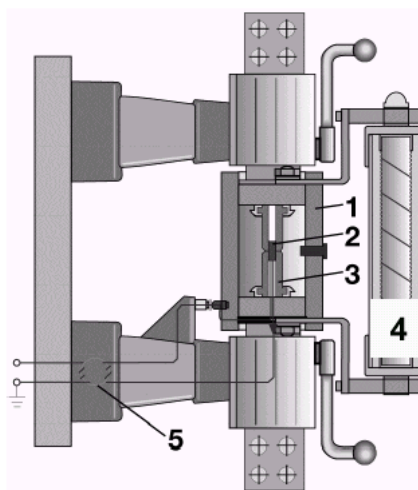


Figura 6 – Componentes do dispositivo pirotécnico da G&W Electric



1 – Cilindro Isolante

2 – Carga Explosiva

3 – Condutor Principal

4 – Fusível

5 – Transformador de Pulso

Figura 7 – Componentes do dispositivo pirotécnico da ABB

3.2.2 Funcionamento do Dispositivo Pirotécnico

Os dispositivos pirotécnicos são constituídos por duas câmaras em paralelo. Uma câmara contém um condutor de cobre que conduz a corrente de carga normal do circuito. Esse barramento pode conter um ou mais estrangulamentos, sob os quais cargas de explosivo são detonadas, por sensores alimentados por transformadores de corrente (TCs) localizados na própria barra, quando a corrente cresce bruscamente devido a ocorrência de um curto-circuito. A corrente de curto nesta câmara é então interrompida, sendo

desviada para a outra câmara paralela onde a corrente de defeito é totalmente extinguida, através do elemento fusível, em menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo (observar Figura 8) [8][9]. Esta segunda câmara é constituída por um elemento fusível com capacidade de ruptura adequada para interromper, com sucesso, as magnitudes das correntes de curto-circuito de até 210 kA.

A Figura 8 mostra que no instante da atuação do dispositivo pirotécnico, a corrente de curto-circuito alcança o valor de 36 kA. Sem nenhuma limitação a corrente de defeito chegaria a 120 kA, ultrapassando em mais de 100% a capacidade de interrupção do disjuntor que é de 56 kA.

Após a interrupção do defeito, ocorre a separação da(s) fonte(s) de alimentação do curto e o resto do sistema, até a substituição do elemento fusível e da câmara do barramento de cobre. Durante este período, há a perda de suprimento às cargas afetadas ou a separação da rede, quando o dispositivo é localizado, por exemplo, em interligações de barramentos de subestações.

Um ponto importante relacionado a este dispositivo, é que o mesmo não elimina a necessidade dos equipamentos de manobra convencionais dos circuitos, como chaves seccionadoras e disjuntores. Isto ocorre já que este dispositivo somente é acionado quando o sistema está sob risco, isto é, para correntes superiores às capacidades dos disjuntores. Pequenas correntes de curto continuam sendo interrompidas pelos disjuntores.

A Figura 9 apresenta as etapas de funcionamento do dispositivo pirotécnico, conforme descrito acima.

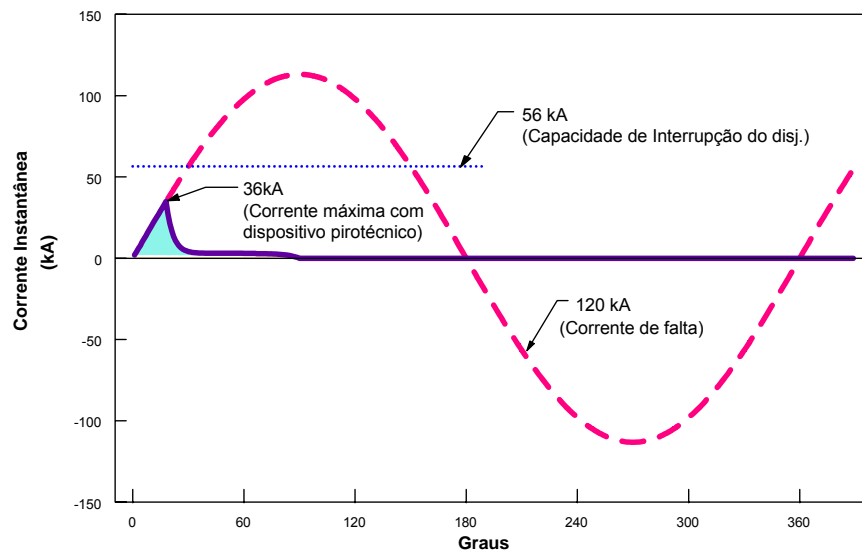


Figura 8 – Interrupção da corrente de curto através do dispositivo pirotécnico

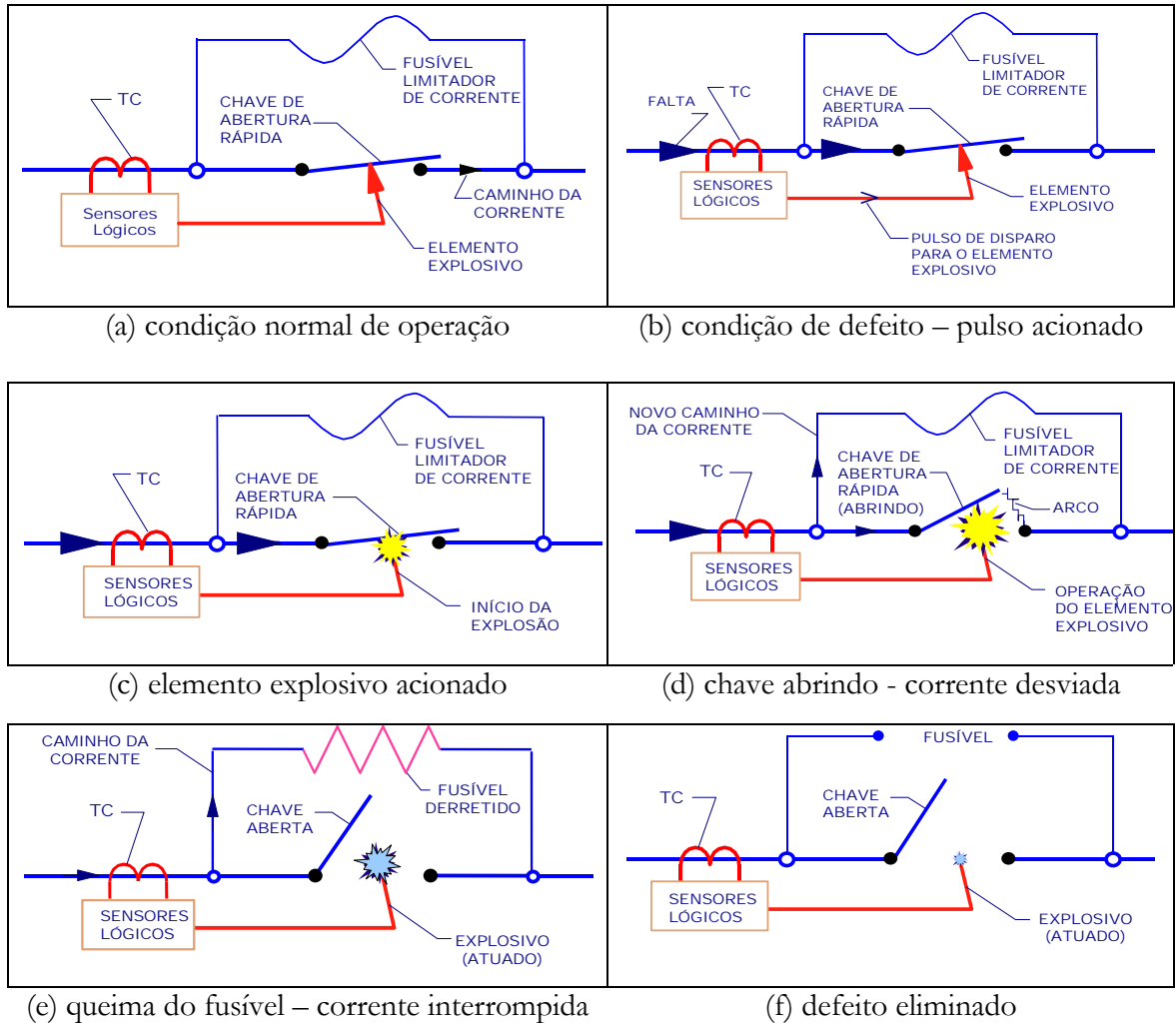


Figura 9 – Etapas de atuação do dispositivo pirotécnico

A título de ilustração, a Figura 10 apresenta a foto do barramento principal e do fusível antes e após a atuação do elemento explosivo, do dispositivo da G&W.

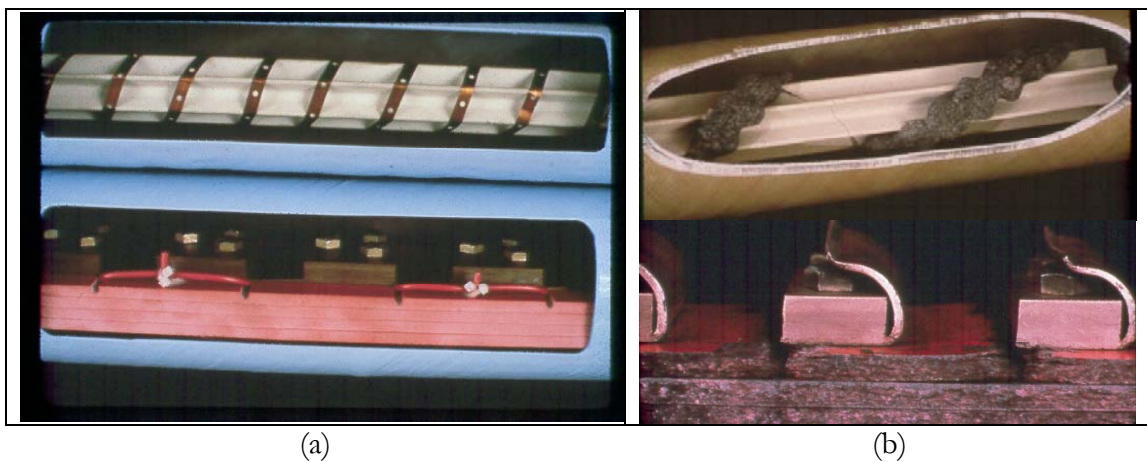


Figura 10 - Fusível e barramento principal: (a) Antes da atuação do elemento explosivo e (b) Após a atuação do elemento explosivo

3.2.3 Principais Aplicações

As principais aplicações deste dispositivo estão relacionadas com as ampliações de subestações existentes devido a entrada de novos geradores ou transformadores.

A entrada de novos geradores ocasiona uma elevação natural (contribuição das novas máquinas) do nível de curto-circuito na subestação. Como já comentado, esta elevação pode acarretar na superação de equipamentos já existentes. Para se evitar, portanto, a troca completa das instalações desta subestação, pode-se instalar o dispositivo pirotécnico evitando assim a contribuição desta nova fonte geradora na hora do defeito. Uma desvantagem desta solução está na necessidade de se retirar toda a geração, após a interrupção do defeito, até a substituição do elemento fusível e da câmara do barramento de cobre.

Para minimizar este efeito, pode-se utilizar o dispositivo pirotécnico em paralelo com reatores limitadores de curto-circuito, conforme mostra a Figura 11 [7]. Neste caso, durante a ocorrência de um defeito, a atuação do dispositivo pirotécnico faz com que o reator seja inserido no circuito, reduzindo o valor da corrente de curto-circuito dentro dos limites de interrupção do disjuntor do circuito onde ocorreu a falta. A Figura 12 ilustra a corrente de defeito no momento da atuação do pirotécnico e após a entrada do reator limitador de curto-circuito. Conforme pode-se observar, o dispositivo pirotécnico atua quando a corrente de defeito vale 19,7 kA (menos de $\frac{1}{4}$ de ciclo). Logo após, o

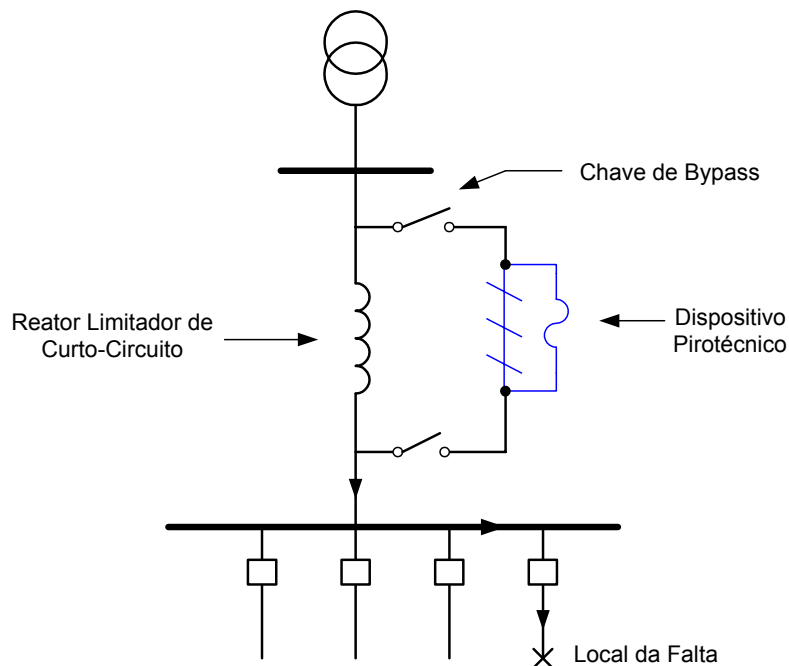


Figura 11 – Aplicação de um dispositivo pirotécnico para inserção rápida de um RLC

reator é inserido reduzindo a corrente de curto-circuito para um valor máximo de 39,9 kA. Nesta condição, o disjuntor que apresenta capacidade de interrupção de 56 kA poderia atuar sem maiores problemas. De acordo com a figura, a corrente de defeito sem nenhuma limitação alcançaria o valor de 85 kA. Neste caso, o disjuntor de 56 kA estaria superado, isto é, o valor da corrente de curto-circuito seria superior a capacidade de interrupção do disjuntor.

Após a eliminação do defeito pelo disjuntor, o sistema irá operar com o reator até que se realize a substituição do elemento fusível e da câmara do barramento de cobre.

Este tipo de instalação tem a vantagem de evitar a separação de fontes de geração e cargas por um período longo já que a atuação do disjuntor é bem mais rápida do que a substituição dos elementos do dispositivo pirotécnico.

Outra grande vantagem deste tipo de instalação seria a de evitar as perdas no reator e as quedas de tensão entre seus terminais em regime normal de operação. Com este tipo de arranjo, o reator estaria curto-circuitado pelo dispositivo pirotécnico.

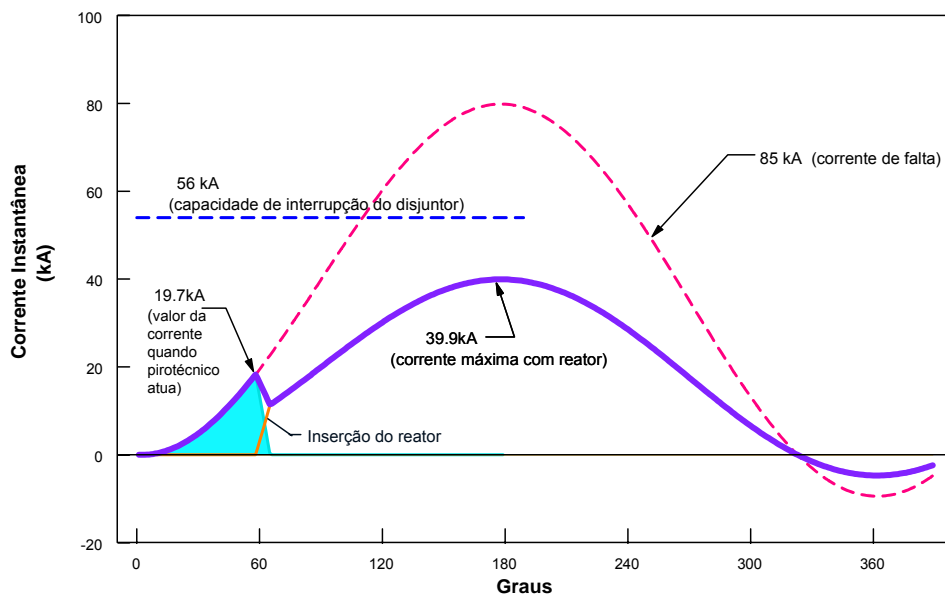


Figura 12– Corrente de defeito com a atuação do dispositivo pirotécnico e do reator

3.2.4 Características Elétricas

Conforme mencionado anteriormente, existem atualmente dois fabricantes deste equipamento: a ABB e a G&W. Em ambos os casos, são encontradas limitações tecnológicas no que se diz respeito, principalmente, aos níveis de tensões disponíveis.

Para estes dois fabricantes, a tensão nominal máxima comercialmente disponível, é de 40 kV, impedindo sua aplicação em tensões maiores que esta.

Também para ambos os fabricantes, a capacidade máxima de condução de correntes de carga vai até 5000 A. Já em relação a capacidade de interrupção de correntes de defeito, o equipamento fabricado pela ABB alcança até 210 kA para as tensões nominais de 12 a 17,5 kV e 140 kA para as tensões nominais de 24, 36 e 40 kV . Já o equipamento produzido pela G&W alcança correntes de falta de até 120 kA para tensões nominais de 2,8 kV a 40 kV [2].

Em relação a experiência de uso deste dispositivo, tanto a G&W como a ABB possuem instalações em diversos países, sendo comprovada a eficiência deste equipamento.

Ambos os fabricantes, possuem instalações ao tempo ou blindadas. A Figura 13 apresenta uma foto do dispositivo fabricado pela G&W, para cada uma destas instalações.

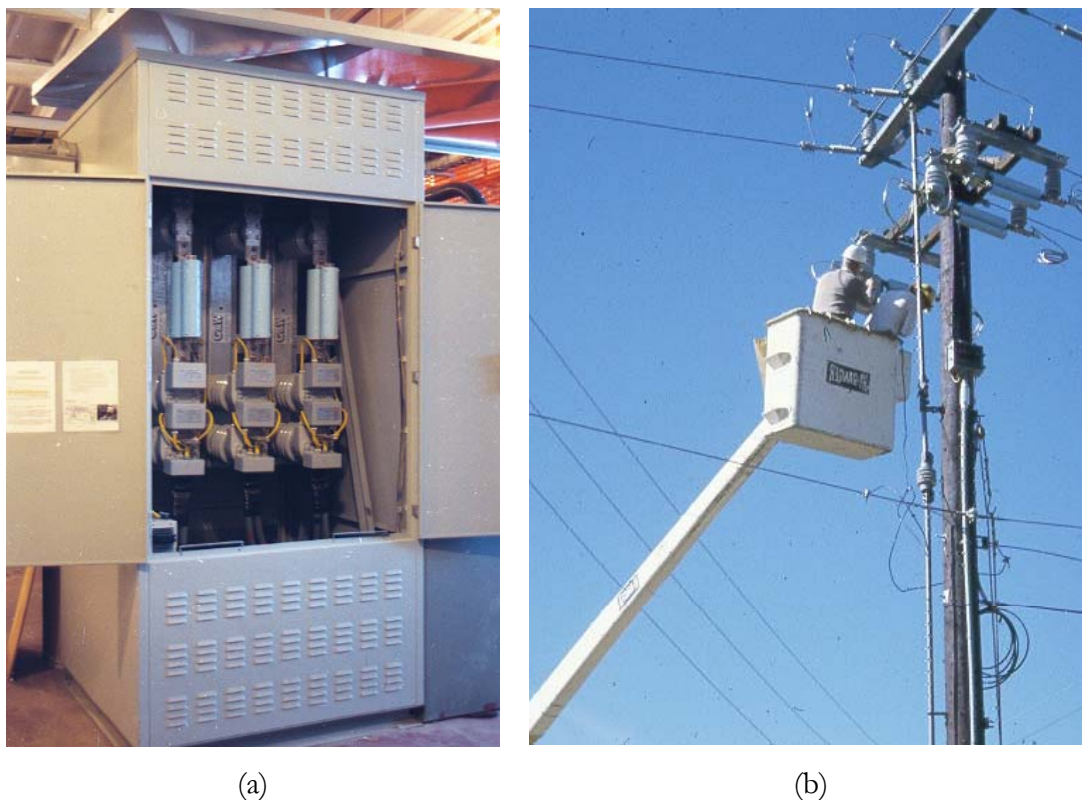


Figura 13 – Tipos de instalações do dispositivo pirotécnico: (a) Blindada; (b) Ao tempo

3.3 Supercondutores

Nas seções seguintes são abordados aspectos relativos à evolução dos supercondutores e sua aplicação à limitação de correntes de curto-circuito. Além disso, são apresentados também os principais tipos de dispositivos limitadores baseados em supercondutores.

3.3.1 Evolução dos Supercondutores

Os supercondutores passaram a ser pesquisados, intensivamente, a partir de 1986 para diversas aplicações em sistemas de potência. A tecnologia dos supercondutores evoluiu rapidamente a partir da descoberta da supercondutividade para as altas temperaturas.

Até 1986 atingia-se a temperatura de 4 K resfriando-se hélio líquido. Entretanto, este processo apresentava uma série de problemas em função da alta complexidade e alto custo do sistema de resfriamento. Em 1986, foi obtida a supercondutividade a “altas temperaturas” (77 K) quando passou-se a utilizar o nitrogênio líquido. O uso do nitrogênio requer instalações mais simples do que aquelas exigidas quando do uso do hélio, uma vez que o processo de resfriamento do nitrogênio pode ser realizado a pressão atmosférica. A partir daí então, ocorreu um grande progresso no desenvolvimento de aplicações utilizando os supercondutores (HTS – *High Temperature Superconductors*) nos sistemas de potência, incluindo geradores, motores, transformadores, cabos, sistemas de armazenamento de energia e limitadores de corrente de curto-circuito [10][12].

Somente dez anos após obtida a supercondutividade a altas temperaturas, em 1996, o primeiro supercondutor limitador de curto-circuito (SLCC) foi instalado, na Suíça, em uma planta industrial de 10,5 kV com uma potência instalada de 1,2 MVA [11].

Vários protótipos de SLCC já foram estudados e demonstraram que os mesmos vêm sendo apontados como uma nova tecnologia para limitar correntes de curto-circuito [11][13]. Os benefícios técnicos também vêm sendo confirmados através dos resultados de vários testes e demonstrados através de simulações detalhadas, em diferentes aplicações o que deixa claro a possibilidade de consolidação desta tecnologia para os próximos anos. Estima-se que o horizonte para a aplicação real desta tecnologia em alta tensão seria 2020.

3.3.2 Tipos e Funcionamento do SLCC

Existem basicamente, três tipos de SLCC: resistivo, indutivo e tipo ponte. As características e o funcionamento dos mesmos são descritos a seguir.

3.3.2.1 Tipo Resistivo

O DLCC supercondutor resistivo trabalha com temperaturas em torno de 77 K (temperatura do nitrogênio líquido), sendo montado diretamente em série com o circuito a ser protegido.

Como o supercondutor resistivo (fita) está imerso no nitrogênio líquido (Figura 14) [10][15], é importante que o mesmo esteja bem protegido do meio exterior para não haver troca de calor.

Seu princípio de funcionamento se baseia na variação rápida da resistência do cabo com a violação de um dos parâmetros que determinam a região de supercondutividade (temperatura, densidade de corrente e campo elétrico).

Em regime normal de operação, como a resistência da fita está na região de supercondutividade, a mesma passa a ser “invisível” para o sistema (impedância nula). Quando, por exemplo, ocorre um curto-circuito, a densidade de corrente aumenta. Caso a densidade de corrente ultrapasse um valor crítico, a temperatura aumentará, fazendo com que o material saia da região de supercondutividade e com isso, uma resistência seja rapidamente inserida no sistema reduzindo de forma considerável e rápida, a corrente de defeito.

Se o DLCC supercondutor estiver conectado ao circuito sob defeito, a temperatura no material aumentará com o acréscimo da corrente de curto-circuito,

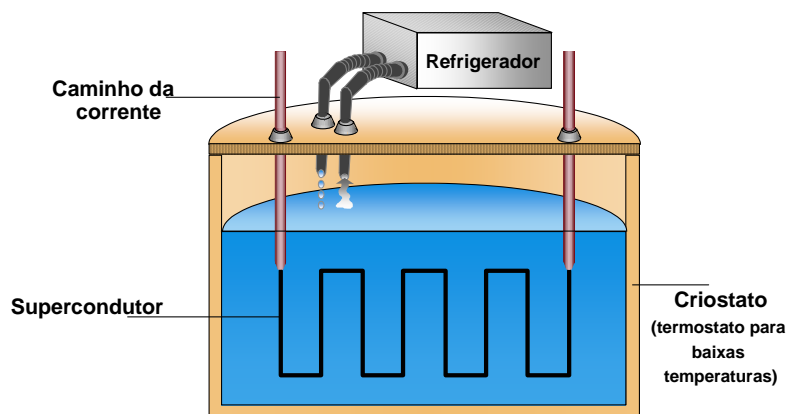


Figura 14 – SLCC tipo resistivo

fazendo com que essa corrente seja limitada antes que seu primeiro valor de pico seja alcançado. Segundo [15][16], tempos inferiores a 1 ms podem ser alcançados entre a ocorrência do curto-circuito e sua limitação.

É importante destacar que o dispositivo responsável pela eliminação do defeito continua sendo o disjuntor. O DLCC supercondutor é responsável apenas pela redução do valor da corrente de curto a níveis que os equipamentos existentes possam atuar.

Para prevenir o aquecimento excessivo do dispositivo e evitar que o tempo necessário para seu resfriamento seja longo, a corrente de curto-circuito é conduzida durante somente alguns poucos ciclos. Em seguida, o DLCC supercondutor é desconectado por dispositivos de manobra ligados em série. Após o resfriamento, o equipamento volta a ser inserido à temperatura normal de operação, no seu estado de supercondutividade original [17].

3.3.2.2 Tipo Indutivo ou Núcleo de Ferro Blindado

O DLCC supercondutor núcleo de ferro blindado (*shielded-core*), que é basicamente um pequeno transformador, também é conhecido como tipo indutivo e representa o outro tipo de SLCC. Ao contrário do tipo resistivo, o supercondutor tipo indutivo é acoplado magneticamente com o circuito a ser protegido. O enrolamento primário possui condutividade normal e consiste de várias espiras de forma análoga a um enrolamento convencional. Já o enrolamento secundário é o supercondutor e consiste, na maioria das vezes, numa única espira que é um invólucro cilíndrico[15][16].

Durante a operação normal, o campo magnético do enrolamento primário é impedido pelo supercondutor de circular pelo núcleo de ferro. Se a corrente crescer acima de um valor determinado, o campo magnético crítico do supercondutor será excedido e penetrará no núcleo de ferro, resultando numa impedância elevada que limitará a corrente de curto-circuito.

De forma similar ao supercondutor tipo resistivo, a limitação da corrente de curto do SLCC indutivo pode ser ajustada variando-se o campo elétrico durante o defeito. Os parâmetros decisivos na construção do SLCC indutivo são: o número de espiras do enrolamento primário e a altura, o diâmetro e a espessura da parede do tubo supercondutor (Figura 15) [15].

O DLCC supercondutor indutivo também necessita da interrupção da corrente após sua limitação, para o resfriamento, e de um período de restabelecimento do seu estado de supercondutividade original.

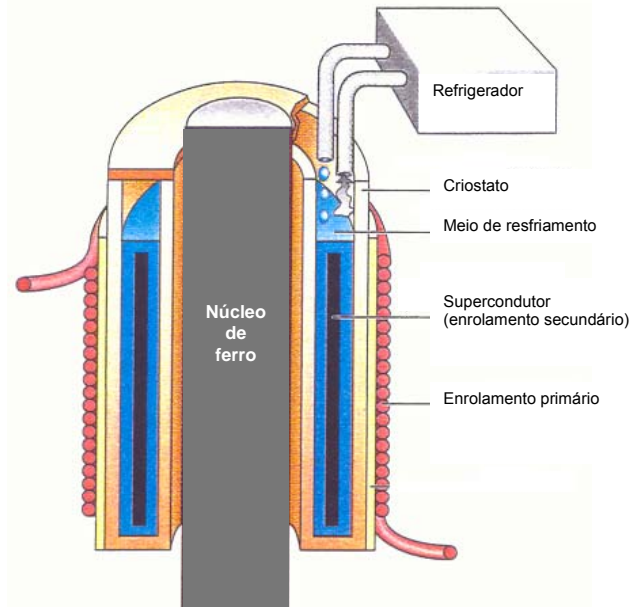


Figura 15 – Componentes do SLCC tipo indutivo

3.3.2.3 Tipo Ponte

O SLCC tipo ponte utiliza diodos (ou tiristores) conectados a um enrolamento supercondutor através da indutância limitante L , conforme ilustra a Figura 16 [18][19]. Em condições normais de operação, há circulação de corrente nos quatro diodos e a corrente que circula no indutor é praticamente constante, com valor igual ao valor de pico da corrente de carga. Embora o circuito possa operar sem a fonte CC, esta é desejável para elevar o nível de corrente no indutor e fazer com que a condução pelos diodos seja sempre mantida. Como a corrente no indutor é praticamente constante, este torna-se “invisível” ao sistema em regime permanente, exceto pelas perdas nos diodos.

Durante um eventual curto-circuito, a corrente aumenta com uma constante de tempo igual a L/R , onde R é soma das resistências da fonte, dos diodos e do próprio indutor. Com um pequeno valor de R , a constante de tempo L/R assume valores da ordem de alguns segundos. Assim, com um disjuntor de atuação rápida, a corrente interrompida fica semelhante à corrente de carga.

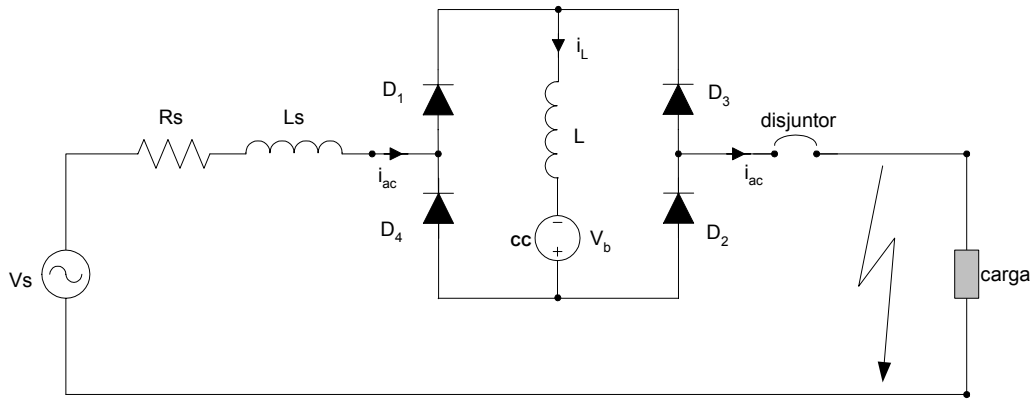


Figura 16 – SLCC tipo ponte

3.3.3 Principais Aplicações do SLCC

Os SLCCs possuem diferentes aplicações, destacando-se:

- **Interligação entre dois sistemas:** Para evitar a contribuição de corrente de curto-circuito entre os sistemas a serem interconectados, pode-se instalar um supercondutor limitador entre estes sistemas. Desta forma, no caso de um curto-circuito, a contribuição de cada sistema fica reduzida no momento em que o supercondutor limitador é inserido. O esquema desta aplicação pode ser visto na Figura 17.

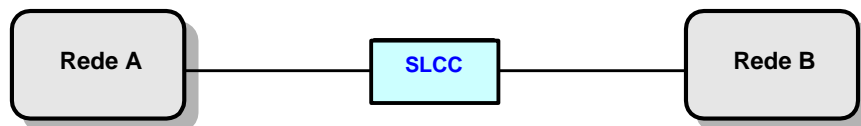


Figura 17 – Separação de dois sistemas através do supercondutor limitador

- **Seccionamento de barramentos:** No caso de subestações com valores de curto superando os níveis de suportabilidade dos equipamentos de manobra (disjuntores), pode-se utilizar os supercondutores para seccionar o barramento desta subestação.
- **Em série com linhas de transmissão:** Estes dispositivos também podem ser instalados, assim como os reatores, em série com os circuitos alimentadores ou ramais de saída.

- **Inclusão de novos geradores em sistemas já existentes:** A entrada de novas fontes de geração pode aumentar, consideravelmente, o nível de curto-circuito nas subestações próximas a elas. Portanto, para se evitar a superação dos equipamentos em sistemas já existentes, pode-se instalar supercondutores no ramal destes geradores. O esquema desta aplicação pode ser visto na Figura 18.

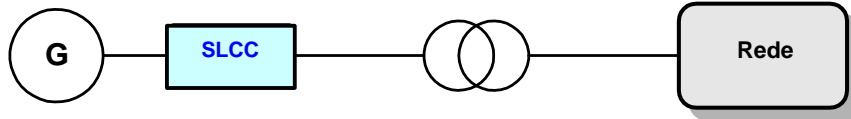


Figura 18 – Supercondutor limitador nas novas fontes geradoras

3.4 Elos de Corrente Contínua

Com relação aos elos de corrente contínua, pode-se destacar o HVDC convencional (baseados em conversores de fonte de corrente) e o HVDC baseados em conversores de fonte de tensão, ambos brevemente comentados a seguir.

3.4.1 HVDC Convencional

Como os sistemas de corrente contínua não contribuem para o aumento dos níveis de curto-circuito, esta tecnologia pode ser utilizada para a interligação de sistemas ou subsistemas elétricos, ou para novas conexões aos sistemas existentes, evitando que as contribuições de um sistema possam influir na superação das instalações dos demais. No entanto, por ser um dispositivo de custo muito elevado e de estudos de viabilidade bastante complexos, a utilização do mesmo só seria viável se fossem agregadas à sua utilização outras finalidades além da redução dos níveis de curto-circuito.

3.4.2 HVDC (baseado em conversores fonte de tensão)

Esta nova tecnologia de HVDC é um dos mais recentes desenvolvimentos na área de corrente contínua. Ao contrário do HVDC convencional, que é baseado em conversores de fonte de corrente e tiristores, o novo HVDC é baseado em conversores fonte de

tensão (VSC – *voltage source converter*) e chaves semicondutoras autocomutadas (por exemplo: IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistors*, GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*, GCT ou IGCT – *Integrated Gate-Commutated Thyristor*, etc.). Este tipo de conversor tem a grande vantagem do controle independente da potência ativa e reativa.

Outra vantagem deste dispositivo, no caso de transmissão (back-to-back não precisa de cabo), é a utilização de cabos especiais entre as conversoras. Por serem cabos que possuem um isolamento de polímero extrudado, tornam-se mais finos do que os utilizados em cabos CA de mesma tensão. Desta forma, obtém-se cabos com maior capacidade de transmissão resultando em instalações mais compactas.

As principais aplicações do novo HVDC são:

- Conexão de pequenas gerações em redes básicas (cogeração e produtores independentes);
- Alimentação de pequenas cargas pela rede básica;
- Alimentação de centros urbanos e balanço de fluxo de carga entre os circuitos alimentadores;
- Conexão de redes assíncronas;
- Controle de fluxo de carga;
- Limitação de níveis de curto-circuito;
- Melhoria da estabilidade de redes interligadas.

No entanto, assim como o HVDC convencional, este dispositivo também apresenta um custo muito elevado e sua utilização só é viável caso sejam agregadas outras finalidades além da redução dos níveis de corrente de curto-circuito.

3.5 Dispositivos com Tecnologia FACTS

Nesta seção serão apresentadas algumas características dos principais dispositivos derivados da tecnologia FACTS, bem como sua aplicação na limitação de correntes de curto-circuito.

3.5.1 Características Básicas

Com o desenvolvimento do tiristor de alta potência na década de 60, deu-se início a um processo de transformação dos sistemas elétricos. Tais sistemas, originalmente com características predominantemente eletromecânicas, passaram a apresentar características eletroeletrônicas, aumentando seu grau de flexibilidade e controlabilidade. Todavia, atualmente observa-se que os controladores dos sistemas CA ainda são, em sua maioria, baseados em sistemas mecânicos ou eletromecânicos, e, portanto, lentos. Isto vem impedindo que os sistemas CA apresentem um maior grau de flexibilidade.

Desta forma, a concepção básica da tecnologia FACTS está em se desenvolver e utilizar equipamentos que tornem os sistemas de transmissão CA mais flexíveis e conseqüentemente com respostas mais rápidas, através do uso da eletrônica de potência.

3.5.2 Principais Dispositivos FACTS

Os equipamentos com tecnologia FACTS podem ser divididos basicamente em três categorias básicas: os equipamentos *shunt* (em derivação), os equipamentos série e os controladores que combinam equipamentos série e *shunt* simultaneamente. Abaixo são citados alguns destes dispositivos.

- Compensadores estáticos – SVC (*Static Var Compensator*);
- Reator controlado por tiristor – TCR (*Thyristor Controlled Reactor*);
- Capacitor chaveado por tiristor – TSC (*Thyristor Switched Capacitor*);
- Capacitor série chaveado por tiristor – TSSC (*Thyristor Series Switched Capacitor*);
- Capacitor série controlado por tiristor – TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*);
- Transformador defasador – PST (*Phase Shift Transformer*);

- Compensador síncrono estático – STATCOM (*Static Synchronous Compensator*);
- Compensador síncrono estático série – SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*);
- Controlador universal de fluxo de potência – UPFC (*Unified Power Flow Controller*);
- Controlador de fluxo de potência da rede – GPFC (*Grid Power Flow Controller*);

Os dispositivos acima citados utilizam não só tiristores, trabalhando com comutação natural como também dispositivos auto-comutados, com capacidade de corte, operando com comutação forçada (como o GTO - *Gate Turn-Off Thyristor*, GCT ou IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*) e o IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistors*).

3.5.3 Aplicações dos Dispositivos FACTS

As principais aplicações destes equipamentos são:

- Controle do fluxo de potência ativo e reativo;
- Amortecimento de oscilações eletromecânicas;
- Aumento da capacidade de transmissão;
- Limitação das correntes de curto-circuito.

Hoje, a tecnologia FACTS é uma realidade. Envolve um conjunto de controladores dentre os quais deve-se escolher aquele que melhor se encaixa em cada aplicação específica. Dentro deste contexto e considerando os dispositivos citados na Seção 3.5.2, pode-se dizer que o TCSC é o controlador FACTS mais promissor para aplicações em limitações de corrente de curto-circuito. O TCSC já é utilizado para o controle de fluxo de potência, amortecimento de oscilações de potência e podem ser utilizados como limitadores de corrente de curto-circuito [21].

A Figura 19 apresenta o esquema básico do TCSC. Conforme pode ser observado, o circuito de potência do TCSC é composto de um banco de capacitor série em paralelo com um reator controlado por tiristores (RCT) e um pára-raios (MOV – *Metal Oxide Varistor*) para proteção do capacitor.

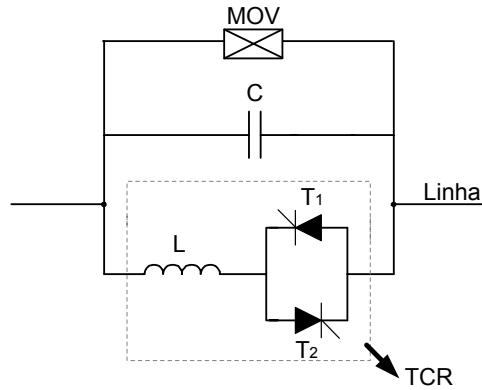


Figura 19 – Diagrama esquemático do TCSC

A combinação do capacitor série convencional com os reatores controlados por tiristores (RCT) permite o controle contínuo da impedância deste dispositivo. A habilidade do TCSC de ajustar rapidamente sua impedância de um ponto da região capacitiva para um ponto na região indutiva (condução plena dos tiristores) pode ser usado para limitar as correntes de defeito [20].

Para desempenhar as funções de limitador de corrente de curto-circuito, o TCSC tem que ser dimensionado para suportar as correntes de defeito e apresentar uma alta impedância indutiva. Como consequência, torna-se necessário modificar algumas características do TCSC, tais como os valores nominais dos componentes deste equipamento, principalmente o pára-raios (MOV – *Metal Oxid Varistor*) e a frequência natural de ressonância do circuito LC. A Figura 20 apresenta o esquema básico do TCSC para limitar correntes de curto-circuito, que pode ser simplificado retirando-se o MOV e deixando que os próprios tiristores protejam o capacitor série das sobretensões advindas,

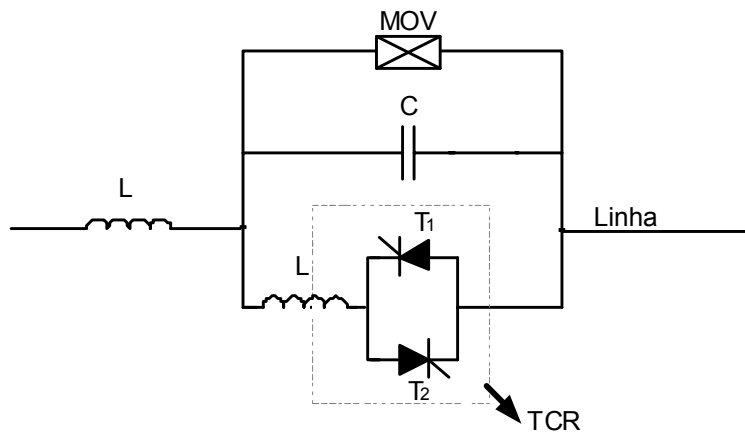


Figura 20 – Diagrama esquemático do TCSC para limitar curto-circuito

por exemplo, de curtos-circuitos.

Devido ao seu alto custo, a utilização deste dispositivo só tem vantagens se agregar um outro benefício para o sistema, além da limitação das correntes de curto-circuito. No Brasil, estão sendo utilizados quatro TCSC para o amortecimento de oscilações de potência nas interligações Norte-Sul I e II, instalados nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa 500 kV. Vale citar que o TCSC de Imperatriz pode ainda exercer a função de limitação de corrente de curto-circuito, caso necessário.

Além do TCSC podemos destacar uma nova tecnologia para limitar as correntes de curto-circuito [22]. Este novo dispositivo é baseado na tecnologia FACTS, combinando um TPSC (*Thyristor Protected Series Compensation*), com um reator externo série. A Figura 21 apresenta um diagrama simplificado deste dispositivo. Segundo [22], em regime permanente, este dispositivo opera com uma impedância nula (circuito LC ressonante). Na ocorrência de um defeito, o capacitor é retirado do circuito através da chave semi-condutora. Desta forma, a impedância equivalente do dispositivo é aumentada, limitando a corrente de curto-circuito.

Ainda de acordo com [22], o TPSC, utilizado no dispositivo limitador, apresenta a tecnologia de disparo dos tiristores por luz (tecnologia LTT – *Light-Triggered Thyristor*) e um sistema de resfriamento das válvulas através de dissipadores de calor (*special heat-sink*), dando a este dispositivo uma maior capacidade de atuação.

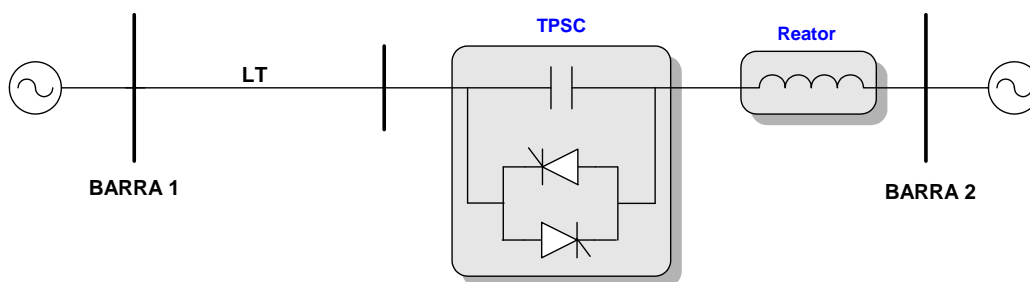


Figura 21 – Diagrama esquemático do dispositivo limitador baseado no TPSC

3.6 Disjuntores Eletrônicos de Abertura Rápida

Os disjuntores convencionais passaram a ser considerados lentos frente as chaves semicondutoras de eletrônica de potência. Hoje, através de novos meios de extinção, alguns fabricantes já desenvolveram disjuntores convencionais com tempo de abertura de 1,5 ciclo (antigamente chegava-se a 3 ou até 4 ciclos).

Os disjuntores rápidos, contendo chaves eletrônicas (por exemplo, tiristores), têm sua velocidade de resposta aumentada em relação à atual, atuando em, no máximo, 0,5 ciclo. Porém, vale ressaltar que a utilização das chaves de estado sólido provocam perdas em regime permanente maiores que as dos disjuntores convencionais.

A idéia da utilização dos disjuntores rápidos como limitadores de corrente de curto-circuito, seria a abertura dos mesmos antes da atuação dos disjuntores superados (convencionais). No momento do defeito, os disjuntores rápidos atuariam, ou seccionando um barramento ou abrindo uma linha, reduzindo o nível de curto total e permitindo desta forma, a operação adequada dos disjuntores convencionais existentes. Este tipo de aplicação só seria viável, portanto, se os disjuntores de abertura rápida, atuassem em um tempo mais curto do que os disjuntores convencionais, o que seria possível no caso da utilização de chaves eletrônicas.

3.7 IPC

Nesta seção são apresentadas as características topológicas, aplicações, alguns arranjos e os principais tipos de IPCs. Serão realizadas abordagens mais detalhadas aos IPCs que apresentam a função de limitar correntes de curto-circuito. Este tipo de dispositivo é denominado de TLCC (Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito).

3.7.1 Características Básicas

A recente tecnologia IPC (*Interphase Power Controllers*), desenvolvida pela ABB em conjunto com a Hydro Quebec – CITEQ, pode ser considerada como uma solução promissora para limitar as correntes de curto-circuito em situações de superação de subestações transformadoras, principalmente em regiões urbanas com problemas de

espaço físico. Arranjos em transformadores existentes podem reduzir a necessidade de espaços na subestação. Este tipo de arranjo será abordado com maiores detalhes na Seção 3.7.4.

Os IPCs utilizam equipamentos convencionais, como capacitores, indutores e transformadores defasadores. Dependendo da aplicação que se queira deste dispositivo, módulos de eletrônica de potência também podem ser acrescentados aos IPCs.

A tecnologia IPC compreende uma família de dispositivos que apresentam basicamente duas características topológicas simples: são conectados entre duas barras e possuem, pelo menos, dois ramos paralelos. Um dos ramos contém uma reatância indutiva e o outro uma reatância capacitiva, podendo cada qual estar em série com um elemento defasador. Esse defasamento pode ser obtido através da utilização de:

- Transformadores defasadores;
- Conexões de transformadores convencionais (defasamentos fixos);
- Conexões entre fases diferentes de dois sistemas síncronos.

Sendo assim, de forma geral, todos os IPCs podem ser representados através de um circuito equivalente genérico representado na Figura 22 [23].

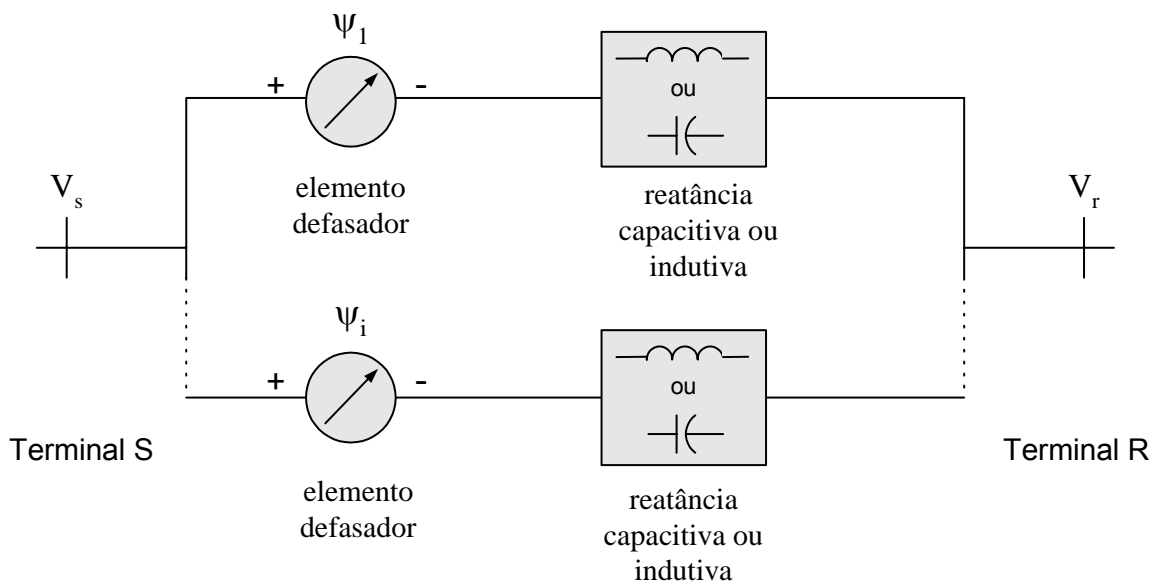


Figura 22 – Circuito equivalente do IPC com n ramos

Como exemplo, a Figura 23 apresenta o diagrama unifilar de um IPC com um arranjo contendo dois elementos defasadores. Um deles em série com um capacitor e outro em série com um indutor [23].

O IPC da Figura 23 é designado como IPC 240, em virtude das susceptâncias B_1

e B_2 estarem respectivamente ligadas aos terminais associados às tensões V_{sC} e V_{sB} , as quais estão defasadas de um ângulo de 240° . Observa-se ainda que no IPC 240 a fase A do terminal R do IPC, designada pela tensão de fase V_{rA} , está ligada às fases B e C do terminal S do IPC, designadas pelas tensões de fase V_{sB} e V_{sC} , através respectivamente, das susceptâncias indutiva B_1 e capacitiva B_2 . Os outros quatro braços do arranjo trifásico são transpostos com as outras 2 fases do lado receptor.

Ainda de acordo com a Figura 23, cada fase do terminal R do IPC é ligada a duas outras fases do terminal S, de tal forma a ficarem defasadas de 120° entre si. Da mesma forma, cada fase do terminal S é ligada a duas outras fases do terminal R, de tal forma a ficarem defasadas de 120° entre si. É importante notar que uma fase do terminal S ou R, é ligada a duas outras fases do terminal R ou S, respectivamente, sendo uma ligação feita através de uma susceptância indutiva, e a outra, através de uma susceptância capacitiva.

No IPC da Figura 23, o controle das potências ativa e reativa, representadas respectivamente por P_r e Q_r , é realizado impondo-se um módulo e ângulo à corrente de linha I_{rA} , referente à tensão V_{rA} . Isto é feito através do controle das correntes I_{B1} e I_{B2} , variando-se as susceptâncias B_1 e B_2 . O diagrama fasorial da Figura 23 ilustra este conceito considerando um fator de potência unitário.

3.7.2 Aplicações do IPC

Segundo [23], as principais aplicações do IPC são:

- Interligações de redes assíncronas;
- Interligação de subsistemas síncronos;
- Aumento da capacidade de transformação sem elevar os níveis de corrente de curto-circuito;
- Controle do fluxo de potência em linhas de transmissão.

Para cada uma destas quatro aplicações, existe um tipo de arranjo específico do IPC, que deriva do arranjo genérico apresentado na Figura 22. Estes arranjos também são diferenciados quando aplicados em redes síncronas (IPCs síncronos) e em redes assíncronas (IPCs assíncronos). De acordo com [23] existem nove topologias diferentes para o IPC. A nível de ilustração, a Seção 3.7.3 irá apresentar algumas dessas topologias.

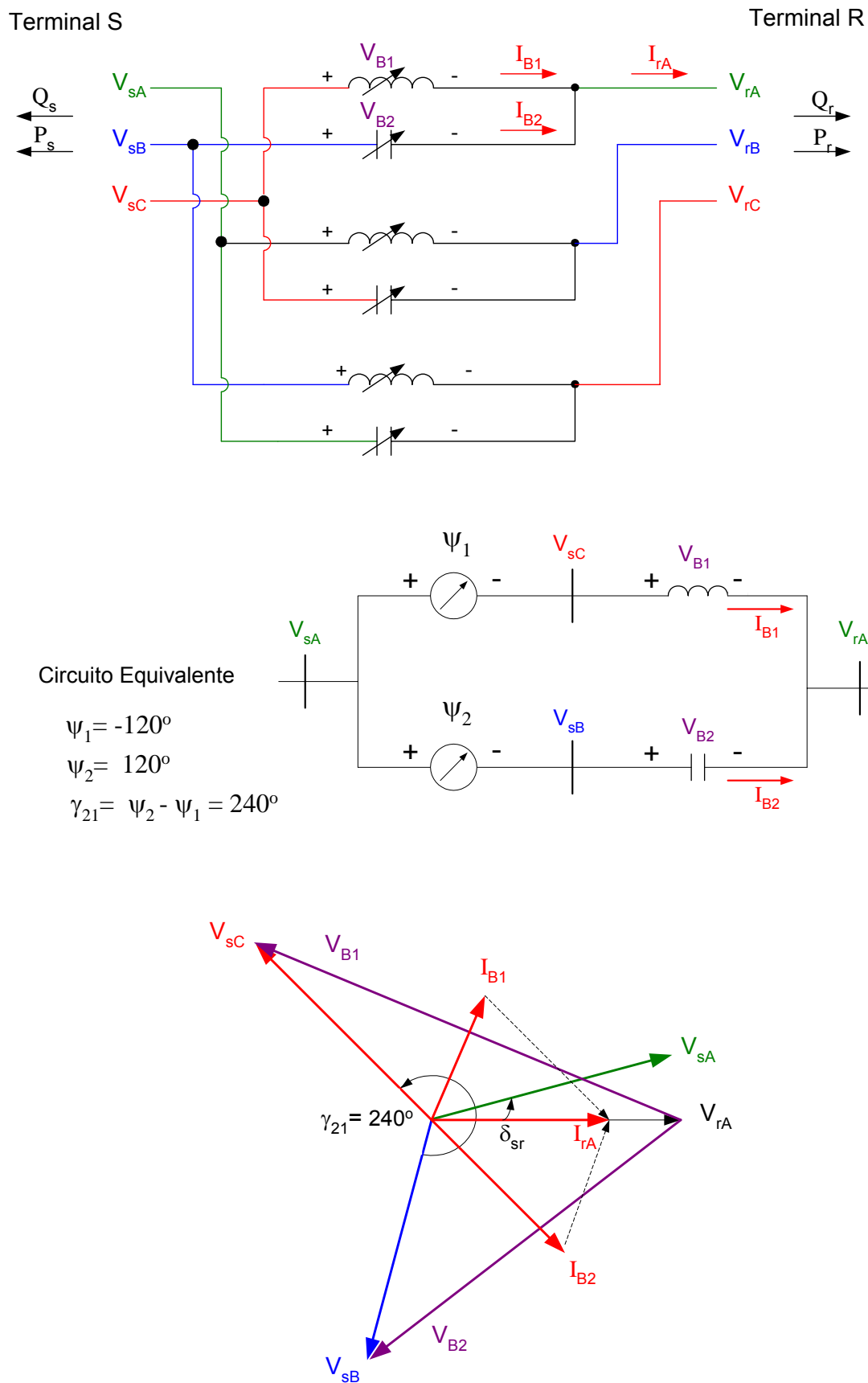


Figura 23 – Configuração básica do IPC 240

Dependendo da aplicação, os IPCs síncronos são designados pelos seguintes termos:

- ***Interligador de Desacoplamento*** (ID): utilizados para o desacoplamento de redes em interligações, evitando os problemas de oscilação, de flutuações excessivas de tensões e de elevação dos níveis de curto-circuito.
- ***Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito*** (TLCC): utilizados para o desacoplamento de redes quando existem outros transformadores convencionais em paralelo. Estes IPC permitem o aumento da capacidade de transformação de uma subestação sem elevar os níveis de curto-circuito em ambas as redes.
- ***Transformador Defasador Assistido*** (TDA): a mais simples aplicação do IPC em transmissão é o transformador defasador (*Phase Shifting Transformer* – PST) em paralelo com uma reatância. Conhecidos como transformadores defasadores assistidos (TDA), estes dispositivos podem ser usados para aumentar a capacidade de transferência de PSTs existentes ou para implementar um equivalente PST de maior capacidade por um custo mais baixo.

A Figura 24 aponta algumas diferenças entre os IDs, TLCCs e os TDAs, no tocante à natureza de cada ramo. Conforme mostra a figura, os três dispositivos necessitam de elementos defasadores. No entanto, apenas os dispositivos IDs e TLCCs utilizam indutores e capacitores. Os TDAs precisam apenas de um ou outro elemento reativo.

Os IDs e TLCCs são chamados de dispositivos sintonizados, uma vez que seus elementos reativos (indutor e capacitor) formam um circuito paralelo ressonante, sintonizado na frequência da rede [23].

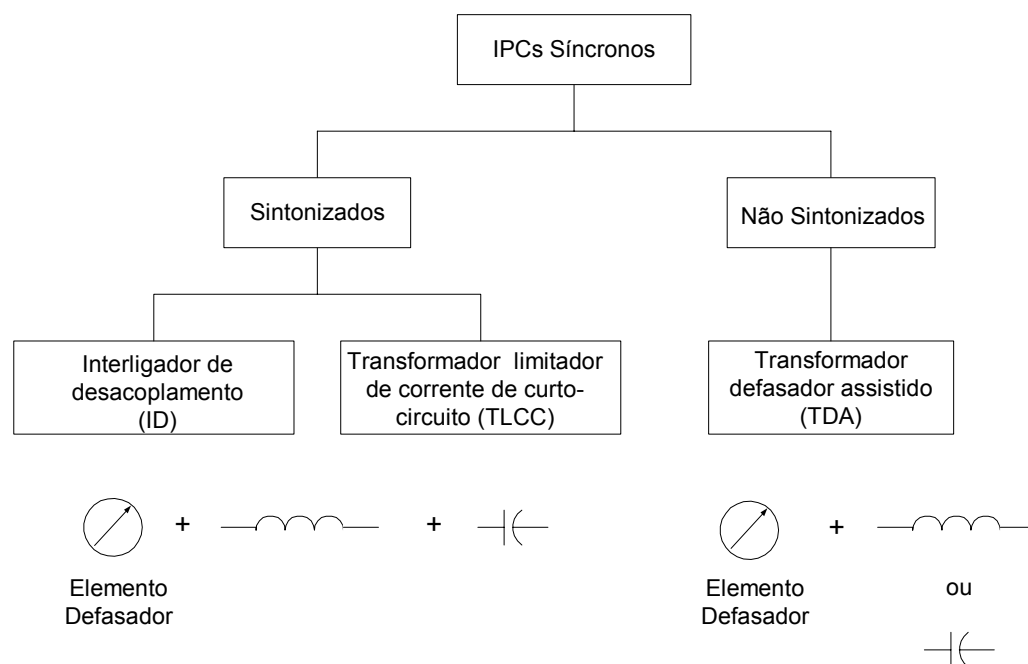


Figura 24 – Algumas características dos IPCs síncronos

Segundo [23], a utilização de IPCs em redes assíncronas, embora viável, apresenta um custo muito elevado e ainda encontra-se em estágio de desenvolvimento. Por esta razão, tais IPCs não serão abordados neste trabalho. Os IPCs síncronos são menos complexos e apresentam possibilidades de utilização mais ampla.

A primeira instalação comercial de um IPC, do tipo TDA, entrou em operação em 1998 na subestação de Plattsburg, em Nova York. A Figura 25 apresenta uma foto desta instalação.



Figura 25 – Foto do IPC 315/120 kV na subestação de Plattsburg, em Nova York.

Esta subestação apresentava um transformador defasador 315/120 kV funcionando no limite de sua capacidade de transferência. Para aumentar a potência deste transformador e prolongar a utilização do mesmo na subestação, foram feitas algumas modificações no arranjo deste equipamento. Incluiu-se um reator em série e um capacitor em paralelo com o transformador existente. Este novo arranjo foi implementado em 1998 e funcionou sem maiores problemas até 2004, quando o transformador defasador foi retirado de operação. O custo desta modificação foi compensado graças ao significativo acréscimo na capacidade de transmissão que se obteve nos anos de funcionamento.

3.7.3 Principais Topologias do IPC

A tecnologia IPC apresenta uma variedade de topologias que dependem basicamente de sua utilização. Conforme já mencionado, existem nove tipos de arranjos que são divididos segundo alguns critérios. A Tabela 3 apresenta as principais características topológicas de cada um desses nove arranjos.

De acordo com esta tabela, os IPCs são divididos em IPCs síncronos e assíncronos e são classificados basicamente pelo número e natureza dos braços, pelo método de defasamento e pela estratégia de controle [23].

O número de braços (ramos) de um IPC constitui um aspecto muito importante. De acordo com o circuito equivalente genérico representado na Figura 22, um IPC pode apresentar n braços. No entanto, na prática, este número deve ser o menor possível de forma a limitar o tamanho e o custo deste dispositivo. Em geral, os IPCs síncronos apresentam dois braços em paralelo, enquanto que os IPCs assíncronos podem possuir, dependendo da topologia, de 3 a 4 braços. Vale comentar que os IPCs assíncronos necessitam, além de um número maior de braços, da capacidade de se adaptar rapidamente às variações angulares entre os terminais do dispositivo. Esta característica pode ser alcançada através da utilização da eletrônica de potência (por exemplo, tiristores) que promovem uma rápida variação dos valores da susceptância do dispositivo.

Tabela 3 Características Topológicas do IPC

Topologia	Número de braços	Natureza dos braços	Método de defasamento	Ângulo γ_{21} (graus)	Estratégia de controle	Fig.		
Síncronos	240	2	L ou C	Conexão entre fases	240	susceptância	20	
	180			Conexão do transformador (defasamento fixo)	180		-	
	120				120		22	
	30±15°			30	Injeção de tensão (transformador defasador)	0 a 60	defasador	23
	60 com injeção de 90°			0 a 20				
	20 com injeção de ângulo variável							
Assíncronos	3 braços	3	L e C	Conexão do transformador	120	susceptância	24	
	4 braços				90		-	
	4 braços				-			

De acordo com a Tabela 3, os IPCs síncronos podem apresentar três métodos para promover o defasamento, que são: conexão entre fases (Figura 23), conexão do transformador (Figura 26) e injeção de tensão (transformadores defasadores - Figura 27). Devido a limitações tecnológicas [23], o método de defasamento proposto para os IPCs assíncronos é feito somente através da conexão dos transformadores (Figura 28).

O ângulo γ_{21} é um parâmetro que depende basicamente da topologia dos IPCs. Este fato pode ser ilustrado através dos IPCs 240 e 120 da Figura 23 e Figura 26, onde os valores de γ_{21} valem, respectivamente, 240° e 120°. Para o IPC com o método de defasamento através de injeção de tensão (Figura 27), o γ_{21} pode chegar a 60° (ajuste na maior derivação).

Três estratégias de controle podem ser utilizadas para se ajustar o ponto de operação de um IPC. As Figuras 23, 26 e 28 mostram as topologias de IPCs que apresentam estratégias de controle através da susceptância. A Figura 27 apresenta o IPC 60 em que o controle é efetivado através do transformador defasador. Existe ainda o controle feito pela relação de transformação que não é mostrado neste trabalho.

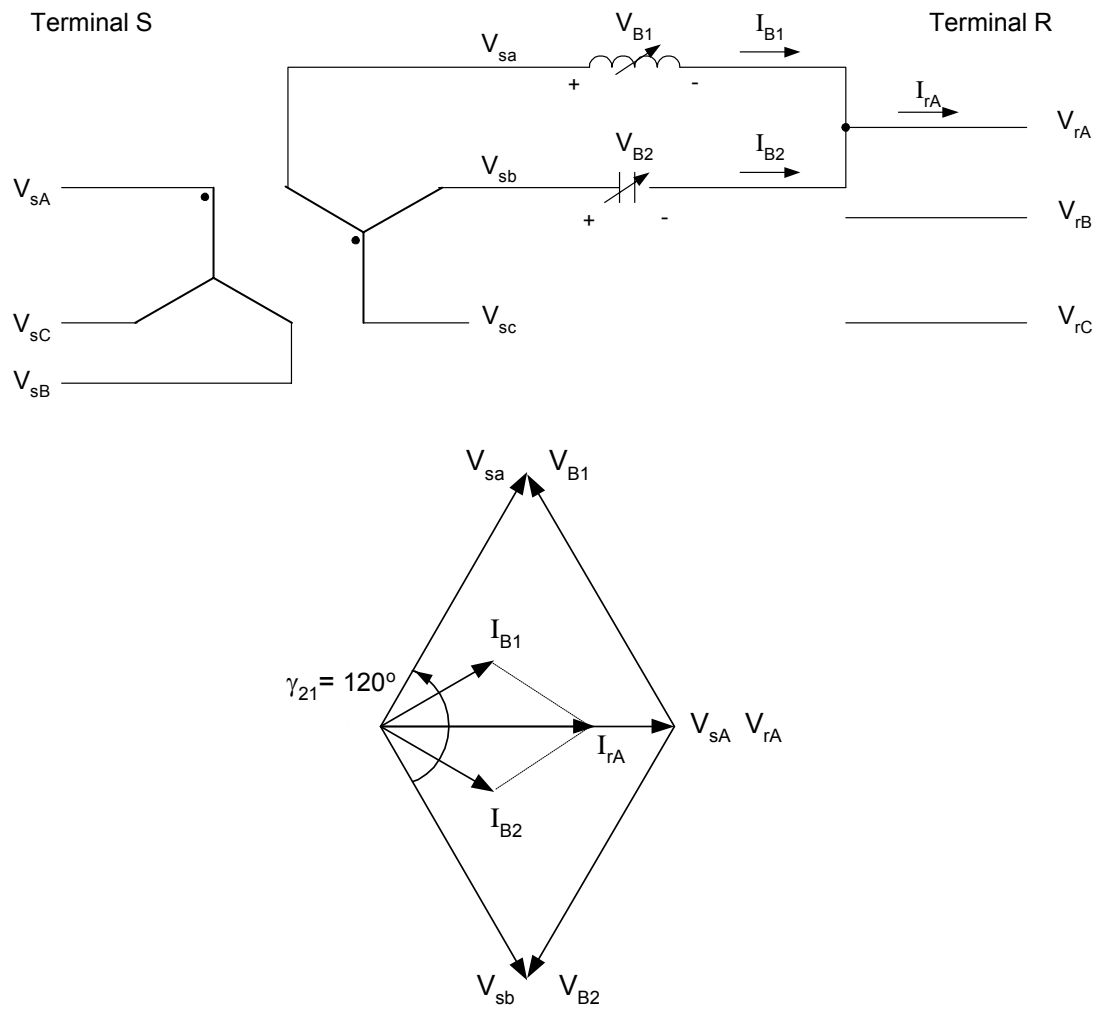


Figura 26 – Configuração básica do IPC 120

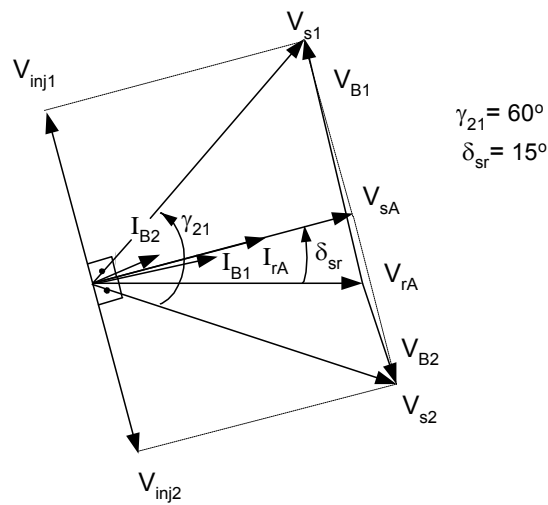
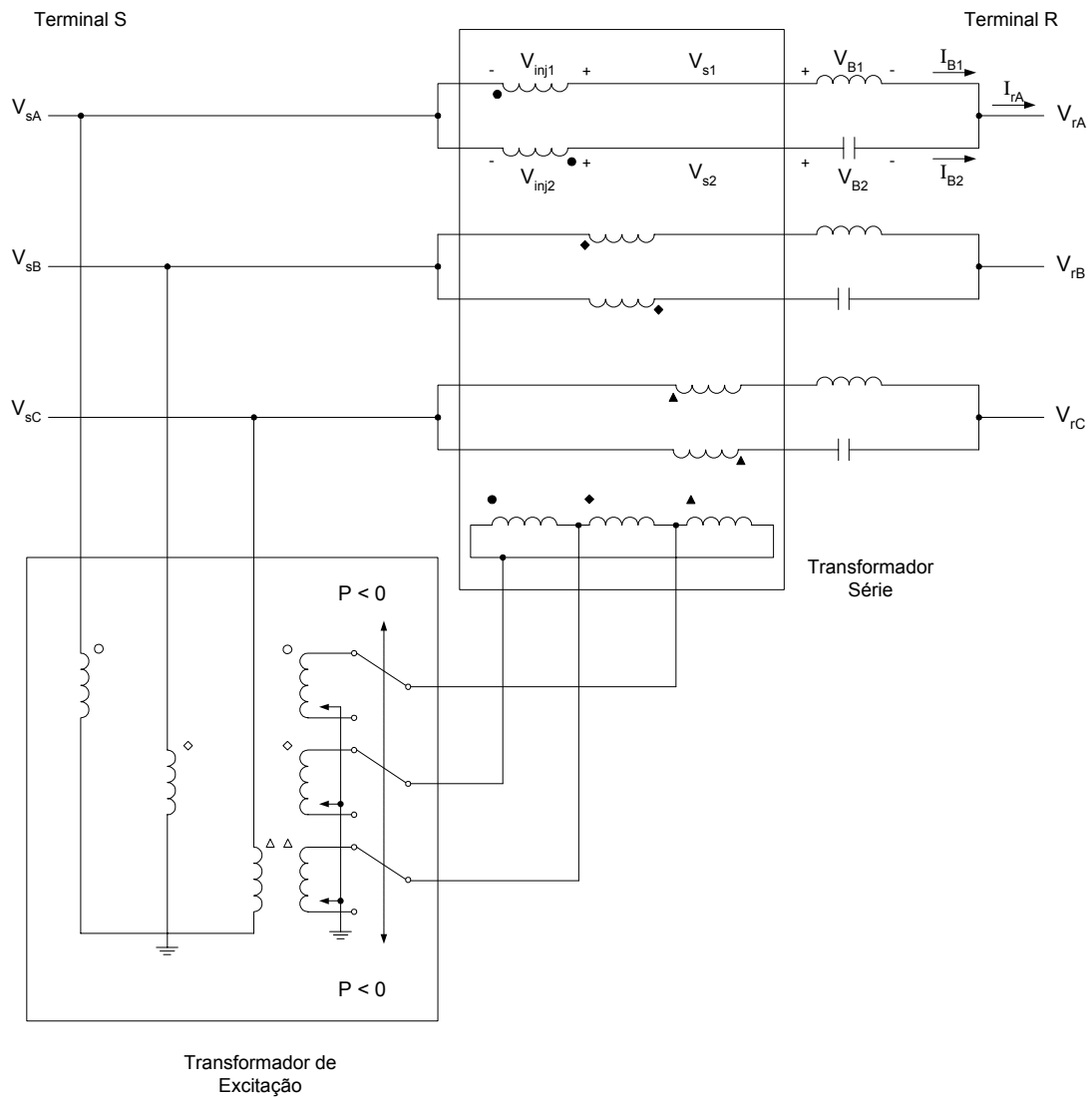


Figura 27 – Configuração básica do IPC 60 com injeção de 90°

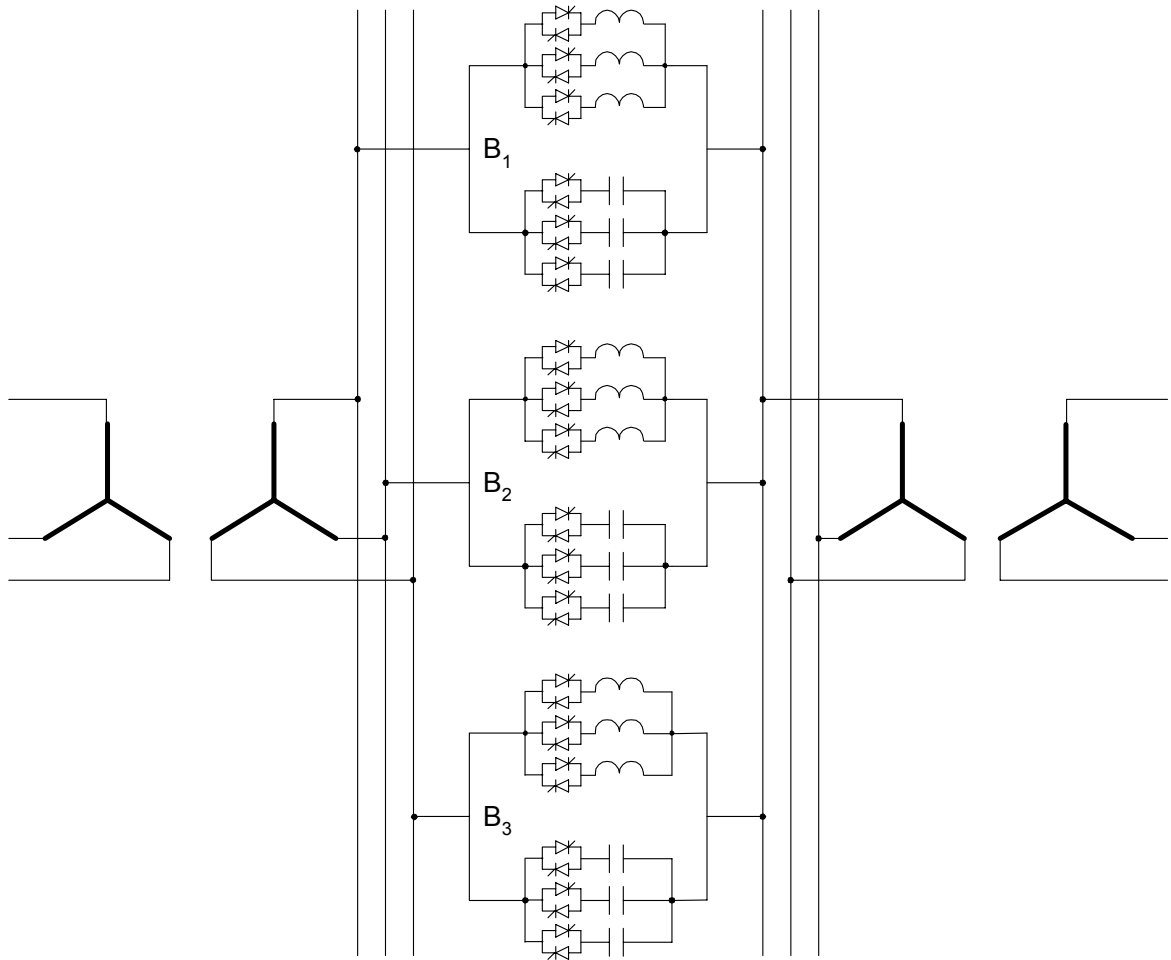


Figura 28 – IPC Assíncrono de 3 braços (1/3 do dispositivo). Cada elemento reativo é composto de 3 sub-elementos para fornecer a capacidade de controle

3.7.4 Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito - TLCC

Conforme foi mencionado na Seção 3.7.2, existem basicamente três tipos de IPCs:

- *Interligador de Desacoplamento* (ID);
- *Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito* (TLCC);
- *Transformador Defasador Assistido* (TDA).

A utilização destes IPCs dependem da finalidade de sua aplicação. Sendo assim e considerando que o foco principal desta tese é abordar os dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito, serão apresentadas algumas considerações apenas do TLCC.

Segundo [23], um IPC dito como completo apresenta dois braços em paralelo, um contendo uma reatância indutiva e outro uma reatância capacitiva, podendo cada qual estar em série com um elemento defasador (Figura 29). No entanto, este arranjo pode ser simplificado dependendo do tipo de aplicação que se queira para o IPC.

No caso deste dispositivo atuando como limitador de curto-circuito (TLCC), pode-se retirar um dos elementos defasadores e o reator, que pode ser substituído pela própria impedância equivalente de transformadores existentes, conforme mostra a Figura 30. Este arranjo pode ser aplicado em subestações que apresentam pelo menos dois transformadores em paralelo.

A Figura 30 representa a configuração da subestação de Jacarepaguá que possui 4 autotransformadores em paralelo.

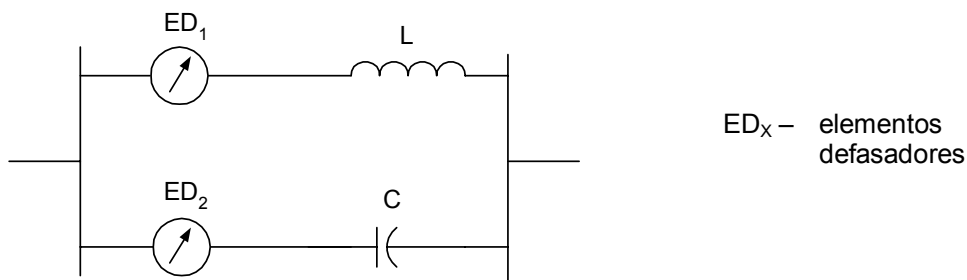


Figura 29 – Diagrama Esquemático do IPC completo

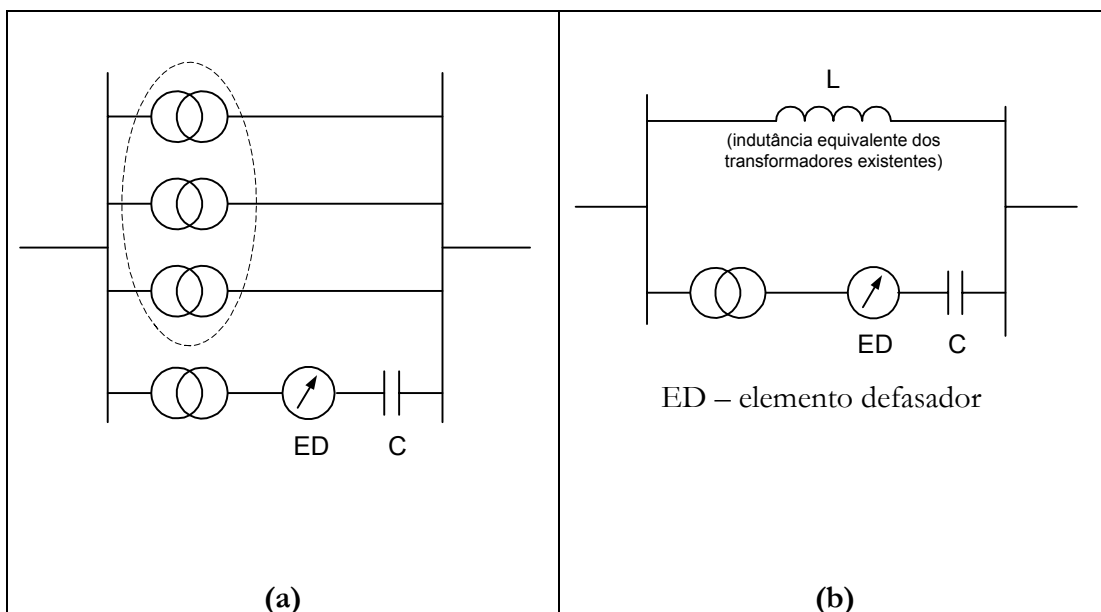


Figura 30– (a) Diagrama Esquemático do IPC tipo TLCC, em um dos ramos de transformação; (b) Equivalente do diagrama de (a)

Um destes autotransformadores poderá atuar como TLCC através da inclusão dos elementos apontados na Figura 30 (elemento defasador e capacitor). Os detalhes deste modelo serão apresentados no Capítulo 5.

A Figura 31 apresenta o diagrama esquemático da atuação do TLCC mostrando de forma simplificada a idéia básica de funcionamento deste dispositivo. De acordo com a figura, pode-se observar que:

- A corrente I_1 está 90° atrasada de V_{IND} ;
- A corrente I_2 está 90° adiantada de V_{CAP} ;
- V_1 representa uma tensão controlável, em módulo e ângulo, através de, por exemplo, um transformador defasador.

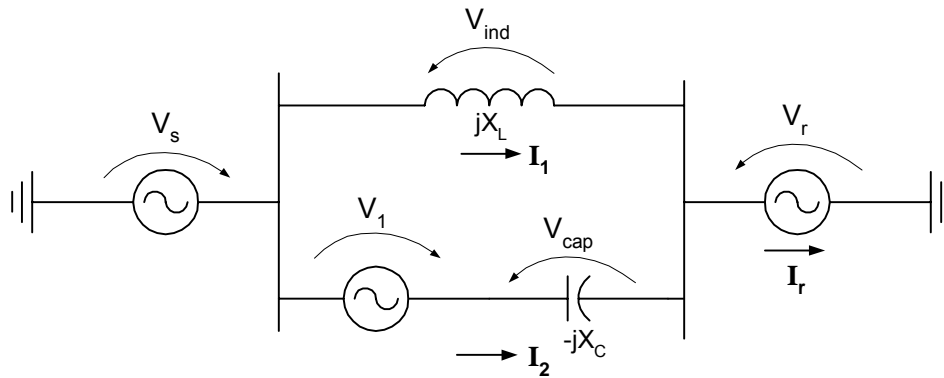


Figura 31 – Diagrama esquemático da atuação de um TLCC

De acordo com o circuito da Figura 31, pode-se escrever as seguintes equações:

$$V_{IND} = V_s - V_r \quad (1)$$

$$V_{CAP} = V_s - V_r + V_1 = V_{IND} + V_1 \quad (2)$$

$$I_1 = \frac{V_{IND}}{jX_L} \quad I_2 = \frac{V_{CAP}}{-jX_C} \quad (3)$$

$$I_r = I_1 + I_2 \quad (4)$$

É fácil perceber que a corrente I_r pode ser limitada através da variação da corrente I_2 . Conforme pode ser observado, através do controle de V_1 , a tensão sobre o capacitor (V_{cap}) e conseqüentemente a corrente I_2 também são controlados.

Em regime normal de operação, a corrente I_2 deverá ser aproximadamente igual à corrente I_1 . A Figura 32 mostra o comportamento das tensões e correntes do circuito,

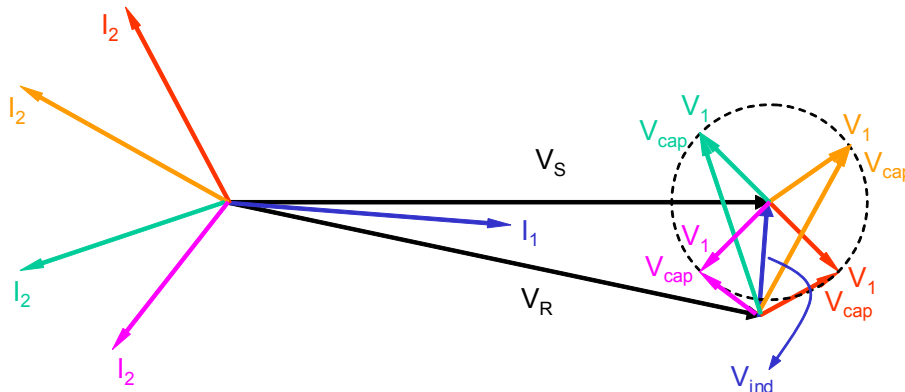


Figura 32 – Operação em regime normal: $V_1 < V_{ind}$

considerando que o módulo da tensão V_1 é menor do que o módulo da tensão sobre o indutância V_{ind} . A circunferência indicada na figura representa o lugar geométrico de V_1 para as diferentes posições angulares que esta pode assumir. Para cada posição de V_1 , determina-se a tensão V_{cap} (equação (2)) e a corrente I_2 . Na figura acima, são mostrados alguns casos, representados por cores distintas. Nota-se que, para essa condição ($V_1 < V_{ind}$), não é possível manter a posição angular da corrente I_2 próxima de I_1 .

A Figura 33 repete o exercício da Figura 32 considerando agora que o módulo da tensão V_1 é superior ao módulo da tensão V_{ind} . Neste caso, verifica-se que existe uma

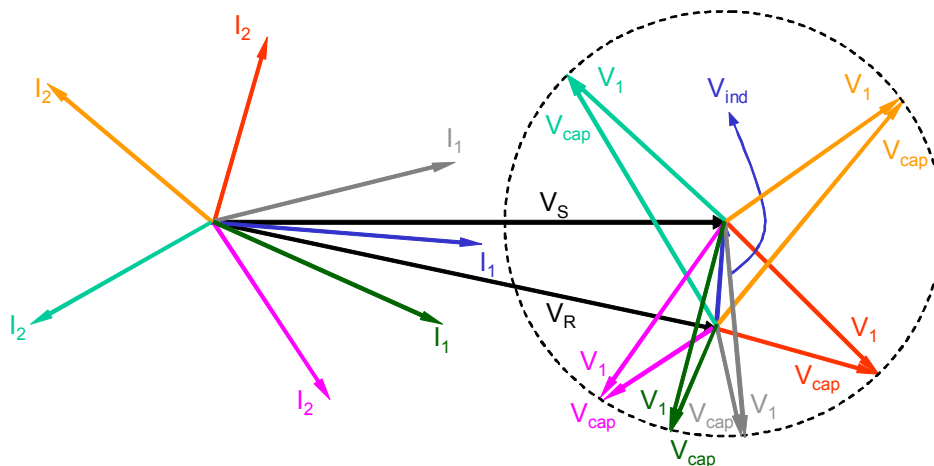


Figura 33 – Operação em regime normal: $V_1 > V_{ind}$

faixa angular de V_1 que acarreta em uma posição angular de I_2 bastante próxima da corrente I_1 .

Na ocorrência de um curto-circuito no terminal receptor, as tensões V_S e V_{ind} se igualam. Neste caso, o módulo da tensão V_1 deverá ser controlado de forma que as correntes I_1 e I_2 fiquem praticamente em oposição de fase, limitando a corrente total I_r . A Figura 34 exemplifica essa situação.

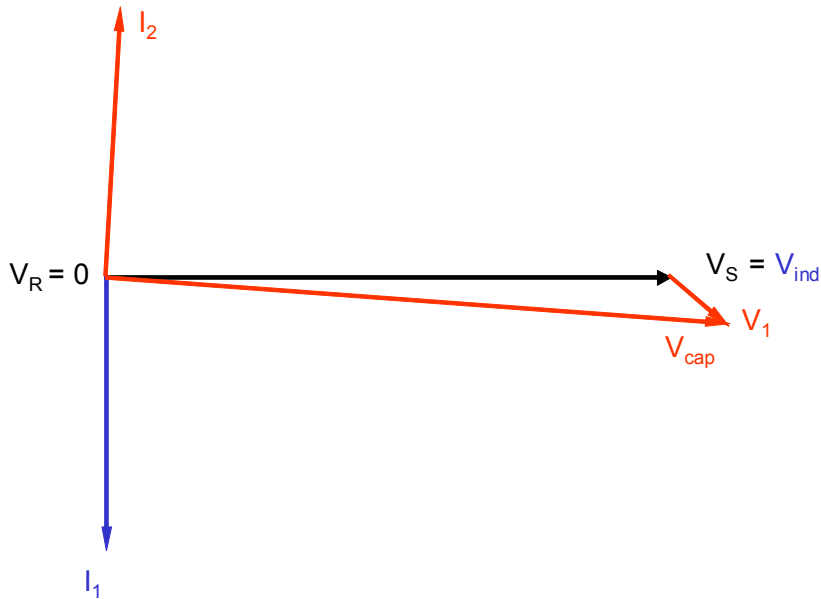


Figura 34 – Operação em curto-circuito

O elemento defasador utilizado no exemplo acima é um transformador defasador, onde é possível controlar em amplitude e fase a tensão V_1 . Entretanto, como já destacado anteriormente, o defasamento necessário pode ser obtido através de um transformador convencional (defasamento fixo) ou através da conexão entre fases diferentes de dois sistemas síncronos. Nestes casos não há controle direto do ângulo da tensão V_1 . Entretanto, será mostrado no Capítulo 5 que, com a escolha adequada deste ângulo, é possível obter excelentes resultados na limitação dos níveis de curto-circuito sem que haja grande influência na operação normal do sistema. Naquele capítulo será apresentado o TLCC utilizando como elemento defasador a conexão entre fases diferentes de dois sistemas síncronos.

Capítulo 4

Simulações dos DLCCs em Regime Permanente

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos da utilização dos DLCCs no sistema da Área Rio (abordado na Seção 1.1.1). As simulações serão realizadas através do programa ANAFAS e serão baseadas no caso real apontado por estudos realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2002 [1]. Todos os dispositivos limitadores mencionados na Tabela 2 serão analisados.

As análises deste capítulo serão baseadas apenas na eficácia dos DLCCs na redução das correntes de defeito em regime permanente. Ou seja, não serão avaliados aspectos relacionados ao desempenho em situações transitórias, custo, entre outros.

4.1 Metodologia das Simulações

Na Seção 1.1.1, o problema da superação dos equipamentos de diversas subestações da Área Rio (sudeste brasileiro), devido à entrada em operação de novas usinas térmicas, foi abordado. A Tabela 1 mostrou os resultados obtidos em análises de regime permanente considerando curtos-circuitos trifásicos e monofásicos, com e sem a presença das novas unidade geradoras.

Na Tabela 4, esses mesmos resultados são reproduzidos, considerando apenas as quatro subestações da Área Rio que apresentaram valores de corrente de defeito superiores à capacidade de interrupção simétrica de seus disjuntores (Santa Cruz 138 kV, Jacarepaguá 138 kV, Adrianópolis 345 kV e Campos 138 kV).

Tabela 4 Níveis de curto-circuito trifásico e monofásico

Subestações	Tensão [kV]	Capacidade do Disjuntor [kA]	Nível de Curto-Circuito [kA]			
			Sem Usinas Térmicas		Com Usinas Térmicas	
			Trifásico	Monofásico	Trifásico	Monofásico
Santa Cruz	138	20	22,1	21,9	28,3	29,8
Jacarepaguá	138	37	38,2	36,4	43,2	38,4
Adrianópolis	345	25	15,3	15,2	26,0	25,1
Campos	138	20	12,8	14,4	21,7	21,9

Dentre estas 4 subestações, apenas Santa Cruz 138 kV não será levada em consideração neste trabalho. Segundo a referência [1], esta subestação já passará por um processo de repotencialização, que levaria a capacidade de interrupção de seus disjuntores a níveis aceitáveis, sem necessidade de se utilizar os DLCCs. Sendo assim, as simulações e os resultados obtidos neste capítulo serão realizadas em função das três outras subestações, acima destacadas.

Para definir a melhor localização para instalação dos DLCCs, um diagrama unifilar simplificado de cada uma das subestações estudadas foi montado. Através dos diagramas, foi possível alocar os DLCCs em pontos com as maiores contribuições de corrente de curto-circuito, conforme será mostrado na próxima seção.

A utilização de diferentes dispositivos, em diferentes locais da rede, foi denominada de **ações limitadoras**. Essas ações, como serão vistas a seguir, foram divididas por subestação (Jacarepaguá 138 kV, Campos 138 kV e Adrianópolis 345 kV) e por níveis de tensão (500, 345, 138 e 15 kV).

4.2 Ações Limitadoras

A seguir serão apresentadas as ações limitadoras para as três subestações de interesse (Jacarepaguá 138 kV, Campos 138 kV e Adrianópolis 345 kV).

4.2.1 Subestação de Jacarepaguá 138 kV

As ações tomadas para tentar reduzir o nível de curto-circuito na subestação de Jacarepaguá 138 kV foram divididas em ações nos sistemas de 500 kV, 345 kV e 138 kV.

Conforme mencionado anteriormente, montou-se um diagrama unifilar para facilitar a escolha na localização das ações. A Figura 35 apresenta este diagrama juntamente com as possíveis ações para a subestação de Jacarepaguá 138 kV. De acordo com esta figura, existem 8 alternativas para redução dos níveis de curto-circuito, numeradas de 2 a 9. A alternativa número 1 está relacionada à rede sem qualquer ação limitadora.

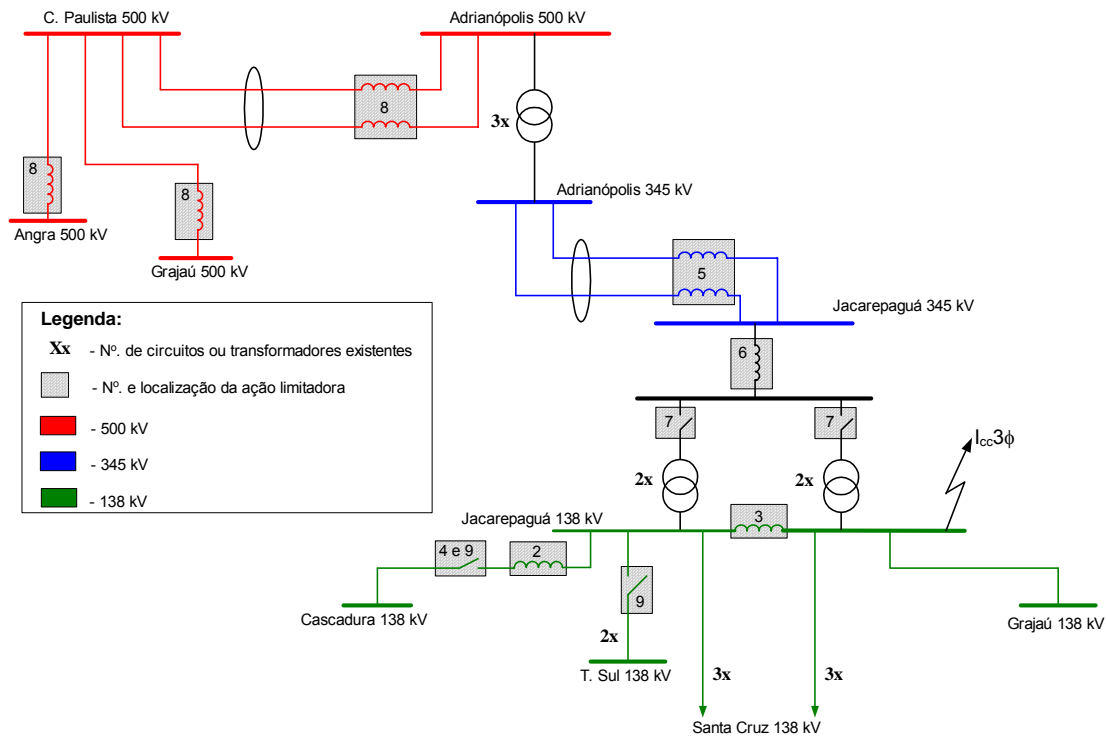


Figura 35 – Diagrama unifilar simplificado apresentando a localização das ações limitadoras na subestação de Jacarepaguá 138 kV

A figura acima mostra em destaque as ações propostas, cuja descrição é apresentada na Tabela 5. Além disso, os resultados conseguidos com cada uma das

alternativas estudadas são mostrados na Tabela 6. Vale mencionar que as ações estão indicadas pela numeração apresentada no diagrama da Figura 35.

Tabela 5 Descrição das ações limitadoras usadas na subestação de Jacarepaguá 138 kV

Ações Limitadoras		
No.	Tensão (kV)	Descrição
2	138	Reator limitador (RLC) de 10 e 20 Ω na linha Cascadura - Jacarepaguá
3	138	Reator limitador (RLC) de 20 Ω seccionando a barra de Jacarepaguá
4	138	Simulação de um chaveamento seqüencial (abertura da linha Jacarepaguá – Cascadura 138 kV antes da atuação do disjuntor superado)
5	345	RLCs de 20 Ω nas linhas Adrianópolis - Jacarepaguá
6	345	RLC de 20 Ω em série com as duas linhas Adrianópolis-Jacarepaguá
7	345/138	Simulação de 1, 2 e 3 IPCs (TLCCs) nos autotransformadores de 345/138 kV de Jacarepaguá
8	500	RLCs de 10 e 20 Ω nas linhas Cachoeira Paulista - Adrianópolis, Cachoeira Paulista - Grajaú e Cachoeira Paulista - Angra
9	138	Simulação de HVDC nas linhas Jacarepaguá - Cascadura e Jacarepaguá – Terminal Sul

O objetivo destas ações foi de reduzir as maiores contribuições que chegam à subestação de Jacarepaguá, tentando desta forma limitar o nível de corrente de curto-circuito nesta subestação a valores aceitáveis pelos disjuntores existentes.

Todos os dispositivos apontados na Tabela 2 foram utilizados em uma das 8 ações descritas na Tabela 5. Além disso, foram avaliados também os dispositivos FACTS e os SLCCs, uma vez que as ações que contemplam a utilização de reatores também podem ser consideradas como as ações de SLCCs e dos dispositivos FACTS. Isso é possível já que, no momento do curto, esses equipamentos representam a inclusão de uma impedância adicional no sistema, com conseqüente redução da corrente de curto-circuito. Basicamente, o que diferencia estes elementos (reator série, SLCC e o dispositivo FACTS) é o tempo de atuação e as perdas de operação, aspectos estes que não estão sendo avaliados neste estudo.

A Tabela 6 apresenta os resultados destas ações. Conforme já citado, a ação número 1 apresentará sempre o valor da corrente de defeito da subestação em estudo, sem considerar qualquer tipo de limitação. No caso da subestação de Jacarepaguá 138 kV, esta corrente vale 43,20 kA.

A Tabela 6 mostra a reatância equivalente considerada nas ações que envolvem a utilização de reatores. Em alguns casos, foram avaliados reatores de 10 Ω e de 20 Ω .

Cabe lembrar que atualmente não são encontrados reatores superiores a 20 Ω no mercado, para estes níveis de tensão e corrente.

Levando em conta que o menor disjuntor existente na subestação de Jacarepaguá 138 kV é de 37 kA (existem também disjuntores de 40 e 42 kA), pode-se observar que a maioria das ações não apresentam resultados satisfatórios. As duas melhores opções (ações 7 e 9) foram aquelas que simularam a utilização de 3 IPCs e de um sistema HVDC. Através destas ações, a corrente de curto-circuito 3 ϕ da subestação alcançou o valor de 35,04 (caso do IPC) e 33,83 kA (caso do HVDC).

Tabela 6 Níveis de corrente de curto-circuito 3 ϕ na subestação de Jacarepaguá 138 kV sem e com ações limitadoras

Ações		Reator (Ω)	I _{cc} 3 ϕ (kA)
Nº.	Breve descrição		
Capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor da subestação = 37 kA			
1	Sem limitação	-	43,20
2	RLC na linha Cascadura - Jacarepaguá	10	40,90
		20	40,22
3	RLC seccionando a barra de Jacarepaguá (curto semi barra 1)	20	36,71
	RLC seccionando a barra de Jacarepaguá (curto semi barra 2)		32,32
4	Chaveamento seqüencial (abertura da linha Jacarepaguá – Cascadura 138 kV antes da atuação do disjuntor superado)	-	38,88
5	RLCs nas linhas Adrianópolis - Jacarepaguá	20	38,78
6	Reator em série com as duas linhas Adrianópolis-Jacarepaguá	20	37,22
7	Simulação de 1 IPC em Jacarepaguá 345/138 kV	-	41,17
	Simulação de 2 IPCs em Jacarepaguá 345/138 kV	-	38,88
	Simulação de 3 IPCs em Jacarepaguá 345/138 kV	-	35,04
8	RLCs nas linhas de 500 kV	10	43,04
		20	42,91
9	Simulação de HVDC nas linhas Jacarepaguá – Cascadura / T. Sul	-	33,83

4.2.2 Subestação de Campos 138 kV

Seguindo os mesmos critérios utilizados na subestação de Jacarepaguá, as ações tomadas para tentar reduzir o nível de curto na subestação de Campos 138 kV foram divididas em ações nos sistemas de 345 kV, 138 kV e nas novas usinas. A Figura 36 apresenta o diagrama simplificado dessa subestação, assim como as ações tomadas. De acordo com esta figura, existem 6 ações alternativas para redução dos níveis de curto-circuito, numeradas de 2 a 7. A alternativa número 1 está relacionada à rede sem qualquer ação limitadora.

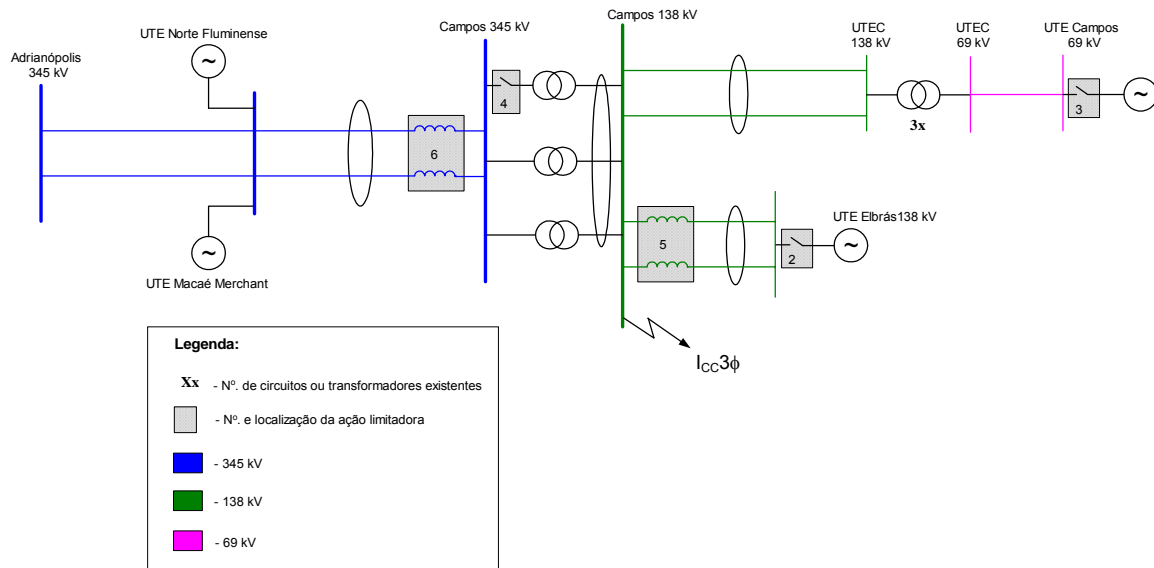


Figura 36 – Diagrama unifilar simplificado apresentando a localização das ações limitadoras na subestação de Campos 138 kV

A descrição das ações tomadas na subestação de Campos 138 kV são apresentadas na Tabela 7 e os resultados obtidos destas medidas são mostrados na Tabela 8.

Tabela 7 Descrição das ações limitadoras usadas na subestação de Campos 138 kV

Ações Limitadoras		
No.	Tensão (kV)	Descrição
2	15	Retirada da usina termelétrica de Elbrás através do dispositivo pirotécnico
3	15	Retirada da usina termelétrica de Campos através do dispositivo pirotécnico
4	345/138	Simulação de 1 e 2 IPCs nos autotransformadores de 345/138 kV de Campos
5	138	Reatores de 20 Ω nas linhas de Campos – UTE Elbrás
6	345	Reatores de 20 Ω nas linhas de Campos - Norte Fluminense (Macaé Merchant)

Mais uma vez, o objetivo destas ações foi reduzir as maiores contribuições que chegam à subestação de Campos, tentando desta forma limitar o nível de corrente de curto-circuito nesta subestação a valores aceitáveis pelos disjuntores existentes.

Os DLCCs utilizados neste caso foram os reatores limitadores (RLC), os dispositivos pirotécnicos, o IPC, os dispositivos FACTS e os supercondutores. Estes dois últimos foram simulados através dos RLCs conforme já foi explicado anteriormente.

A Tabela 8 apresenta os resultados destas ações. A ação número 1 apresenta o valor da corrente de defeito da subestação em estudo, sem considerar qualquer tipo de limitação. No caso da subestação de Campos 138 kV, esta corrente vale 21,90 kA.

Levando em conta que o menor disjuntor existente na subestação de Campos 138 kV é de 20 kA, pode-se observar que apenas o IPC foi eficaz (alternativa 4). Neste caso, a utilização de apenas 1 IPC já reduziria a corrente de curto-circuito 3φ da subestação, de 21,90 kA para 18,62 kA. No caso do emprego de 2 IPCs, a corrente de defeito ficaria em 14,16 kA.

Tabela 8 Níveis de corrente de curto-circuito 3φ na subestação de Campos 138 kV sem e com ações limitadoras

Ações		Reator (Ω)	I _{CC} 3φ (kA)
Nº.	Breve descrição		
Capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor da subestação = 20 kA			
1	Sem limitação	-	21,90
2	Retirada da usina termelétrica de Elbrás através do dispositivo pirotécnico	-	20,22
3	Retirada da usina termelétrica de Campos através do dispositivo pirotécnico	-	20,58
4	Simulação de 1 IPC no transformador de 345/138 kV	-	18,62
	Simulação de 2 IPCs nos transformadores de 345/138 kV	-	14,16
5	Reatores de 20 Ω nas linhas de Campos – UTE Elbrás	20	20,66
6	Reatores de 20 Ω nas linhas de Campos - Norte Fluminense (Macaé Merchant)	20	20,08

4.2.3 Subestação de Adrianópolis 345 kV

As ações tomadas para tentar reduzir o nível de curto na subestação de Adrianópolis 345 kV foram divididas em ações no sistema de 500 kV, 345 kV e nas novas usinas. A Figura 37 apresenta o diagrama simplificado desta subestação, assim como as alternativas avaliadas. De acordo com esta figura existem 9 ações, numeradas de 2 a 9. Assim como nos casos anteriores, a alternativa número 1 representa a rede sem qualquer ação limitadora. A alternativa número 8 não aparece no digrama unifilar. De fato, ela compreende a adoção das medidas 6 e 7 de uma só vez.

A descrição das ações tomadas na subestação de Adrianópolis 345 kV são apresentadas na Tabela 9 e os resultados obtidos destas medidas são mostrados na Tabela 10.

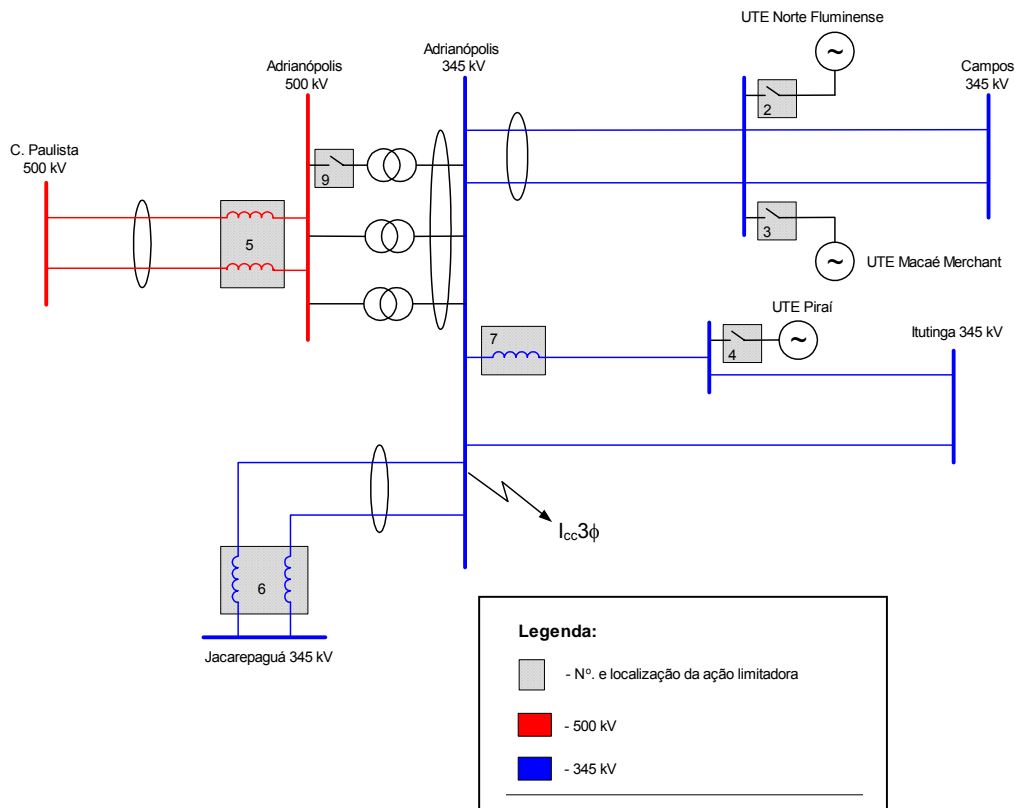


Figura 37 – Diagrama unifilar simplificado apresentando a localização das ações limitadoras na subestação de Adrianópolis 345 kV

Tabela 9 Descrição das ações limitadoras usadas na subestação de Adrianópolis 345kV

Ações Limitadoras		
No.	Tensão (kV)	Descrição
2	15	Retirada da usina termelétrica da Norte Fluminense através do dispositivo pirotécnico
3	15	Retirada da usina termelétrica de Macaé Merchant através do dispositivo pirotécnico
4	15	Retirada da usina termelétrica de Pirai através do dispositivo pirotécnico
5	500	RLCs de 20 Ω nas linhas de Cachoeira Paulista - Adrianópolis
6	345	RLC de 20 Ω nas linhas Adrianópolis-Jacarepaguá
7	345	RLC de 20 Ω na linha Adrianópolis - Pirai
8	345	RLC de 20 Ω nas linhas Adrianópolis – Pirai e Adrianópolis-Jacarepaguá (ações 6 e 7 simultaneamente)
9	500/345	Simulação de 1 e 2 IPCs (TLCCs) nos transformadores de 345/500 kV de Adrianópolis

Os DLCCs utilizados neste caso foram os reatores limitadores (RLC), os dispositivos pirotécnicos, o IPC, os dispositivos FACTS e os supercondutores. Estes

dois últimos foram simulados através dos RLCs conforme já foi explicado anteriormente.

A Tabela 10 apresenta os resultados destas ações. Mais uma vez, a ação número 1 apresenta o valor da corrente de defeito da subestação em estudo, sem considerar qualquer tipo de limitação. No caso da subestação de Adrianópolis 345 kV, esta corrente vale 26,01 kA.

Levando em conta que o menor disjuntor existente na subestação de Adrianópolis 345 kV é de 25 kA, pode-se observar que de todas as ações analisadas, a mais efetiva é a intervenção na transformação 500/345 kV. Os resultados mostram que a troca ou adaptação de um dos três transformadores para um IPC seria suficiente para a limitação do curto-circuito (23,61 kA). No caso do emprego de mais um IPC, esta limitação seria ainda melhor (19,80 kA).

Tabela 10 Níveis de corrente de curto-circuito 3 ϕ na subestação de Adrianópolis 345kV sem e com ações limitadoras

Ações		Reator (Ω)	I _{CC} 3 ϕ (kA)
Nº.	Breve descrição		
Capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor da subestação = 25 kA			
1	Sem limitação	-	26,01
2	Retirada da usina termelétrica de Norte Fluminense através do dispositivo pirotécnico	-	25,45
3	Retirada da usina termelétrica de Macaé Merchant através do dispositivo pirotécnico	-	25,12
4	Retirada da usina termelétrica de Piraí através do dispositivo pirotécnico		24,00
5	RLCs nas linhas de Cachoeira Paulista - Adrianópolis	20	25,07
6	RLCs nas linhas de Adrianópolis-Jacarepaguá	20	
7	RLC na linha de Adrianópolis - Piraí	20	25,34
8	Ações 6 e 7 simultaneamente	20	24,40
9	Simulação de 1 IPC no autotransformador de 345/500 kV	-	23,61
	Simulação de 2 IPCs nos autotransformadores de 345/500 kV	-	19,80

4.3 Principais Conclusões das Simulações

Neste capítulo foram realizadas simulações em regime permanente, utilizando o programa de análise de faltas do CEPEL, o ANAFAS. As simulações foram realizadas considerando a utilização de todos os dispositivos limitadores apontados neste trabalho,

nas três subestações que apresentaram problema de superação devido à entrada em operação das usinas térmicas.

Os resultados destas simulações mostraram que o IPC (tipo TLCC) apresentou os valores de limitações mais satisfatórios, considerando as três subestações analisadas. Assim, nos próximos capítulos, será investigado com maior nível de detalhamento a aplicação do IPC para limitação das correntes de curto-circuito. As análises serão realizadas através do programa do PSCAD/EMTDC, tendo como foco a subestação de Jacarepaguá 138 kV. Para as demais subestações os estudos são similares.

Vale lembrar que foram utilizados reatores de até 20 Ω nas simulações porque atualmente não são encontrados reatores superiores à este valor no mercado, para estes níveis de tensão e corrente. Além disto, alguns critérios quando da utilização dos reatores devem ser atendidos, com por exemplo, valores de perdas e quedas de tensão impostas ao sistema.

Capítulo 5

Modelagem do TLCC no PSCAD

Neste capítulo, são apresentados os modelos digitais utilizados nas simulações no programa PSCAD/EMTDC para análise do TLCC na presença de defeitos. Será mostrado que em função dos resultados obtidos, foram avaliadas duas topologias para representação do IPC: a primeira utilizando um capacitor e a segunda, um indutor. A modelagem empregada nesta tese está baseada no trabalho desenvolvido em [30].

Conforme comentado no capítulo anterior, os estudos serão realizados com foco na subestação de Jacarepaguá 138 kV. Entretanto, no intuito de facilitar o entendimento do comportamento do TLCC, as análises serão feitas considerando uma representação simplificada da rede. Levando em conta que o principal objetivo deste capítulo é a descrição e a compreensão da modelagem utilizada, entende-se que a representação simplificada do sistema não traz nenhum prejuízo ao trabalho. Vale lembrar que o TLCC é um equipamento de desenvolvimento recente, não existindo, a nível mundial, nenhuma

instalação em operação. Este fato, torna o desafio na representação de um modelo adequado ainda maior.

5.1 Critérios e Metodologias Adotados nos Modelos Apresentados

Conforme citado na Seção 3.7.2, o TLCC permite o aumento da capacidade de transformação de uma subestação existente, sem no entanto elevar os níveis de corrente de curto-circuito desta subestação. Neste caso, instala-se ao invés de um novo transformador convencional, um transformador limitador de curto-circuito (TLCC), com a mesma capacidade dos transformadores convencionais existentes. No entanto, o que está sendo sugerido neste trabalho é uma alternativa um pouco diferente. A idéia proposta é a adaptação de transformadores convencionais já existentes com a finalidade dos mesmos atuarem como TLCCs.

Esta alternativa se mostrou, a princípio, economicamente mais atrativa já que não seria necessário a aquisição de um novo transformador. É importante observar, no entanto, que estas adaptações só podem ser realizadas em transformadores com determinadas características. É necessário, por exemplo, que estes transformadores tenham 3 enrolamentos, já que algumas das adaptações são feitas no terciário deste transformador.

O modelo aqui proposto segue então esta linha, isto é, tentar fazer adaptações em transformadores já existentes para que os mesmos atuem também como limitadores de corrente de curto-circuito e analisar seu desempenho em regime permanente e na presença de curtos-circuitos no sistema.

As simulações realizadas neste capítulo foram feitas com base em uma representação simplificada da rede. A subestação de Jacarepaguá possui quatro autotransformadores de 225 MVA (345/138 kV), conectados em paralelo, sendo que cada autotransformador possui um enrolamento terciário de 25 MVA (13,8 kV). Um dos quatro autotransformadores existentes sofrerá adaptações de forma a operar como um transformador limitador. Essas adaptações consistem em:

- Conexão de um novo transformador em série com o enrolamento secundário do autotransformador existente. Este novo transformador série funcionará como o elemento defasador do TLCC;

- Conexão de um capacitor (ou um indutor) em série com o novo transformador incluído.

A Figura 38 mostra o equivalente simplificado do sistema estudado, considerando a adaptação de um dos autotransformadores existentes para operar como TLCC. A utilização do capacitor ou do indutor será estudada nas Seções 5.2 e 5.3, onde serão apontados os aspectos positivos e negativos da utilização destes equipamentos.

A Figura 38 mostra que além dos transformadores da subestação de Jacarepaguá, estão representados dois equivalentes, os quais representam a rede de 138 kV e 345 kV. Nos estudos realizados, os autotransformadores (T1 a T4) foram modelados com as mesmas características e dados reais dos autotransformadores da subestação de Jacarepaguá. Além disso, a representação dos equivalentes (138 e 345 kV) foi feita de

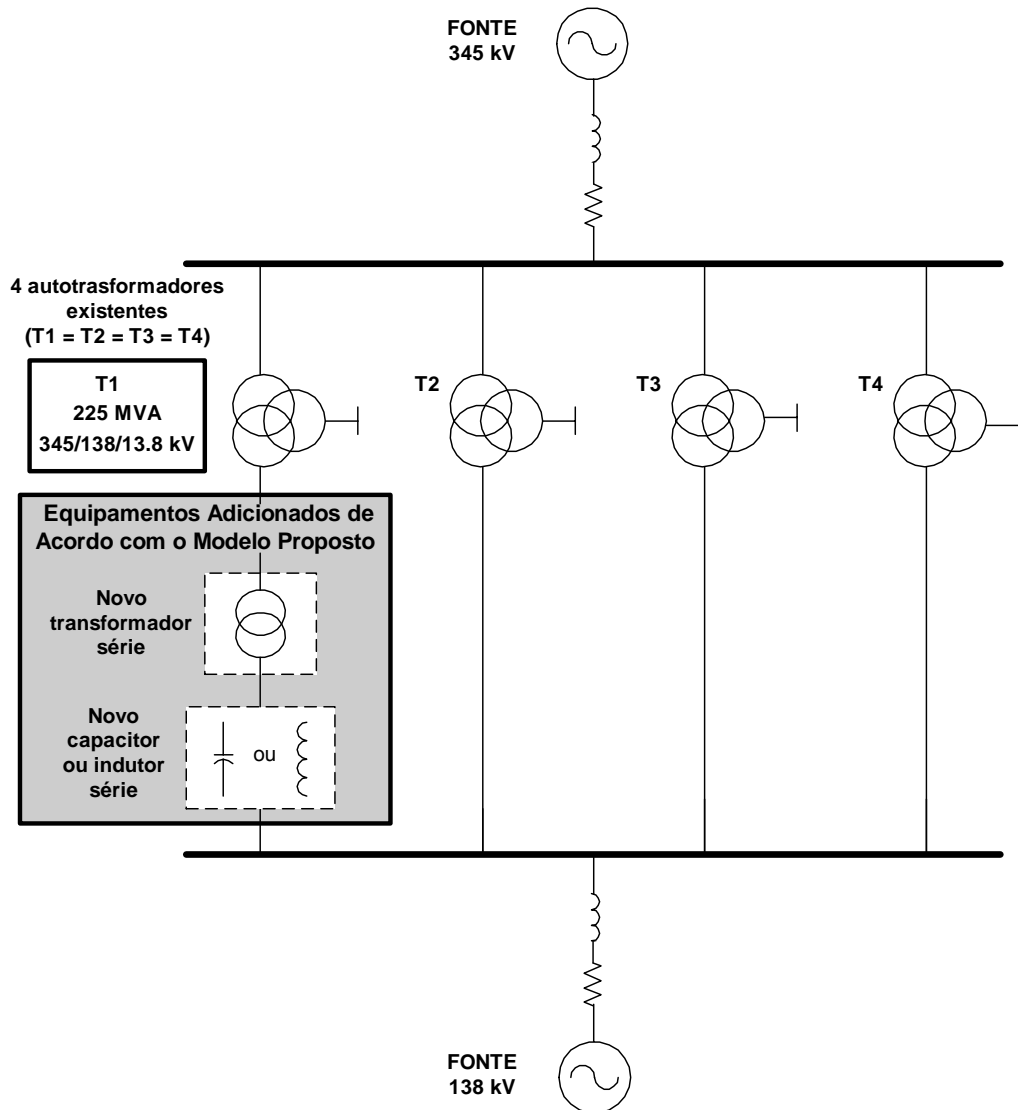


Figura 38 – Equivalente simplificado da subestação de Jacarepaguá

forma a manter os níveis de curto-circuito nas barras de 138 e 345 kV bem próximos aos calculados pelo programa ANAFAS.

5.2 Descrição do 1º Modelo

As seções seguintes apresentarão uma descrição do 1º modelo do TLCC implementado no PSCAD. Além do detalhamento da implementação propriamente dita, serão comentados alguns aspectos operativos, bem como do funcionamento do equipamento.

5.2.1 Implementação do Modelo

O modelo apresentado nesta seção seguiu basicamente o diagrama esquemático do TLCC apresentado na Figura 30. A Figura 39 mostra a modelagem deste dispositivo na

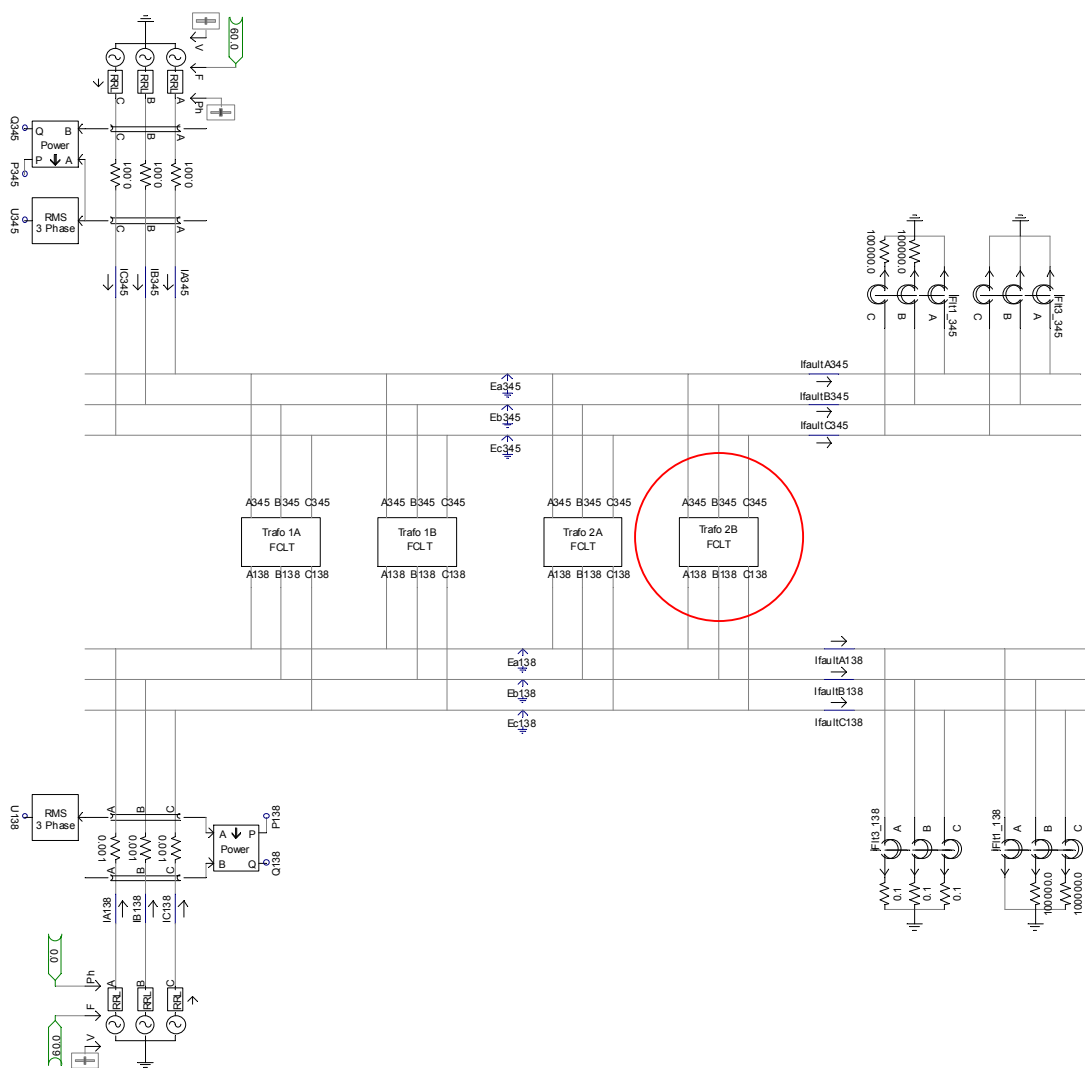


Figura 39 – Representação do sistema estudado no PSCAD/EMTDC

subestação de Jacarepaguá através dos diagramas de blocos implementados no programa PSCAD/EMTDC. Conforme pode ser observado, o modelo foi representado através de uma fonte no sistema de 345 kV e outra no sistema de 138 kV, com potências de curto-circuito próximas aos valores encontrados no programa do ANAFAS.

Neste ponto, é importante dizer que os dados utilizados nas simulações aqui realizadas diferem daqueles utilizados nos estudos descritos no Capítulo 4. A diferença básica entre os dois bancos de dados diz respeito ao número de usinas térmicas consideradas. Embora a referência [1] indique a entrada em operação de 12 usinas térmicas (Figura 1), o cronograma atual de instalação dessas unidades indica que apenas uma parcela delas estará em funcionamento até o ano de 2006. Desta forma, optou-se por utilizar os dados mais recentes para realização dos estudos no PSCAD. É importante dizer, entretanto, que os resultados apresentados até aqui são válidos do ponto de vista qualitativo.

A Figura 40 mostra a representação de um dos autotransformadores (por exemplo, unidade 2B), no PSCAD. Observa-se que a inclusão de chaves de *by-pass* (**FCLT_off_2B** e **By-Pass_2B**) permitem que os transformadores atuem como autotransformadores convencionais ou como TLCCs. No caso dos mesmos funcionarem como TLCCs, são inseridos no circuito um transformador série (elemento defasador) e um capacitor.

É importante destacar que como o PSCAD não ofereceu um modelo para autotransformadores, os mesmos foram representados através de um transformador convencional de 3 enrolamentos (unidades monofásicas), conectando eletricamente um dos terminais do primário com o do secundário (Figura 40).

Vale comentar ainda que tanto no modelo do autotransformador convencional quanto no modelo do novo transformador série, foram representadas saturações. Além disto, conforme pode ser observado na Figura 40, ambos os transformadores possuem tapes.

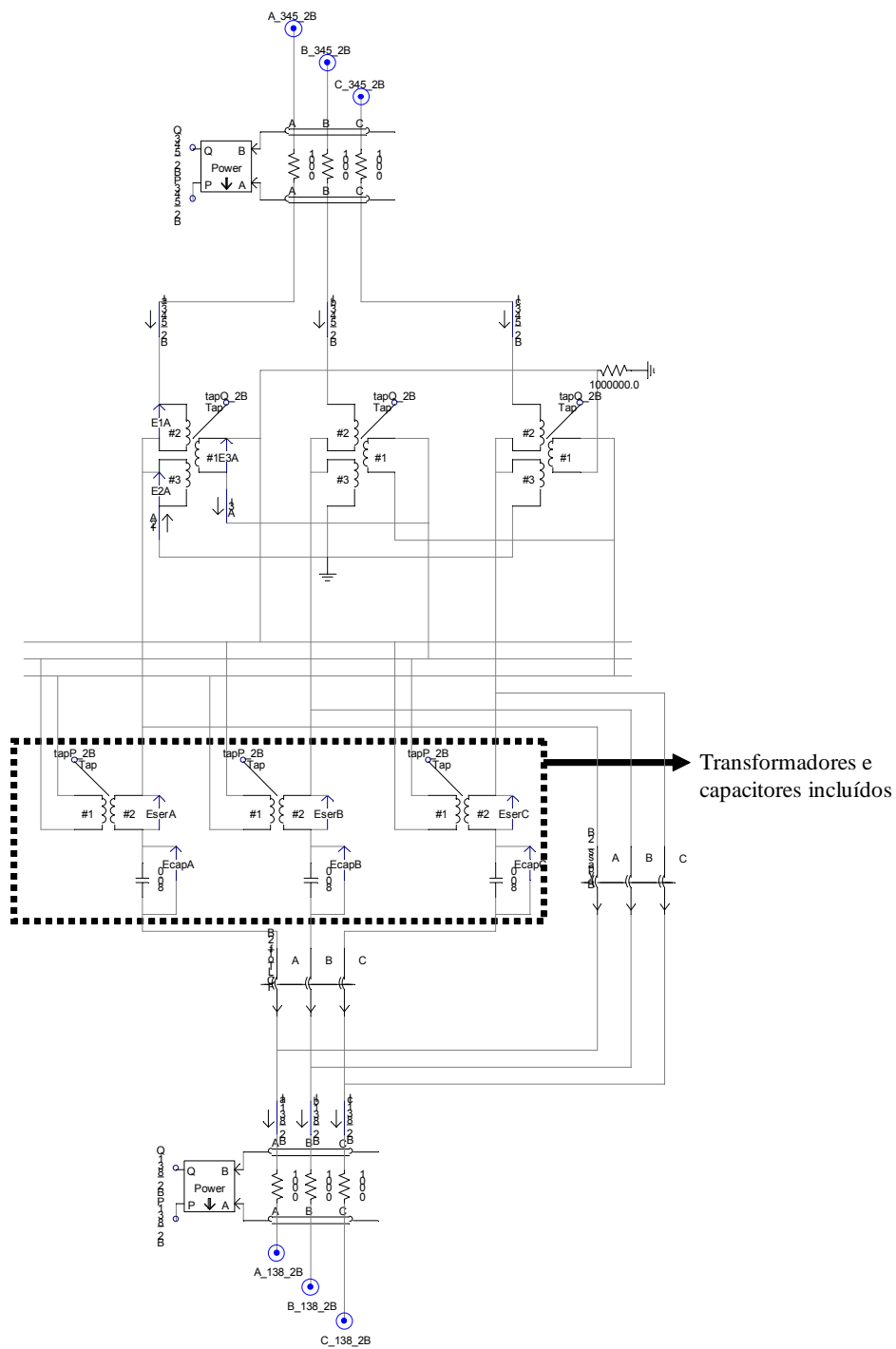


Figura 40 – Representação no PSCAD, do autotransformador (unidade 2B), do novo transformador série e do capacitor série

A Figura 41 mostra de forma mais clara a representação dos autotransformadores e a implementação do TLCC. Para não sobrecarregar a figura e facilitar o entendimento, foi representado o TLCC em apenas uma fase (fase A). A representação nas demais fases é similar. As variáveis apresentadas na Figura 41 são:

- V_A → tensão de fase no barramento de 345 kV;
- V_a → tensão de fase no barramento de 138 kV;
- V_a' → tensão de fase no terminal de 138 kV do autotransformador;
- e_{ser1A} → tensão do transformador série (em fase com $-V_B$);
- e_{cap} → tensão no capacitor série;
- i_{ser1A} → corrente no capacitor (90° adiantada da tensão do capacitor);
- δ → diferença angular entre as tensões das barras de 345 e 138 kV.

Observa-se que a defasagem angular requerida no IPC, tipo TLCC (Seção 3.7.4), é obtida conectando-se um dos lados do transformador série (e_{ser2A}) no terciário do autotransformador existente da fase B ($-e_{3Bo}$), ligado em delta. O outro lado (e_{ser1A}) é ligado em série com a fase A do terminal de 138 kV do autotransformador. Desta forma,

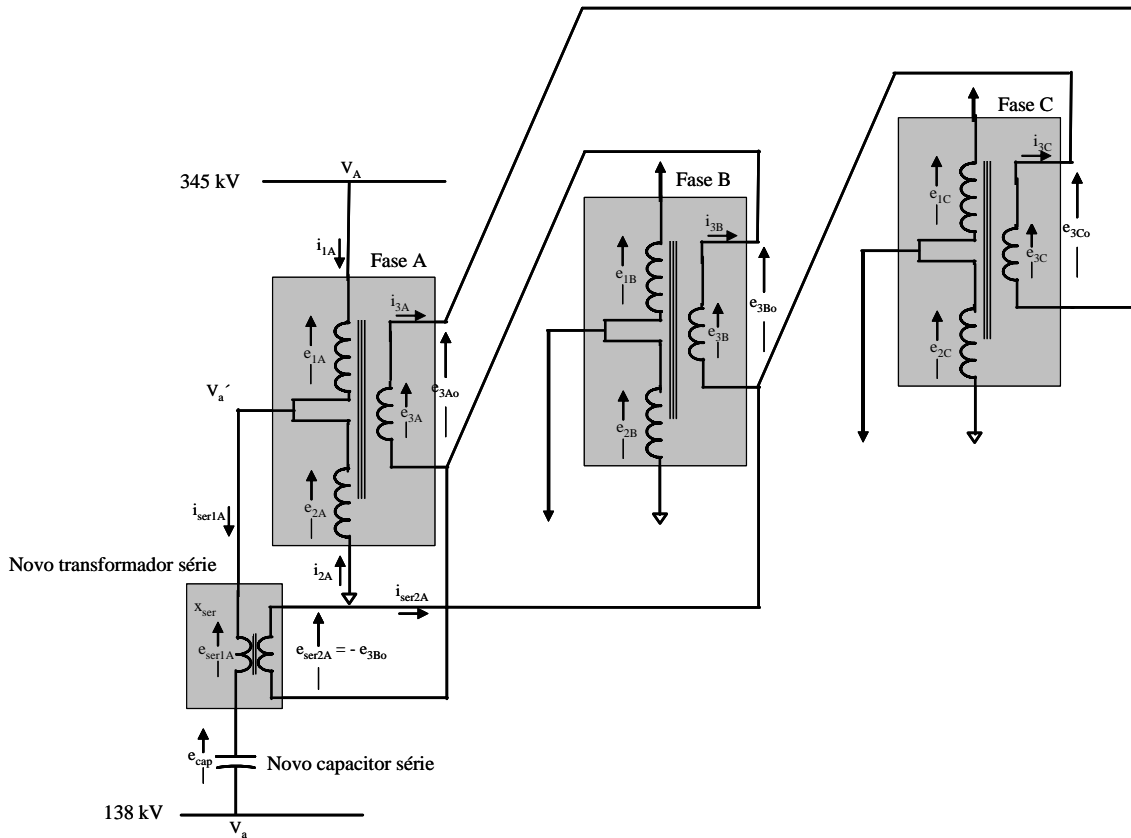


Figura 41 – Implementação do autotransformador e do TLCC

o novo transformador introduz uma tensão série em anti-fase com a tensão da fase B do sistema de 345 kV.

Ainda de acordo com a Figura 41, pode-se escrever a seguinte relação:

$$V'_a = e_{ser1A} + e_{cap} + V_a \quad (5)$$

A equação (5) pode ser traduzida através do diagrama fasorial da Figura 42. O deslocamento angular entre as barras de 345 (V_A) e de 138 kV (V_a), dado por δ , foi amplificado para que se pudesse visualizar de forma mais clara os fasores de tensão V'_a , e_{cap} e e_{ser1A} . Além disso, neste diagrama, as tensões V'_a e V_A aparecem em fase. Entretanto, a rigor, existirá uma pequena defasagem entre elas devido à reatância de dispersão do autotransformador. Para entendimento do funcionamento do TLCC, esta defasagem não é relevante.

Em condições normais de operação, o dispositivo limitador será “invisível” ao sistema. Desta forma, as tensões V'_a e V_a deverão ser aproximadamente iguais (em módulo). Isso pode ser conseguido através do controle do tape do autotransformador, que determina a magnitude da tensão V'_a . Assim, em condições operativas normais:

$$V'_a \approx V_a \quad (6)$$

Ainda analisando a Figura 42, pode-se notar que a posição angular de e_{ser1A} é determinada pela fase B da barra de 345 kV (V_B). A partir daí, os fasores e_{cap} e i_{ser1A} (90°

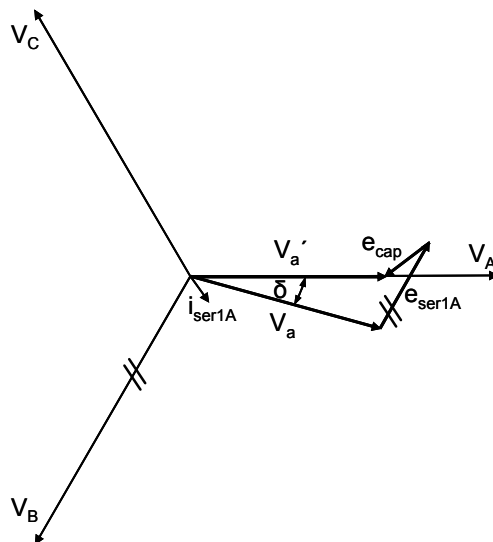


Figura 42 – Diagrama fasorial simplificado do TLCC utilizando capacitor série – Operação normal

adiantada de e_{cap}) são determinadas pela magnitude de e_{ser1A} , que pode ser ajustada pelo tape do transformador série.

Na ocorrência, por exemplo, de um curto-circuito trifásico franco na barra de 138 kV da subestação, a tensão V_a se anula. Além disso, ocorre uma redução significativa nas tensões do barramento de 345 kV e conseqüentemente, na tensão do transformador série (e_{ser1A}). Nesta situação, para efeitos de cálculo da corrente de defeito, esta tensão pode ser desprezada.

A título de ilustração, a Figura 43 mostra o comportamento do TLCC durante defeitos, quando instalado em paralelo com 3 autotransformadores convencionais. Como o valor da magnitude da impedância do ramo do limitador é aproximadamente três vezes maior do que a impedância do autotransformador convencional (X_{ps}) e a tensão e_{ser1A} é desprezada, a corrente de curto-circuito que circula pelo braço do TLCC é significativamente limitada. Conforme mencionado anteriormente, note-se que, durante a operação normal do sistema (sem defeito), esta impedância adicional não aparece (dispositivo limitador é “invisível”).

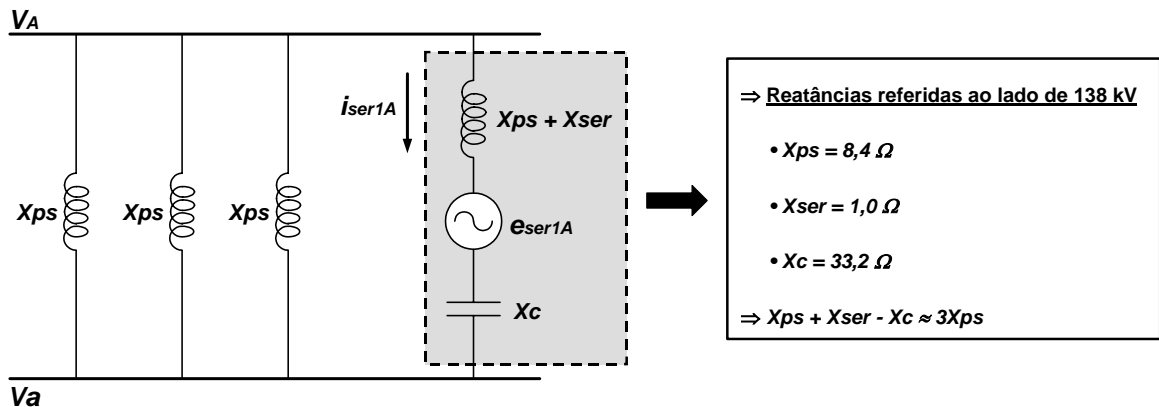


Figura 43 – Atuação do TLCC (utilizando capacitor série) quando utilizado em paralelo com três autotransformadores

5.2.1.1 Dados dos Autotransformadores

A Figura 44 apresenta o modelo do autotransformador utilizado no PSCAD que conforme já foi dito anteriormente, foi representado por um transformador convencional de três enrolamentos (unidade monofásica). As tensões nos enrolamentos e os valores das reatâncias utilizados nos quatro autotransformadores são apresentados a seguir. Da Figura 44, pode-se escrever:

$X_{ps} = 5,92 \%$, na base de 45 MVA

$X_{pt} = 6,97 \%$, na base de 15 MVA

$X_{st} = 4,46 \%$, na base de 15 MVA

Colocando todos os dados na base de 75 MVA, tem-se:

$$\begin{aligned} X_{ps} &= 5,92 \cdot \frac{75}{45} = 9,867 \% \\ X_{pt} &= 6,97 \cdot \frac{75}{15} = 34,85 \% \\ X_{st} &= 4,46 \cdot \frac{75}{15} = 22,3 \% \end{aligned} \quad (10)$$

Como a capacidade nominal dos enrolamentos 1 e 2 é de 45 MVA e não de 75 MVA e como a tensão nominal no lado 345 kV é de 119,51 kV, devido a características inerentes aos autotransformadores, é preciso realizar uma mudança de base, indicada pela equação (10).

$$X_{novo} = X_{antiga} \cdot \frac{X_{base\ antiga}}{X_{base\ nova}} \quad (11)$$

Onde:

$$X_{base\ antiga} = \frac{V_{base}^2}{S} = \frac{(345/\sqrt{3})^2}{75} = 529 \Omega \quad (12)$$

$$X_{base\ nova} = \frac{V_{base}^2}{S} = \frac{((345-138)/\sqrt{3})^2}{45} = 317,4 \Omega \quad (13)$$

Aplicando os resultados de (12) e (13) na equação (11), pode-se calcular os novos valores de X_{ps} , X_{pt} e X_{st} , que foram utilizados no PSCAD. Ou seja:

$$\begin{aligned} X_{ps\ novo} &= 9,867 \cdot \frac{529}{317,4} = 16,445 \% = 0,16445 \text{ pu} \\ X_{pt\ novo} &= 34,85 \cdot \frac{529}{317,4} = 58,084 \% = 0,58084 \text{ pu} \\ X_{st\ novo} &= 22,3 \cdot \frac{529}{317,4} = 37,167 \% = 0,37167 \text{ pu} \end{aligned} \quad (14)$$

• **BANCO 1B**

$X_{ps} = 9,98 \%$, na base de 75 MVA

$X_{pt} = 10,24 \%$, na base de 25 MVA

$X_{st} = 6,33 \%$, na base de 25 MVA

Colocando todos os dados na base de 75 MVA, tem-se:

$$\begin{aligned} X_{ps} &= 9,98 \cdot \frac{75}{75} = 9,98 \% \\ X_{pt} &= 10,24 \cdot \frac{75}{25} = 30,72 \% \\ X_{st} &= 6,33 \cdot \frac{75}{25} = 18,99 \% \end{aligned} \quad (15)$$

Aplicando a mesma transformação feita para o banco 1A, os valores finais de X_{ps} , X_{pt} e X_{st} são:

$$\begin{aligned} X_{ps\ novo} &= 9,98 \cdot \frac{529}{317,4} = 16,634 \% = 0,16445 \ pu \\ X_{pt\ novo} &= 30,72 \cdot \frac{529}{317,4} = 51,201 \% = 0,51201 \ pu \\ X_{st\ novo} &= 18,99 \cdot \frac{529}{317,4} = 31,651 \% = 0,31651 \ pu \end{aligned} \quad (16)$$

• **BANCO 2A**

$X_{ps} = 5,95 \%$, na base de 45 MVA

$X_{pt} = 6,93 \%$, na base de 15 MVA

$X_{st} = 4,41 \%$, na base de 15 MVA

Colocando todos os dados na base de 75 MVA, tem-se:

$$\begin{aligned} X_{ps} &= 5,95 \cdot \frac{75}{45} = 9,917 \% \\ X_{pt} &= 6,93 \cdot \frac{75}{15} = 34,65 \% \\ X_{st} &= 4,41 \cdot \frac{75}{15} = 22,05 \% \end{aligned} \quad (17)$$

Aplicando a correção, os valores finais de X_{ps} , X_{pt} e X_{st} são:

$$\begin{aligned} X_{ps\ novo} &= 9,917 \cdot \frac{529}{317,4} = 16,528 \% = 0,16528 \text{ pu} \\ X_{pt\ novo} &= 34,65 \cdot \frac{529}{317,4} = 57,751 \% = 0,57751 \text{ pu} \\ X_{st\ novo} &= 22,05 \cdot \frac{529}{317,4} = 36,751 \% = 0,36751 \text{ pu} \end{aligned} \quad (18)$$

- **BANCO 2B**

$X_{ps} = 5,90 \%$, na base de 45 MVA

$X_{pt} = 6,88 \%$, na base de 15 MVA

$X_{st} = 4,41 \%$, na base de 45 MVA

Colocando todos os dados na base de 75 MVA, teremos:

$$\begin{aligned} X_{ps} &= 5,90 \cdot \frac{75}{45} = 9,833 \% \\ X_{pt} &= 6,88 \cdot \frac{75}{15} = 34,40 \% \\ X_{st} &= 4,41 \cdot \frac{75}{15} = 22,05 \% \end{aligned} \quad (19)$$

Aplicando a correção, os valores finais de X_{ps} , X_{pt} e X_{st} são:

$$\begin{aligned} X_{ps\ novo} &= 9,833 \cdot \frac{529}{317,4} = 16,389 \% = 0,16389 \text{ pu} \\ X_{pt\ novo} &= 34,40 \cdot \frac{529}{317,4} = 57,334 \% = 0,57334 \text{ pu} \\ X_{st\ novo} &= 22,05 \cdot \frac{529}{317,4} = 36,751 \% = 0,36751 \text{ pu} \end{aligned} \quad (20)$$

5.2.1.2 Dimensionamento do Capacitor e do Transformador Série

Os detalhes da determinação dos valores de capacitância do capacitor série (C_{ser}), da relação de transformação (n_{ser21}) e da reatância de dispersão do transformador série (X_{ser}) não serão abordados nesta tese. A metodologia utilizada na obtenção desses parâmetros

está apresentada no Anexo 1 desta tese. Os dados do capacitor e do transformador série utilizados na modelagem são apresentados abaixo.

Dados do Capacitor Série:

- Tensão nominal : 27,0 kV
- Corrente nominal : 0,815 kA
- Potência por fase : 22,0 MVA
- Valor da capacitância : 80 μ F

Dados do Transformador Série:

- Tensão nominal do primário: 30,8 kV com tape que permite a tensão variar de 10 a 30,8 kV
- Corrente nominal do primário: 0,815 kA
- Potência por fase : 25,1 MVA
- Tensão nominal do secundário: 15,4 kV
- Reatância de dispersão : 0,04 pu na base do transformador

5.2.2 Comportamento Transitório do TLCC durante Defeitos

Os estudos realizados nesta seção analisam a eficiência da aplicação do TLCC na limitação da corrente de curto-circuito na subestação de Jacarepaguá e o comportamento transitório deste dispositivo durante defeitos. As análises serão realizadas considerando apenas curtos-circuitos trifásicos no barramento de 138 kV desta subestação, uma vez que estes eventos representam sempre as maiores solicitações impostas aos disjuntores.

As curvas apresentadas nas Figuras 42 a 45 representam as correntes e as tensões na situação de um curto-circuito trifásico no barramento de 138 kV. Estes resultados não contemplam nenhum tipo de ação limitadora.

O gráfico da Figura 45 mostra o comportamento da corrente de curto-circuito, que é aplicada em $t = 400$ ms e removida 200 ms depois. De acordo com a curva, o valor de pico da corrente simétrica de curto-circuito é de aproximadamente 59,6 kA (42,15 kA eficazes).

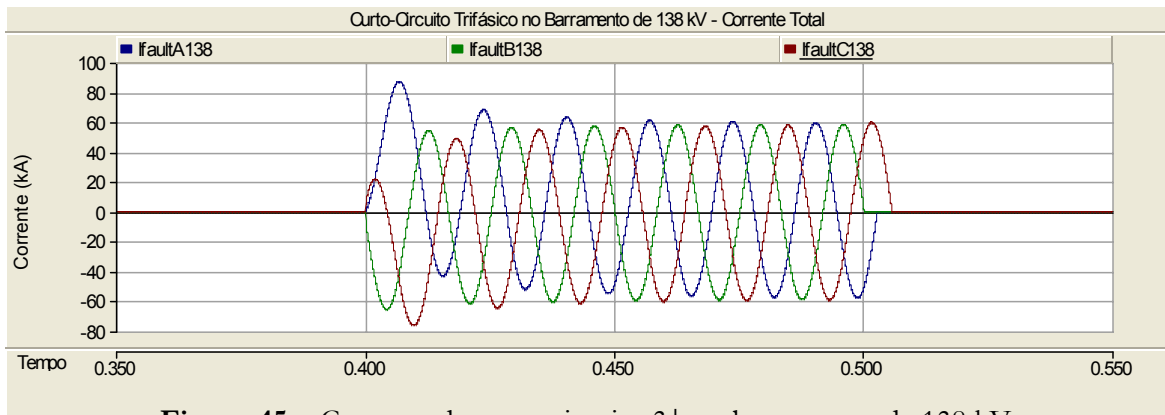


Figura 45 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV

As curvas da Figura 46 apresentam as correntes de curto-circuito que circulam em dois bancos de autotransformadores (bancos 2B e 1B). Durante o curto-circuito, estas correntes atingem cerca de 6,1 kA (valor simétrico de pico). As correntes de defeito que circulam pelos bancos 1A e 2A são semelhantes a essas.

A outra contribuição da corrente de curto-circuito, advinda do sistema de 138 kV, vale aproximadamente 35,2 kA (valor de pico), conforme mostra a Figura 47.

As tensões nos barramentos de 345 e 138 kV, durante o defeito, são mostradas na Figura 48.

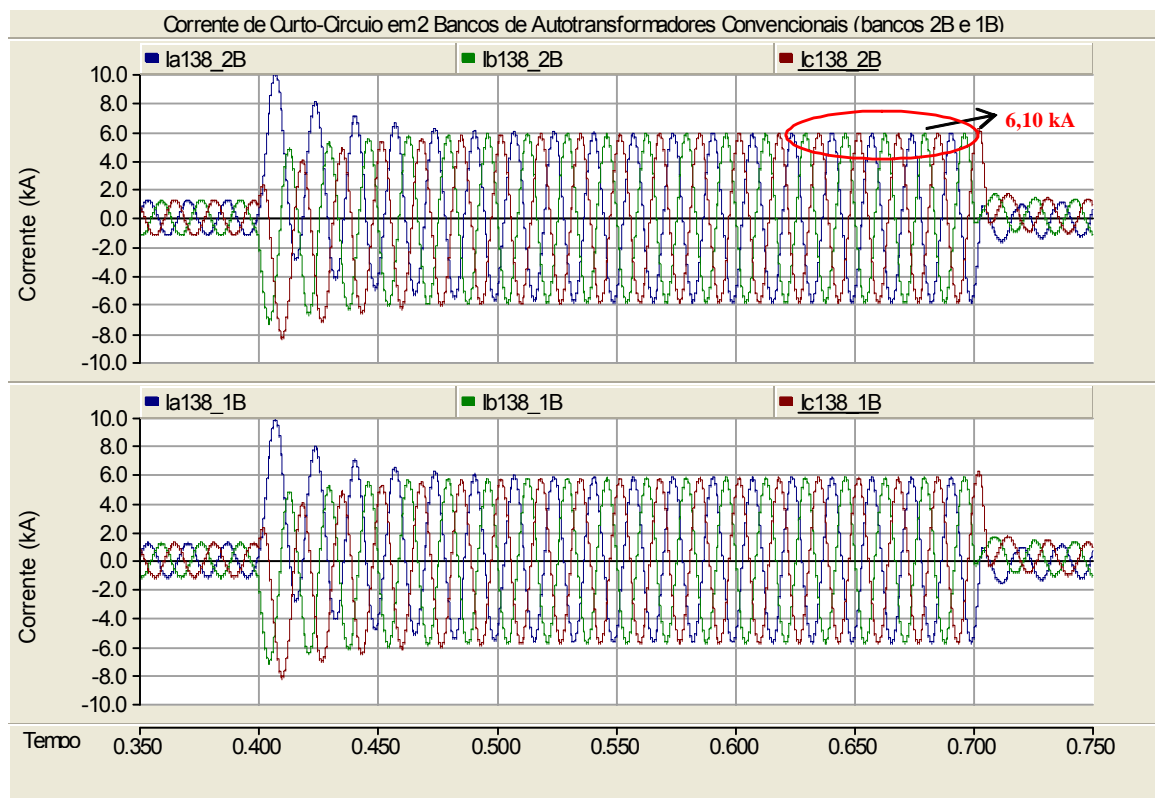


Figura 46 – Correntes de curto nos bancos 2B e 1 B, durante o defeito 3 ϕ



Figura 47 – Corrente de curto advinda do sistema de 138 kV

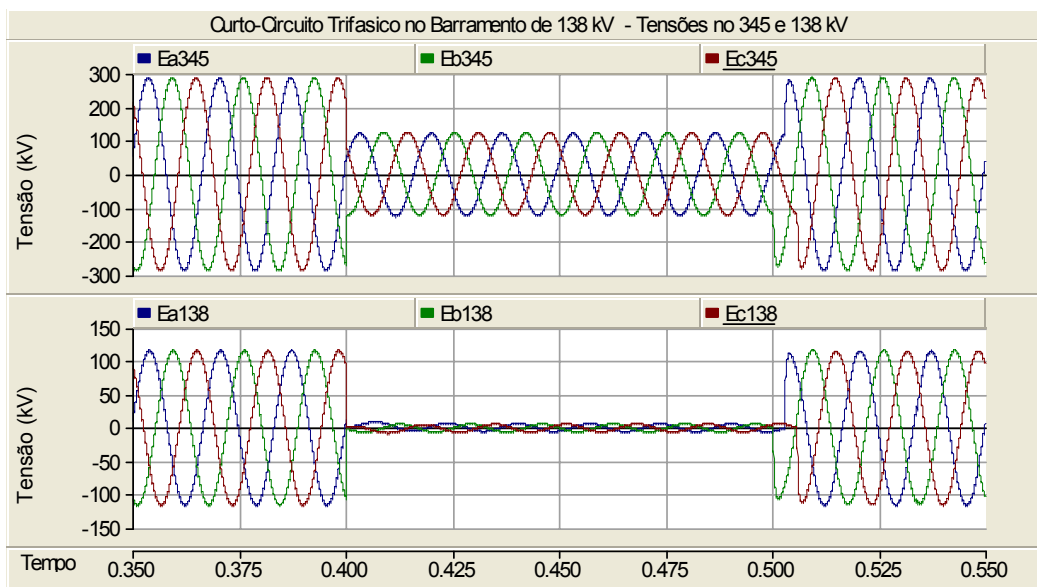


Figura 48 – Tensões nos barramentos de 345 e 138 kV durante o defeito 3φ no barramento de 138 kV

As análises que se seguem consideram a aplicação do TLCC nos autotransformadores da subestação de Jacarepaguá. Serão apresentados os resultados da limitação da corrente de curto-circuito utilizando o TLCC em 1, 2 e 3 autotransformadores. Neste ponto, cabe lembrar que a aplicação do TLCC acarreta na inclusão, no secundário do autotransformador existente, de um transformador série e um capacitor série (Figura 40).

A Figura 49 mostra que o valor de pico da corrente simétrica de curto-circuito, no barramento de 138 kV, é de 56 kA (39,6 kA eficazes). Comparando com a corrente de curto-circuito de 59,6 kA (42,15 kA eficazes), encontrada no caso sem nenhum dispositivo limitador, a utilização de 1 TLCC reduziu a corrente de curto-circuito em 2,55 kA (valor eficaz). No entanto, levando em conta que a capacidade de interrupção

simétrica do menor disjuntor existente na subestação é de 37 kA, a redução da corrente de curto-circuito obtida com a utilização de 1 TLCC não é suficiente para evitar a superação deste disjuntor.

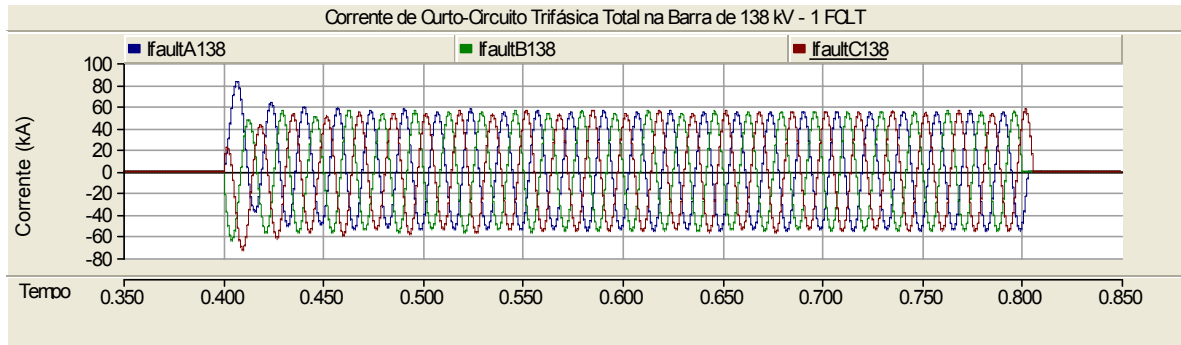


Figura 49 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV (1 TLCC)

As curvas (a) e (b) da Figura 50 apresentam as tensões nos barramentos de 345 e 138 kV, considerando a aplicação de apenas 1 TLCC. Além disso, a curva (c) mostra a corrente que circula em um dos autotransformadores convencionais (**la138_2A**) e no transformador limitador (**la138_2B**). De acordo com a curva (c), após a ocorrência de uma falta trifásica no barramento de 138 kV, a corrente de curto-circuito simétrica do

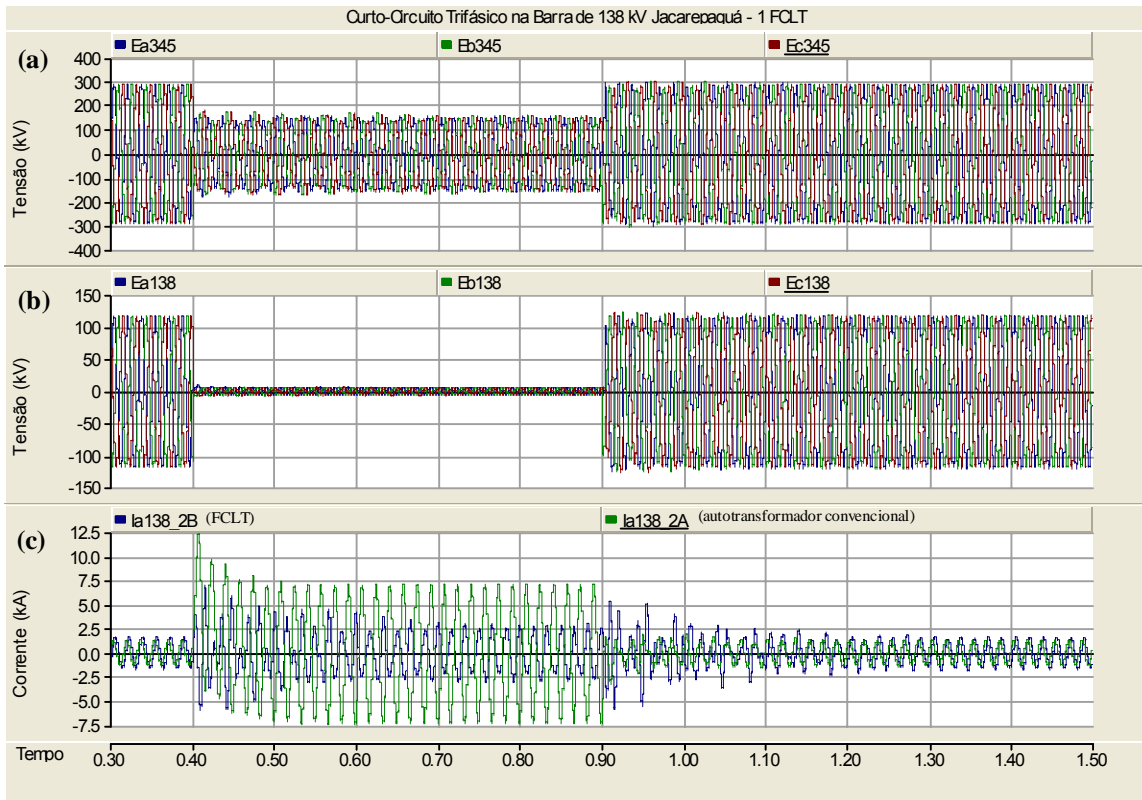


Figura 50 – Tensões e correntes durante o defeito 3 ϕ no barramento de 138 kV (1 TLCC)

autotransformador convencional (7,20 kA valor de pico = 5,10 kA eficazes) é mais de 3 vezes a corrente no TLCC (2,37 kA valor de pico = 1,67 kA eficazes), mantendo-se sempre inferior ao longo do defeito (300 ms).

Embora a corrente de defeito que circula pelo TLCC tenha tido uma redução significativa (aproximadamente 1/3 da corrente do autotransformador), as correntes de curto-circuito que circulam pelos autotransformadores convencionais tendem a ter um ligeiro acréscimo. Este comportamento pode ser facilmente comprovado através da comparação da corrente de curto-circuito que circula pelo autotransformador no caso sem limitação (Figura 46) e no caso com 1 TLCC (curva (c) da Figura 50). De acordo com estas figuras, a corrente de defeito simétrica no autotransformador passa de 6,10 kA (valor de pico) para 7,20 kA (valor de pico). Com este aumento na corrente dos autotransformadores, a limitação total da corrente de defeito não é suficiente para impedir a superação dos disjuntores, quando apenas 1 TLCC é utilizado.

Visando adequar as correntes de defeito à capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor da subestação (37 kA), foi estudada ainda a utilização de 2 e 3 TLCCs.

As curvas da Figura 51 e da Figura 52 apresentam as correntes de curto-circuito obtidas nestes casos (2 e 3 TLCCs, respectivamente). Através dos gráficos é possível observar que os novos níveis de curto-circuito ficam em 51,2 kA (2 TLCCs) e 47,6 kA (3 TLCCs), valores simétricos de pico. Passando para valores eficazes, estas correntes valem 36,2 kA e 33,66 kA, respectivamente.

A Tabela 11 mostra um resumo dos resultados apresentados até aqui, onde são apontados os níveis da corrente de curto-circuito trifásico no barramento de 138 kV em função do número de transformadores limitadores utilizados. Conforme pode ser observado, variou-se de 0 a 3 o número de TLCCs aplicados, modificando a corrente simétrica de curto-circuito de 42,15 kA a 33,66 kA (valores eficazes).

Tabela 11 Nível de curto-circuito no barramento de 138 kV em função do número de TLCCs (caso com capacitor série)

Modo de Operação dos Transformadores				Curto-circuito 3 ϕ no 138 kV (kA eficaz)
Banco 1A	Banco 1B	Banco 2A	Banco 2B	
AC	AC	AC	AC	42,15
AC	AC	AC	TLCC	39,60
AC	AC	TLCC	TLCC	36,20
AC	TLCC	TLCC	TLCC	33,66

AC : Autotransformador Convencional

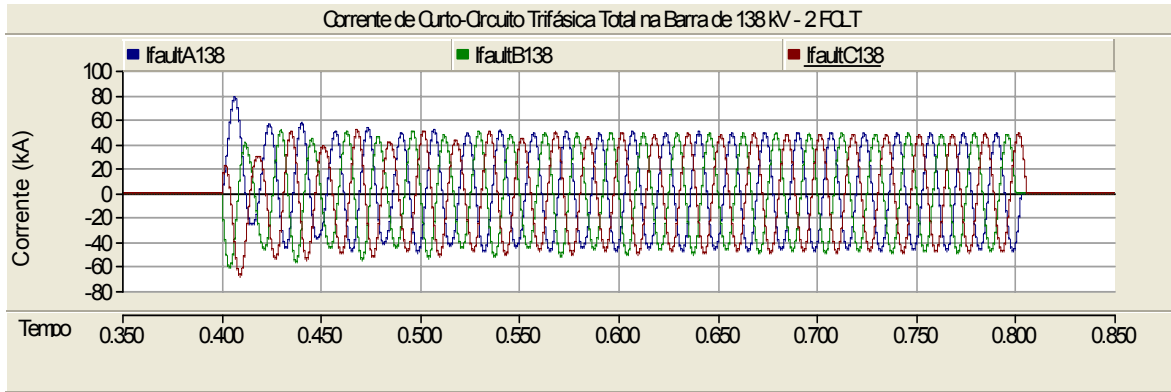


Figura 51 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV utilizando 2 TLCCs

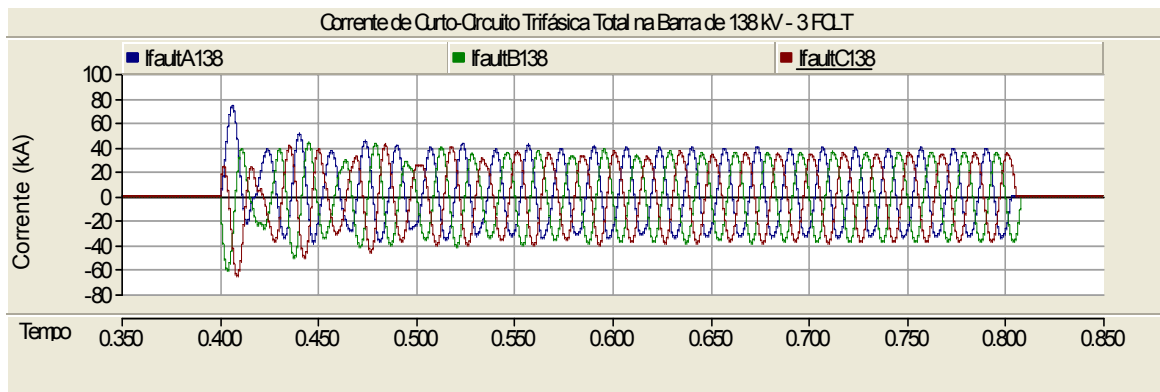


Figura 52 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV utilizando 3 TLCCs

Embora a Tabela 11 mostre que a utilização de 2 e 3 limitadores tenha reduzido a corrente de curto-circuito simétrica a valores inferiores ao da capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor, outros pontos devem ser abordados ao utilizar este dispositivo. Através das curvas da Figura 50, observa-se a presença de oscilações mal amortecidas nas formas de onda das correntes e tensões, quando é aplicado e retirado o defeito. Este comportamento torna-se ainda mais acentuado a medida que utilizamos um número maior de transformadores limitadores, conforme mostra a Figura 53 (2 TLCCs).

A título de ilustração foi realizada uma análise de Fourier da corrente de curto-circuito que circula pelos ramos do autotransformador convencional (banco 2A) e do transformador limitador (banco 2B), antes, durante e após o defeito 3 ϕ no barramento de 138 kV, considerando apenas 1 TLCC. A Figura 54 mostra o resultado obtido antes da aplicação do curto-circuito. Nota-se que apenas a componente fundamental (60 Hz) está presente, tanto na corrente que circula no autotransformador convencional, quanto no

limitador. É interessante observar que a amplitude da corrente nos dois ramos é bastante similar (0,867 kA no banco 2A e 0,891 kA no banco 2B).

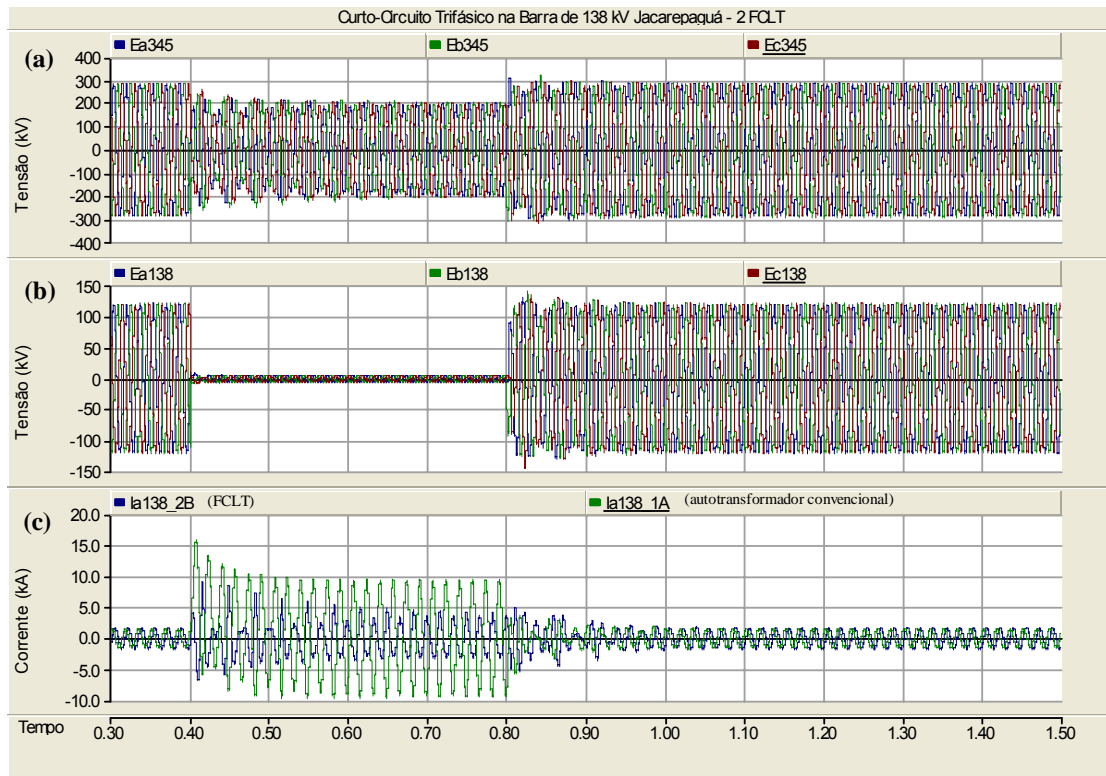


Figura 53 – Tensões e Correntes durante o defeito 3 ϕ no 138 kV (2 TLCC)

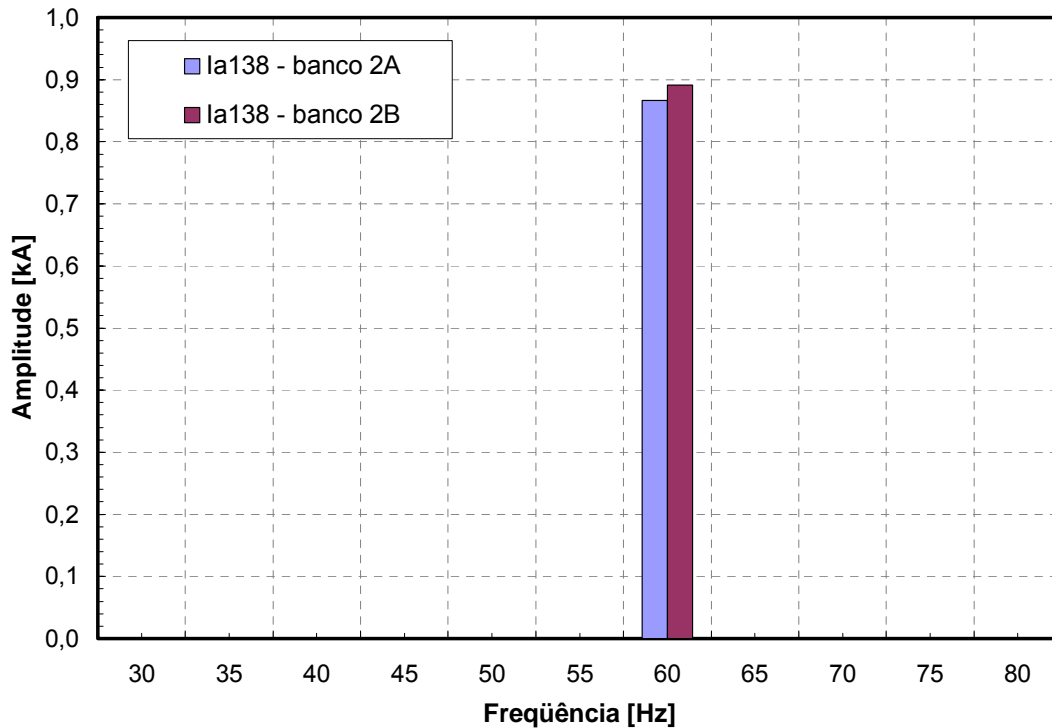


Figura 54 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) antes do defeito

Na Figura 55, o resultado da análise de Fourier obtida durante a aplicação do curto-circuito é apresentada. O cálculo foi feito considerando os 12 ciclos subsequentes ao evento e indica que a componente de 60 Hz da corrente atinge cerca de 5 kA no autotransformador convencional, enquanto que a mesma não chega a 2 kA (1,7 kA) no ramo limitador. Além disso, é notório o aparecimento de oscilações em diferentes frequências, as quais são muito mais significativas no ramo limitador. Neste caso, a componente de 90 Hz fica em torno de 1 kA. Observando o gráfico da Figura 53 (c), é possível perceber estas oscilações, mais acentuadas na corrente do ramo limitador.

Finalmente, a Figura 56 mostra o resultado da análise de Fourier da corrente após a eliminação do defeito. Neste caso, o cálculo foi efetuado considerando os 12 ciclos subsequentes à eliminação do curto-circuito. Como já indicava a Figura 53 (c), após a supressão do curto-circuito, surgem oscilações pouco amortecidas na corrente do ramo do TLCC, acarretando em uma forma de onda bastante distorcida.

A análise de Fourier mostra que a componente de 90 Hz fica próxima de 0,8 kA, o que corresponde a 85% da amplitude da componente de 60 Hz. É interessante notar também que, com a interrupção do defeito, os níveis de corrente retornam aos seus valores pré-falta (cerca de 0,91 kA).

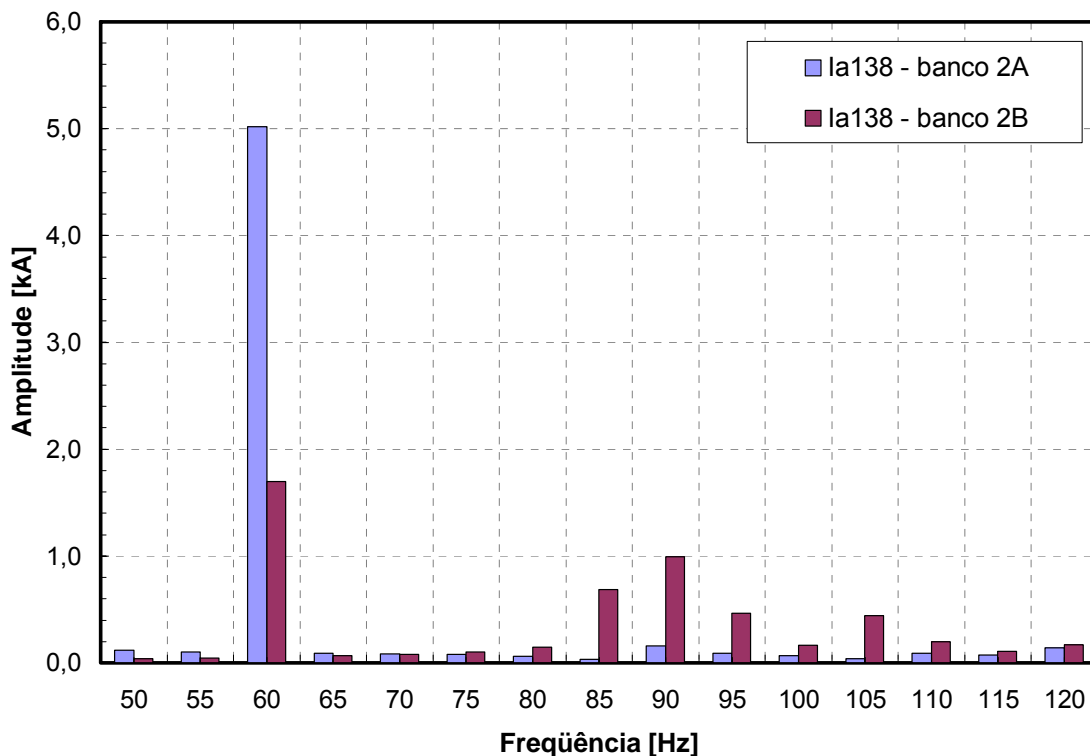


Figura 55 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) durante o defeito

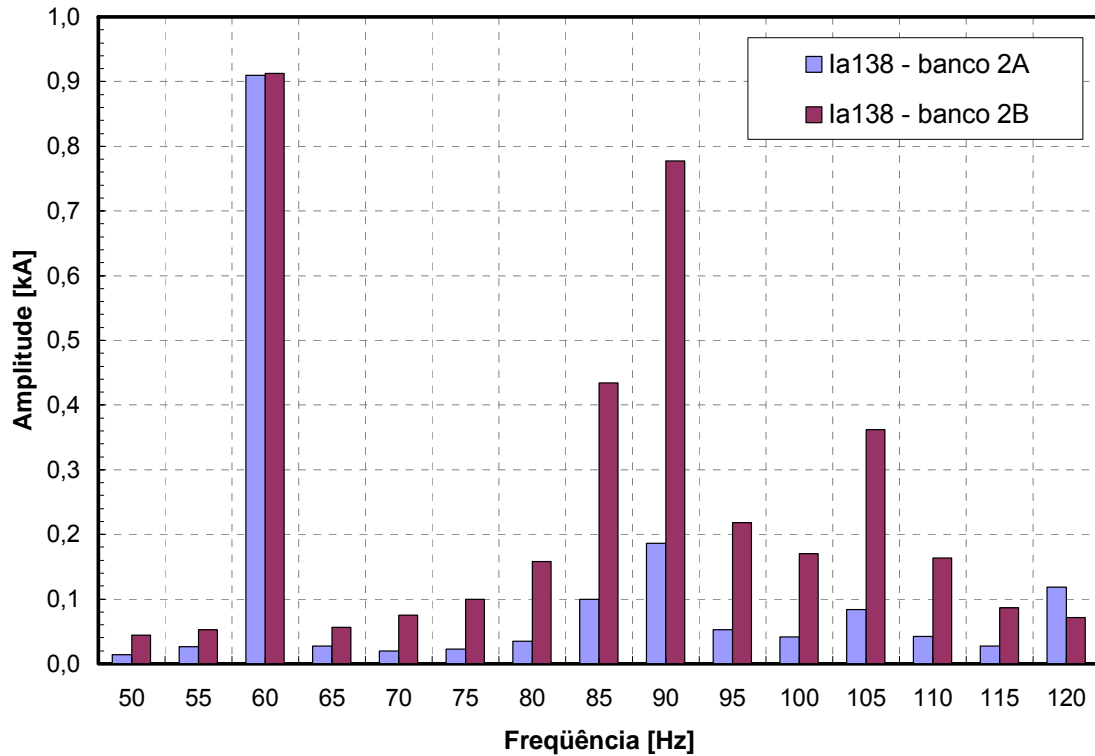


Figura 56 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) após o defeito

As oscilações transitórias são função dos principais parâmetros do circuito, tais como: capacitância do capacitor série (C_{ser}), reatância do transformador série (X_{ser}), reatâncias dos autotransformadores convencionais e do número de TLCCs e autotransformadores conectados em paralelo. Desta forma, variações em alguns destes parâmetros, assim como a representação mais fiel das perdas no sistema modelado, podem minimizar estas oscilações. Uma outra alternativa interessante na tentativa de melhorar o desempenho do sistema na presença do limitador, mantendo-se as principais características da modelagem apresentada, se dá através da substituição do capacitor série por um indutor série. A retirada do banco capacitivo traz benefícios ao sistema, uma vez que são eliminados os efeitos ressonantes entre este dispositivo e a rede. A representação deste novo modelo e os resultados obtidos são apresentados na próxima seção.

Vale destacar mais uma vez que as oscilações mal amortecidas observadas no modelo com o capacitor podem ser eliminadas através de investigações mais detalhadas. Neste trabalho no entanto, optou-se pela substituição do capacitor pelo indutor com o objetivo de eliminar estas oscilações.

5.3 Descrição do 2º Modelo

As seções seguintes apresentarão uma descrição do 2º modelo do TLCC implementado no PSCAD. Além do detalhamento da implementação propriamente dita, serão comentados alguns aspectos operativos, bem como do funcionamento do equipamento.

5.3.1 Implementação do Modelo

O capacitor série utilizado no modelo proposto na seção anterior pode ser facilmente substituído por um indutor série. A Figura 57 apresenta um diagrama simplificado do circuito modificado. Para manter as mesmas características de funcionamento do modelo anterior, a defasagem angular, requerida pelo TLCC, deve ser invertida, isto é, a fase A do transformador série (e_{ser2A}) é agora conectada à tensão $+e_{3B0}$, e não à tensão $-e_{3B0}$, conforme foi mostrado na Figura 41.

Assim como no modelo anterior, as variáveis apresentadas na Figura 57 representam:

- $V_A \rightarrow$ tensão de fase no barramento de 345 kV;

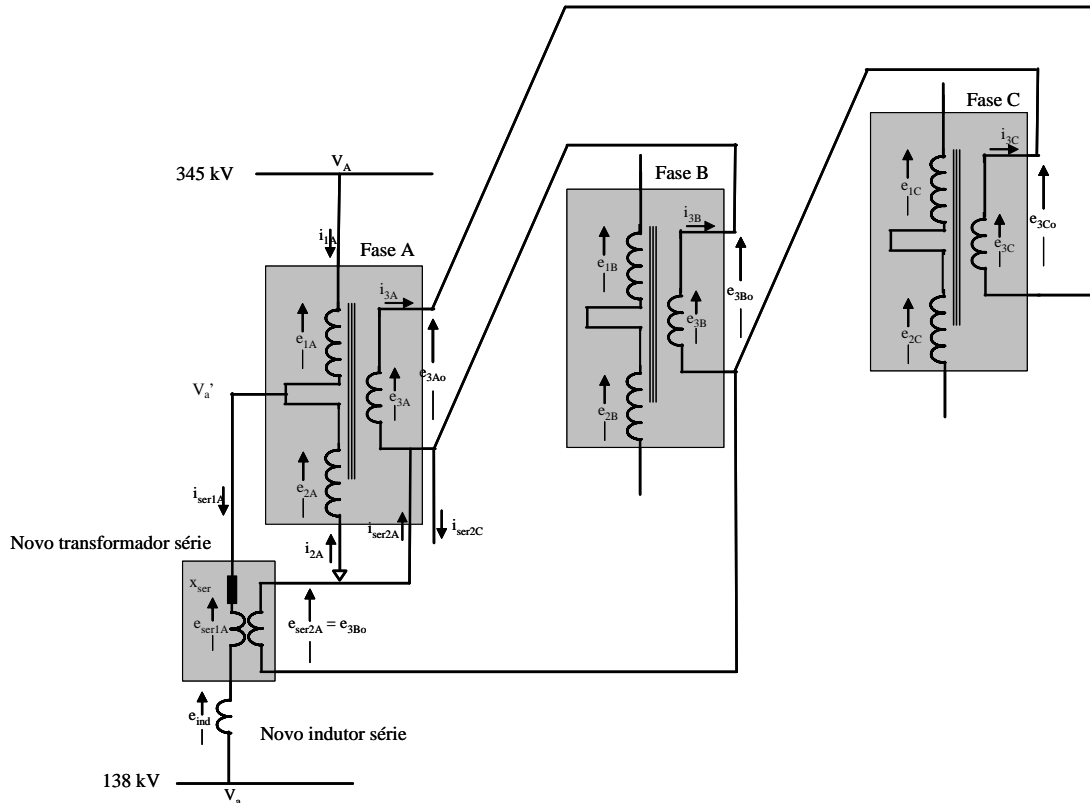


Figura 57 – Implementação do TLCC conectando um transformador série e um indutor série no secundário (138 kV) do autotransformador existente

- V_a → tensão de fase no barramento de 138 kV;
- V_a' → tensão de fase no terminal de 138 kV do autotransformador;
- e_{ser1A} → tensão do transformador série (em fase com V_B);
- e_{ind} → tensão no indutor série;
- i_{ser1A} → corrente no indutor (90° atrasado da tensão do indutor);
- δ → diferença angular entre as tensões das barras de 345 e 138 kV.

De acordo com a Figura 57, pode-se escrever a seguinte relação:

$$V_a' = e_{ser1A} + e_{ind} + V_a \quad (21)$$

A equação (21) pode ser traduzida através do diagrama fasorial da Figura 58.

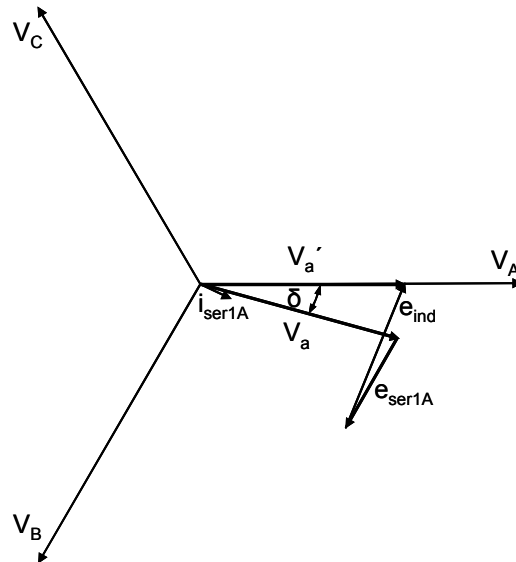


Figura 58 – Diagrama fasorial simplificado do TLCC utilizando indutor série – Operação normal

Assim como foi feito anteriormente, o deslocamento angular entre as barras do 345 (V_A) e do 138 kV (V_a), dado por δ , mostrado na Figura 58, foi amplificado para que se pudesse visualizar de forma mais clara, os fasores de tensão V_a' , e_{ind} e e_{ser1A} . Além disso, neste diagrama, as tensões V_a' e V_A aparecem em fase. Entretanto, a rigor, existirá uma pequena defasagem entre elas devido à reatância de dispersão do autotransformador. Para entendimento do funcionamento do TLCC, esta defasagem não é relevante.

Em condições normais de operação, o dispositivo limitador será “invisível” ao sistema. Desta forma, as tensões V_a' e V_a deverão ser aproximadamente iguais (em

módulo). Isso pode ser conseguido através do controle do tape do autotransformador, que determina a magnitude da tensão V_a' . Assim, em condições operativas normais:

$$V_a' \approx V_a. \tag{22}$$

Observando o diagrama unifilar da Figura 58, pode-se notar que a posição angular de e_{ser1A} é determinada pela fase B do sistema de 345 kV (V_B). A partir daí, os fasores e_{ind} e i_{serA} (90° atrasado da tensão e_{ind}) são determinadas pela magnitude de e_{ser1A} , que pode ser ajustada pelo tape do transformador série.

Na ocorrência, por exemplo, de um curto-circuito trifásico franco na barra de 138 kV da subestação, a tensão V_a se anula. Além disso, ocorre uma redução significativa nas tensões do barramento de 345 kV e, conseqüentemente, na tensão do transformador série (e_{ser1A}). Nesta situação, para efeitos de cálculo da corrente de defeito, esta tensão pode ser desprezada.

De forma análoga à descrição dada na Seção 5.2, a Figura 59 mostra o comportamento do TLCC durante defeitos, quando instalado em paralelo com os três autotransformadores convencionais. Como a magnitude da impedância do ramo do TLCC é aproximadamente três vezes maior do que a impedância do autotransformador convencional (X_{ps}) e a tensão e_{ser1A} é desprezada, a corrente de curto-circuito que circula pelo braço do limitador é significativamente limitada. Conforme mencionado anteriormente, note-se mais uma vez que, durante a operação normal do sistema (sem defeito), esta impedância adicional não aparece (dispositivo limitador é “invisível”).

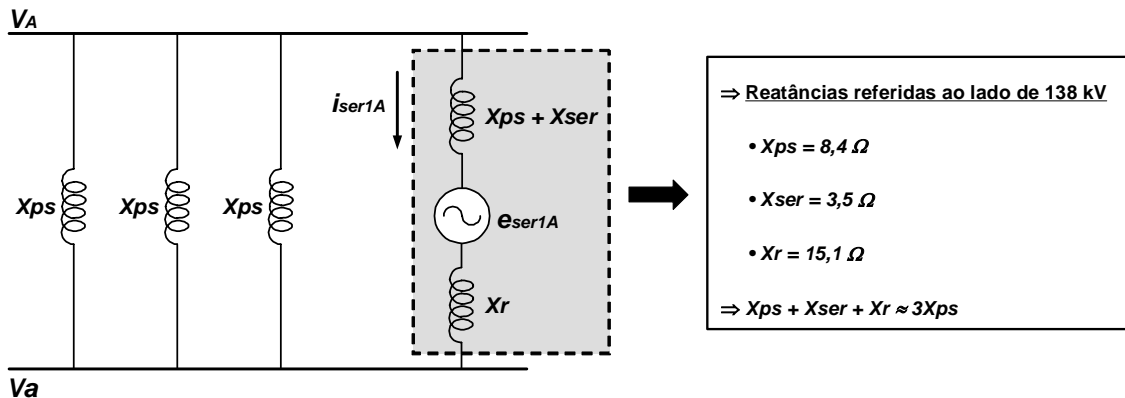


Figura 59 – Atuação do TLCC (utilizando indutor série) quando utilizado em paralelo com os três autotransformadores

5.3.2 Dimensionamento do Indutor e do Transformador Série

Assim como foi citado na Seção 5.2.1.2, os detalhes da determinação dos valores do indutor série (L_{ser}), da relação de transformação (n_{ser21}) e da reatância de dispersão do transformador série (X_{ser}) não serão abordados nesta tese. A metodologia utilizada no dimensionamento segue aquela descrita no Anexo 1. Os dados do indutor e do transformador série utilizados na modelagem são apresentados abaixo.

Dados do Indutor Série:

- Tensão nominal: 12,20 kV
- Corrente nominal: 0,812 kA
- Potência por fase: 9,91 MVA
- Valor da indutância: 40 mH

Dados do Transformador Série:

- Tensão nominal do primário: 19,2 kV com tape que permite a tensão variar de -10 kV a $+19,2$ kV
- Corrente nominal do primário: 0,812 kA
- Potência por fase: 11,8 MVA
- Tensão nominal do secundário: 13,8 kV
- Reatância de dispersão: 0,14 pu na base do transformador

5.3.3 Comportamento Transitório do TLCC durante Defeitos

O comportamento transitório do TLCC com indutor série foi examinado aplicando-se um defeito trifásico no barramento de 138 kV de Jacarepaguá.

Considerando inicialmente a aplicação de apenas 1 TLCC, a curva da Figura 60 mostra que o valor de pico da corrente simétrica de curto-circuito no barramento de 138 kV é de 56,5 kA (39,95 kA eficazes). Comparando com a corrente de defeito de 59,6 kA (42,15 kA eficazes), que foi encontrada no caso sem nenhum dispositivo limitador, a utilização do TLCC reduziu a corrente de curto-circuito em 2,20 kA (valor eficaz). Vale lembrar que o caso de 1 TLCC utilizando capacitores séries apresentou uma redução ligeiramente maior (2,55 kA). No entanto, assim como no caso anterior, a

redução da corrente de curto-circuito obtida com a utilização de 1 TLCC também não é suficiente para evitar a superação dos disjuntores de 37 kA.

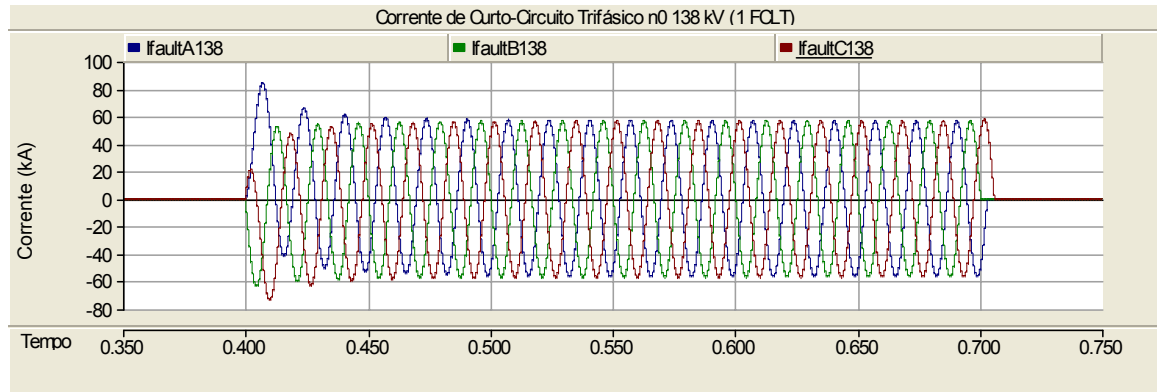


Figura 60 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV (1 TLCC)

As curvas (a) e (b) da Figura 61 apresentam as tensões nos barramentos de 345 e 138 kV, considerando a aplicação de apenas 1 TLCC. Além disso, a curva (c) mostra a corrente que circula em um dos autotransformadores convencionais (**la138_2A**) e no TLCC (**la138_2B**). De acordo com a curva (c), o valor de pico da corrente de curto-circuito simétrica do autotransformador convencional (6,30 kA) é quase 3 vezes a corrente de pico do TLCC (2,00 kA), mantendo-se sempre inferior ao longo da falta (300 ms).

Embora a corrente de defeito que circula pelo TLCC tenha tido uma redução significativa (aproximadamente 1/3 da corrente do autotransformador), esta limitação ainda não é suficiente para impedir a superação dos disjuntores, quando apenas 1 TLCC é utilizado.

Na tentativa de adequar as correntes de defeito à capacidade de interrupção simétrica do menor disjuntor da subestação (37 kA), foi estudado ainda a utilização de 2 e 3 TLCCs na subestação de Jacarepaguá. As curvas da Figura 62 e da Figura 63 apresentam as correntes de curto-circuito obtidas nestes dois casos, respectivamente. Observa-se que essas correntes valem, respectivamente, 51,50 kA e 49,35 kA (valores simétricos de pico). Passando para valores eficazes, estas correntes valem 36,41 kA (2 TLCCs) e 34,90 kA (3 TLCCs).

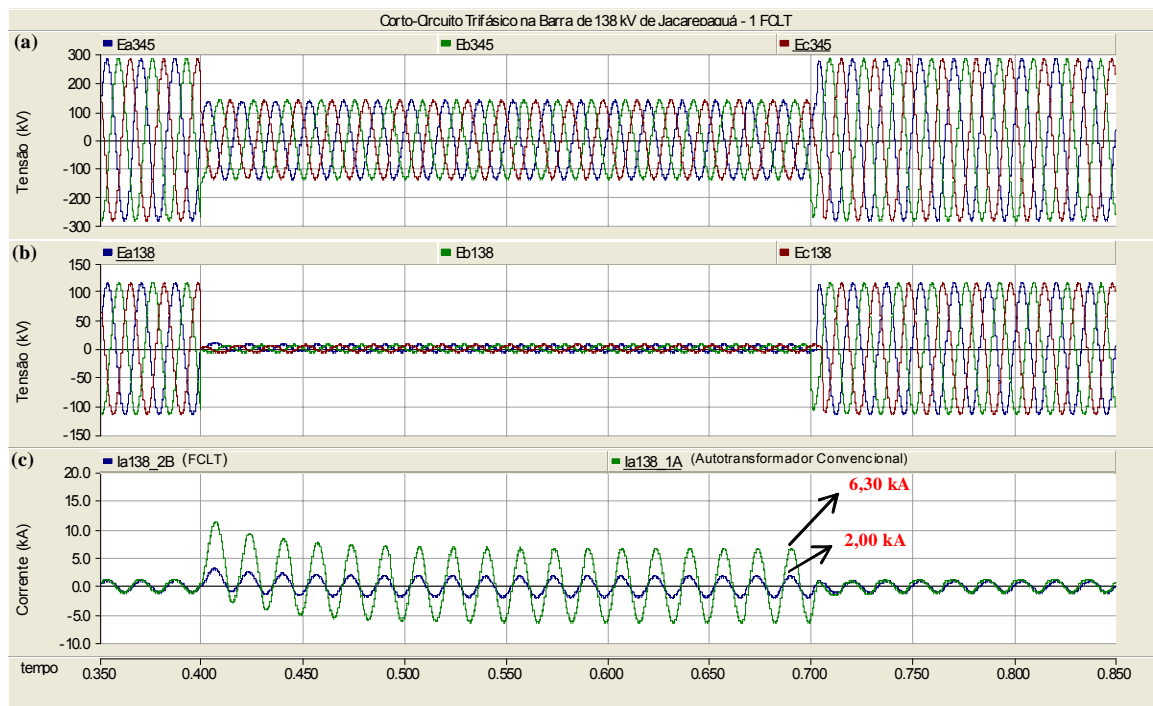


Figura 61 – Tensões e Correntes durante o defeito 3 ϕ no 138 kV (1 TLCC)

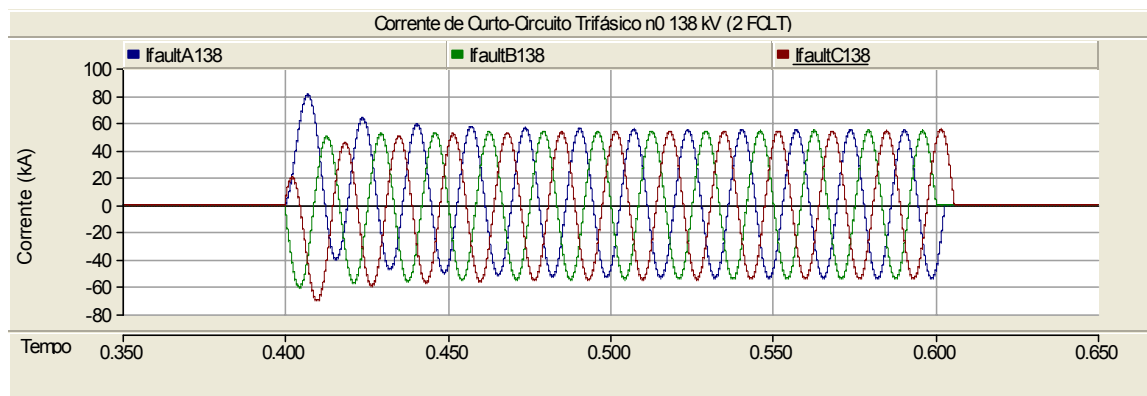


Figura 62 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV (2 TLCCs)

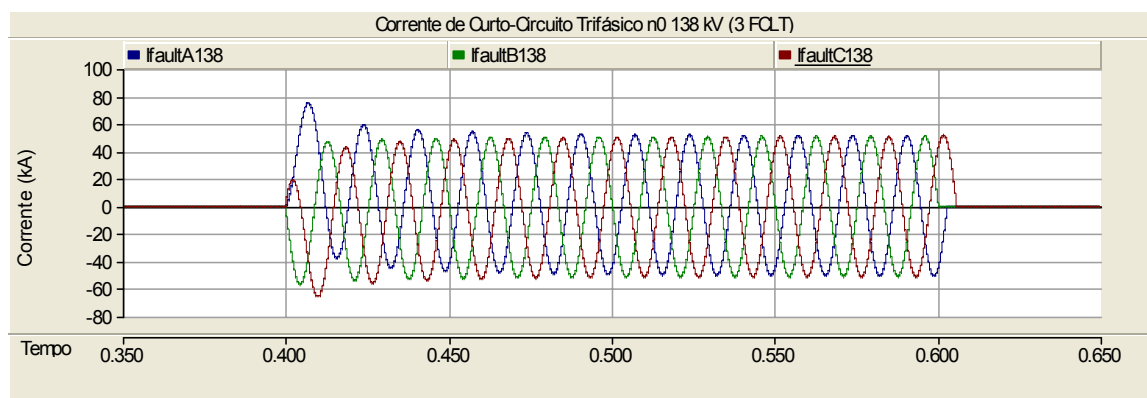


Figura 63 – Corrente de curto-circuito 3 ϕ no barramento de 138 kV (3 TLCCs)

A Tabela 12 mostra um resumo dos resultados apresentados até aqui, onde são apontados os níveis de corrente de curto-circuito trifásico no barramento de 138 kV em função do número de transformadores limitadores utilizados. Conforme pode ser observado, variou-se de 0 a 3 o número de TLCCs aplicados, modificando a corrente simétrica de curto-circuito de 42,15 kA para 34,90 kA (valores eficazes).

Tabela 12 Nível de curto-circuito no barramento de 138 kV em função do número de TLCCs (caso com indutor série)

Modo de Operação dos Transformadores				Curto-circuito 3 ϕ no 138 kV (kA eficaz)
Banco 1A	Banco 1B	Banco 2A	Banco 2B	
AC	AC	AC	AC	42,15
AC	AC	AC	TLCC	39,95
AC	AC	TLCC	TLCC	36,41
AC	TLCC	TLCC	TLCC	34,91

AC : Autotransformador Convencional

Comparando a Tabela 11 (com capacitor) com a Tabela 12 (com indutor), observa-se que o modelo do TLCC com indutor série, apresenta resultados de limitação de corrente de curto-circuito bem próximos àqueles obtidos no modelo com capacitores. No entanto, destaca-se que a utilização dos indutores promove uma significativa melhoria no desempenho do dispositivo.

A presença das oscilações mal amortecidas não mais é observada quando se utiliza os indutores no lugar dos capacitores. A Figura 64 apresenta uma comparação das formas de ondas obtidas no caso com capacitor (Figura 53).

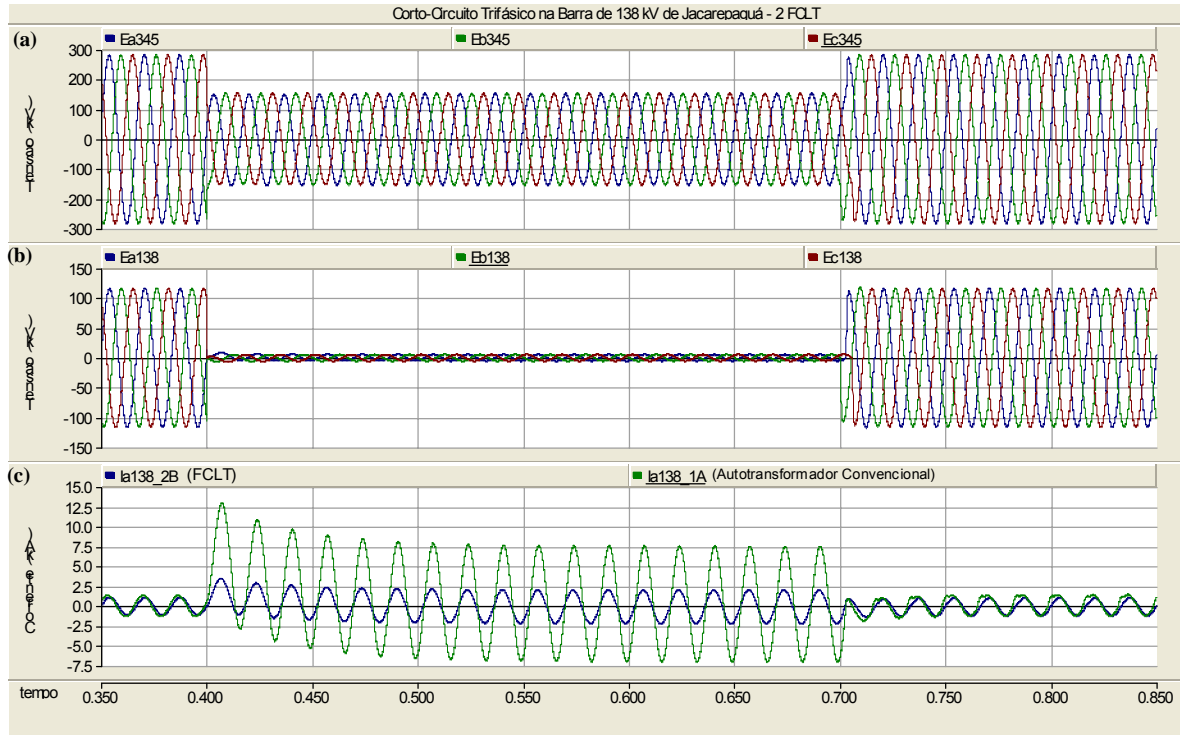


Figura 64 – Tensões e correntes durante o defeito 3 ϕ no barramento de 138 kV (2 TLCCs)

Assim como na Seção 5.2.2, foi realizada uma análise de Fourier da corrente de curto-circuito que circula pelos ramos do autotransformador convencional (banco 2A) e do transformador limitador (banco 2B), antes, durante e após o defeito, considerando apenas 1 TLCC. A Figura 65 mostra o resultado obtido antes da aplicação do curto-circuito. Nota-se que apenas a componente de 60 Hz está presente, tanto na corrente que circula no autotransformador convencional, quanto no limitador. É interessante observar que a diferença da amplitude da corrente nos dois ramos é da ordem de 10% (0,860 kA no banco 2A e 0,778 kA no banco 2B).

Na Figura 66, o resultado da análise de Fourier obtido durante a aplicação do curto-circuito é apresentado. O cálculo foi feito considerando os 12 ciclos subsequentes ao evento e indica que a componente de 60 Hz da corrente ultrapassa os 4,5 kA no autotransformador convencional, enquanto que a mesma não chega a 1,5 kA no ramo limitador. Comparativamente com o TLCC com banco capacitivo, neste caso, as amplitudes das oscilações são baixas e não chegam a 0,2 kA. Observando o gráfico da Figura 64 (c), é possível perceber claramente que não há mais oscilações significativas nas formas de onda de corrente.

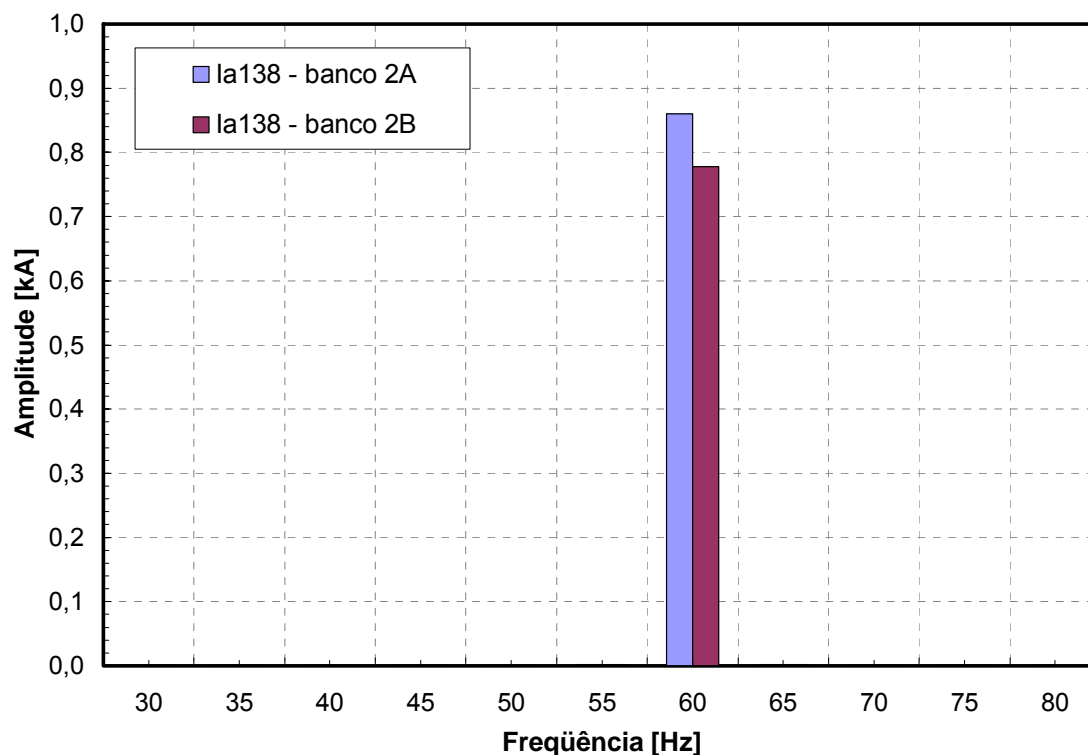


Figura 65 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) antes do defeito (caso com indutor)

Finalmente, a Figura 67 mostra o resultado da análise de Fourier da corrente após a eliminação do defeito. Neste caso, o cálculo foi efetuado considerando os 12 ciclos subsequentes à eliminação do curto-circuito. Com a utilização do banco indutivo, não percebe-se mais as oscilações pouco amortecidas na corrente do ramo do TLCC.

A utilização do banco indutivo no lugar do banco capacitivo traz benefícios evidentes no que diz respeito ao desempenho da rede quando é aplicado e retirado o defeito. Para comparar os dois modelos descritos, é apresentado na Figura 68 um gráfico da análise de Fourier do período pós-defeito.

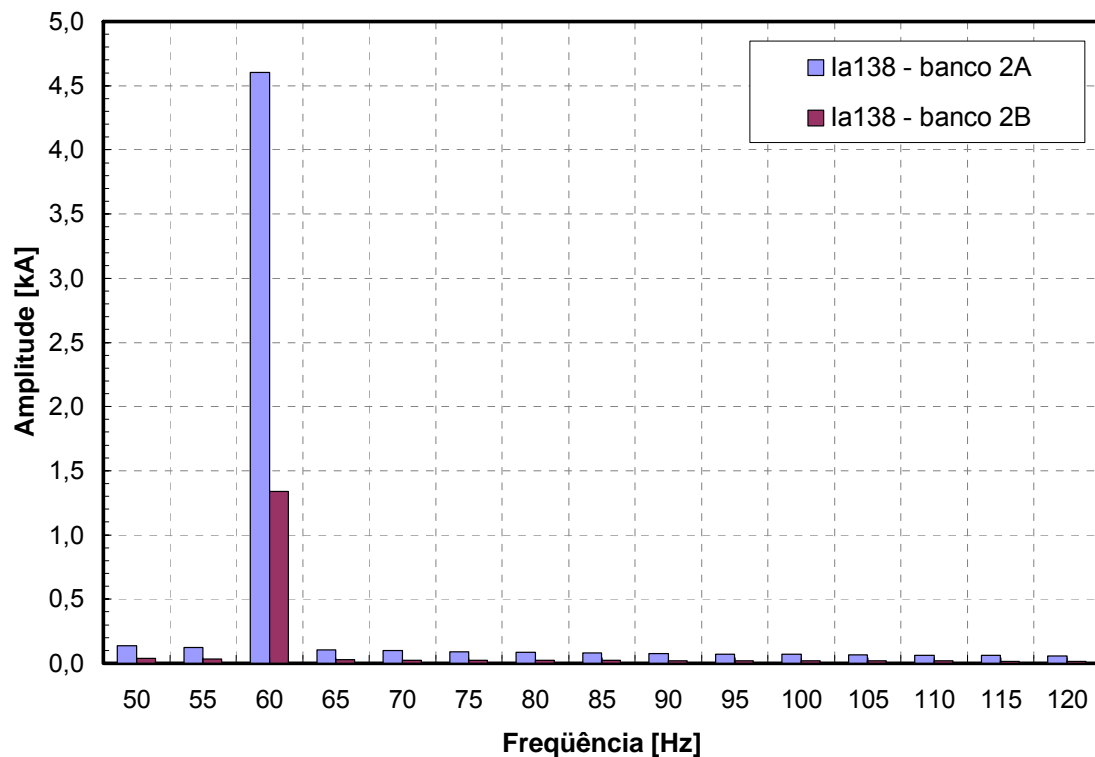


Figura 66 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) durante o defeito (caso com indutor)

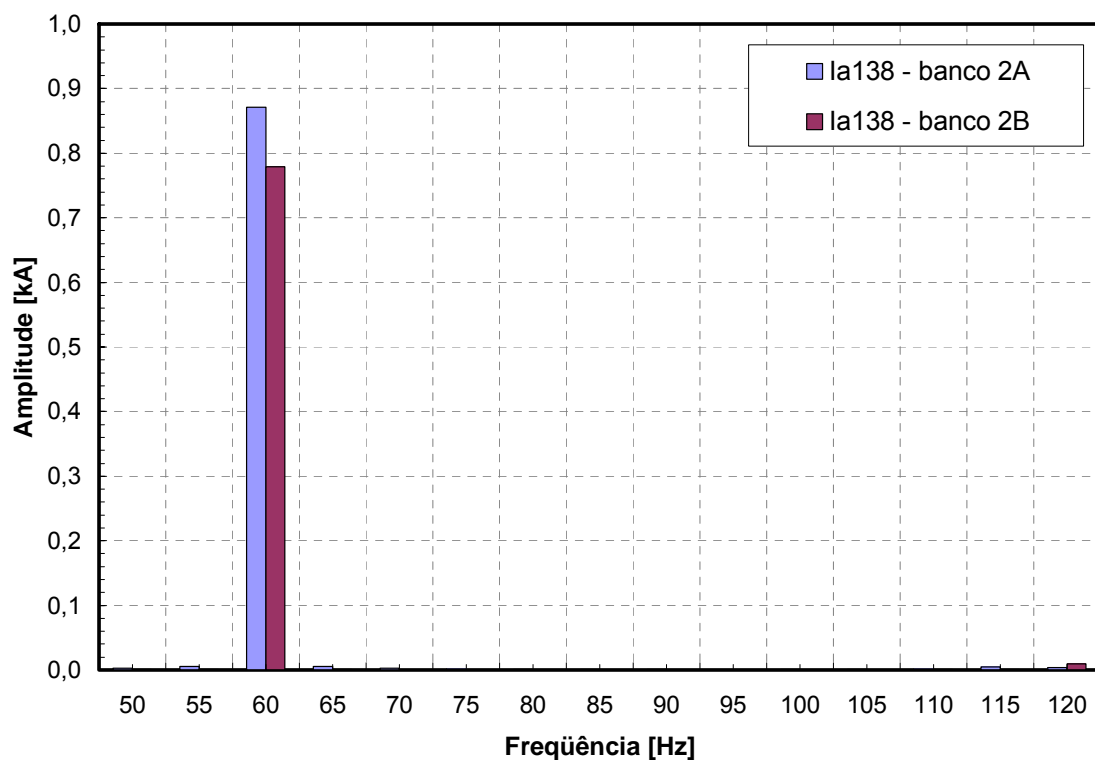


Figura 67 – Análise de Fourier das correntes (fase A) no autotransformador (banco 2A) e no TLCC (banco 2B) após o defeito (caso com indutor)

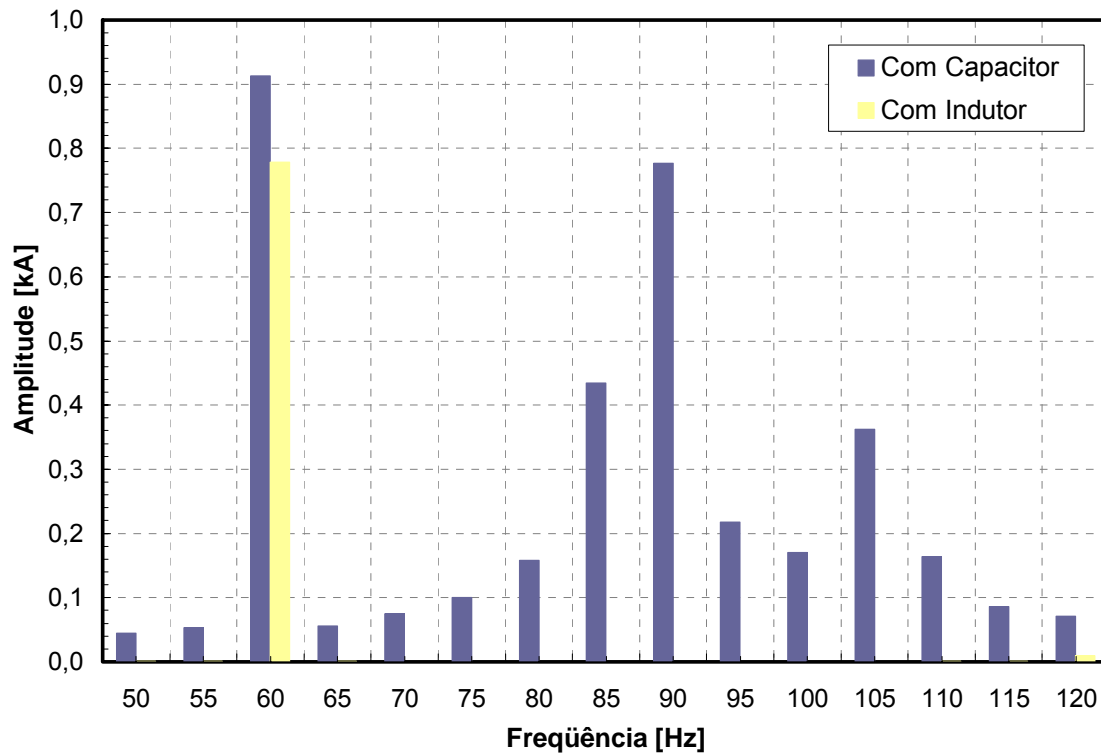


Figura 68 – Análise de Fourier no TLCC durante o defeito: Capacitor x Indutor

Seguindo as análises e os resultados obtido até aqui, o Capítulo 5 irá apresentar a utilização do modelo do TLCC com indutores em uma rede que represente de forma mais detalhada o sistema estudado.

Capítulo 6

Análise Detalhada do Desempenho do TLCC na Área Rio

Os modelos que foram estudados no capítulo anterior permitiram a compreensão do comportamento do dispositivo TLCC durante defeitos. As análises foram baseadas em uma rede com representação simplificada. Foi visto que o arranjo estudado do TLCC com indutores melhora o desempenho do sistema na presença do dispositivo, já que elimina as oscilações mal amortecidas, que foram observadas quando da utilização de capacitores. Com base nesses resultados, este capítulo analisa o desempenho do TLCC com indutores no mesmo sistema anterior (Área Rio, subestação de Jacarepaguá). Entretanto, a rede elétrica foi representada de forma detalhada, na tentativa de reproduzir de maneira mais fiel o comportamento real do sistema.

6.1 Descrição do Sistema Equivalente

A Figura 69 mostra o sistema equivalente representado no PSCAD e utilizado nos estudos deste capítulo. Diferentemente da representação simplificada, a nova configuração representa com maior rigor a rede próxima ao ponto de interesse, neste caso, a subestação de Jacarepaguá.

A escolha do sistema deve levar em conta o tipo de análise que se quer realizar a fim de não prejudicar os resultados que serão obtidos. Sendo assim, em função da localização dos transformadores sob análise e do tipo de estudo que está sendo realizado neste trabalho, foram representadas as principais linhas de 138 kV e 345 kV conectadas à subestação de Jacarepaguá, além dos quatro autotransformadores, já descritos anteriormente.

Os pontos de conexão da rede representada com maior nível de detalhamento com o sistema interligado (138 kV e 345 kV) foram modelados através de equivalentes (fontes de tensão atrás de impedâncias). A Figura 69 indica um total de quatro equivalentes deste tipo, localizados nas subestações de Jacarepaguá, Cascadura, Grajaú 138 kV e Adrianópolis 345 kV. Além disso, uma pequena carga foi conectada à

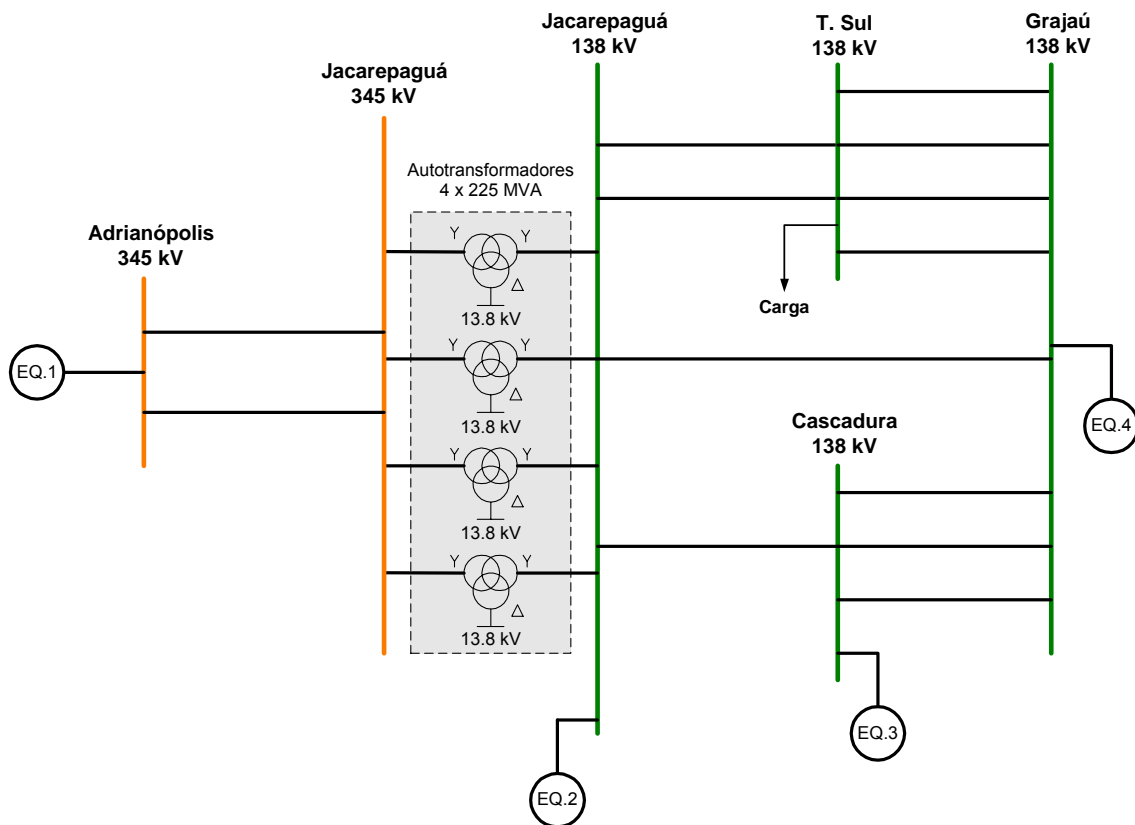


Figura 69 – Equivalente detalhado da Área Rio (Subestação de Jacarepaguá 138 kV)

subestação Terminal Sul.

É importante mencionar que, para a definição do sistema equivalente foram utilizados os programas ANAFAS e ANAREDE (Programa de Análise de Redes), ambos desenvolvidos pelo CEPEL. Após a montagem do novo sistema no PSCAD, foram feitas as validações deste equivalente, as quais são muito importantes para verificar se a representação adotada mantém as propriedades básicas do sistema real. Essas validações consistiram basicamente em verificar o nível de curto-circuito e o desempenho em regime permanente. A seguir, esses dois pontos são abordados.

a) Nível de Curto-Circuito:

Como primeiro passo na validação, foram calculados os níveis de curto-circuito em todas as barras do equivalente através do PSCAD e comparados com os valores obtidos originalmente com o sistema real completo, através do ANAFAS. A Tabela 13 compara os níveis de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos obtidos através das duas ferramentas computacionais.

Ainda de acordo com a tabela, é possível observar que as correntes de defeito encontradas nos dois casos estão bem próximas. O erro máximo (7,59%) foi verificado para um evento monofásico na subestação de Cascadura e se manteve dentro da faixa aceitável para este tipo de abordagem (10%).

Tabela 13 Valores das correntes de curtos-circuitos obtidos com a rede completa e com o equivalente

Subestações	Nível de Curto-Circuito (kA)				Diferença entre a Rede Completa e o Equivalente	
	Rede Completa (ANAFAS)		Equivalente (PSCAD)			
	1 ϕ	3 ϕ	1 ϕ	3 ϕ	1 ϕ	3 ϕ
Adrianópolis 345 kV	20,41	21,93	19,73	21,20	3,45%	3,44%
Jacarepaguá 345 kV	12,84	16,50	13,29	16,27	-3,39%	1,41%
Jacarepaguá 138 kV	36,75	40,62	35,40	40,55	3,81%	0,17%
Terminal Sul 138 kV	21,60	34,44	20,32	32,90	6,30%	4,68%
Grajaú 138 kV	35,17	43,07	33,2	41,50	5,93%	3,78%
Cascadura 138 kV	22,81	34,49	21,20	32,30	7,59%	6,78%

b) Regime Permanente:

O segundo ponto verificado foi a comparação dos fluxos de potência e tensões (módulo e ângulo) obtidos. A Tabela 14 e a Tabela 15 mostram que os valores de

tensões e fluxos obtidos na rede completa e no equivalente também estão bem próximos. As diferenças mais significativas foram encontradas nos fluxos das linhas Jacarepaguá – Terminal Sul 138 kV (14,29%) e Jacarepaguá – Cascadura 138 kV (11,66%). No entanto, verificou-se que estas diferenças não influenciariam significativamente nos resultados deste trabalho.

Tabela 14 Tensões (módulo e fase) obtidas com a rede completa e com o equivalente

Subestações	Tensões				Diferença entre a Rede Completa e o Equivalente	
	Rede Completa (ANAREDE)		Equivalente (PSCAD)		Módulo	Fase
	Módulo (pu)	Fase (graus)	Módulo (pu)	Fase (graus)		
Adrianópolis 345 kV	1,029	-45,3	1,035	-45,18	-0,58%	0,27%
Jacarepaguá 345 kV	1,020	-47,2	1,028	-47,15	-0,78%	0,11%
Jacarepaguá 138 kV	1,025	-51,00	1,024	-50,66	0,10%	0,67%
Terminal Sul 138 kV	1,023	-49,8	1,022	-50,46	0,10%	-1,31%
Grajaú 138 kV	1,025	-48,7	1,025	-48,04	0,00%	1,37%
Cascadura 138 kV	1,015	-50,1	1,013	-49,85	0,20%	0,50%

Tabela 15 Fluxos (MW) obtidos com a rede completa e com o equivalente

Linhas	Valores de fluxo (MW)		Diferença entre a Rede Completa e o Equivalente
	Rede Completa (ANAREDE)	Equivalente (PSCAD)	
Jacarepaguá – Terminal Sul 138 kV (circ. 1)	7,8	9,1	-14,29%
Cascadura – Jacarepaguá 138 kV	47,9	42,9	11,66%
Grajaú – T. Sul 138 kV	123,6	115,7	6,83%
Grajaú - Cascadura 138 kV (circ. 1)	91,2	93,00	-1,94%
Adrianópolis – Jacarepaguá 345 kV (circ. 1)	296,7	292,5	1,44%
Jacarepaguá 138 / 345 kV (4X)	605,9	581,3	4,23%

Os resultados comparativos apresentados nas Tabelas 13, 14 e 15 mostraram que o equivalente representado no PSCAD manteve as características do sistema real.

6.2 Representação do Modelo no PSCAD

A Figura 70, mostra a representação, no PSCAD, do sistema equivalente apontado na Figura 69. Os quatro autotransformadores, representados através dos blocos **Trafo 1A**,

Trafo 1B, Trafo 2A e Trafo 2B, podem operar como autotransformadores convencionais ou como TLCCs. A Figura 71 destaca a representação de um desses autotransformadores/TLCCs (banco 2B). A transição do modelo do autotransformador convencional para o modelo do TLCC (e vice-versa) é realizada através de chaves, designadas na Figura 71 como **bypass_2B**.

Os conteúdos das redes de 138 kV e 345 kV conectadas à subestação de Jacarepaguá estão representados pelos blocos **Jacarepaguá 138 kV Equivalente** e **Jacarepaguá 345 kV Equivalente**, respectivamente (Figura 72 e Figura 73). As seguintes linhas foram representadas:

- Jacarepaguá – Terminal Sul 138 kV, circuitos 1 e 2;
- Jacarepaguá – Grajaú 138 kV;
- Jacarepaguá – Cascadura 138 kV;
- Cascadura – Grajaú 138 kV, circuitos 1, 2 e 3;
- Grajaú – Terminal Sul 138 kV, circuitos 1, 2, 3 e 4;
- Adrianópolis – Jacarepaguá 345 kV, circuitos 1 e 2.

Todas as linhas de transmissão foram representadas através do modelo π com parâmetros distribuídos.

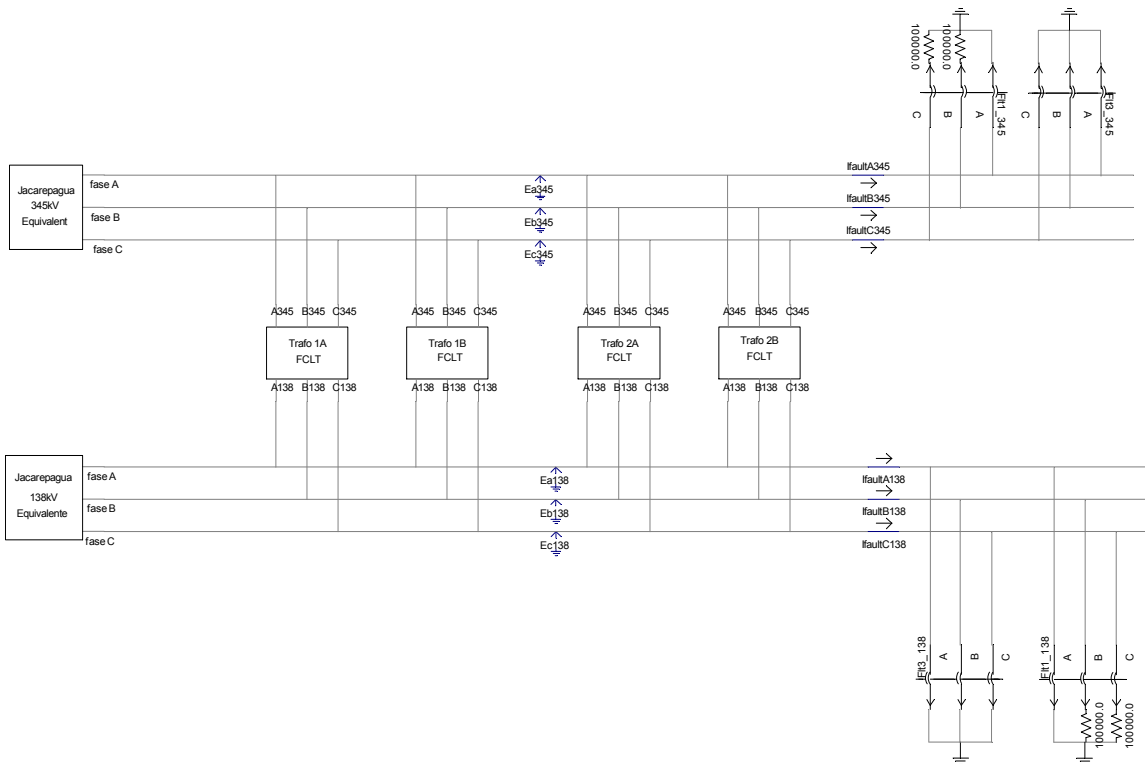


Figura 70 – Representação do sistema equivalente no PSCAD

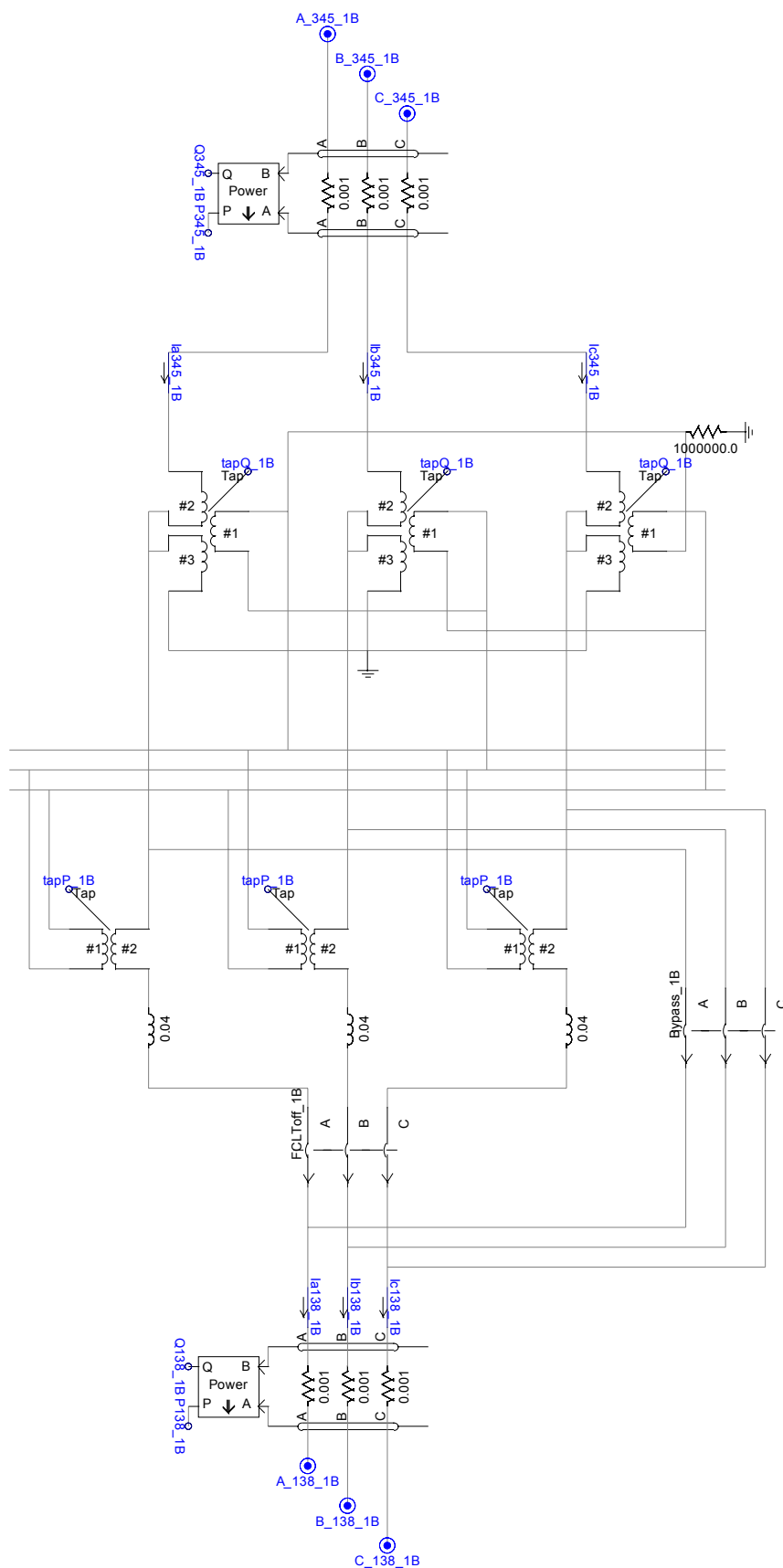


Figura 71 – Representação de um dos autotransformadores/TLCCs (banco 2B).

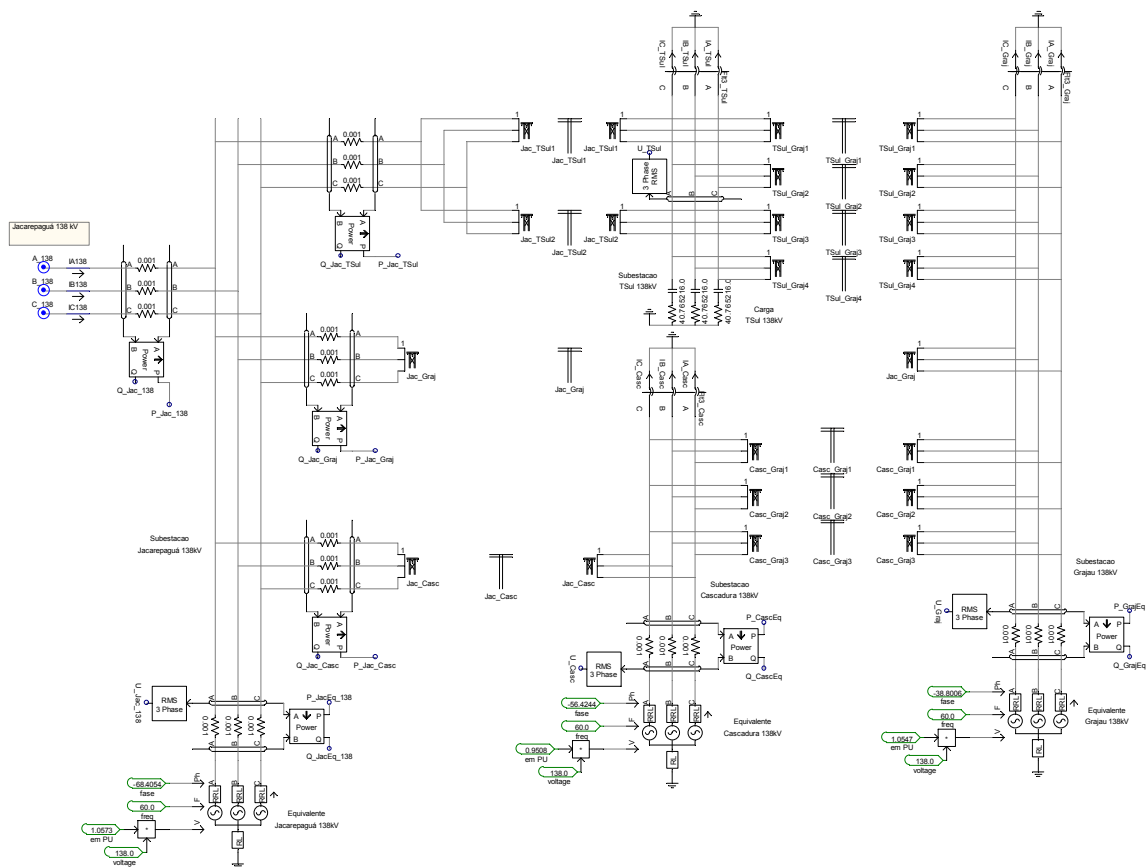


Figura 72 – Representação da rede de 138 kV conectada à subestação de Jacarepaguá

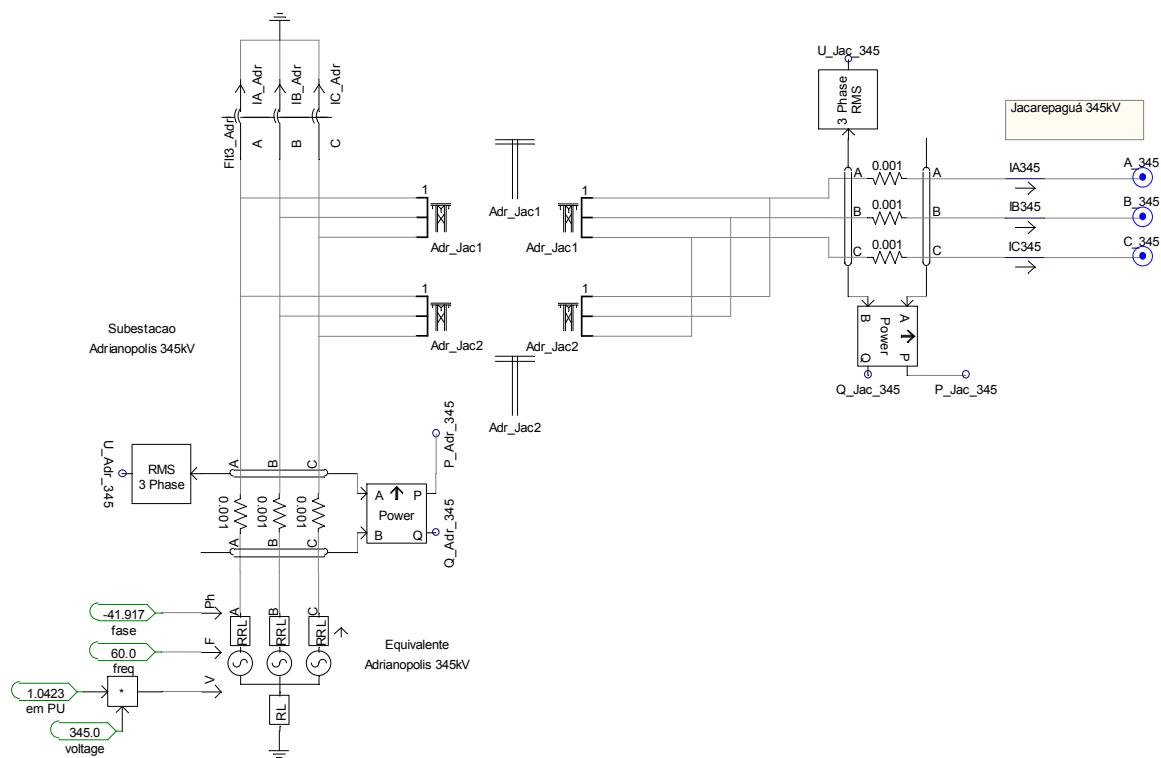


Figura 73 – Representação da rede de 345 kV conectada à subestação de Jacarepaguá

6.3 Dimensionamento dos Componentes

Seguindo o que foi mencionado nas Seções 5.2.1.2 e 5.3.2, os detalhes da determinação dos valores do indutor série (L_{ser}) e da relação de transformação (n_{ser21}) e reatância de dispersão do transformador série (X_{ser}) não serão abordados nesta tese. Mais uma vez, a metodologia segue o processo descrito no Anexo 1. Os dados do indutor e do transformador série utilizados na modelagem são apresentados abaixo.

Dados do Indutor Série:

- Tensão nominal: 12,20 kV
- Corrente nominal: 0,812 kA
- Potência por fase: 9,91 MVA
- Valor da indutância: 40 mH

Dados do Transformador Série:

- Tensão nominal do primário: 19,2 kV com tape que permite a tensão variar de -10 kV a $+19,2$ kV
- Corrente nominal do primário: 0,812 kA
- Potência por fase: 11,8 MVA
- Tensão nominal do secundário: 13,8 kV
- Reatância de dispersão: 0,14 pu na base do transformador

6.4 Simulações e Resultados Obtidos

O comportamento transitório do TLCC com indutor série, empregado em uma rede com representação detalhada, foi examinado aplicando-se um defeito trifásico no barramento de 138 kV de Jacarepaguá. A Figura 74 apresenta a corrente de curto-circuito, sem nenhum tipo de ação limitadora. Nesta figura é possível observar que o defeito trifásico foi aplicado em $t = 300$ ms e eliminado aos 600 ms. Além disso, verifica-se que o valor de pico da corrente de curto-circuito simétrica alcançou 57,35 kA, o que corresponde a 40,55 kA (valor eficaz).

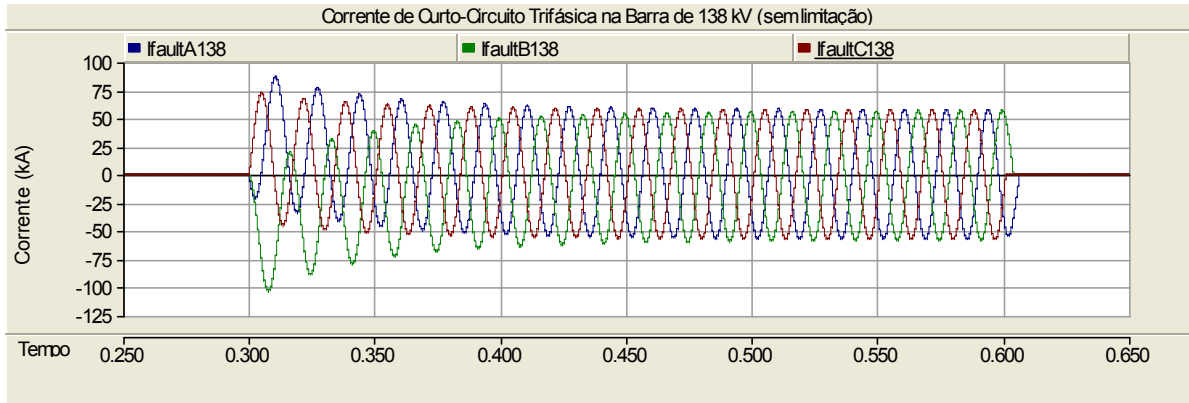


Figura 74 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV, sem limitação

A Figura 75 apresenta o novo valor da corrente de defeito, considerando a aplicação de 1 TLCC em um dos quatro autotransformadores. Neste caso, observa-se que a corrente foi reduzida em 2,05 kA, passando de 40,55 kA para 38,50 kA (valores simétricos eficazes). A nível de ilustração, a Figura 76 mostra com maior detalhe o intervalo final da simulação, destacado na Figura 75 ($t = 560$ a 610 ms).

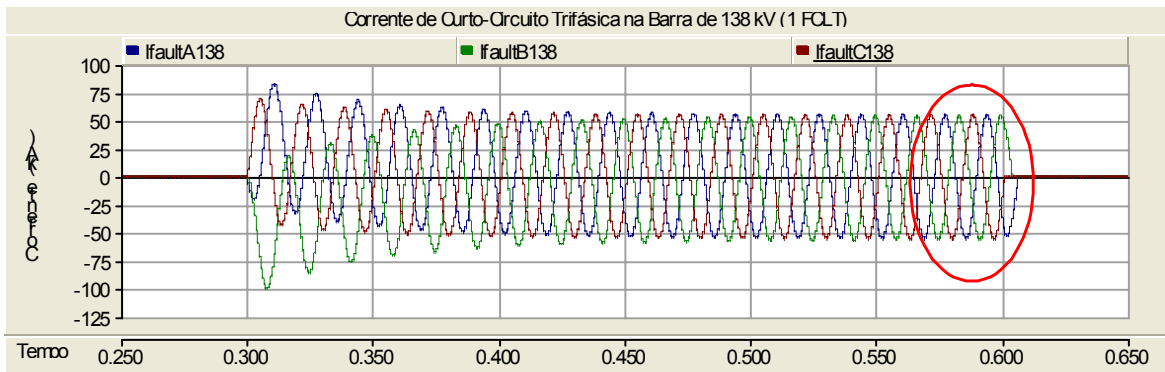


Figura 75 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV (1 TLCC)

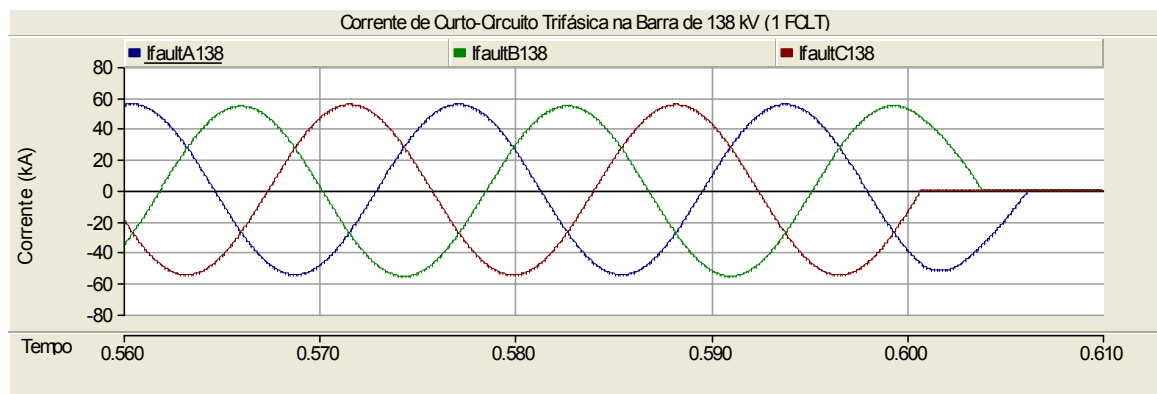


Figura 76 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV entre 0,560 e 0,610 ms) – (1 TLCC)

As curvas (a) e (b) da Figura 77 apresentam as tensões nos barramentos de 345 e 138 kV, considerando a aplicação de apenas 1 TLCC. Além disso, a curva (c) mostra a corrente que circula em um dos autotransformadores convencionais (**la138_2A**) e no TLCC (**la138_2B**). De acordo com a curva (c), a corrente de curto-circuito simétrica do autotransformador convencional (4,53 kA eficazes) é quase 3 vezes a corrente do TLCC (1,41 kA eficazes), mantendo-se sempre inferior ao longo do defeito (300 ms). Este fato comprova a eficácia do dispositivo limitador.

A Figura 78 apresenta mais claramente as correntes que circulam pelo autotransformador convencional e pelo TLCC, no intervalo de tempo que vai de 530 a 610 ms. Observa-se que o valor de pico da corrente de curto-circuito simétrica do autotransformador convencional é de 6,41 kA, enquanto que no transformador limitador, fica próxima de 2,00 kA.

Embora a corrente de defeito que circula pelo TLCC tenha tido uma redução

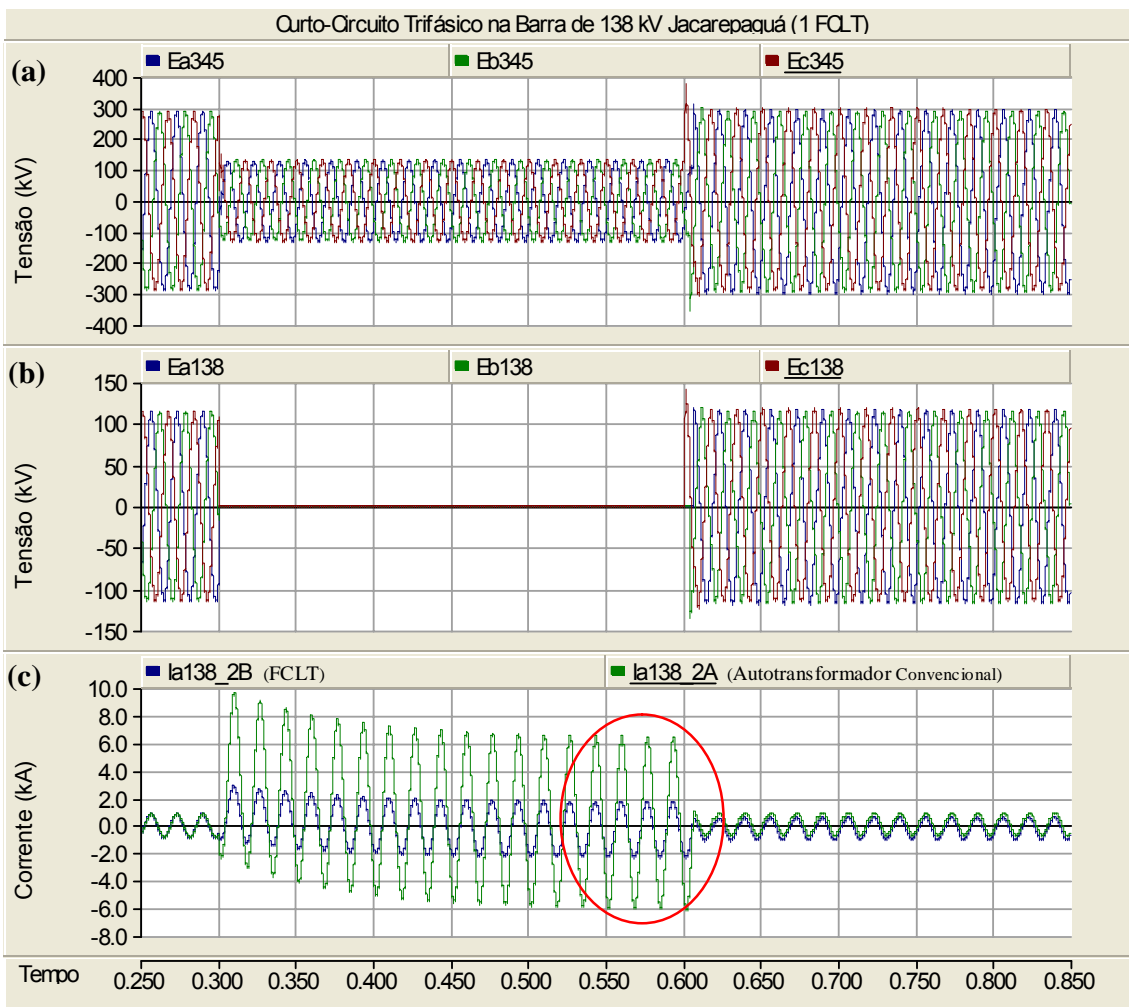


Figura 77 – Tensões e correntes durante o defeito 3 ϕ no barramento de 138 kV (1 TLCC)

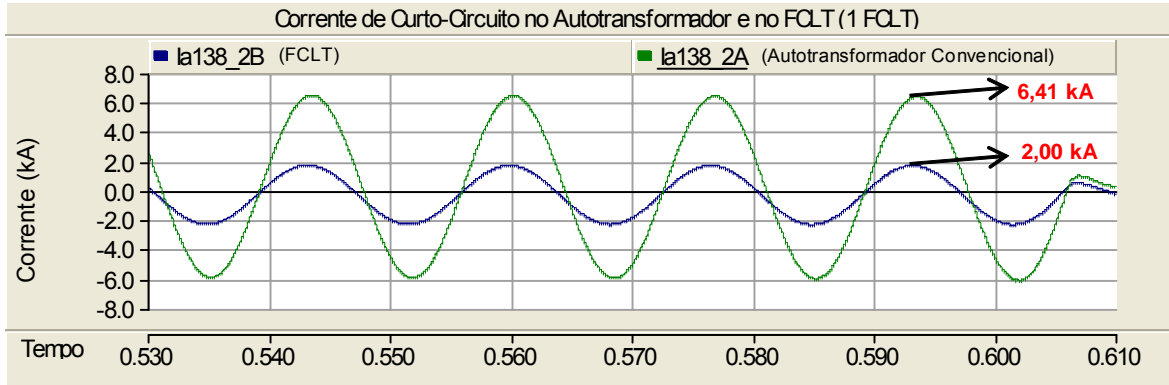


Figura 78 – Corrente de curto-circuito no autotransformador e no TLCC (1 TLCC)

significativa (aproximadamente 1/3 da corrente do autotransformador), as correntes de curto-circuito que circulam pelos autotransformadores convencionais tendem a ter um ligeiro acréscimo. Este comportamento pode ser facilmente comprovado através da comparação da corrente de curto-circuito que circula pelo autotransformador no caso sem limitação (Figura 79) e no caso com 1 TLCC (Figura 78). De acordo com estas figuras, a corrente de defeito simétrica no autotransformador passa de 5,70 kA (valor de pico) para 6,41 kA (valor de pico). Com este aumento na corrente dos autotransformadores, a limitação total da corrente de defeito não é suficiente para impedir a superação dos disjuntores, quando apenas 1 TLCC é utilizado.

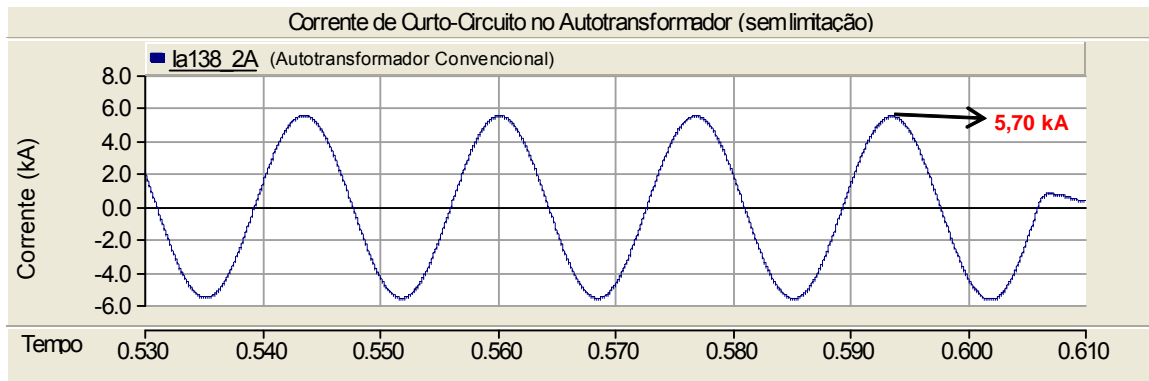


Figura 79 – Corrente de curto-circuito no autotransformador – caso sem limitação

A título de ilustração, a Figura 80 mostra os diagramas fasoriais do sistema, considerando o regime permanente pré-falta e durante a falta. As grandezas mostradas nos diagramas são as mesmas indicadas na Figura 57. Os valores apresentados (módulo e ângulo) foram obtidos através de medições a partir das formas de onda das simulações no PSCAD.

Conforme explicado na Seção 5.3.1, antes da aplicação do defeito, observa-se que as tensões V_a e V_a' são bastante próximas, indicando que o TLCC é praticamente “invisível” ao sistema. Na ocorrência do curto-circuito, a tensão V_a se anula e a impedância adicional do indutor limita a corrente de defeito. Além disso, durante a falta, a tensão do transformador série (e_{ser1A}) fica bastante reduzida, como já comentado no Capítulo 5. É importante destacar que as grandezas mostradas nos diagramas estão na mesma escala, com exceção da tensão V_A e da corrente i_{ser1A} .

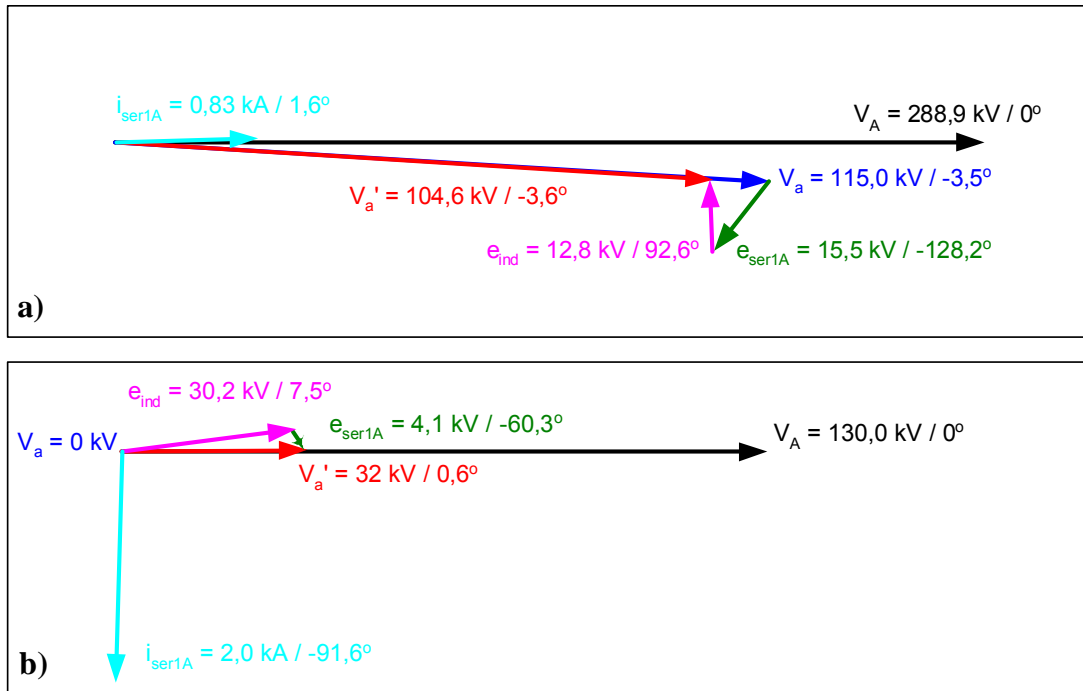


Figura 80 – Diagrama fasorial: a) Pré-falta – b) Durante a falta

Seguindo a mesma metodologia empregada nos casos já estudados, a seguir serão apresentados os resultados obtidos quando da utilização de 2 e 3 TLCCs na subestação de Jacarepaguá.

A Figura 81 apresenta a corrente de defeito na presença de 2 dispositivos limitadores. A Figura 82 mostra de forma mais clara que a corrente de curto-circuito simétrica alcança o valor de pico de 52 kA (36,77 kA eficaz).

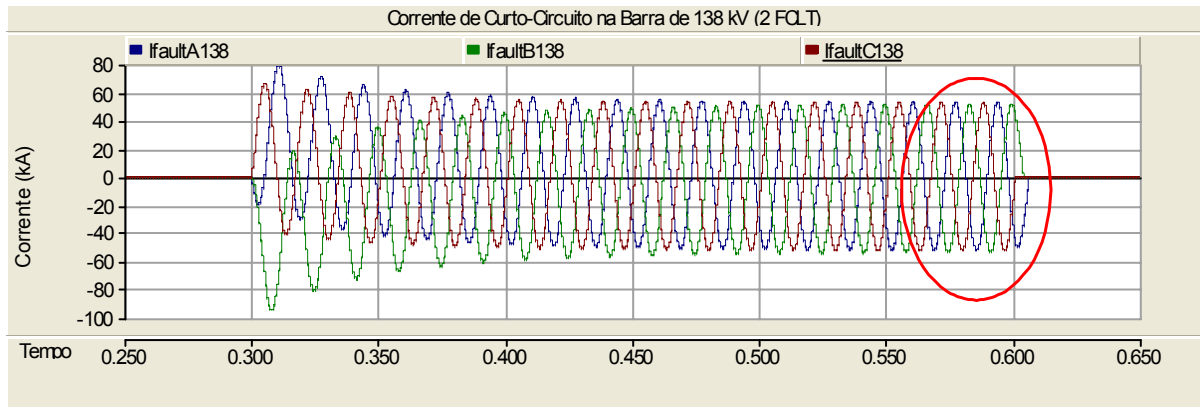


Figura 81 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV (2 TLCCs)

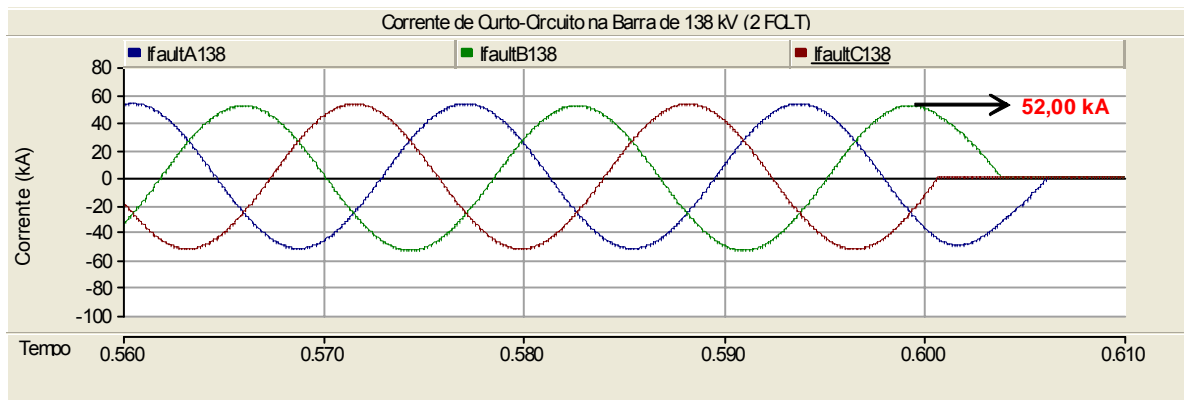


Figura 82 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV entre 0,560 e 0,610 ms (2 TLCCs)

Em seguida foi testado o emprego de 3 TLCCs. A Figura 83 apresenta o resultado deste caso. Mais uma vez, pode-se observar (Figura 84) que o novo valor de pico da corrente de defeito vale 48,97 kA (34,62 kA eficazes).

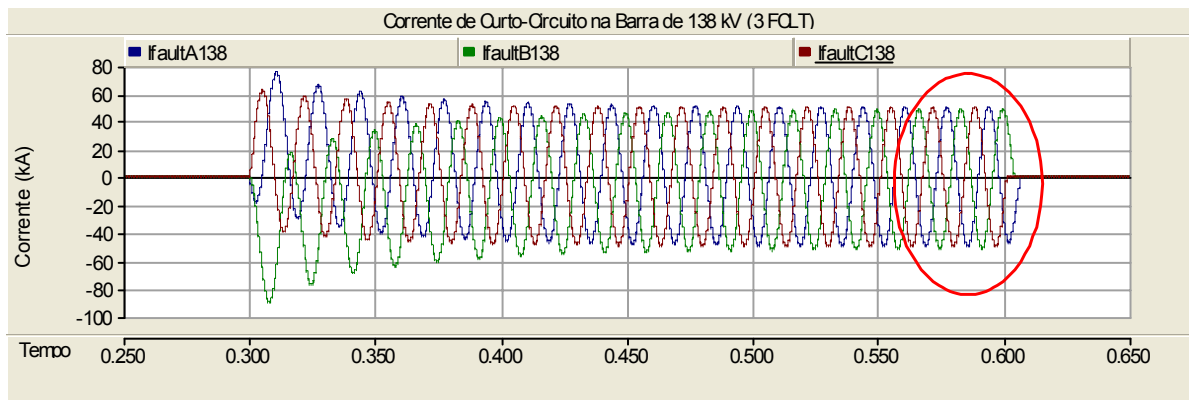


Figura 83 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV (3 TLCCs)

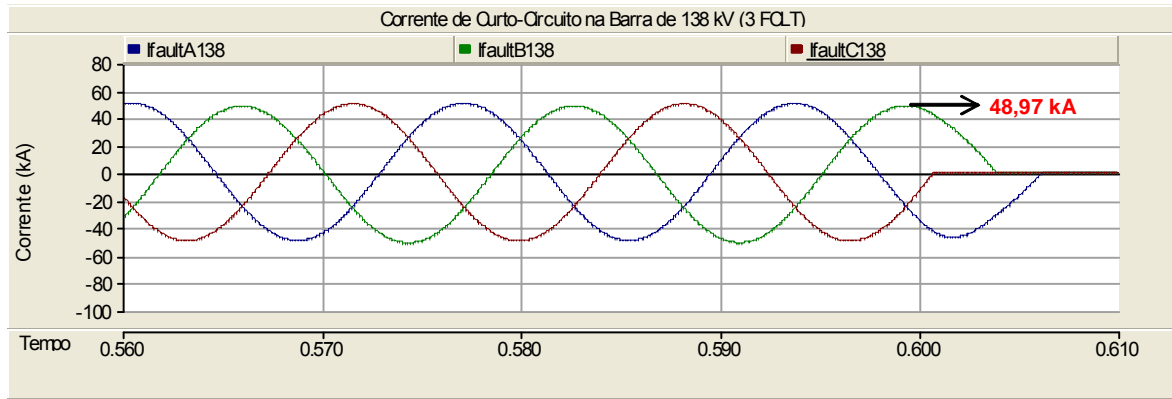


Figura 84 – Corrente de curto-circuito na barra de 138 kV entre 0,560 a 0,610 ms (3 TLCCs)

A Figura 85 mostra as tensões nos barramentos de 345 e 138 kV. A Figura 86 apresenta a corrente em um dos autotransformadores convencionais (**la138_1A**) e no TLCC (**la138_2B**), durante o defeito. Mais uma vez, observa-se a atuação do dispositivo limitando a corrente de defeito. De acordo com a Figura 86, o valor de pico da corrente de curto-circuito simétrica no autotransformador convencional vale 9,3 kA (6,57 kA eficazes) e no TLCC, 2,8 kA (1,98 kA eficazes).

A Tabela 16 mostra um resumo dos resultados apresentados até aqui, onde são apontados os níveis de corrente de curto-circuito trifásico no barramento de 138 kV em

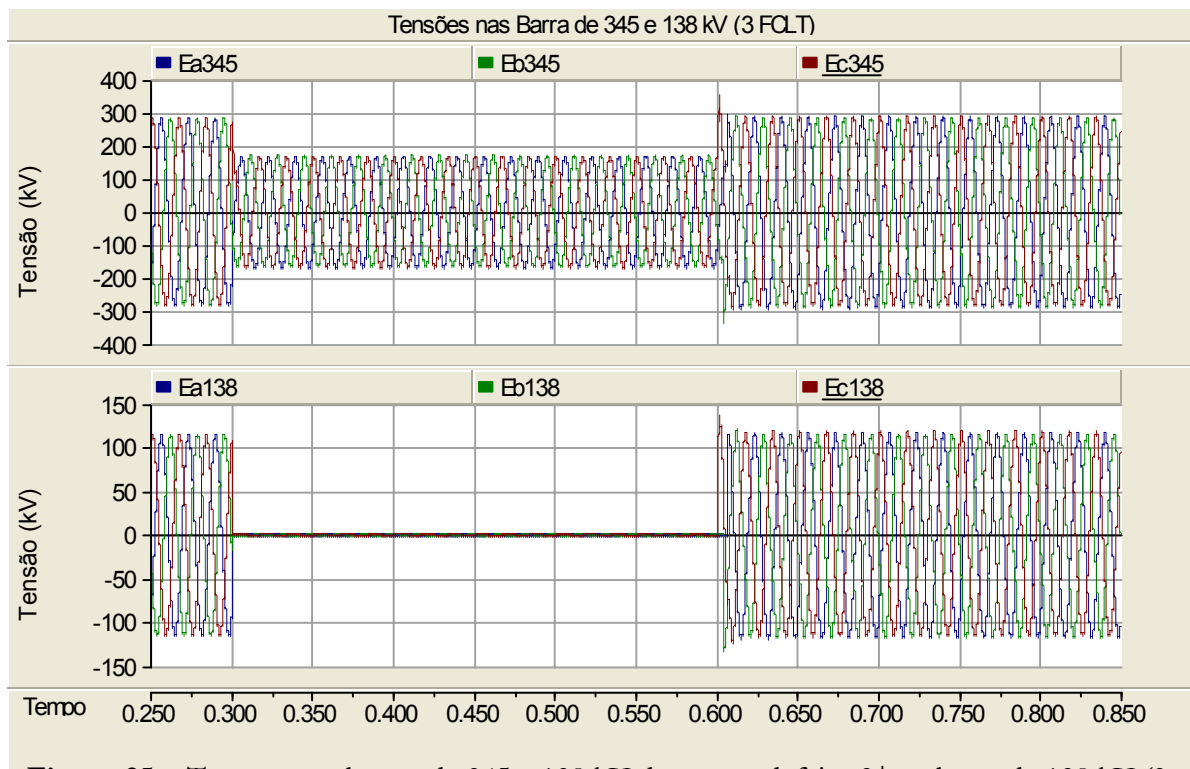


Figura 85 – Tensões nas barras de 345 e 138 kV durante o defeito 3 ϕ na barra de 138 kV (3 TLCCs)

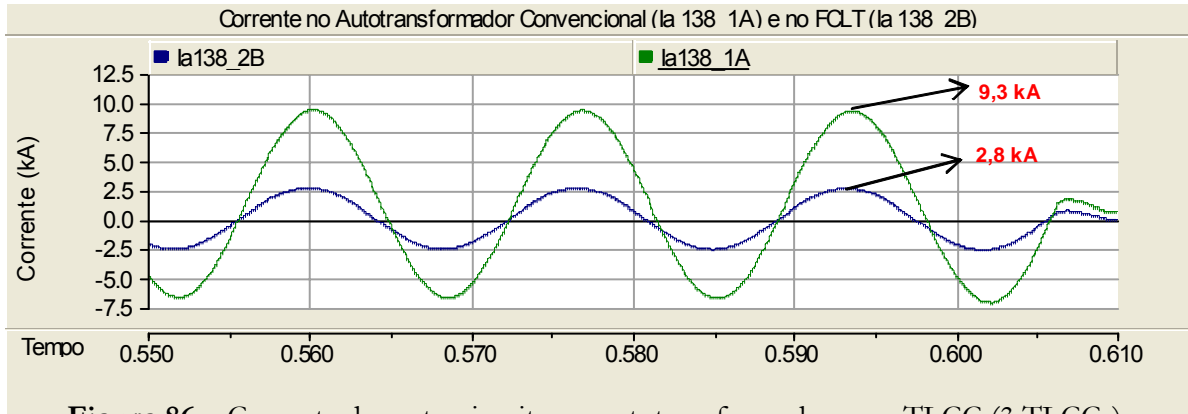


Figura 86 – Corrente de curto-circuito no autotransformador e no TLCC (3 TLCCs)

função do número de TLCCs utilizados. De acordo com esta tabela a utilização de 3 TLCCs reduz a corrente de 40,55 kA para 34,62 kA. Esta redução é suficiente para evitar a superação da capacidade de interrupção simétrica dos disjuntores de 37 kA, presentes na subestação de Jacarepaguá.

Tabela 16 Nível de curto-circuito no barramento de 138 kV em função do número de TLCCs (caso com indutor – rede completa)

Modo de Operação dos Transformadores				Curto-circuito 3 ϕ no 138 kV (kA eficaz)
Banco 1A	Banco 1B	Banco 2A	Banco 2B	
AC	AC	AC	AC	40,55
AC	AC	AC	TLCC	38,50
AC	AC	TLCC	TLCC	36,77
AC	TLCC	TLCC	TLCC	34,62

AC : Autotransformador Convencional

Em posse dos resultados acima, é interessante compará-los com aqueles obtidos através das simulações de regime permanente realizadas com o programa ANAFAS (Tabela 6). A Tabela 17 confronta estes dois resultados e mostra que os estudos simplificados (ANAFAS) apresentaram a mesma tendência dos estudos mais detalhados (PSCAD). O gráfico da Figura 87 reforça este comportamento.

Cabe lembrar que os níveis de corrente de curto-circuito encontrados nos estudos de regime permanente (ANAFAS) são superiores aos verificados nas análises com o PSCAD, uma vez que o número de usinas térmicas presentes no primeiro caso é superior ao segundo. Nas simulações com o PSCAD foi utilizado um banco de dados mais atualizado (horizonte de 2006).

Tabela 17 Comparação dos resultados obtidos através do ANAFAS e do PSCAD

Descrição dos Casos	Nível da corrente de curto-circuito 3 ϕ na barra de 138 kV [kA]	
	ANAFAS	PSCAD
Sem TLCC	43,20	40,55
1 TLCCs	41,17	38,50
2 TLCCs	38,90	36,77
3 TLCCs	35,04	34,62

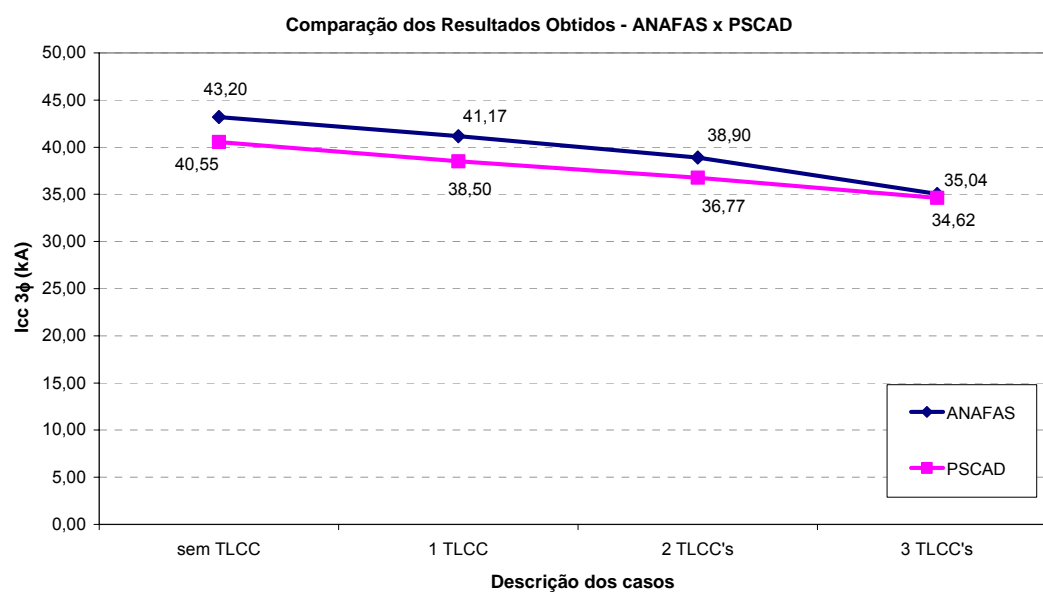


Figura 87 – Curva comparativa dos resultados obtidos da utilização do TLCC, através do ANAFAS e do PSCAD

Capítulo 7

Conclusões

Este trabalho apresentou o estudo do desempenho de um IPC (*Interphase Power Controller*) atuando como um dispositivo limitador de correntes de curto-circuito.

Foi mostrado que alterações nos sistemas elétricos, tais como a entrada em operação de novas usinas, aumentam os níveis da corrente de curto-circuito. Este fato pode acarretar a superação dos equipamentos existentes no que diz respeito ao nível de curto-circuito.

Foi visto que para solucionar o problema da superação de equipamentos pode-se adotar medidas de caráter provisório e medidas de caráter definitivo. Entre as soluções provisórias, inclui-se restrições operativas e modificações na topologia da rede. Entre as soluções definitivas, inclui-se a substituição dos equipamentos existentes superados e a instalação de dispositivos limitadores de correntes de curto-circuito (DLCCs).

O trabalho apresentou os diferentes DLCCs existentes e em fase de desenvolvimento, incluindo o reator com núcleo de ar, os dispositivos pirotécnicos, os

sistemas HVDC, os supercondutores, os equipamentos com tecnologia FACTS, os disjuntores rápidos e o IPC. As características básicas de operação e as principais aplicações de cada um desses DLCCs foram descritas.

Entre os dispositivos limitadores de corrente de curto-circuito estudados, foi dada maior ênfase ao IPC, destacando-se os principais tipos e características de funcionamento. O IPC pode ser considerado como uma solução promissora para limitar as correntes de curto-circuito em situações de superação de subestações transformadoras.

Foram realizadas simulações de regime permanente com o programa ANAFAS e avaliados os diferentes DLCCs apresentados, caracterizando-os como diferentes ações limitadoras.

O sistema estudado neste trabalho trata-se de um sistema real (Área Rio) e apresenta problemas de superação de equipamentos devido à possibilidade de entrada em operação de diversas usinas térmicas. As análises de regime permanente contemplaram simulações de curtos-circuitos trifásicos e monofásicos e os resultados indicaram o IPC como sendo a melhor alternativa para limitação dos níveis de curto-circuito.

A utilização do IPC do tipo TLCC (Transformador Limitador de Corrente de Curto-Circuito) foi avaliada de forma detalhada através de simulações no programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC. Toda a modelagem e implementação no PSCAD foi apresentada.

Os primeiros estudos realizados no PSCAD tiveram como principal objetivo a avaliação do modelo do TLCC a ser utilizado. Assim, nas análises iniciais foi utilizada uma representação simplificada do sistema estudado (Área Rio – Subestação de Jacarepaguá). Além disso, foi investigado o uso de mais de um TLCC na subestação em análise.

Inicialmente, foi empregado o modelo de um TLCC com ramo capacitivo. Embora os resultados obtidos na limitação dos níveis de curto-circuito tenham sido interessantes, a presença do ramo capacitivo acarreta o aparecimento de oscilações mal amortecidas durante e após a ocorrência de defeitos. Tais oscilações ocorrem devido às ressonâncias entre o capacitor do TLCC e a rede elétrica.

Para contornar esse problema, o ramo capacitivo do TLCC foi substituído por um ramo indutivo, dando origem ao segundo modelo do TLCC. Foi mostrado que a adoção do modelo com ramo indutivo produz resultados semelhantes àqueles obtidos com o primeiro modelo, no que diz respeito à limitação das correntes de curto-circuito. Entretanto, os problemas de oscilações mal amortecidas, durante e após os defeitos, não

mais ocorrem. Desta forma, pode-se concluir que a adoção do ramo indutivo é uma alternativa interessante na aplicação de TLCCs.

O TLCC com ramo indutivo foi utilizado para redução dos níveis de curto-circuito no sistema exemplo, considerando uma representação detalhada do mesmo. Para representação da rede elétrica de forma adequada, foram definidos equivalentes nos pontos de conexão com o sistema interligado. A validação dos equivalente foi realizada comparando-se os níveis de curto-circuito e as tensões e fluxos em regime permanente obtidos com o sistema completo e com o equivalente calculado.

A representação do sistema de forma detalhada no PSCAD foi apresentada. O desempenho do sistema na presença de 1, 2 e 3 TLCCs foi avaliado através da aplicação de curtos-circuitos na rede. Os resultados indicaram que o TLCC é eficaz na redução dos níveis de curto-circuito. Entretanto, para garantir que não haja superação de equipamentos pode ser necessária a adoção de mais de um transformador limitador. No caso estudado, seriam necessário, no mínimo, 2 TLCCs para obter os resultados desejados.

É importante destacar que este trabalho teve o principal objetivo de apresentar a eficácia do TLCC no tocante à redução da corrente de curto-circuito. No entanto, a escolha desta ou de qualquer outra solução deve ser precedida de uma análise de custo bastante criteriosa. Ou seja, deve-se levar em conta não somente o custo do dispositivo limitador, mas todos os custos associados à implantação do mesmo. Entre esses custos, pode-se citar as perdas e a disponibilidade de espaço físico na subestação.

Em geral, a viabilidade econômica deste tipo de projeto deverá ser realizada, comparando os custo das ações limitadoras com os custos da substituição dos equipamentos superados. É importante lembrar que a troca de um disjuntor, por exemplo, pode acarretar na necessidade da troca também de outros equipamentos, tais como transformadores de corrente, chaves seccionadoras e bobinas de bloqueio.

7.1 Trabalhos Futuros

O interesse no tema investigado nesta tese tem crescido bastante. Este fato pode ser comprovado através do número de publicações e eventos realizados nesta área. Desta forma, acredita-se que a pesquisa dos DLCCs possa ser ainda bastante explorada através de desenvolvimentos futuros. Além disso, outras análises do TLCC também podem ser realizadas em trabalhos futuros. A seguir, algumas idéias são propostas.

- Investigação da tensão de restabelecimento transitória (TRT) através dos contatos dos disjuntores que manobram o TLCC. É importante observar o comportamento da TRT (valor de pico e taxa de crescimento) nestes disjuntores após a instalação do TLCC. Para a realização desta análise, é necessário a implementação de modelos mais detalhados que representem, por exemplo, as capacitâncias dos barramentos, das buchas e dos enrolamentos dos equipamentos.
- Estudo mais detalhado do modelo do TLCC utilizando capacitores no intuito de identificar de forma mais precisa e eliminar as oscilações transitórias mal amortecidas, que foram observadas neste trabalho.
- Análise comparativa entre o desempenho do TLCC estudado neste trabalho com um TLCC baseado em transformadores defasadores ;
- Desenvolvimento de modelos digitais de outros dispositivos limitadores abordados nesta tese. Pode-se destacar os SCCL (dispositivos de tecnologia FACTS) e os supercondutores limitadores (tipos resistivo, indutivo e ponte).

Referências

- [1] A. D’Ajuz, A. M. Monteiro, O. Kastrup e F. H. Oliveira, “Estudo da Redução de Correntes de Curto-Circuito em Subestações da Área Rio através da Aplicação de Dispositivos Limitadores (DLCC)”, Relatório ONS 007/2002.
- [2] A. D’Ajuz, A. M. Monteiro, O. Kastrup e F. H. Oliveira, “Dispositivos Limitadores de Curto-Circuito (DLCC) – Estado da Arte e Aplicação nas Redes Elétricas”, Relatório ONS 006/2002.
- [3] J. A. Filho, “Limitação de Curto-Circuito: Experiência de Furnas e Análise de Novas Tecnologias Existentes e em Desenvolvimento, Cada vez mais Necessárias para Viabilizar a Conexão de Novos Produtores Independentes à Rede Básica”, IX ERLAC – Foz do Iguaçu, Brasil, 2001.
- [4] J. A. Filho, P. M. Maldonado, L. A. P. Peres, R. Gomes e outros, “Limitação dos Níveis de Curto-Circuito no Setor de 345 kV da SE de Mogi das Cruzes através do Emprego de Reatores Limitadores de Núcleo de Ar”, VIII ERLAC, Cidade Del Leste, Paraguai, 1999.
- [5] C. M. Júnior, N. Fukuoka et al, “Definição dos Requisitos Elétricos dos Equipamentos Associados ao Reator Limitador em 550 kV na SE Tucuruí, em Decorrente de Manobras sob Curtos-Circuitos”, XVI SNPTEE, Grupo X – GSC, Campinas, 2001.
- [6] F. P. Costa e I.M. Santos, “Vantagens do Protetor por Limitação de Corrente - CLIP”, Revista Eletricidade Moderna, Dezembro, 1990.
- [7] J. Schaffer, “Commutating Current-Limiters – An Effective Alternative for High Current Protection”, NETA World, vol. 18, N°4 pp. 7-18, Winter, 1996-97.
- [8] J. Schaffer, “Triggered Current Limiters for Closing Bus Tie, Bypassing Reactors and Improving Power Quality”.
- [9] P. F. Costa e I. M. Santos, “Vantagens do Protetor por Limitação de Corrente - CLIP”, Eletricidade Moderna, Dezembro, 1990.
- [10] M. Chen, L. Donzel, M. Lakner and W. Paul, “High Temperature Superconductors for Power Applications”, Industrial Plenary Talk at Electroceramics VIII, Roma, Agosto, 2002;
- [11] W. Paul M. Chen, M. Lakner, J. Rhyner et al, “Superconducting Fault Current Limiter Applications, Technical and Economical Benefits, Simulations and Test Results”, CIGRE, 13-201, Paris, Session 2000.
- [12] M. P. Saravolac, K. Tekletsadik, A. Rowley, “High Temperature Superconducting Current Limiting Series Reactor”, CIGRE, 12-307, Paris, Session 1998.
- [13] W. Paul M. Chen, M. Lakner, J. Rhyner et al, “Fault Current Limiter Based on High Temperature Superconductors – Different Concepts, Test Results, Simulations, and Applications”, PHYSICA C, 354 27-33, 2001.

-
- [14] J.S. Kang, B. W. Lee et al, “Development of the Design Factor for the 1 Phase Module of 6.6 kV/200 A Class Resistive Superconducting Fault Current Limiter”, PSCE 2004 – Power Systems Conference & Exposition, IEEE, Nova York.
- [15] W. Paul and M. Chen, “Superconducting Control for Surge Currents”, IEEE SPECTRUM, Maio, 1998.
- [16] S. Fisher, H. Schmitt, R.R. Volkmar and Y. Brissette, “System Requirements and Test of Super-Conducting Fault Current Limiters”, 38^o CIGRÉ, artigo 13-207, Paris, 2000.
- [17] J. A. Filho e K. H. Hartung, “Aplicação de Novas Técnicas de Limitação de Curto-Circuito Face à Conexão de Produtores Independentes à Rede Básica sob o Novo Ambiente Desregulamentado do Setor Elétrico Brasileiro”, XVI SNPTEE – GSE/005, Campinas – São Paulo , Outubro, 2001.
- [18] W. V. Hassenzahl, B. K. Johnson et al, “Electric Power Applications of Superconductivity”, 2004 IEEE, vol. 92, No. 10, outubro, 2004.
- [19] J.D. Rogers et al., “Superconducting Fault Current Limiter and Inductor Design”, IEEE Transactions on Magnetics, Vol. Mag-19, No.3, May, 1983.
- [20] A. R. M Tenório e C. A. Gama, “Melhoramentos dos Sistemas de Transmissão advindos da Compensação Série Controlada a Tiristores” ;
- [21] A. R. M Tenório e N. Jenkins, “Explorando o TCSC como Limitador de Corrente de Curto em Sistemas de Transmissão”, XIII ERLAC, CE-13, Ciudad de Leste, Paraguai, 1999;
- [22] V. Gor, D. Povh et al, “SCCL – A New Type of FACTS Based Short-Circuit Current Limiter for Application in High-Voltage System”, CIGRE, Session 2004, B4-209, Paris;
- [23] J. Brouchu, “Interphase Power Controllers”, Citeq, Hydro Québec and ABB - Polytechnic International Press – 2001;
- [24] J. Brouchu and J. Lemay - “Optimization of the Fault-Current Limiting Transformer (FCLT)”– IEEE Power Engineering Letter, Maio 2000;
- [25] J. Brouchu , F. Beauregard et al - “The IPC Technology – A New Approach for Substation Upgrading with Passive Short-Circuit Limitation”– IEEE Transactions PWRD, Vol. 13, N^o. 1, Janeiro 1998;
- [26] J. Brouchu, et al. - “The Interphase Power Controller a new concept for managing power flow within AC networks” - IEEE Trans. Power Delivery, vol.9, no 2, Outubro/1994;
- [27] F. Beauregard, J. Brouchu et al. - “Interphase Power Controller with voltage injection” – IEEE Trans. Power Delivery, vol.9, no 4, Outubro/1994;
- [28] Habashi, Kamal et al. – “The design of a 200 MW Inter-phase Power Controller Prototype” – CITEQ, Varennes, Canada;
- [29] J. Lemay et al - “Interphase Power Controllers complementing the family of the FACTS controllers”– IEEE Canadian Review/2000;
- [30] ONS, “Dispositivos Limitadores de Curto-Circuito”, Projeto do Plano de Ação 2003/2004.

Anexos

Anexo 1

Metodologia do Dimensionamento dos Componentes do TLCC

A metodologia utilizada no dimensionamento dos componentes que compõem o TLCC descrita neste Anexo, é a mesma indicada por [30]. Esta metodologia pode ser aplicada tanto para o modelo do TLCC com capacitor quanto para o modelo com o indutor.

O processo de dimensionamento dos componentes envolveu a determinação dos valores de C_{ser} ou L_{ser} (capacitor ou indutor série), de n_{ser21} (relação de transformação do transformador série) e de X_{ser} (reatância de dispersão do transformador série). Estes componentes foram calculados para garantir a máxima transferência de potência entre os sistemas de 345 kV e 138 kV, sem sobrecarregar os autotransformadores existentes. As tensões das redes de 138 e 345 kV da subestação de Jacarepaguá, foram fixadas em 1 pu e a diferença angular entre estes sistemas foi mantida em $\delta = 5,68^\circ$. Com estes valores, a potência nominal trifásica do autotransformador em paralelo vale ($fp=1$):

$$P = \frac{V^2}{X_{ps}} \cdot \text{sen } \delta$$

Como:

$$V = 345kV$$

$$X_{ps} = 52,02\Omega \text{ (valor referido á tensão de 345 kV)}$$

$$\delta = 5,68^\circ$$

Logo:

$$P = \frac{345^2}{52,02} \cdot \text{sen } 5,68 \approx 225MW$$

A seguir é apontado o procedimento utilizado por [30] para determinar os valores nominais dos componentes.

1. Selecionar valores para C_{ser} ou L_{ser} ;
2. Ajustar a relação de transformação do transformador série (n_{ser21}) até que um dos enrolamentos do autotransformador atinja sua potência nominal.

Para cada valor de C_{ser} (ou L_{ser}) e n_{ser21} escolhido, foram observadas as tensões, correntes e potências nominais. A Tabela 1 exemplifica alguns dos resultados obtidos para o caso do TLCC com capacitor, variando os valores de C_{ser} em 60, 80, 100 e 120 μF . Conforme já mencionado, para cada valor de C_{ser} (60, 80, 100 e 120 μF), ajustou-se n_{ser21} para que um dos enrolamentos (S_1 , S_2 e S_3) do autotransformador alcançasse sua potência nominal (S_1 e $S_2 = 135$ MVA e $S_3 = 75$ MVA).

Em seguida, a tensão do 138 kV (V_a) foi ajustada para zero, simulando um defeito trifásico na barra de 138 kV. Com isto, pôde-se observar as correntes de defeito (I_{curto}) e a tensão através do capacitor série (e_{cap_curto}). Levando em conta que os cálculos foram realizados considerando uma fonte infinta na barra de 345 kV, nota-se que as magnitudes das correntes de curto-circuito não correspondem à realidade. No entanto, a influência dos diferentes valores de C_{ser} pôde ser facilmente visualizada.

De acordo com a primeira linha da Tabela 1, observa-se que com os valores $C_{ser} = 60$ μF e $n_{ser21} = 0,47676$ obtêm-se, no enrolamento do terciário do autotransformador (S_3), o máximo carregamento (75 MVA). Neste caso, o fluxo de potência vindo da rede de 345 kV que circula no TLCC vale $S_{345} = 148,3 + j 49,1$ MVA, enquanto que o fluxo vindo do 138 kV vale $S_{138} = 148,3 + j 98,7$ MVA. As potências obtidas no capacitor série e no transformador série valem, respectivamente, 73,7 MVA e 77,2 MVA e a tensão no capacitor série é de 34,5 kV.

Ajustando a tensão V_a para zero ($V_a=0$), simula-se um curto-circuito trifásico na barra de 138 kV. Com isto, a corrente que circula no lado de 138 kV pelo TLCC vale 2,34 kA, enquanto que a tensão sob o capacitor série vale 103,6 kV.

A Tabela 1 mostra que aumentando o valor de C_{ser} e ajustando o n_{ser21} apropriadamente, obtêm-se o máximo carregamento no enrolamento secundário do autotransformador ($S_2 = 135$ MVA). No entanto, à medida que se aumenta C_{ser} , a potência no enrolamento S_3 reduz e a corrente de defeito (I_{curto}) aumenta. Desta forma, escolheu-se para iniciar estudos mais detalhados os valores de C_{ser} e n_{ser21} apontados na segunda linha da Tabela 1 ($C_{ser} = 80$ μF and $n_{ser21} = 0,5593$).

Observa-se que para as condições apontadas acima, a potência ativa que circula pelo TLCC, considerando um fator de potência unitário, vale cerca de 74% (167 MW) do seu valor ideal (225 MW). Isto ocorre basicamente devido a dois motivos. O primeiro é dado pelo fato de existir uma grande corrente reativa circulando pelo ramo do TLCC. Vale ressaltar que a utilização do tape do autotransformador pode reduzir significativamente esta parcela reativa da corrente. O segundo fator que limita o fluxo de potência no TLCC está relacionado com o carregamento do enrolamento delta do terciário. No caso estudado não se consegue manter os 3 enrolamentos com seus carregamentos nominais (135 MVA / 135 MVA / 75 MVA). Este fato pode ser observado através da Tabela 1.

Todos os autotransformadores utilizados na subestação de Jacarepaguá apresentam tapes que podem variar de: $345 \pm 2 \times 8,25$ kV e $138 \pm 16 \times 0,8625$ kV. A relação de transformação dos autotransformadores utilizada nos modelos vale:

$$n_{21} = 138 / (345-138) = 0,6667$$

A Tabela 2 apresenta a influência da mudança de tape do autotransformador do TLCC de 138 kV, no fluxo de potência reativa. Nesta Tabela, para cada mudança de posição do tape do autotransformador, o tape do transformador série é ajustado para manter o máximo carregamento do enrolamento S_2 do TLCC (135 MVA). Na Tabela 2 as posições do tape tanto do autotransformador do TLCC(n_{21}) quanto do transformador série (n_{ser21}), são representadas em pu e em volts. Ainda de acordo com a Tabela 2 observa-se que se o autotransformador for ajustado para operar com tensão de 150,4 kV e a relação de transformação n_{ser21} for ajustada para garantir a máxima potência em S_2 (135 MVA), a potência ativa passa a valer 187,5 MW. Neste caso a potência reativa nos dois lados do TLCC apresenta uma redução, se comparado com as linhas 1, 2 e 3, da Tabela 2. Neste caso então, considerando um fator de potência unitário, o fluxo de potência total que circula pelo TLCC passa agora a valer aproximadamente 83% (187,5 MW) do seu valor ideal (225 MW). Nesta tabela observa-se também que o enrolamento secundário (138 kV) e terciário (13,8 kV) do autotransformador do TLCC estão sujeitos a tensões de 1,086 pu e 1,119 pu, respectivamente. Estes valores, conforme se pode notar, são superiores aos valores nominais. Neste estudo, estas tensões foram admitidas aceitáveis.

A Tabela 3 apresenta um resumo dos valores finais que foram utilizados na especificação do TLCC com capacitor série.

Tabela 1 - Cálculos de C_{ser} e n_{ser21}

C_{ser} (μF)	n_{ser21}	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)	S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)	e_{cap_nom} (kV)	i_{cap_nom} (kA)	S_{cap} (MVA)	e_{ser_nom} (kV)	S_{ser} (MVA)	I_{curto} (kA)	e_{cap_curto} (kV)
60	0,4767	1,011	94,8	0,987	120,3	1,159	75,0	148,3 +j49,1	148,3 +j98,7	33,0	0,745	73,7	34,5	77,2	2,34	103,6
80	0,5593	1,019	111,8	0,976	135,0	1,144	73,0	167,1 +j74,2	167,1 +j120,8	28,6	0,863	74,0	29,1	75,2	3,4	112,5
100	0,6682	1,026	117,6	0,966	135,0	1,106	60,9	164,8 +j96,5	164,8 +j134,0	23,6	0,889	62,9	23,4	62,5	4,5	119,8
120	0,7794	1,033	122,6	0,956	135,0	1,074	52,0	159,3 +j117,6	159,3 +j148,4	20,1	0,911	55,0	19,5	53,2	5,9	129,4

Tabela 2 - Cálculo do máximo fluxo de potência ativa, minimizando o fluxo de potência reativa através do tape dos autotransformadores,

Transformador Série		Autotransformador do TLCC								S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)
n_{ser21}	Posição do comutador em kV	n_{21}	Posição do comutador em kV	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)		
0,5593	24,67	0,667*1,00	138,6	1,019	111,8	0,976	135,0	1,144	73,0	167,1+j74,2	167,1+j120,8
0,5413	25,50	0,667*1,05	142,7	0,995	110,3	1,012	135,0	1,137	73,6	175,6+j57,3	175,6+j100,1
0,5274	26,16	0,667*1,10	146,6	0,972	108,7	1,049	135,0	1,130	73,5	182,6+j37,9	182,6+j77,3
0,5175	26,67	0,667*1,15	150,4	0,947	107,0	1,086	135,0	1,119	72,9	187,5+j16,0	187,5+j52,4
0,5116	26,97	0,667*1,20	154,0	0,922	105,1	1,124	135,0	1,106	71,7	189,7-j8,6	189,7+j25,3
0,5101	27,05	0,667*1,25	157,5	0,896	103,1	1,163	135,0	1,090	69,7	188,3-j35,9	188,3-j4,1

Tabela 3 - Valores finais utilizados no modelo com capacitor série (condição de máxima potência de transferência entre o sistema de 345 e 138 kV)

C_{ser} (μF)	n_{ser21}	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)	S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)	e_{cap_nom} (kV)	i_{cap_nom} (kA)	S_{cap} (MVA)	e_{ser_nom} (kV)	S_{ser} (MVA)	I_{curto} (kA)	e_{cap_curto} (kV)
80	0,5175	0,947	107,0	1,086	135,0	1,119	72,9	187,5+j16,0	187,5+j52,4	27,0	0,815	66,0	30,8	75,2	4,2	139,4

Todo o processo descrito acima e exemplificado para o TLCC com capacitor pode ser repetido para o TLCC com indutor.

As Tabelas 4, 5 e 6 que se seguem, reproduzem os resultados das Tabelas 1, 2 e 3, para o caso do TLCC com indutor. Igualmente ao modelo com capacitor, os componentes do modelo com indutor foram calculados (L_{ser} e n_{ser21}) para garantir a máxima transferência de potência entre os sistemas de 345 kV e 138 kV, sem sobrecarregar os autotransformadores existentes.

No modelo com indutor, o enrolamento S_1 do autotransformador do TLCC que é o fator limitante (devido as elevadas tensões encontradas). De acordo com a segunda linha da Tabela 4, observa-se que com um $L_{ser} = 40$ mH e um $n_{ser21} = 0,730001$ obtêm-se no enrolamento S_1 , o máximo carregamento (135 MVA). Neste caso, o fluxo de potência vindo da rede de 345 kV que circula no TLCC vale $S_{345} = 182,8 + j 116,4$ MVA, enquanto que o fluxo vindo do 138 kV vale $S_{138} = 182,8 + j 53,8$ MVA. Nessa situação, a tensão do enrolamento S_1 do autotransformador está levemente acima do valor nominal ($e_{1A0} = 1,038$ pu). Já as tensões nos outros enrolamentos (e_{2A0} e e_{3A0}) encontram-se abaixo dos valores nominais. Esses resultados são mais favoráveis dos que os encontrados no caso do TLCC com capacitor, que apresentavam tensões mais elevadas nos enrolamentos do autotransformador.

Assim como no caso anterior, o fluxo de potência reativa pode ser reduzido através de ajustes no tape do lado do 138 kV (Tabela 5). De acordo com a Tabela 5, ajustando o tape para levar a tensão de 138,6 kV para 129,9 kV e ajustando a relação de transformação n_{ser21} para manter o enrolamento S_1 completamente carregado (135 MVA), o fluxo de potência vindo da rede de 345 kV que circula no TLCC passa a valer $S_{345} = 192,8 + j 84,6$ MVA, enquanto que o fluxo vindo do 138 kV passa a valer $S_{138} = 192,8 + j 21,8$ MVA. Neste caso então, considerando um fator de potência unitário, o fluxo de potência total que circula pelo TLCC passa agora a valer aproximadamente 85,7% do seu valor ideal (225 MW). A Tabela 5 mostra também que para esta condição, a tensão do enrolamento primário (S_1) atinge 1,069 pu. Neste estudo, esta tensão foi admitida aceitável e a Tabela 6 apresenta um resumo dos valores finais que foram utilizados na especificação do TLCC com indutor série.

Tabela 4 - Cálculos de L_{ser} and n_{ser21}

L_{ser} (mH)	n_{ser21}	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)	S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)	e_{ind_nom} (kV)	i_{ind_nom} (kA)	S_{ind} (MVA)	e_{ser_nom} (kV)	S_{ser} (MVA)	I_{curto} (kA)	e_{ind_curto} (kV)
20	1,22307	1,031	135,0	0,96	111,6	0,879	25,2	197,2 +j93,6	197,2 +j46,2	6,4	0,847	16,2	7,2	18,4	3,92	29,4
40	0,730001	1,038	135,0	0,948	101,0	0,82	37,1	182,8 +j116,4	182,8 +j53,8	12,0	0,797	28,8	12,9	30,8	2,76	41,6
60	0,52267	1,043	135,0	0,94	92,2	0,771	45,9	170,7 +j131,8	170,7 +j56,0	17,0	0,752	38,3	17,9	40,3	2,138	48,4
80	0,40907	1,047	135,0	0,933	84,9	0,73	52,4	160,2 +j143,2	160,2 +j56,0	21,4	0,71	45,6	22,2	47,4	1,75	52,8

Tabela 5 - Cálculo do máximo fluxo de potência ativa, minimizando o fluxo de potência reativa através do tape dos autotransformadores Maximizing

Transformador Série		Autotransformador do TLCC								S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)
n_{ser21}	Posição do comutador em kV	n_{21}	Posição do comutador em kV	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)		
0,73000 1	18,90	0,667*1,00	138,6	1,038	135,0	0,948	101,0	0,82	37,1	182,8+j116,4	182,8+j53,8
0,71988	19,17	0,667*0,95	134,4	1,053	135,0	0,926	101,3	0,849	39,2	188,1+j101,4	188,1+j38,7
0,71835	19,21	0,667*0,90	129,9	1,0690	135,0	0,903	101,8	0,882	41,3	192,8+j84,6	192,8+j21,8
0,7267	18,99	0,667*0,85	125,3	1,085	135,0	0,878	102,6	0,921	43,2	196,7+j65,7	196,7+j2,6
0,7478	18,45	0,667*0,80	120,5	1,102	135,0	0,852	103,9	0,966	44,8	199,4+j43,9	199,4-j19,6

Tabela 6 – Valores finais utilizados no modelo com indutor série (condição de máxima potência de transferência entre o sistema de 345 e 138 kV)

L_{ser} (mH)	n_{ser21}	I_{e1AoI} (pu)	IS_1I (MVA)	I_{e2AoI} (pu)	IS_2I (MVA)	I_{e3AoI} (pu)	IS_3I (MVA)	S_{345} (MVA)	S_{138} (MVA)	e_{ind_nom} (kV)	i_{ind_nom} (kA)	S_{ind} (MVA)	e_{ser_nom} (kV)	S_{ser} (MVA)	I_{curto} (kA)	e_{ind_curto} (kV)
40	0,71835	1,0690	135,0	0,903	101,8	0,882	41,3	192,8+j84,6	192,8+j21,8	12,2	0,812	29,8	14,5	35,4	2,72	41,0