



ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DO COMPLEXO TELES
PIRES NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Priscilla de Castro Guarini

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

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

Setembro de 2011

ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DO COMPLEXO TELES
PIRES NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Priscilla de Castro Guarini

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

Examinada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Dr. Paulo Gomes, D.Sc.

Dr. Sergio Gomes Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2011

Guarini, Priscilla de Castro

Alternativas de Planejamento para Inserção do Complexo Teles
Pires no Sistema Interligado Nacional / Priscilla de Castro Guarini. –

Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XVI, 157 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Glauco Ney Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Engenharia Elétrica, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 154-157.

1. Planejamento de Sistemas Elétricos. 2. Sistemas de
Transmissão CCAT. 3. Estabilidade de Sistemas de Potência. I.
Oliveira, Sebastião Ércules Melo, *et al.* II. Universidade Federal do Rio
de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por todas as conquistas em minha vida.

Agradeço em especial a meu pai, meu grande incentivador, Antonio de Pádua Guarini e a minha mãe, Rosemary Castro Guarini por toda a dedicação e esforço e pelo exemplo de vida que me propiciaram.

Agradeço ao meu irmão pela força e apoio.

Agradeço aos engenheiros Paulo Cesar Vaz Esmeraldo e Maria de Fatima de Carvalho Gama pelas oportunidades a mim proporcionadas que possibilitaram o enriquecimento deste trabalho.

Agradeço a todas as pessoas que contribuíram de alguma maneira para o desenvolvimento deste trabalho.

Por fim, agradeço aos professores e orientadores Sebastião Ércules Melo de Oliveira e Glauco Nery Taranto pela orientação no trabalho e pela disponibilidade nos momentos em que precisei.

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

ALTERNATIVAS DE PLANEJAMENTO PARA INSERÇÃO DO COMPLEXO TELES
PIRES NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Priscilla de Castro Guarini

Setembro/2011

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta as alternativas de transmissão para o Complexo Teles Pires e sua inserção no Sistema Interligado Nacional, do ponto de vista do planejamento do sistema elétrico. Define as localizações das subestações, formas de conexão, equipamentos de controle de tensão e de potência reativa, dentre outros. Do ponto de vista técnico, utiliza duas formas possíveis de conexão, uma em corrente alternada e outra em corrente contínua, que são analisadas tanto em regime permanente como em dinâmico, verificando e comparando o desempenho destas alternativas, tanto em regime normal, quanto em emergência.

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

PLANNING ALTERNATIVES FOR INTEGRATION OF TELES PIRES POWER PLANT
COMPLEX IN THE BRAZILIAN INTERCONNECTED POWER SYSTEM

Priscilla de Castro Guarini

September/2011

Advisors: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents the main transmission alternatives of Teles Pires Power Plant Complex and its insertion in the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), in electrical system planning point of view. This work also intends to define the substation locations, the way of connection, voltage control and reactive power equipment, and so on. From the technical point of view, there are two possibilities of connection in this work, one in alternating current and the other using direct current, that will be analyzed considering steady state and dynamic conditions, in terms of extreme situations. The main objective of the analysis is to verify and compare the performance of both alternatives in normal and emergency operating conditions.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução.....	1
Capítulo 2 - Integração das Usinas da Região Amazônica ao SIN	4
2.1 O Complexo do Madeira.....	4
2.1.1. Sistema de Transmissão do AHE Madeira.....	6
2.1.2. Configuração da Interligação do AHE Madeira	8
2.2 O Complexo de Belo Monte.....	9
2.3 O Complexo de Teles Pires.....	11
Capítulo 3 - Aspectos Gerais da Transmissão em Corrente Contínua	18
3.1 Principais Vantagens dos Sistemas CCAT	24
3.1.1. Limite de Tensão.....	24
3.1.2. Não é necessária operação em Sincronismo - Distância de Transmissão não é limitada por Critérios de Estabilidade	24
3.1.3. Transmissão CC pode Interligar Sistemas CA de diferentes Frequências	27
3.1.4. Não há contribuição para aumento da Corrente de Curto-circuito.....	28
3.1.5. Controle da Potência CC pelo Ângulo de Disparo dos Conversores	28
3.1.6. Potência por Condutor e por Circuito.....	29
3.1.7. Retorno pela Terra e Metálico.....	33
3.1.8. Fator de Potência associado à Transmissão CC.....	35
3.2 Principais Desvantagens dos Sistemas CCAT.....	35
3.2.1. Custo das Estações Conversoras – Terminais Retificador e Inversor ...	35
3.2.2. Os Conversores absorvem Potência Reativa.....	37
3.2.3. Os Conversores geram Harmônicos e conseqüentemente necessitam de Filtros.....	37
3.2.4. Os Conversores apresentam baixa capacidade de sobrecarga	38
3.2.5. Falta de Disjuntores CC em Alta Tensão para operação de Elos CC com Multiterminais	38
3.3 Conceitos Associados ao Funcionamento da Ponte Greatz	39
3.3.1. Processo de Conversão CA / CC / CA.....	39
3.3.2. Análise da Falha de Comutação.....	45
3.3.2.1. Falha de Comutação Simples	45
3.3.2.2. Falha de Comutação Dupla Sucessiva.....	47
3.3.2.3. Falha de Comutação Dupla Não Sucessiva.....	48

3.3.3. Ponte Conversora de 12 Pulsos	49
3.3.4. Harmônicos Gerados pelos Conversores CCAT	51
3.3.5. Compensação de Potência Reativa.....	53
3.4 Princípio Básico do Sistema de Controle do Disparo	59
3.4.1. Fundamentos do Sistema de Controle.....	61
3.4.2. Ponto de Operação	63
3.4.3. Controle de Potência	65
3.4.4. Características Desejadas para o Controle.....	65
3.4.5. Dispositivos Básicos que Compõem o Sistema de Controle	66
3.4.5.1. Controle de Corrente Constante (CCC):.....	66
3.4.5.2. Controle do Ângulo de Extinção Constante (CEA):	67
3.4.5.3. Controle do Ângulo Mínimo de Ignição Constante (CIA):	67
3.4.5.4. Controle da Mudança de Tape:.....	68
3.4.6. Esquema de Funcionamento do Controle dos Conversores	69
3.4.6.1. Em Condições Normais	69
3.4.6.2. Em condições Anormais	69
3.4.6.3. Características U_d x I_d Individuais do Retificador e Inversor	70
3.4.6.4. Instabilidade dos Três Pontos – CEC (Controle por Erro de Corrente)	73
3.5 Constituição de um Sistema CCAT	75
3.5.1. Constituição de uma Estação Conversora	76
Capítulo 4 - Compensação Série em Sistemas de Transmissão	82
4.1 Aspectos Físicos e Operativos	86
4.2 Critérios para Dimensionamento da Compensação Série	89
4.3 Procedimentos para obtenção e otimização das características elétricas dos capacitores – Estudos necessários	90
4.3.1. Estudos de Fluxo de Potência.....	90
4.3.2. Estudos de Estabilidade	90
4.3.3. Estudos de Sobretensões Transitórias devidas a Aplicação de Falhas ..	90
4.3.4. Estudos de Reinserção.....	90
4.3.5. Estudos de Ressonância Subsíncrona - RSS	91
4.3.6. Estudos de Curto-Circuito	91
Capítulo 5 - Apresentação do Sistema Teles Pires.....	92
5.1 Premissas, Critérios e Dados para o Estudo de Planejamento.....	95
5.2 Horizonte do Estudo.....	97
5.3 Cenários de Intercâmbio	99

5.4 Configurações de Linhas de Transmissão.....	101
5.5 Alternativas de transmissão para o Sistema Teles Pires.....	102
5.5.1. Alternativa 1 – Corrente Alternada	102
5.5.2. Alternativa 2 – Alternativa Híbrida (CA + CC)	104
Capítulo 6 - Análise das Alternativas para o Sistema de Escoamento das Usinas do Teles Pires – Regime Permanente	106
6.1 Alternativa 1 – Sistema em Corrente Alternada (CA)	106
6.2 Alternativa 2 – Sistema Híbrido - Corrente Alternada (CA) e Corrente Contínua (CC).....	110
Capítulo 7 - Análise do Desempenho Dinâmico das Alternativas	115
7.1 Modelos e Parâmetros Utilizados	115
7.2 Estabilidade Eletromecânica do Sistema.....	117
7.2.1. Desempenho da Alternativa 1	118
7.2.2. Desempenho da Alternativa 2	135
Capítulo 8 - Conclusão.....	151
Referências Bibliográficas:	154

Lista de Figuras:

Figura 1 – Capacidade energética das bacias na Região Amazônica.....	2
Figura 2 – Perfis de Vazão na UHE do Complexo Madeira	6
Figura 3 – Caracterização do Sistema de Transmissão do Madeira	7
Figura 4 – Alternativa em 600 kV CC para o Sistema do Madeira.	8
Figura 5 – Vazões das UHE do Complexo Belo Monte.	10
Figura 6 – Sistema de Belo Monte.....	11
Figura 7 – Localização das Subestações do Sistema Teles Pires.	13
Figura 8 – Sistema Teles Pires.....	14
Figura 9 – Conexão do Sistema Teles Pires no SIN – Sistema Sudeste.....	15
Figura 10 – Vazões Médias Mensais da UHE Teles Pires.....	16
Figura 11 – Perfil de vazão média mensal das usinas do Complexo Teles Pires. ...	16
Figura 12 – Interligação Assíncrona HVDC entre Brasil e Paraguai	21
Figura 13 – Sistema CCAT de Itaipu - Interligação Assíncrona HVDC entre Brasil e Paraguai.....	21
Figura 14 – Interligações via Back-to-Back do Brasil com o Uruguai e Argentina...22	
Figura 15 – Interligações via Back-to-Back de Garabi I	23
Figura 16 – Conexão entre Redes CA Assíncronas através de um Elo CC.....	28
Figura 17 – Sistema CCAT Bipolar	30
Figura 18 – Saída das Linhas CA e CC do Sistema de Transmissão de Itaipu em Foz do Iguaçu.....	33
Figura 19 – Operação Monopolar Usando Retorno pela Terra	34
Figura 20 – Operação Monopolar Usando Retorno Metálico	35
Figura 21 – Comparação de Custos entre os Sistemas CCAT e CAAT por Áreas..36	
Figura 22 – Configuração da Ponte Greatz	40
Figura 23 – Formas de Onda da Tensão CC para $\alpha = 0$ e $\alpha \neq 0$	41
Figura 24 – Formas de Onda da Tensão CC para α e $\mu \neq 0$ - Retificador	42
Figura 25 – Formas de Onda da Tensão CC para α e $\mu \neq 0$ - Inversor	44
Figura 26 – Operação com Retificador e Inversor Função do Ângulo de Disparo...45	
Figura 27 – Formas de Onda para Falha de Comutação Simples	46
Figura 28 – Formas de Onda para Falha de Comutação Dupla Sucessiva	47
Figura 29 – Formas de Onda para Falha de Comutação Dupla Não-sucessiva	48
Figura 30 – Configuração de uma Ponte Conversora de 12 pulsos	49

Figura 31 – Forma de Onda da Tensão CC na Ponte Conversora de 12 pulsos ($\mu = 0$)	50
Figura 32 – Formas de Onda das Correntes CA na Ponte de 12 pulsos ($\mu = 0$)	51
Figura 33 – Espectro harmônico característico para a ponte de 6 e 12 pulsos.....	52
Figura 34 – Absorção de Potência Reativa pelas Estações Conversoras	54
Figura 35 – Curva Típica da Potência reativa consumida pela Ponte Conversora..	55
Figura 36 – Circuito Equivalente de um Sistema de Transmissão em Corrente Contínua.	60
Figura 37 – Equivalente, por Pólo, de uma Ponte de 6 Pulsos.....	62
Figura 38 – Características do Retificador e do Inversor.	63
Figura 39 – Variação do ponto de operação.....	64
Figura 40 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor em condição normal ...	71
Figura 41 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor para α mínimo constante	71
Figura 42 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor para uma redução na Tensão CA do Retificador	72
Figura 43 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor	73
Figura 44 – Característica do Inversor Modificada.....	74
Figura 45 – Sistema Típico de Corrente Contínua.....	76
Figura 46 – Estação Conversora Bipolar Típica.	76
Figura 47 – Estação Conversora Monopolar Típica.	78
Figura 48 – Principais Tipos de Transformadores dos Conversores.....	79
Figura 49 – Filtros de Sintonia Simples Passa Alta e Dupla Sintonia	80
Figura 50 – Compensação Série (SZECHTMAN, M; 2011)	84
Figura 51 – Compensação Série	84
Figura 52 – Esquema de GAP Simples.	88
Figura 53 – Esquema de GAP Duplo.	88
Figura 54 – Esquema ZnO.	88
Figura 55 – Localização das subestações do sistema Teles Pires.	93
Figura 56 – Configuração do sistema da Alternativa 1 – Horizonte do estudo – 2020.....	103
Figura 57 – Configuração do sistema da Alternativa 2 – Horizonte do estudo – 2020.....	104
Figura 58 – Configuração do sistema da Alternativa 1 - 2015.	107
Figura 59 – Configuração do sistema da Alternativa 1 – 2016-2020.....	107
Figura 60 – Configuração do sistema da Alternativa 2 – 2020.	111

Figura 61 – Modelo do Estabilizador de Potência (Power System Stabilizer – PSS)	117
Figura 62 – Comportamento da Potência Reativa em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte - 2015.	119
Figura 63 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte - 2015.	119
Figura 64 – Potências Elétricas das UHEs Sinop e Colider - 2015.	120
Figura 65 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires - 2015.	121
Figura 66 – Ângulo elétrico das máquinas da UHE Teles Pires em relação às UHEs Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí - 2015.	121
Figura 67 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte - 2020.	123
Figura 68 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020.	123
Figura 69 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apicás e Colider - 2020.	124
Figura 70 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires - 2020.	124
Figura 71 – Potência Elétrica da UHE São Manoel - 2020.	125
Figura 72 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí - 2020.	125
Figura 73 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Completo.	126
Figura 74 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Completo.	127
Figura 75 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apicás, Colider, Torixéu, Água Limpa – 2020 Completo.	128
Figura 76 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Completo.	128
Figura 77 – Potência Elétrica das UHE São Manoel – 2020 Completo.	129
Figura 78 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Completo.	129
Figura 79 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Perda Dupla.	131
Figura 80 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Perda Dupla.	131
Figura 81 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apicás, Colider, Torixéu e Água Limpa – 2020 Perda Dupla.	132

Figura 82 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Perda Dupla.....	132
Figura 83 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda Dupla.	133
Figura 84 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Perda Dupla.	133
Figura 85 – Potência Elétrica das Unidades Geradoras do Sistema Teles Pires – 2020 Perda Dupla.....	135
Figura 86 – Limite Máximo de Sobrecarga de Corrente no Conversor – 2020 Perda de um Pólo.....	136
Figura 87 – Potência Ativa Drenada da Rede CA pelo Conversor, em MW – 2020 Perda de um Pólo.....	137
Figura 88 – Ângulo de Disparo (Alfa) e Ângulo de Extinção (Gama) para as Válvulas do Conversor, em Graus – 2020 Perda de um Pólo.....	137
Figura 89 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde – 2020 Perda de um Pólo.....	138
Figura 90 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Centro, Seccionadora Sul, Ribeirãozinho e Rio Verde Norte – 2020 Perda de um Pólo ...	139
Figura 91 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Norte e Marimbondo – 2020 Perda de um Pólo.....	139
Figura 92 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apicás, Colider, Torixéu e Água Limpa – 2020 Perda de um Pólo.....	140
Figura 93 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Perda de um Pólo.	140
Figura 94 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda de um Pólo.	141
Figura 95 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Perda de um Pólo.	141
Figura 96 – Potência Ativa Drenada da Rede CA pelo Conversor, em MW – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.	142
Figura 97 – Ângulo de Disparo (Alfa) e Ângulo de Extinção (Gama) para as Válvulas do Conversor, em Graus – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.	143
Figura 98 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.....	143
Figura 99 – Tensões no Tronco de Transmissão CA entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.....	144

Figura 100 – Tensão na SE Marimbondo – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.....	144
Figura 101 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Perda do Bipólo.	146
Figura 102 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Centro, Seccionadora Sul, Ribeirãozinho e Rio Verde Norte – 2020 Perda do Bipólo.	146
Figura 103 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Norte e Marimbondo – 2020 Perda do Bipólo.	147
Figura 104 – Potência Elétrica da UHE Teles – 2020 Perda do Bipólo.	147
Figura 105 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda do Bipólo.	148
Figura 106 – Potência Elétrica da UHE Colider – 2020 Perda do Bipólo.....	148
Figura 107 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Torixéu e Água Limpa – 2020 Perda do Bipólo.....	149
Figura 108 – Potência Elétrica das Unidades Geradoras do Sistema Teles Pires – 2020 Perda do Bipólo.....	150

Lista de Tabelas:

Tabela 1 – Cronograma previsto de entrada de Máquina.....	12
Tabela 2 – Diferentes Causa par Geração dos Harmônicos Não Característicos...	53
Tabela 3 – Conversão de Nomenclaturas	77
Tabela 4 – Despacho das Usinas do Complexo Teles Pires	95
Tabela 5 – Limites de Tensão utilizados.	96
Tabela 6 – Obras referenciais incorporadas nos casos base	98
Tabela 7 – Parâmetros do Cabo 4X954 MCM das linhas CA utilizados na Alternativa 1.	101
Tabela 8 – Parâmetros do Cabo 3X954 MCM das linhas CA utilizados nas conexões das usinas.....	101
Tabela 9 – Parâmetros da Linha do cabo CC utilizados na Alternativa 2.....	102
Tabela 10 – Linhas de Transmissão previstas pela Alternativa 1	108
Tabela 11 – Valores dos reatores de barra e de linha para a Alternativa 1	108
Tabela 12 – Linhas de Transmissão previstas pela Alternativa 2	111
Tabela 13 – Constantes de Inércia	115
Tabela 14 – Parâmetros das máquinas para as UHEs Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apicás, Água Limpa e Torixoréu.....	115
Tabela 15 – Parâmetros das máquinas para a UHE Teles Pires.	116
Tabela 16 – Parâmetros das máquinas para a UHE Toricoejo.	116
Tabela 17 – Modelos de Reguladores utilizados.	116

Lista de Símbolos:

AHE – Aproveitamento Hidrelétrico
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
CAAT – Corrente Alternada em Alta Tensão
CCAT – Corrente Contínua em Alta Tensão
CE – Compensador Estático
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
LT – Linha de Transmissão
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
SE – Subestação
SEP – Sistemas Especiais de Proteção
SIN – Sistema Interligado Nacional
UHE – Usina Hidrelétrica
 μ – Ângulo de Atraso de Comutação
 α – Ângulo de Atraso de Disparo
 γ – Ângulo de Avanço de Extinção

Capítulo 1

Introdução

A finalidade de um sistema completo de energia elétrica é gerar eletricidade em valores suficientes para o atendimento, assim como transmitir e distribuir até os pontos de consumo de carga. Esta sequência energética deve ser planejada, construída e operada com adequação às normas existentes, considerando os menores custos econômicos e ambientais. Por este motivo, os empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica devem ser projetados de forma que possam atender a certos critérios técnicos, no que diz respeito à capacidade de transmissão, confiabilidade e economia.

Nos grandes sistemas de potência, as usinas hidráulicas ficam localizadas no curso de rios que oferecem grande potencial energético e no Brasil, na maioria dos casos, se encontram bem afastadas dos grandes centros de carga. Assim, se torna necessário transmitir esta energia do ponto de geração até os centros consumidores através de grandes troncos de transmissão em **corrente alternada** ou **corrente contínua**.

O grande potencial hidráulico remanescente no Brasil encontra-se na região Norte e representa uma geração competitiva e de importância significativa para a garantia do atendimento ao crescimento do mercado brasileiro de energia elétrica. Na região Amazônica e Noroeste, especificamente nos estados de Mato Grosso, Rondônia e na região de fronteira com a Bolívia, encontra-se um potencial de geração a ser explorado de cerca de 20.000 MW (GARCIA-LIMONAD *et al.*, 2008).

A integração desse conjunto de aproveitamentos hidrelétricos ao Sistema Interligado Nacional (SIN) mostra-se atrativa e essencial, do ponto de vista energético, tendo em vista a necessidade de atendimento do mercado nacional e as dificuldades associadas à exploração de outras fontes de energia. Salienta-se que o mercado regional apresenta-se insuficiente para a absorção de todo esse potencial hidráulico, mesmo a longo prazo e para taxas elevadas de crescimento, exigindo a exportação do excedente de geração, em especial para a região Sudeste do Brasil, onde se encontra o maior mercado consumidor.

O transporte desses montantes elevados de energia, associado às longas distâncias (aproximadamente 2500 km), os reflexos significativos nas expansões das interligações existentes, os reforços demandados nos sistemas receptores do SIN e a necessidade de minimização / mitigação dos impactos socioambientais conferem aos sistemas de transmissão dessas usinas características ímpares de complexidade técnica e custos elevados, trazendo novas relações entre custos de geração e custos de transmissão.

A Figura 1 a seguir mostra a capacidade energética das bacias da região Amazônica bem como as possíveis distâncias para atendimento às regiões Sudeste e Nordeste (ESMERALDO, P. C. V.; 2007).

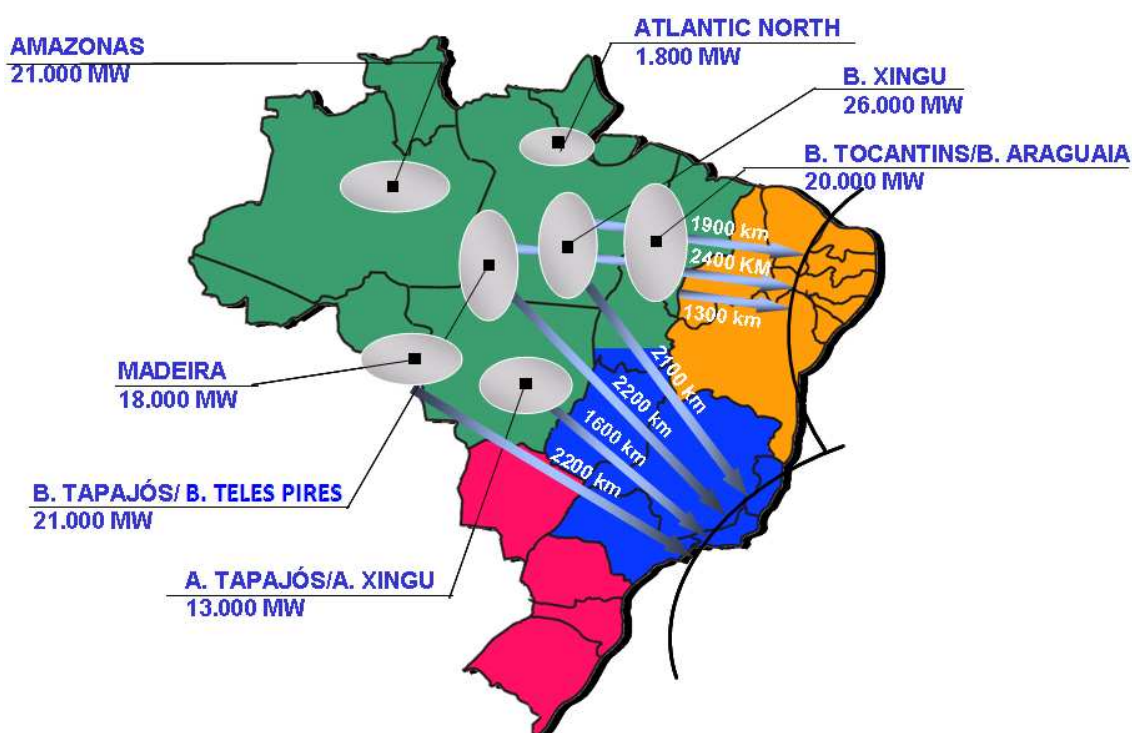


Figura 1 – Capacidade energética das bacias na Região Amazônica

A Bacia do Rio Teles Pires, localizada ao norte do estado do Mato Grosso, apresenta um potencial hidráulico de 3450 MW e será o objeto de estudo dessa dissertação. Este trabalho tem como objetivo estabelecer as diretrizes iniciais para o Sistema de Transmissão das usinas dessa bacia, no âmbito do planejamento do sistema elétrico, apresentando as alternativas de transmissão deste sistema, analisando o desempenho em regime permanente e dinâmico de todas elas a fim de definir a melhor transmissão para o SIN, levando em consideração aspectos sócio-ambientais e as diversas tecnologias de transmissão.

Este trabalho está dividido em oito capítulos, incluindo este, que serão sucintamente descritos a seguir:

No segundo capítulo são detalhadas algumas bacias importantes localizadas na Região Amazônica, tais como: os Complexos do Rio Madeira, de Belo Monte e de Teles Pires, e que foram ou estão sendo incorporadas ao SIN, de forma a atender a crescente demanda do sistema.

No terceiro e quarto capítulos são feitas descrições dos conceitos básicos, apresentando, respectivamente, a teoria relacionada às transmissões em corrente contínua e corrente alternada, mais especificamente, a utilização de compensação série em sistemas de transmissão.

No quinto capítulo são apresentadas as possíveis alternativas de transmissão para o Complexo Teles Pires, suas características e também as premissas e os critérios para os estudos em regime permanente.

O capítulo 6 traz as análises em regime permanente detalhadas para as alternativas de transmissão. No capítulo 7 são apresentadas as premissas para o estudo em regime dinâmico, bem como as simulações das alternativas.

O capítulo 8 traz as conclusões deste trabalho e algumas propostas de desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Integração das Usinas da Região Amazônica ao SIN

Neste capítulo apenas serão detalhados os Complexos do Madeira, de Belo Monte e de Teles Pires. A este último reserva-se os procedimentos adotados do ponto de vista de critérios de planejamento a longo prazo de como são estudadas e analisadas as alternativas de transmissão que serão definidas para o Edital de Licitação.

2.1 O Complexo do Madeira

Os aproveitamentos hidrelétricos de Santo Antônio e Jirau podem ser considerados como os marcos iniciais da exploração extensiva dos imensos potenciais do rio Madeira e seus formadores, estabelecendo, na prática, um novo sistema de produção no País, que deverá incorporar-se e integrar-se àqueles já existentes (Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul) com vistas a explorar as distintas características hidrológicas desses sistemas para a maximização dos benefícios energéticos do setor elétrico brasileiro.

A bacia do rio Madeira é caracterizada por um potencial hidroelétrico expressivo, sendo objeto de consideração, num primeiro momento, os aproveitamentos hidrelétricos de Jirau (3.300 MW - 44 unidades de 75 MW) e Santo Antônio (3.150 MW - de 44 unidades de 71,6 MW), totalizando 6.450 MW. Ambas as usinas estão situadas nas proximidades de Porto Velho, no estado de Rondônia, e possuem especificidades que constituem um desafio para o Setor Elétrico Nacional (EPE, 2008).

Do ponto de vista específico do aproveitamento hidrelétrico em si, o projeto do AHE Madeira foi cuidadosamente conduzido, considerando todas as questões sócio-ambientais que inerentemente estão no contexto de usinas a serem construídas na região da planície amazônica. Os estudos de viabilidade técnico-econômica e ambiental dessas usinas e os seus respectivos sistemas de integração partiram de condicionantes básicos de minimização dos impactos sócio-ambientais, como por exemplo, a de que o espelho d'água

somente ocupará cotas pouco superiores às atuais calhas máximas do rio, e sem inundar território boliviano, que ocorrem nas estações de cheia, proporcionando ao AHE Madeira a menor taxa de ocupação de área alagada por MW instalado no Brasil.

Em relação ao sistema de transmissão associado ao AHE Madeira, um aspecto importante a ser considerado é que a região dos estados do Acre e Rondônia, os mais próximos centros de carga dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira, possuem pequena demanda de energia e previsões de progressão de consumo, para as próximas décadas, muito aquém dos elevados montantes de potência a serem instalados nas UHE Santo Antônio e Jirau. Estes Estados foram interligados ao restante do Sistema Nacional em 2009, através da instalação do sistema de transmissão em 230 kV entre Jauru (Sudoeste do estado de Mato Grosso) e Ariquemes (Rondônia). Esta interligação constituiu uma expansão do sistema em 230 kV entre Jauru e Cuiabá e foi projetada com capacidade de atendimento à demanda do Sistema Acre e Rondônia, viabilizando a minimização da geração térmica, até um horizonte compatível com a previsão de início de operação das usinas do AHE Madeira.

A demanda regional reduzida e o sistema de transmissão em 230 kV de pequena capacidade de transporte remetem ao Planejamento do Setor Elétrico a complexa questão de definição das características do sistema de transmissão para a incorporação das usinas do AHE Madeira ao Sistema Interligado Nacional. Portanto, o sistema de transmissão associado às UHE Santo Antônio e Jirau deverá ser capaz de transportar a longa distância o elevado montante de potência excedente, da ordem de 6300 MW, desde o estado de Rondônia até o centro de carga mais próximo com capacidade para absorvê-la, o Sudeste brasileiro, distante cerca de 2500 km destas usinas até o estado de São Paulo e mais 500 km do estado de Rio de Janeiro, totalizando cerca de 3000 km.

Em resumo, as principais especificidades do sistema de transmissão para a incorporação das usinas do AHE Madeira ao SIN e que constituem um desafio para o Setor Elétrico Nacional podem ser resumidas como sendo:

- O elevado montante de potência das UHE Jirau e Santo Antônio, quando comparado com as projeções de demanda local, nos estados do Acre e Rondônia, proporcionando a necessidade de transmitir para o sudeste brasileiro um elevado excedente de geração;

- A elevada diversidade hidrológica observada para o AHE Madeira, que propicia variações sazonais de despachos totais nas duas usinas, desde valores que poderão ser da ordem de 1000 MW até a potência total instalada de 6450 MW;
- A transmissão a longas distâncias (aproximadamente 2500 km);
- A inserção regional desses novos empreendimentos hidroelétricos através da conexão com o sistema de transmissão regional em 230 kV que, mesmo considerando a já programada expansão interligando-o ao SIN, possuirá baixa capacidade de transporte;

Na Figura 2 estão apresentados os perfis, mínimos, médios e máximos de vazão no rio Madeira, em m³/s (EPE, 2007).

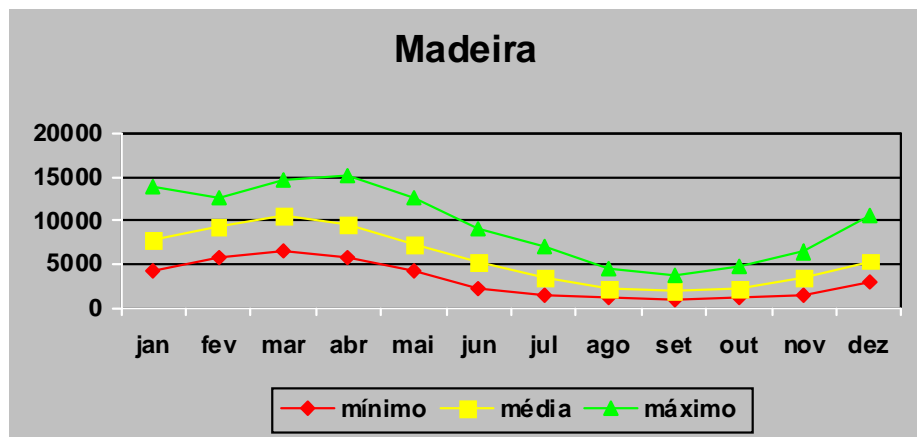


Figura 2 – Perfis de Vazão na UHE do Complexo Madeira

2.1.1. Sistema de Transmissão do AHE Madeira

A definição do sistema de transmissão para a integração das usinas de Santo Antônio e Jirau à Rede Básica do SIN foi estudada desde meados de 2005 pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), em conjunto com diversas empresas do setor, como mostra a Figura 3 (EPE, 2008).



Figura 3 – Caracterização do Sistema de Transmissão do Madeira

Várias alternativas foram analisadas, para diferentes tecnologias de transmissão. E em março de 2006, foi publicado o primeiro relatório que identificava a alternativa de transmissão em corrente contínua (2 bipólos de $\pm 600\text{kV}$, 3150 MW cada) como a mais adequada para a transmissão das usinas, como pode ser visto na Figura 4 (EPE, 2008). Essa recomendação foi baseada, entre outras, nas seguintes constatações:

- Menor custo de investimento e menor custo global (modicidade tarifária);
- Menor impacto ambiental (quantidade de linhas e de subestações);
- Vantagens da operação assíncrona, tanto para o Sistema Interligado Nacional (minimização da transferência de distúrbios entre sistemas), quanto para as máquinas de baixa inércia das usinas de Santo Antônio e Jirau;
- Maior flexibilidade operativa, por permitir um maior controle de potência no elo de Corrente Contínua para correção de distúrbios;
- Menor impacto na potência de curto-circuito;

- Diferença percentual de custos suficiente para não vislumbrar alterações significativas nos resultados da comparação econômica entre as alternativas, mesmo fazendo sensibilidades de variações de custos baseados em deságios/descontos observados nos diversos leilões de instalações de transmissões, até aquela época, realizados.

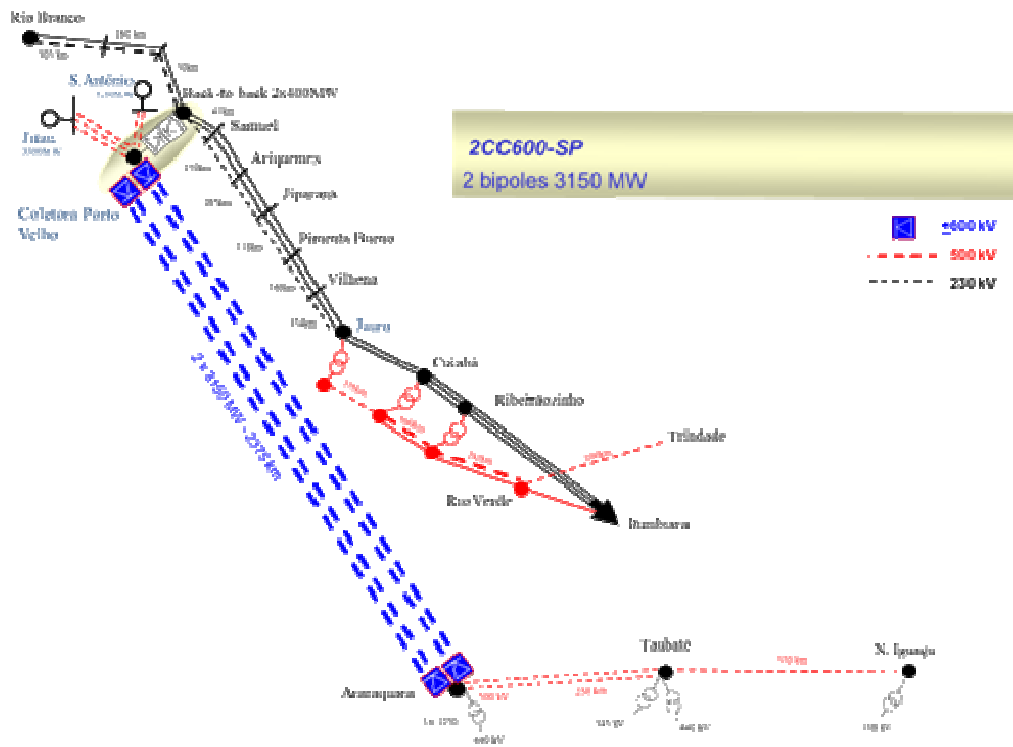


Figura 4 – Alternativa em 600 kV CC para o Sistema do Madeira.

Estudos de detalhamento dessa alternativa também confirmaram a necessidade de implantação de dois sistemas através de conversoras back-to-back e de duas linhas em corrente alternada em 230 kV, basicamente para interligações com o 230 kV na SE Porto Velho e o atendimento da região. Esta interligação assíncrona protege as máquinas existentes no Acre/Rondônia dos esforços torcionais provocados pela inversão de potência nas situações de falha de comutação e perda dos elos.

2.1.2. Configuração da Interligação do AHE Madeira

A integração do AHE Madeira se dará através de 2 bipólos de corrente contínua de 3150 MW, $\pm 600\text{kV}$, 4 x 2312 MCM, entre as subestações Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara 2 (SP), em uma extensão aproximada de 2375km e dois sistemas CC back-to-back (2x400 MW), do tipo CCC, em conjunto com duas linhas de transmissão em 230 kV

entre as Subestações Coletora Porto Velho e Porto Velho, conforme apresentado na Figura 4.

A existência de um sistema de transmissão em 230 kV que interliga o sistema do Acre / Rondônia ao Sudeste permite a integração dos novos agentes previstos ao longo desse sistema regional em corrente alternada, conferindo a essa “interligação” uma configuração naturalmente híbrida (CA/CC), dentro dos limites de capacidade de cada sistema. De acordo com as necessidades de cada cenário, podem-se ter diferentes distribuições de fluxos de potência entre o back-to-back e o tronco em 230 kV, tendo em vista o controle disponível nas instalações CC (conversoras e back-to-back).

No plano de obras também está contemplada a implantação de 2 linhas em 500 kV, Cuiabá–Ribeirãozinho e Ribeirãozinho–Rio Verde Norte, para o escoamento das usinas do Mato Grosso (EPE, 2008).

Um aspecto importante a ser mencionado é que as estações conversoras dos bipólos 1 e 2 foram vencidas por transmissoras / fabricantes de Sistemas CCAT diferentes, com filosofias de controle diferentes o que certamente implicará em dificuldades operativas, caso o Controle Mestre dos dois bipólos não seja bem definido.

2.2 O Complexo de Belo Monte

O complexo hidrelétrico de Belo Monte localiza-se na região de Volta Grande do rio Xingu, próximo às cidades de Altamira e Vitória do Xingu, no estado do Pará. De acordo com os estudos originais da bacia em questão, na sua configuração final este complexo terá capacidade instalada de 11.000 MW. A primeira etapa deste empreendimento foi contemplada, com 10 máquinas de 550 MW, perfazendo um total de 5.500 MW instalados até 2015. Em conjunto, as usinas do rio Madeira e Belo Monte – etapa 1 irão corresponder, portanto, a um acréscimo de potência instalada de, aproximadamente, 12.000 MW (EPE, 2007).

A concepção da UHE Belo Monte tem como base operacional uma geração a fio d'água, ou seja, a quantidade de turbinas em funcionamento dependerá basicamente das vazões naturais afluentes à casa de força, uma vez que o reservatório tem capacidade limitada de acumulação.

A estratégia de aproveitar o potencial hidrelétrico da Amazônia para atender a demanda dos grandes centros consumidores localizados em outras regiões do país exige a

construção de extensas redes de transmissão para escoar toda a energia elétrica gerada por essa usina, de modo a enviá-la para as outras regiões do país.

Por outro lado, no rio Xingu, a hidrografia revela que a vazão do rio varia muito ao longo do ano, em decorrência da necessidade de serem mantidas vazões defluentes a jusante do barramento, para atendimento dos requisitos mínimos para manutenção dos ecossistemas e de suprimento de populações ribeirinhas.

As vazões mínima, média e máxima das usinas de Belo Monte, em m³/s, estão apresentadas na Figura 5 (EPE, 2007).

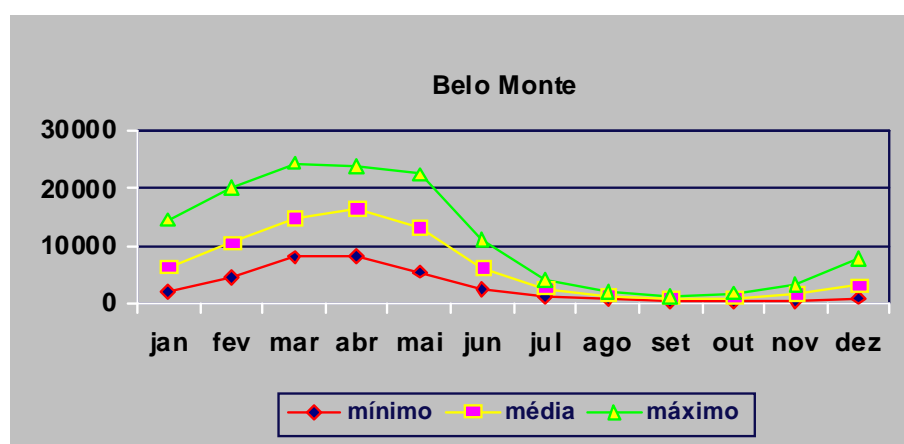


Figura 5 – Vazões das UHE do Complexo Belo Monte.

O que se convencionou chamar de sistema Belo Monte, na verdade é composto de três partes que são: a conexão da usina ao sistema Norte, a ampliação da interligação entre os sistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste e os reforços no sistema Sudeste/Centro-Oeste, conforme mostrado na Figura 6 (EPE, 2007).



Figura 6 – Sistema de Belo Monte

Estudos anteriores indicavam a conexão do AHE Belo Monte à Rede Básica através de dois circuitos de 751 km, em 750 kV, para a SE Colinas e um aumento da capacidade de intercâmbio entre Colinas e a região Sudeste de cerca de 4500 MW. Observa-se, entretanto, que os estudos mencionados foram realizados antes da concepção das subestações em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí – Manaus - Macapá licitado em junho de 2008) e Itacaiúnas. Estas instalações, mais próximas da usina, propiciam uma conexão envolvendo circuitos mais curtos e na tensão em 500 kV que sugerem uma reavaliação dos estudos anteriores.

As avaliações eletroenergéticas conduzidas pela EPE neste ciclo de planejamento consideraram a conexão de um novo subsistema de Belo Monte ao sistema Norte e ampliações da capacidade de intercâmbio entre este último e a região Sudeste/Centro-Oeste.

Várias alternativas estão sendo analisadas, para diferentes tecnologias de transmissão, mas ainda não foi definida uma alternativa vencedora. Para as alternativas que envolvem a transmissão em CCAT estão sendo avaliadas as tensões de $\pm 660\text{kV}$ e de $\pm 800\text{kV}$.

2.3 O Complexo de Teles Pires

O Complexo Teles Pires está situado bem na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso. O rio Teles Pires é caracterizado por um potencial hidrelétrico de cerca de 3.450 MW distribuídos em cinco usinas - Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e

Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de janeiro de 2015, completando a motorização em setembro de 2016, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Cronograma previsto de entrada de Máquina.

UHE	Data de Entrada	Potência (MW)	
SAO MANOEL (700 MW)	jan/16	140	1ª Máquina
	mar/16	140	2ª Máquina
	mai/16	140	3ª Máquina
	jul/16	140	4ª Máquina
	set/16	140	5ª Máquina
FOZ APIACAS (230 MW)	mar/16	76,67	1ª Máquina
	abr/16	76,67	2ª Máquina
	mai/16	76,67	3ª Máquina
SINOP (400 MW)	jan/15	133,3	1ª Máquina
	mar/15	133,3	2ª Máquina
	mai/15	133,3	3ª Máquina
COLIDER (300 MW)	jan/15	100	1ª Máquina
	mar/15	100	2ª Máquina
	mai/15	100	3ª Máquina
TELES PIRES (1820 MW)	mai/15	303,4	1ª Máquina
	jun/15	303,4	2ª Máquina
	jul/15	303,3	3ª Máquina
	ago/15	303,3	4ª Máquina
	set/15	303,3	5ª Máquina
	out/15	303,3	6ª Máquina

A conexão das usinas do “sistema do Teles Pires” ocorre da seguinte forma: as usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires se conectarão à SE 500 kV Coletora Norte, e as usinas Sinop e Colider se conectarão à SE 500 kV Coletora Centro, que distam 300 km entre si. O sistema ainda apresenta uma terceira subestação, a SE 500 kV Seccionadora Sul, para escoar toda sua geração até a subestação mais próxima do Sistema Interligado Nacional, a SE 500 kV Ribeirãozinho, localizada no estado do Mato Grosso. A localização destas subestações pode ser vista na Figura 7 (EPE, 2011).

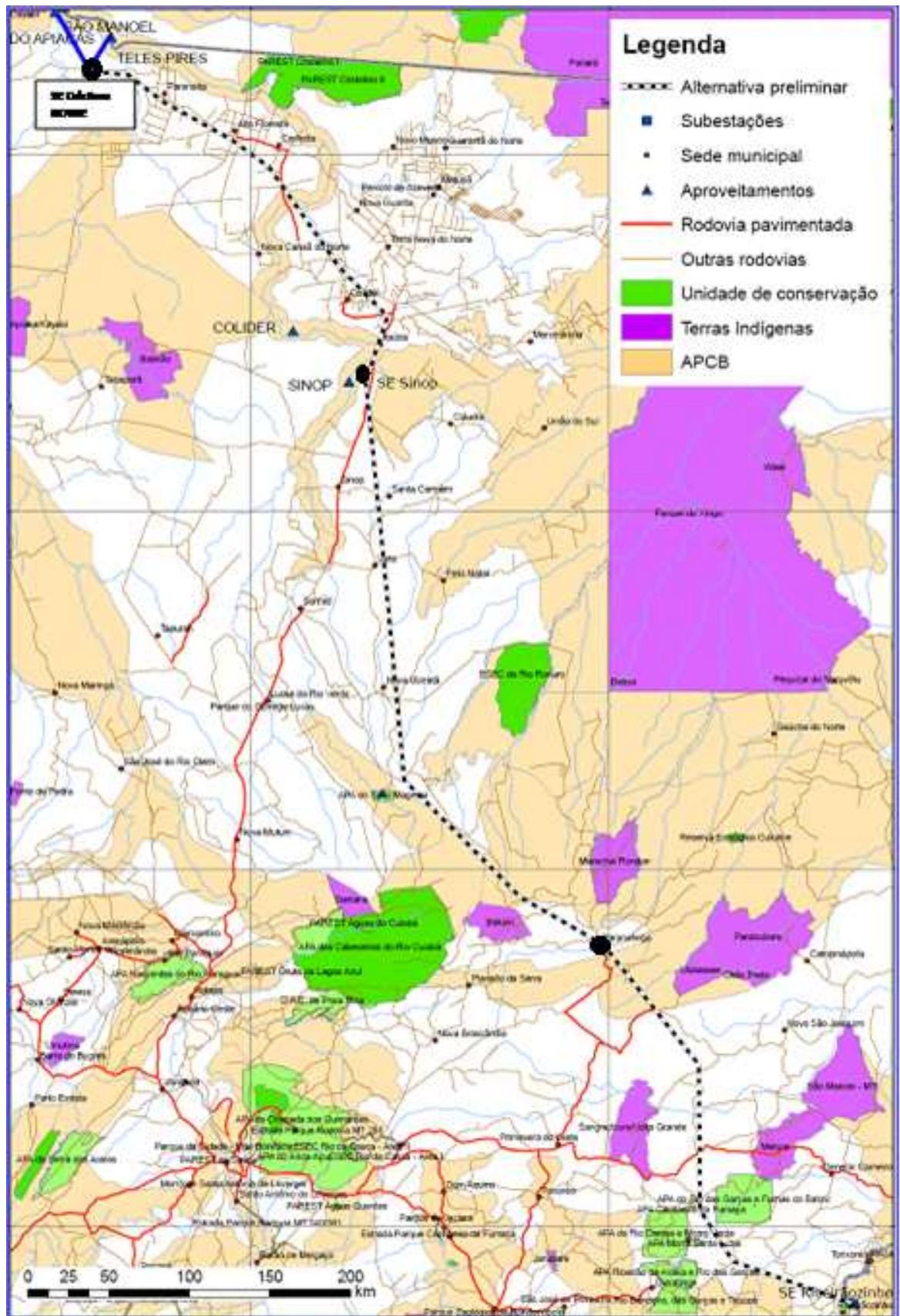


Figura 7 – Localização das Subestações do Sistema Teles Pires.

O “Sistema do Teles Pires” será composto por três partes: a conexão do grupo de usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, através da SE Coletora Norte, a conexão do grupo de usinas Sinop e Colider, conectadas à SE Coletora Centro e reforços do SIN para o escoamento da potência gerada pelas usinas.

A SE Coletora Norte otimiza a integração das três usinas acima mencionadas da região que distam, em linha reta, do local proposto para esta subestação:

- UHE Foz do Apiacás – SE Coletora Norte = 35 km
- UHE São Manoel – SE Coletora Norte = 32 km
- UHE Teles Pires – SE Coletora Norte = 7,5 km

As usinas Colider e Sinop, também previstas na região, distam, em linha reta, do local proposto para a SE Coletora Centro:

- UHE Colider – SE Coletora Centro = 64 km
- UHE Sinop – SE Coletora Centro = 16 km

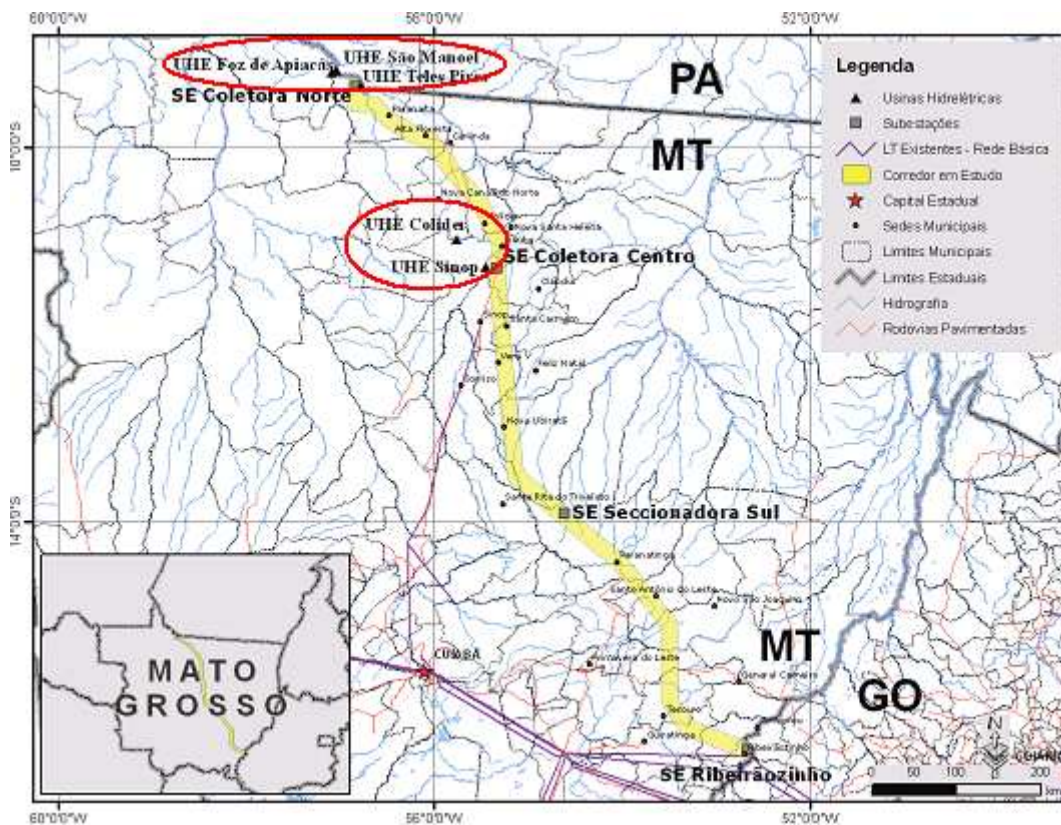


Figura 8 – Sistema Teles Pires.

Desde sua geração até a conexão à SE 500 kV Ribeirãozinho, a primeira subestação existente do SIN, o “Sistema Teles Pires” possui 1000 km de distância, sendo distribuídos entre as subestações da seguinte forma:

- SE Coletora Norte – SE Coletora Centro: 300 km
- SE Coletora Centro – SE Seccionadora Sul: 350 km
- SE Seccionadora Sul – SE Ribeirãozinho: 350 km

A conexão do “Sistema Teles Pires” no Sudeste do Sistema Interligado Nacional será através da SE 500 kV Marimbondo, localizada no Estado de São Paulo, que dista 345 km da SE 500 kV Rio Verde Norte, conectada através de um circuito em 500 kV à SE Ribeirãozinho. Várias análises foram realizadas a fim de definir o ponto de conexão das usinas do Teles Pires no Sudeste do SIN, mas a que obteve um melhor resultado tanto em regime permanente quanto em contingências foi esta subestação. Além disso, ela apresentou um número menor de reforços no sistema de transmissão, o que também foi um ponto positivo para a sua escolha.

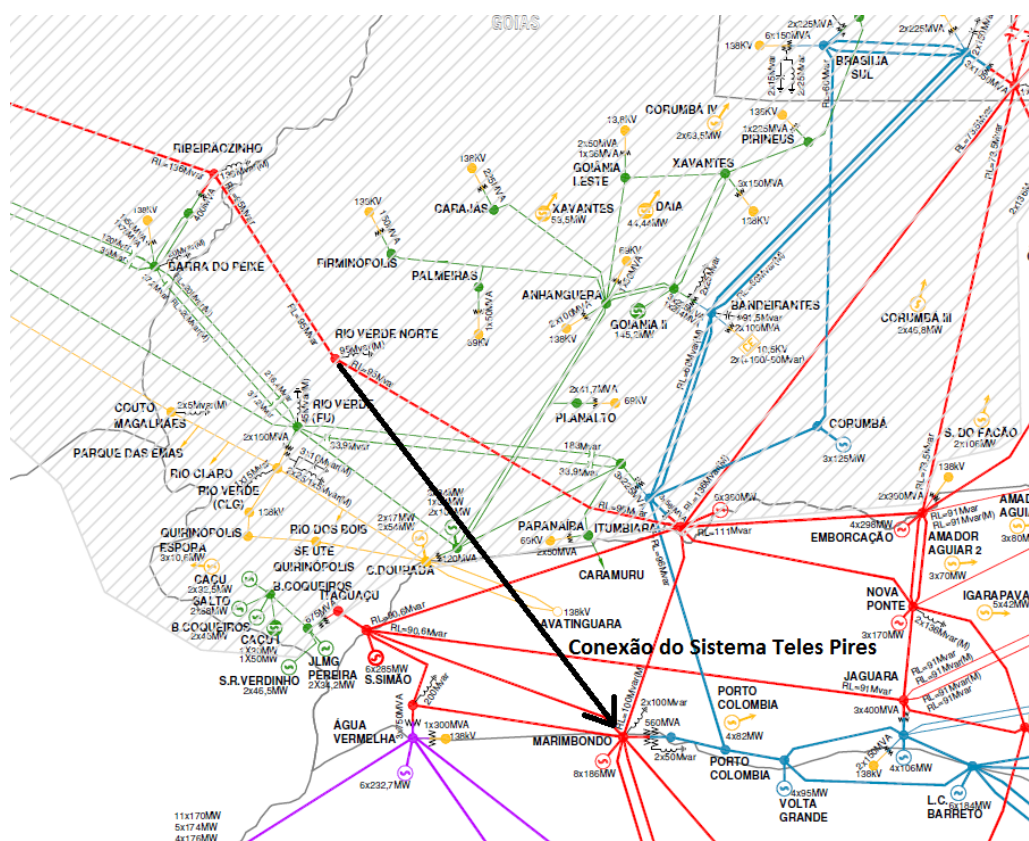


Figura 9 – Conexão do Sistema Teles Pires no SIN – Sistema Sudeste.

Para efeito dos estudos eletroenergéticos, considerou-se tais usinas localizadas em um novo subsistema conectado integralmente à região Sudeste/Centro-Oeste.

As vazões médias mensais, em m³/s, do Complexo Teles Pires e o perfil de geração média mensal de casa usina são mostradas nas Figura 10 e Figura 11 (EPE, 2011), respectivamente, e mostra que este sistema apresenta um comportamento similar às usinas do Madeira e de Belo Monte.

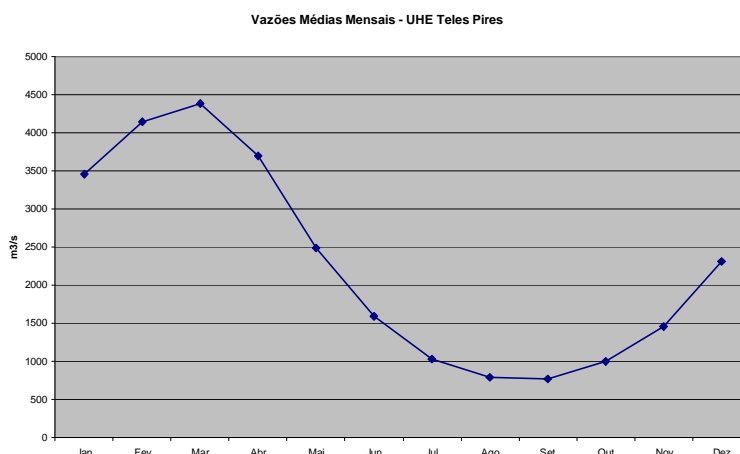


Figura 10 – Vazões Médias Mensais da UHE Teles Pires.

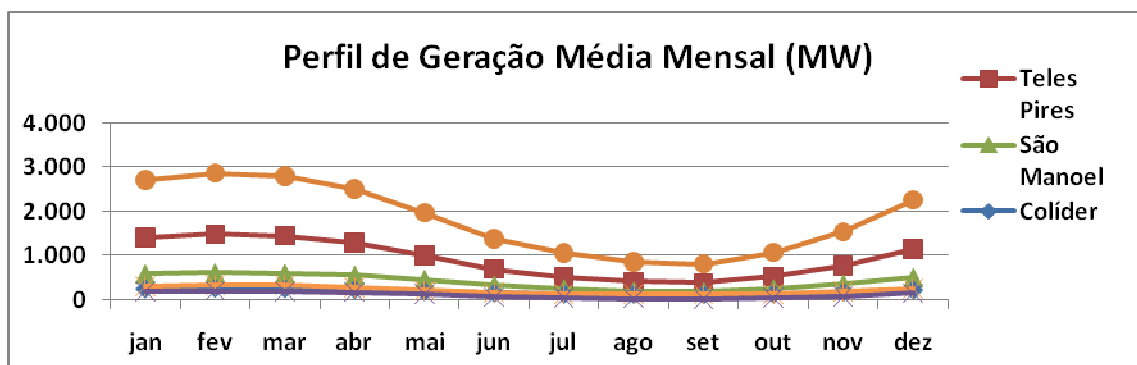


Figura 11 – Perfil de vazão média mensal das usinas do Complexo Teles Pires.

Após a apresentação da localização das usinas do Teles Pires e suas características e também da melhor localização das subestações para escoamento deste montante de geração, é necessário definir o melhor sistema de transmissão para o escoamento desta energia, a fim de ampliar a capacidade energética do Sistema Interligado Nacional, melhorando o suprimento da carga e a confiabilidade do sistema como um todo.

Assim, este trabalho tem como objetivo estabelecer as diretrizes iniciais para o Sistema de Transmissão das Usinas do Teles Pires, com o seguinte escopo:

- Realizar análise (regime permanente e dinâmico) de alternativas para definir o sistema de transmissão para o escoamento da potência a ser gerada pelas usinas da bacia do rio Teles Pires, indicando as características elétricas básicas deste sistema, considerando os aspectos socioambientais nessa definição.
- Definir os pontos de conexão no Sistema Interligado Nacional, bem como os reforços necessários, apresentando também suas principais características.

Dessa forma, este trabalho visa apresentar as alternativas de transmissão do “Sistema Teles Pires”, bem como analisar o desempenho em regime permanente e dinâmico de todas elas a fim de definir a melhor transmissão para o SIN, levando em conta aspectos sócio-ambientais e as diversas tecnologias de transmissão.

Capítulo 3

Aspectos Gerais da Transmissão em Corrente Contínua

No início da transmissão em corrente alternada, o valor da frequência não era padronizado e vários valores foram colocados em uso, os quais podem ser citados: 25, 50, 60, 125 e 133 Hz. Conseqüentemente, isto causou um grande problema, pois as interligações não poderiam conectar sistemas assíncronos, ou seja, com diferença entre os valores nominais das frequências. Para solucionar este problema foi adotada a frequência de 60 Hz como padrão na América do Norte, embora muitos outros países usem 50 Hz como padrão dos seus sistemas de transmissão.

O aumento da necessidade de se transmitir grandes blocos de potência, por longas distâncias, acaba sendo inevitável. Este fator serviu como incentivo para o uso de níveis mais altos de tensão. Os primeiros sistemas de potência CA desenvolvidos usaram tensões de 12, 44 e 60 kV (valor eficaz). Mais tarde, os valores foram sendo elevados para 165 kV em 1922, 220 kV em 1923, 287 kV em 1935, 330 kV em 1953 e 500 kV em 1965. O primeiro nível de tensão em 735 kV foi energizado em 1966 pela empresa canadense Hydro Quebec e o valor de 765 kV introduzido no sistema americano no ano de 1969.

Para evitar a proliferação de um número ilimitado de tensões, a indústria de energia elétrica padronizou os seguintes valores:

- Alta tensão (AT): 115, 138, 161 e 230 kV;
- Extra alta tensão (EAT): 345, 440, 500 e 765 kV;

A partir do desenvolvimento das válvulas de mercúrio no começo dos anos 50, os sistemas de transmissão CCAT começaram a se tornar econômicos em algumas situações especiais, são bastante atrativos para escoamento de grandes blocos de potência através de longas distâncias de transmissão.

Tais sistemas requerem que a corrente alternada seja convertida para corrente contínua junto ao terminal fornecedor de energia e que a corrente contínua seja convertida para corrente alternada junto ao terminal receptor do sistema de transmissão.

O ponto de cruzamento, a partir do qual a transmissão CC pode se tornar uma alternativa competitiva em relação a CA está em torno de 500 km para linhas aéreas e 50 km para cabos submarinos ou subterrâneos. Outra grande vantagem da transmissão CCAT é que ela permite ligação assíncrona entre os sistemas, que seria impraticável em uma interligação CA do ponto de vista da operação estável ou pelo fato da diferença entre os valores nominais de frequências dos sistemas.

A transmissão CC apresenta muitas vantagens sobre a transmissão CA em características especiais. A primeira aplicação comercial moderna da transmissão CCAT ocorreu em 1954 entre o principal território da Suécia e a ilha de Gotland (ABB). O processo de conversão era feito através de válvulas de arco de mercúrio e esse sistema fornecia 20 MW de potência através de cabos submarinos em uma distância de 90 km.

A justificativa econômica desta linha baseou-se na eliminação da construção de novas centrais térmicas na ilha e na grande distância para usar cabos CA. O fluxo de potência provém, normalmente, da Suécia para a ilha, porém, em certas situações o contrário se verifica. Esta linha continua em operação e constitui um excelente exemplo de bom funcionamento.

O sistema sueco despertou o interesse pela transmissão em corrente contínua em outros países. A idéia geral não seria a da eliminação dos sistemas CA, mas sim, de complementá-los. Especificamente, o interesse seria o de superpor uma linha CC (elo CC) de transmissão em um sistema CA, ou interconectar dois sistemas CA (isolados) através de uma linha de acoplamento ("tie line") em corrente contínua. Geração e mesmo grande parte da transmissão permaneceriam em CA.

A transmissão em corrente alternada (CA) firmou-se como um método econômico, confiável e flexível para a transmissão de potência dos mais baixos aos mais altos valores. Entretanto, existem problemas de solução relativamente difíceis à medida que o valor e a distância da potência a ser transmitida aumentam, os quais não existiriam se a transmissão fosse em corrente contínua.

Após um processo desenvolvimentista, os sistemas de conversão de CA para CC utilizaram largamente conversores do tipo arco a mercúrio, o qual somente chegou a um

estágio final de desenvolvimento em 1930, quando os sistemas de controle de ignição foram utilizados. Este controle de ignição tem uma função vital na operação dos conversores, pois é graças a isto, que se consegue não apenas o controle da potência convertida, mas também a operação como retificador ou inversor.

Por volta de 1960 foi possível a implantação de controle da ignição com diodos a silício e daí aparecendo os chamados SCR (silicon-controlled-rectifier). As características de operação (valores de tensão nominal, corrente, TC), dos SCRs cresceram rapidamente de tal forma que estes dispositivos substituíram as válvulas a arco de mercúrio.

Com o advento das válvulas conversoras a tiristores, ou seja, com a evolução da eletrônica de potência, a transmissão CCAT tornou-se cada vez mais atrativa. A primeira aplicação de um sistema CCAT, usando válvulas tiristorizadas, foi no ano de 1972 em El River, sendo um esquema do tipo Back-to-Back provendo uma ligação assíncrona entre os sistemas de Quebec e New Brunswick. Com a redução do custo e do tamanho dos equipamentos, junto com o aumento da confiabilidade proposta, ocorreu um aumento considerável no uso dos sistemas CCAT pelo mundo.

O Brasil, país de dimensões continentais, apresenta grande potencial e as principais características para uso dos sistemas CCAT. Atualmente, o Brasil possui em operação apenas três sistemas de transmissão CCAT, sendo um de longa distância e os outros dois, tipo "Back-to-Back".

Furnas construiu os troncos de transmissão em corrente contínua de $\pm 600\text{kV}$ e em alternada de 765 kV, ambos para a usina de Itaipu. O único tronco de transmissão em corrente contínua em operação no Brasil é o da usina hidrelétrica de Itaipu, de aproximadamente 785 km e potência de 6300 MW, que conecta a geração da parte paraguaia da usina, em 50 Hz, ao sistema brasileiro na frequência de 60 Hz. Os elos CC interligam dois sistemas assíncronos como é visto no caso brasileiro 50-60 Hz. Esta interligação se tornou necessária pelo fato do montante de energia gerado pela parte paraguaia da usina ser muito maior que a carga consumida neste país. Assim, este montante excedente, por contrato, é vendido ao Brasil através deste sistema de transmissão. A Figura 12 mostra a interligação assíncrona com o Paraguai e a Figura 13 o Sistema CCAT de Itaipu (GUARINI, A.P; 2010).

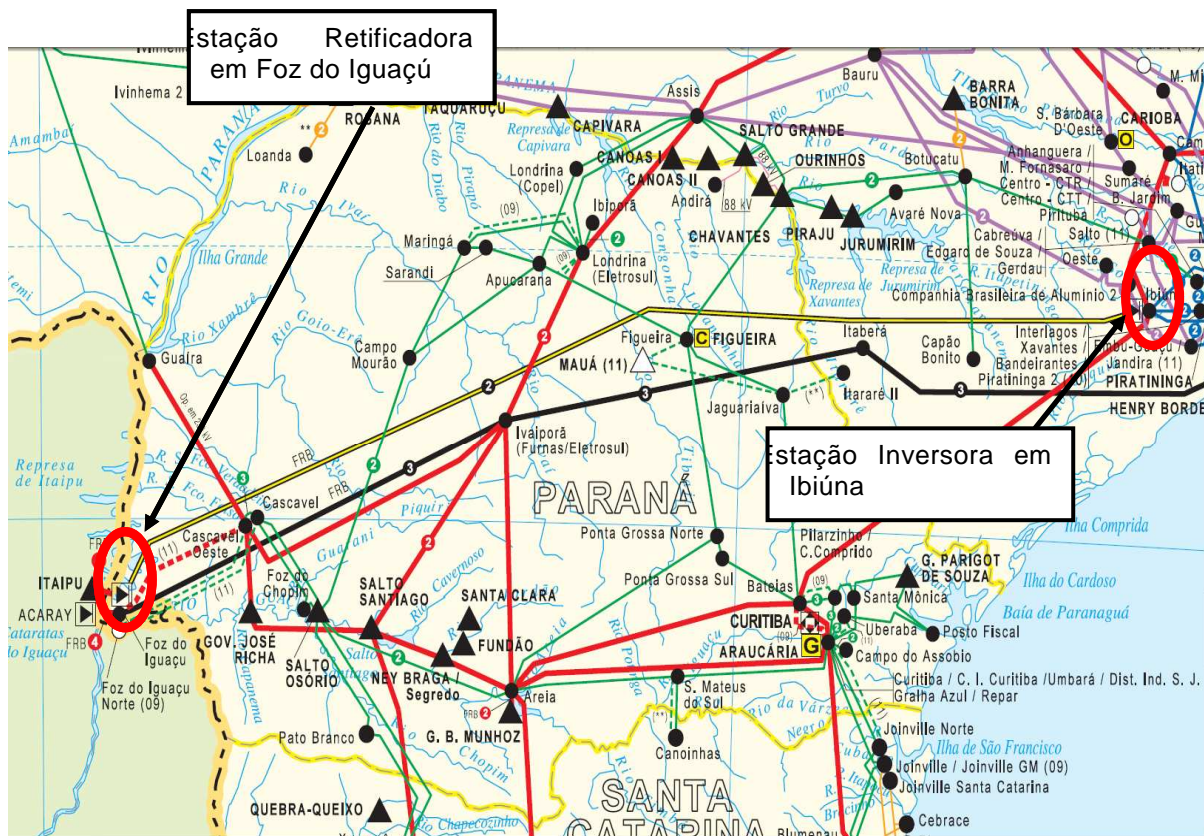


Figura 12 – Interligação Assíncrona HVDC entre Brasil e Paraguai

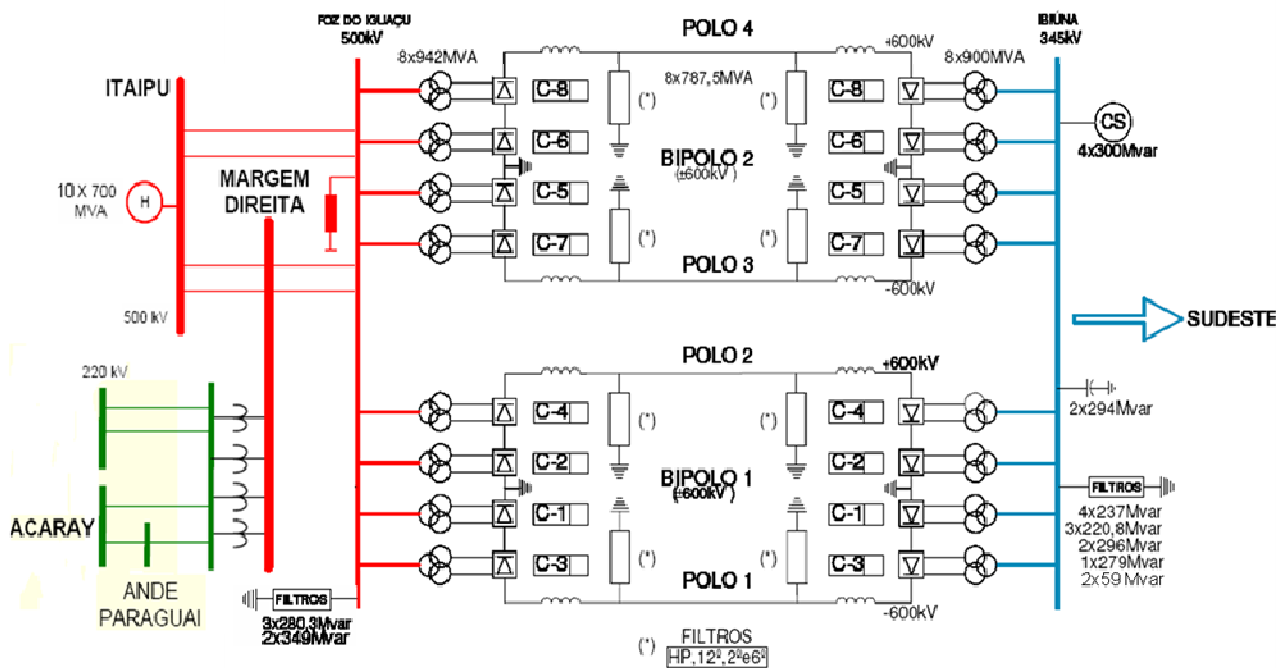


Figura 13 – Sistema CCAT de Itaipu - Interligação Assíncrona HVDC entre Brasil e Paraguai

Os Sistemas “Back-to-Back” fornecem interligação assíncrona para intercâmbio de energia entre o Brasil com o Uruguai e a Argentina, em 60 e 50 Hz respectivamente, como mostra a Figura 14.

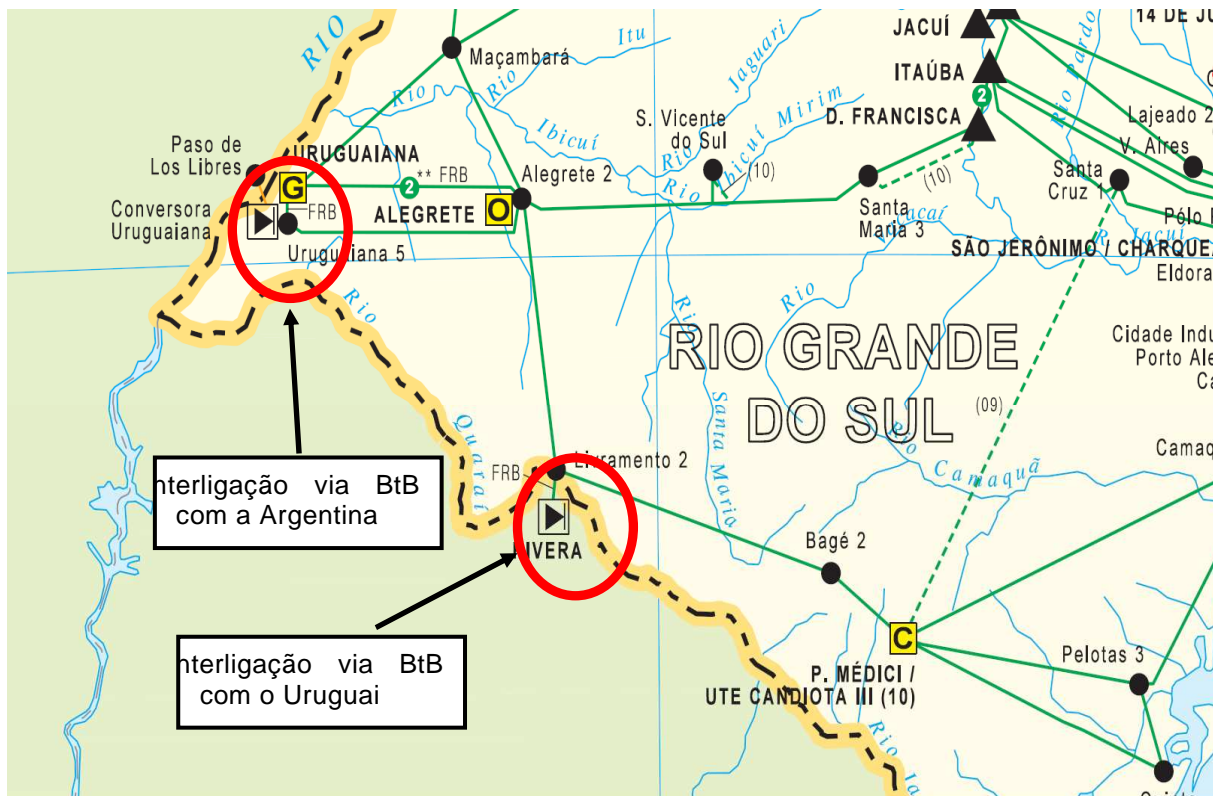


Figura 14 – Interligações via Back-to-Back do Brasil com o Uruguai e Argentina

Além disso, existem os sistemas “Back-to-Back” de Garabi – Garabi I e Garabi II – configuração de 2 blocos de 550 MW, totalizando 220 MW – que fornecem interligação assíncrona para intercâmbio de energia entre o Brasil e a Argentina, em 60 e 50 Hz respectivamente, como mostra a

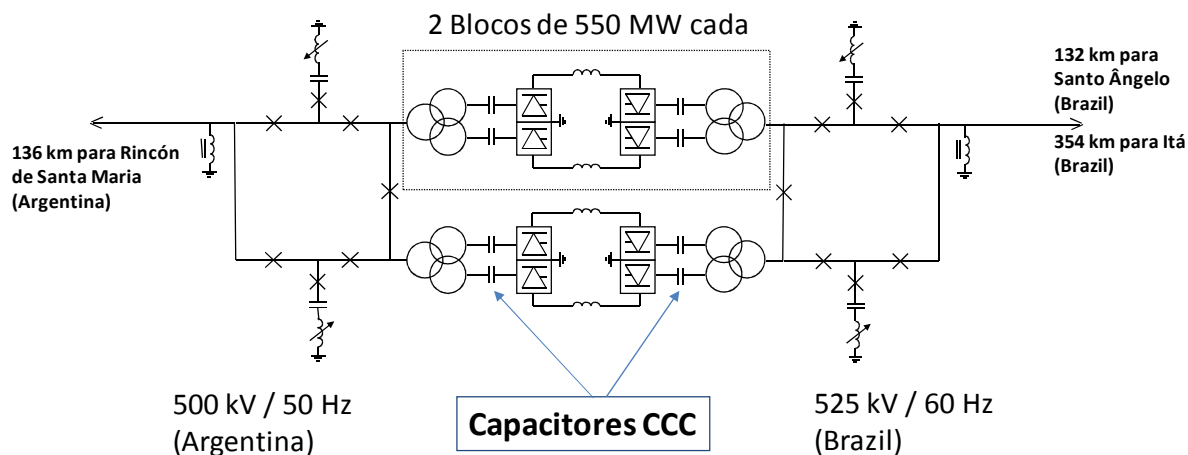


Figura 15.

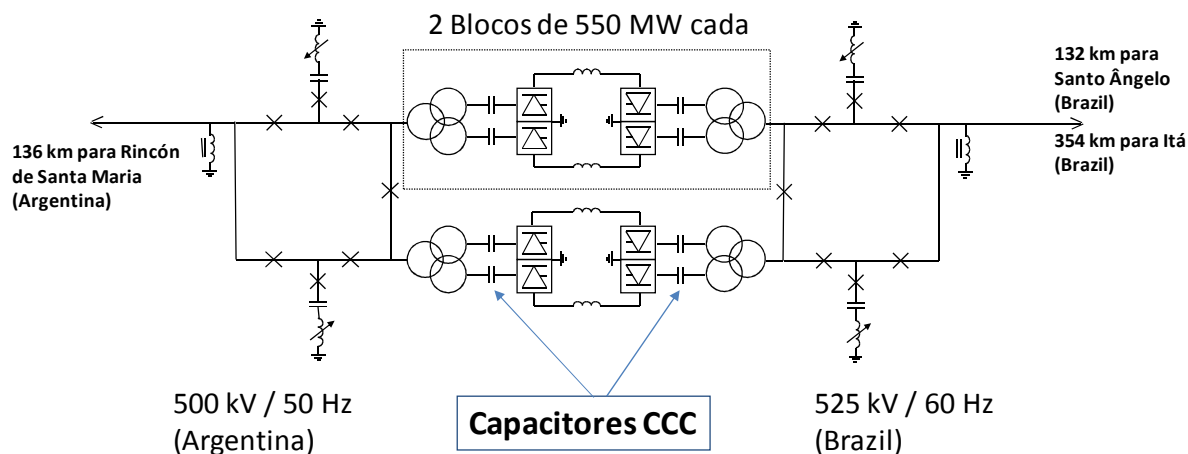


Figura 15 – Interligações via Back-to-Back de Garabi I

Em 2012, entrará em operação o sistema de transmissão CC das usinas de Santo Antônio e Jirau, do aproveitamento hidrelétrico do rio Madeira, na Amazônia. Esse sistema terá 2375 km, com potência total de 6300 MW e atualmente, é considerado um marco inicial para exploração da capacidade energética da Amazônia. A transmissão CC agora é parte integral do sistema elétrico de muitos países ao redor do mundo.

O sistema elétrico brasileiro apresenta vários níveis de tensão em sua estrutura, a saber: 138, 230, 345, 440, 500, 525, ± 600 kV e 765 kV. O nível de tensão em 500 kV é o mais usado para as interligações entre os subsistemas, dentre as quais podem ser citadas a Norte-Nordeste, Sul-Sudeste e a interligação Norte-Sul. O sistema de transmissão na tensão em 765 kV é usado, atualmente, para escoamento da potência gerada pela usina hidrelétrica binacional Itaipu (setor de 60 Hz) para os subsistemas Sul e Sudeste.

No Brasil, a implantação das grandes interligações em corrente alternada tem a finalidade de intercâmbio energético entre os diversos subsistemas, podendo ser citada a interligação Norte-Sul, cuja finalidade é o intercâmbio energético entre os subsistemas Norte/Nordeste–Sul/Sudeste. Este intercâmbio permite a troca energética entre esses sistemas, ou seja, quando as usinas do Sudeste estão com os seus reservatórios cheios, elas podem mandar energia para os sistemas Norte/Nordeste, cujas usinas estão com os reservatórios vazios e vice-versa.

3.1 Principais Vantagens dos Sistemas CCAT

Os sistemas de transmissão CC ou CA apresentam características próprias de aplicação e os desenvolvimentos futuros irão sem dúvida prosseguir em ambos os casos. Entretanto, para uma determinada aplicação o interesse da escolha prende-se à maneira mais econômica de se transmitir, com certo grau de confiabilidade, uma quantidade de potência, em um determinado fator de potência, através de uma certa distância (KIMBARK, 1971).

3.1.1. Limite de Tensão

A tensão normal de trabalho e as sobretensões causadas por chaveamentos e descargas atmosféricas, devem ser limitadas a valores que não causem ruptura de isolamento. Em sistemas EAT (linhas aéreas de extra-alta tensão), as tensões produzidas por chaveamentos tornaram-se superiores àquelas produzidas por descargas atmosféricas. Em outras palavras, os chaveamentos produzem valores mais elevados de sobretensões. Para tais sistemas CA tentativas são feitas para limitar os picos de sobretensões dentro de valores de duas ou três vezes o valor de pico da tensão nominal. Sobretensões por chaveamentos em sistemas CC apresentam normalmente, valores mais baixos, por exemplo, 1,7 vezes a tensão nominal.

3.1.2. Não é necessária operação em Sincronismo - Distância de Transmissão não é limitada por Critérios de Estabilidade

A transferência de potência numa linha CA é dependente da diferença angular entre os fasores de tensão dos dois terminais da linha. Para um determinado nível de potência transmitida, a diferença angular aumenta com o comprimento da linha. A máxima potência que pode ser transmitida depende das considerações de estabilidade transitória e de regime permanente. Como a capacidade de potência transmitida numa linha CA é inversamente proporcional à distância de transmissão, quanto maior a linha CA do sistema menor deverá ser a potência a ser transmitida para que os limites de estabilidade sejam respeitados.

Numa linha CC, a capacidade de transmissão de potência não é afetada pelo comprimento da linha.

A estabilidade de um sistema CA significa a sua capacidade de operar com todas as máquinas síncronas do sistema em sincronismo. Se uma linha CA longa é carregada até certo valor, conhecido como limite de estabilidade de regime permanente, as máquinas síncronas do terminal emissor irão acelerar e podem perder o sincronismo em relação às máquinas do terminal receptor.

Mesmo se a linha estiver operando abaixo do seu limite de regime permanente, as máquinas do terminal emissor e receptor podem perder o sincronismo após a ocorrência de um grande distúrbio, notoriamente um curto-circuito, a não ser que a linha esteja operando abaixo do seu limite de estabilidade transitória que sempre é menor do que o limite de estabilidade de regime permanente. Praticamente falando, o limite de estabilidade de regime permanente é o limite de estabilidade transitória para pequenos distúrbios.

O problema da estabilidade ou operação síncrona constitui a limitação mais séria de um sistema de transmissão CA longo. A potência transmitida de uma máquina para outra, em um sistema de apenas duas máquinas, numa rede CA, é dada pela equação a seguir.

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \cdot \text{sen } \delta$$

onde E_1 e E_2 são, respectivamente, as tensões internas das duas máquinas, δ é a diferença angular entre essas tensões e X é a reatância de transferência equivalente entre as tensões internas da máquina, considerando transformadores, linhas e a impedância interna de cada máquina.

Nesta equação, pode-se observar que o limite de estabilidade de regime permanente ocorre quando o ângulo δ é igual a 90° . Num sistema CA de longa distância, a maior parcela de X é formada pela reatância da linha. Como a reatância X aumenta com o comprimento da linha, conseqüentemente o limite de estabilidade de regime permanente será menor.

O limite de estabilidade transitória é menor do que o limite de regime permanente e, como uma regra grosseira, nós podemos estimar esse limite como metade do regime permanente, correspondendo assim a uma diferença angular de 30° , pois o seno de 30° é igual a 0.5 no regime permanente inicial.

Pelas razões de estabilidade, o ângulo de carga deve ser mantido em valores baixos sob condições normais de operação, $\pm 30^\circ$, pelo fato de que distúrbios na rede afetam esse ângulo muito rapidamente.

Considere-se agora o problema da estabilidade angular da linha. Para uma rede com frequência de 60 Hz, o valor de β é de $7,2^\circ/100$ km de linha de transmissão. Considere uma linha longa CA interligando duas barras. A defasagem angular entre essas barras será dada pela equação a seguir:

$$\theta = \beta \cdot l$$

onde

θ = Defasagem angular entre as barras terminais da linha CA, em graus ou radianos;

β = Constante de deslocamento angular.

Para 60Hz $\beta = 7,2^\circ/100$ km e 50 Hz $\beta = 6^\circ/100$ km;

L = Comprimento da linha por partes de 100 km.

Assim, para uma linha de 1000 km, tem-se a defasagem angular entre as barras terminais da linha no valor de 72° . Quanto maior a linha, maior será a defasagem angular entre as barras e os problemas para a transmissão de potência.

Uma forma de aumentar a estabilidade em linhas longas CA é fazer uso de compensadores síncronos, compensadores estáticos ou equipamentos de compensação série (fixa ou variável) em vários pontos intermediários do sistema de transmissão.

Por outro lado, a transmissão CC não apresenta problemas de reatância, problemas de estabilidade e, portanto, não apresenta limitações de distância.

Um elo CC, por ele próprio, não apresenta problemas de estabilidade. Dois sistemas CA, interligados somente por uma linha CC, não operam em sincronismo, mesmo se suas frequências nominais forem iguais. Eles podem operar perfeitamente em frequências nominais diferentes, por exemplo, 50 e 60Hz. Cada um dos sistemas CA pode ter seu próprio problema de estabilidade interno. A interrupção sustentada de potência na linha CC necessita do mesmo tratamento, em termos de estabilidade, em relação à perda de grandes cargas no terminal emissor e perda de geração no terminal receptor. Os sistemas em

corrente alternada devem ser projetados para serem estáveis em tais condições de emergências.

Se dois sistemas CA são interligados por uma ou mais linhas CA, em complemento paralelo a uma linha CC, interrupções repentinas e sustentáveis na linha CC podem ocasionar perda de sincronismo entre os dois sistemas CA. Portanto, operação em paralelo de uma linha CC e uma ou mais linhas CA não é aconselhável até que o sistema CA seja suficientemente forte para suportar a perda da linha CC.

Se, entretanto, há duas ou mais linhas CC, em paralelo com uma ou mais linhas CA, as linhas CC podem ser projetadas para que, na perda de uma dessas linhas (CA ou CC), a outra linha CC assuma a carga. Nesse caso, geralmente, não há grandes problemas de estabilidade.

3.1.3. Transmissão CC pode Interligar Sistemas CA de diferentes Frequências

Um Elo CC permite transmissão de potência entre redes CA de diferentes frequências e que não podem ser sincronizadas até mesmo por outras razões. Conforme já é conhecido, o processo de conversão CA/CC e CC/CA está ligado, basicamente, com a respectiva frequência da rede CA do conversor ou do inversor. Esse processo de conversão nas pontes retificadora e inversora de tiristores acontece naturalmente sem que essas frequências tenham que ser iguais.

Alguns sistemas de potência CA não são sincronizados com as suas redes vizinhas, mesmo que a distância física entre eles seja muito pequena. Isso ocorre, por exemplo, no Japão, onde metade do país tem rede de 60 Hz e a outra metade está em 50 Hz. É impossível, fisicamente, conectar esses dois sistemas por métodos que usam corrente alternada para se ter o intercâmbio de energia entre eles. Entretanto, se uma estação conversora CC é colocada em cada sistema com uma interligação de intercâmbio em link CC, é possível transferir potência entre os sistemas mesmo que os sistemas CA estejam fora de sincronismo. A Figura 16 (GUARINI, A.P; 2011) mostra um esquema para essa conexão assíncrona.

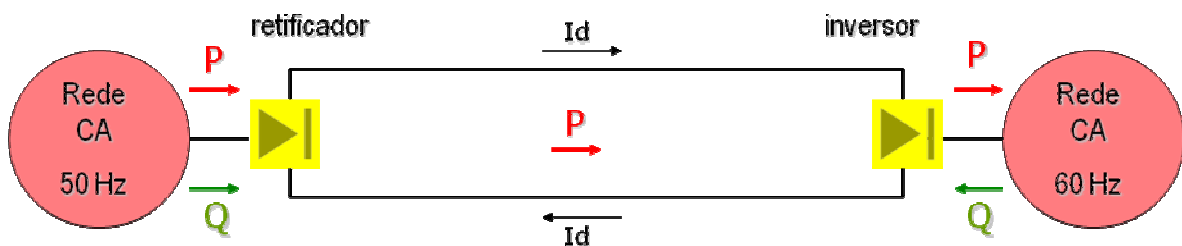


Figura 16 – Conexão entre Redes CA Assíncronas através de um Elo CC

Um exemplo prático da interligação entre sistemas elétricos com frequências diferentes via CCAT são as interligações do Brasil com o Paraguai, a Argentina e o Uruguai, como mostrado na seção anterior.

3.1.4. Não há contribuição para aumento da Corrente de Curto-circuito

A interligação de sistemas CA, através de linhas em corrente alternada, aumenta consideravelmente a corrente de curto-circuito. Em algumas condições, esse aumento ocasiona superação da capacidade de abertura dos disjuntores dos circuitos existentes e ocasiona a substituição desses equipamentos por outros com maiores capacidades.

A interligação de sistemas CA, através de Elos CC, entretanto, não acarreta aumento na corrente de curto-circuito, além do seu valor nominal, para uma falta no sistema CA, não sendo, portanto, necessária a substituição dos disjuntores.

Por outro lado, para uma boa operação dos terminais conversores de uma linha CC, a potência de curto-circuito do sistema CA no ponto de instalação deve ser no mínimo 3 vezes a potência nominal transmitida pela linha CC e em algumas condições devem ser colocados compensadores síncronos ou conexões adicionais em CA para aumento dessa potência de curto-circuito.

3.1.5. Controle da Potência CC pelo Ângulo de Disparo dos Conversores

Conforme já apresentado anteriormente, a potência CC está relacionada com o valor médio da tensão CC e o valor médio da corrente CC. A corrente nos sistemas CCAT é ajustada com valor constante e por isso, o valor da potência CC transmitida é ajustado através de variações no valor médio da tensão CC.

O valor médio da tensão CC, desconsiderando a influência do ângulo de comutação μ , como será visto posteriormente, é dado pela equação a seguir.

$$V_d = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{\phi\phi} \cdot \cos\alpha$$

Onde:

$V_{\phi\phi}$ = Valor eficaz fase-fase da tensão do sistema CA acoplado ao conversor;

α = Ângulo de disparo ou atraso da ponte conversora.

Como a tensão $V_{\phi\phi}$ é um valor provindo da rede CA, caso haja alguma variação no seu valor, a única variável que podemos mexer no sentido de manter o valor de V_d é o ângulo de disparo das válvulas. Assim, pode-se fazer um controle rápido do valor de V_d através da alteração, por controle, do ângulo de disparo das válvulas. Conseqüentemente, alterando o valor de V_d , através de variações no ângulo de disparo α , a potência na linha CC, também será rapidamente controlada. Por esse motivo, pode-se dizer que a potência CC é rapidamente controlada através do ajuste do ângulo de disparo α .

Um sistema de controle digital é capaz de fornecer controle preciso e rápido do fluxo de potência ativa na linha CC. Outra importante característica, inerente ao controle, é a rápida modulação da potência CC transmitida que pode ser usada para amortecer oscilações de potência na rede CA e assim, melhorar a estabilidade do sistema em geral.

Outro benefício da rede CC é a interligação entre sistemas. A linha CC permite o ajuste do controle do fluxo de potência entre esses sistemas.

3.1.6. Potência por Condutor e por Circuito

- **Sistema CCAT na Configuração Bipolar**

Apresenta-se com dois condutores, um positivo e um outro negativo. Cada terminal apresenta dois conversores de igual valor para a tensão nominal, em série no lado CC. O ponto central ou neutro (junção dos conversores) do sistema CC é aterrado. Os dois pólos, positivo e negativo, podem operar independentemente. Em condições normais, tendo em vista que os conversores estão suprindo ou absorvendo o mesmo valor de corrente, não haverá nenhuma corrente de terra. A Figura 17 (SZECHTMAN, M; 2011) ilustra tal tipo de

sistema. A tensão nominal de um sistema CC bipolar é normalmente expressa como ± 600 kV, por exemplo.

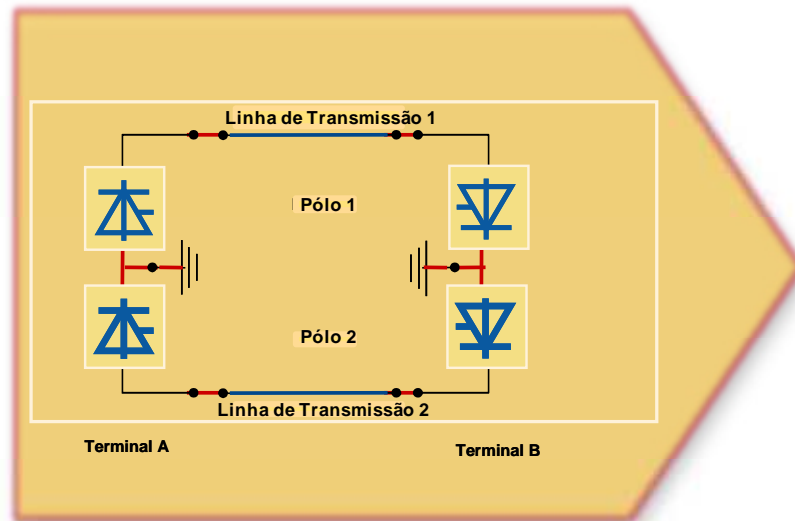


Figura 17 – Sistema CCAT Bipolar

- **Maior potência por condutor, quando comparado com equivalente CA**

Primeiramente, vamos comparar dois circuitos sendo um CC e o outro CA com os mesmos valores de corrente. As potências CC e CA transmitidas pelas respectivas linhas são dadas pelas equações a seguir:

$$P_{ca} = V_a \cdot I_a \cdot \cos \theta$$

$$P_{cc} = V_d \cdot I_d$$

Os isolamentos dos circuitos em corrente alternada são projetados para suportar o valor de crista da onda, ou seja, $\sqrt{2} \cdot V_{RMS}$. Nos circuitos de corrente contínua, o valor de projeto dos isolamentos é feito para suportar apenas a tensão V_d do sistema. Considerando que as tensões de projeto são as mesmas nos dois circuitos, podemos fazer uma relação entre as potências CA e CC transmitidas.

$$\frac{P_d}{P} = \frac{V_d \cdot I_d}{V \cdot I \cdot \cos \theta} = \frac{V_d}{V} \cdot \frac{I_d}{I} \cdot \frac{1}{\cos \theta} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \theta} \rightarrow P_d = \frac{\sqrt{2}}{\cos \theta}$$

Assim, analisando em conjunto as equações, concluí-se que o circuito em corrente contínua tem a capacidade de transmitir, no mínimo, uma potência $\sqrt{2}$ maior que o mesmo circuito em corrente alternada. Se a tensão de transmissão for a mesma nos circuitos CA e CC, os isolamentos da corrente alternada devem ser projetados para valores de tensão $\sqrt{2}$ maiores.

- **A construção da linha CC é mais simples e o impacto ambiental muito menor quando comparado com o sistema CA de mesma potência**

Suponha que uma linha CA e uma linha CC sejam construídas com os mesmos tipos de condutores e isoladores. Assumindo que em cada caso a corrente é limitada pela temperatura que os condutores atingirão, então a corrente contínua (I_d) será igual ao valor eficaz (I_a) da corrente alternada.

Assume-se, também, que os isoladores suportem o mesmo valor de pico de tensão (com relação a terra), em ambos os casos. Então a tensão contínua:

$$V_d = V_{\max} = \sqrt{2} \cdot V_a$$

A potência CC por condutor é:

$$P_d = V_d \cdot I_d$$

A potência CA por condutor é:

$$P_a = V_a \cdot I_a \cdot \cos \phi$$

A relação P_d/P_a é:

$$\frac{P_d(t)}{P_a(t)} = \frac{V_d \cdot I_d}{V_a \cdot I_a}$$

Assumindo $\cos \phi = 0.945 \Rightarrow P_d/P_a = 1,5$

Seja agora a comparação de um sistema trifásico CA com um sistema CC bipolar. A capacidade de transmissão de cada circuito pode ser dada pelas expressões a seguir. As potências para cada caso são dadas por:

$$P_d(t) = 2P_d$$

$$P_A(t) = 3P_a$$

sendo P_d e P_a as potências CC e CA, respectivamente, transmitidas em cada condutor. Assim, após essas definições, podemos determinar a proporção de transmissão entre um sistema trifásico CA e um bipólo CC.

A relação $\frac{P_d(t)}{P_a(t)}$ é:

$$\frac{P_d(t)}{P_a(t)} = \frac{2P_d}{3P_a}$$

Para o sistema trifásico e o bipólo transmitirem a mesma potência, ou seja, a $\frac{P_d}{P_a} = 1$ relação entre as potências transmitidas em cada linha (CA e CC) devem ter um fator igual a:

$$\frac{P_d(t)}{P_a(t)} = 1$$

$$\frac{P_d(t)}{P_a(t)} = \frac{2}{3}$$

De onde se conclui que ambas as linhas podem transmitir a mesma potência. A linha CC é, entretanto, simples e mais barata, uma vez que emprega dois condutores e não três. Uma linha aérea (CC) requer apenas 2/3 do número de isoladores e as torres de transmissão se tornam mais simples, baratas e menores. A faixa de servidão também se torna menor.

Ambas as linhas apresentam as mesmas perdas por condutor, conseqüentemente, a porcentagem de perdas na linha CC é de 2/3 da linha CA. Se a base de comparação é igual

à perda percentual, a potência da linha CA trifásica é reduzida para $\sqrt{\frac{2}{3}}$ daquela dos dois condutores CC.

O sistema de transmissão CCAT pode ser considerado como um sistema amigável, do ponto de vista ambiental, porque ele aumentou as possibilidades de transmissão de potência contribuindo assim para a utilização mais eficiente da potência gerada por uma determinada usina.

A área de terra usada, assim como o custo da faixa de servidão associado a uma linha de transmissão aérea CC, não é tão alto quanto ao de uma linha de transmissão CA. Essas características reduzem o impacto visual e também economizam áreas que podem ser usadas, mais tardiamente, em outros projetos de transmissão, aumentando assim a sua capacidade total.

Essa comparação entre CC e CA pode ser vista através da análise da Figura 18 que mostra o sistema de transmissão da usina hidrelétrica de Itaipu em operação.

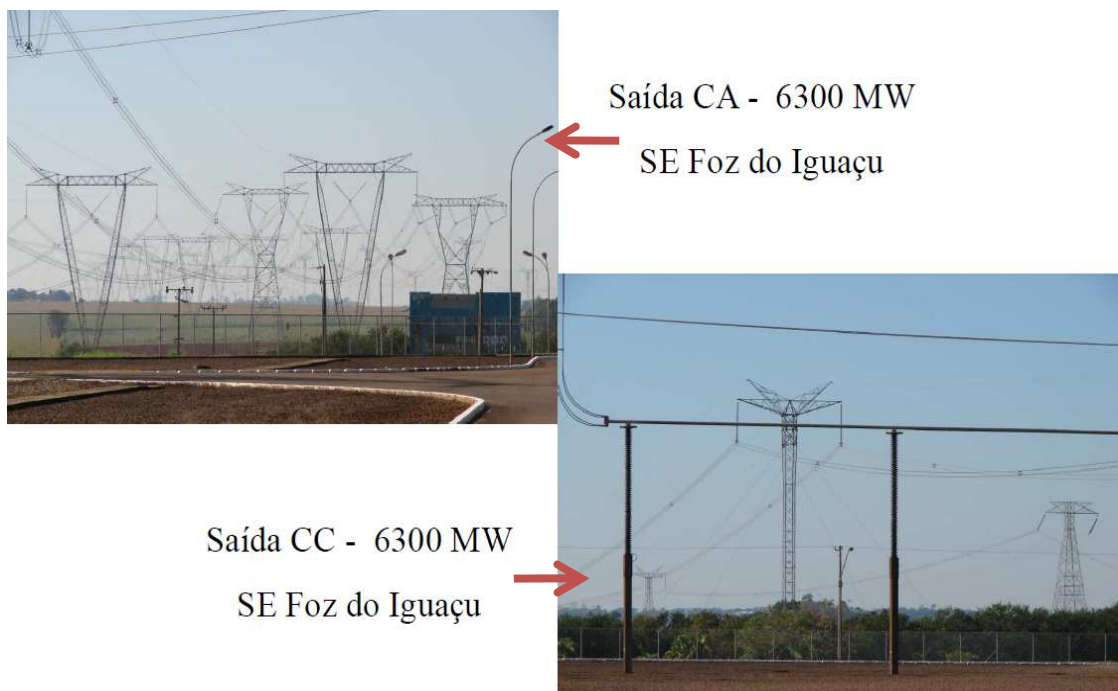


Figura 18 – Saída das Linhas CA e CC do Sistema de Transmissão de Itaipu em Foz do Iguaçu.

3.1.7. Retorno pela Terra e Metálico

O bipólo de um sistema CCAT pode ser considerado como dois pólos independentes. Assim, a operação monopolar é totalmente viável considerando retorno metálico ou pela terra, sem maiores problemas ao sistema elétrico, respeitando as devidas capacidades de transmissão. Essa é mais uma vantagem do sistema CCAT em relação ao sistema CA.

Desta forma, um Sistema CCAT na configuração bipolar apresenta uma confiabilidade superior à de uma linha de corrente alternada, visto que caso ocorra uma falta em um dos condutores da linha CC (queda do condutor, por exemplo), o outro pode continuar a operar com retorno pela terra durante o período necessário para reparo do defeito.

No caso de se utilizar uma linha CC com retorno permanente pela terra, deve ser observado que correntes de terra podem causar corrosão eletrolítica, em estruturas metálicas enterradas, e por esta razão o seu tempo de utilização é limitado.

Esses tipos de operação, monopolar com retorno pela terra e metálico, podem ser facilmente adotados, respeitando sempre as capacidades dos elementos, e estão apresentados nas Figura 19 e Figura 20 (SZECHTMAN, M; 2011), respectivamente.

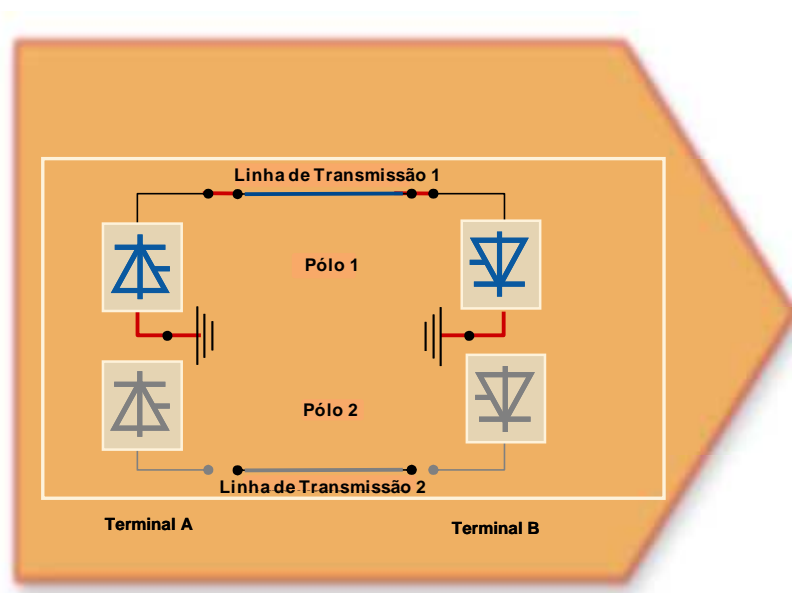


Figura 19 – Operação Monopolar Usando Retorno pela Terra

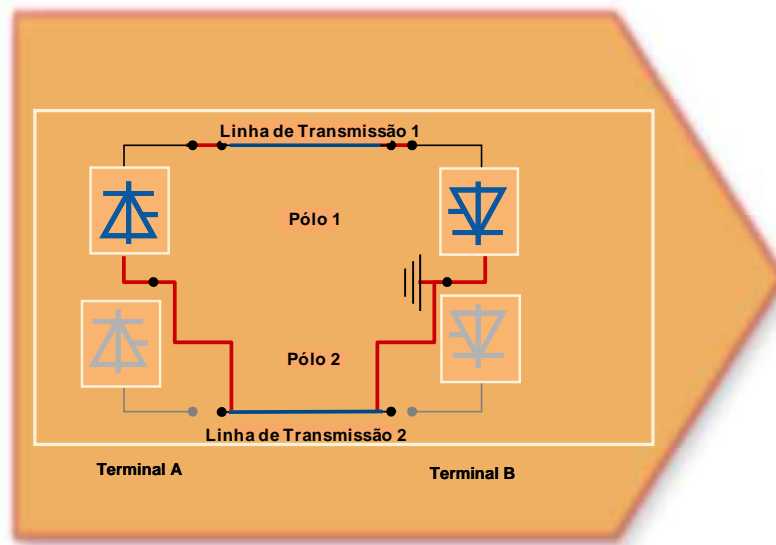


Figura 20 – Operação Monopolar Usando Retorno Metálico

3.1.8. Fator de Potência associado à Transmissão CC

O fator de potência associado à transmissão na linha CC é sempre unitário. A linha não requer compensação reativa ao longo do seu comprimento. O seu controle de tensão é mais fácil.

3.2 Principais Desvantagens dos Sistemas CCAT

3.2.1. Custo das Estações Conversoras – Terminais Retificador e Inversor

Os conversores de ambos os terminais de um Elo CC têm provado a sua confiabilidade, ao mesmo tempo em que apresentam altos custos financeiros. Eles também constituem um gargalo para a potência transmitida, porque as válvulas apresentam pouca capacidade de sobrecarga.

O principal equipamento de uma estação CC é o conversor e mais de 50% dos custos de um sistema de transmissão CCAT está relacionado aos conversores. As estações conversoras são o componente principal para se fazer a comparação econômica entre os sistemas de transmissão CA e CC. Para um sistema CA, o custo da linha predomina e o custo das estações é pequeno. Para o sistema CC, o custo da linha é pequeno, enquanto o custo das estações é muito alto.

Se, para um determinado projeto de transmissão, no qual todos os custos de um sistema CCAT e o custo de um sistema CAAT são obtidos, poderá ser feita uma análise mais detalhada de qual é a solução mais econômica para tal finalidade.

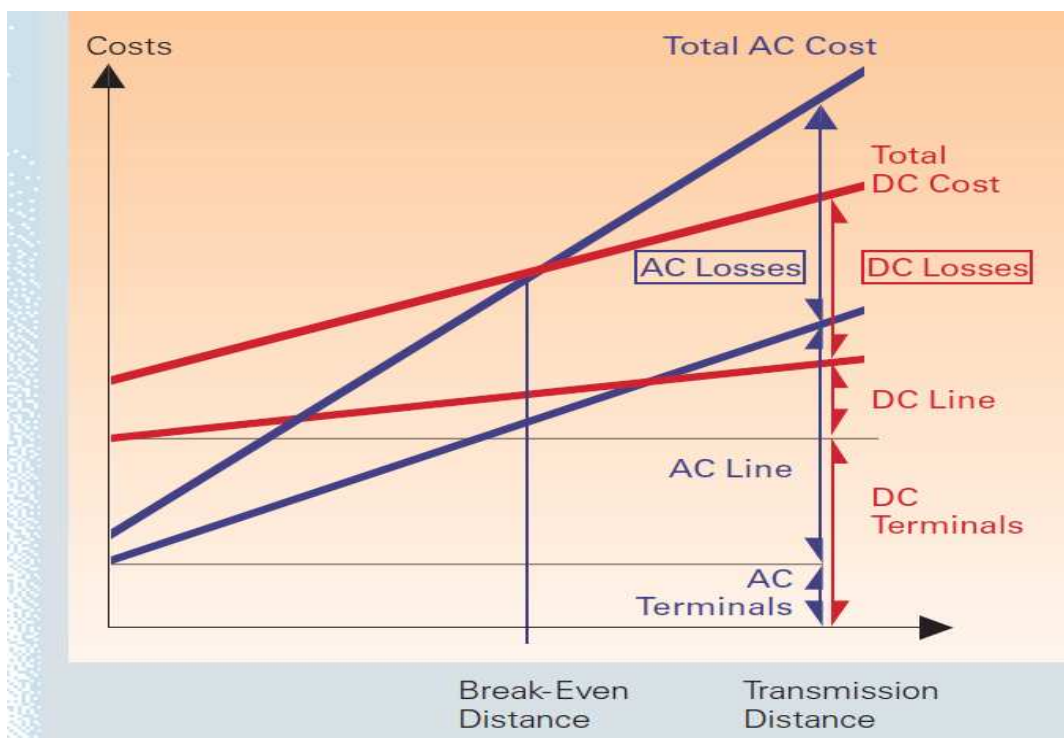


Figura 21 – Comparação de Custos entre os Sistemas CCAT e CAAT por Áreas

Se forem feitas comparações, usando várias distâncias para a transmissão CAAT e CCAT, um diagrama que relaciona essas distâncias de transmissão com o custo de cada alternativa está apresentado na Figura 21 (SZECHTMAN, M; 2011) que associa o custo do empreendimento x distância de transmissão para as alternativas CA e CC.

A análise desses gráficos é muito simples de ser feita. Os custos na condição de distância zero são, basicamente, os custos da estação. Conforme pode ser notado, os custos da estação são naturalmente muito maiores para os sistemas CCAT. Devido ao custo da linha CC ser consideravelmente menor por quilômetro, conseqüentemente, a reta relacionada à alternativa CC apresenta inclinação muito mais plana do que a reta referente à alternativa CA. Adicionalmente, linhas CA operando em longas distâncias necessitam de subestações intermediárias e equipamentos para compensação de potência reativa, que também aumentam os custos finais da alternativa CA.

Outro fator importantíssimo nos sistemas de transmissão em longas distâncias, tanto para sistemas CCAT quanto CAAT, são as perdas ôhmicas. A Figura 21 nos mostra que,

quando as perdas no sistema de transmissão CA são consideradas, o custo total da alternativa CA aumenta consideravelmente, pois essas perdas aumentam muito na linha. As perdas na linha CC também aumentam, mas numa proporção muito menor.

Outra característica marcante nesses gráficos é o ponto de encontro entre o custo das alternativas CA e CC. Esse ponto é conhecido como “BREAKEVEN POINT” e essa distância de transmissão, ligada a esse ponto, é chamada de “BREAKEVEN DISTANCE”. O gráfico nos mostra que, a partir desse ponto de encontro, a alternativa em corrente contínua se torna mais econômica que a corrente alternada. Esse ponto é esperado de acontecer numa distância entre 500 e 800 km. Assim, sempre que houver um empreendimento cuja distância de transmissão seja 500 km ou maior, será necessário fazer uma análise econômica mais detalhada entre as alternativas. Essa “BREAKEVEN DISTANCE” pode depender de vários outros fatores como o custo específico de cada equipamento num determinado país, as taxas de empréstimo para financiamento de um determinado projeto, avaliação de perdas, custo dos terrenos para construção das faixas de servidão e etc.

Obviamente, a comparação de custos não é o único critério para a tomada de decisão entre as alternativas CA e CC. As características tecnológicas do sistema CCAT podem apresentar importantes argumentos, embora não haja pontos mensuráveis para sua avaliação.

3.2.2. Os Conversores absorvem Potência Reativa

Os conversores CA/CC e CC/CA absorvem potência reativa da rede CA durante o seu processo de comutação. O consumo de potência reativa depende da potência ativa, da reatância do transformador e do ângulo de disparo dos tiristores. Esse consumo aumenta com o aumento da potência ativa transmitida pelo sistema. Assim, a partir dessas características, há uma necessidade nas estações conversoras que é a compensação parcial ou total a ser projetada. Essa compensação varia do terminal retificador para o terminal inversor, como será mostrado posteriormente.

3.2.3. Os Conversores geram Harmônicos e conseqüentemente necessitam de Filtros

O processo natural de conversão CA/CC e CC/CA gera harmônicos na rede. Os conversores terminais usados em linhas CC produzem harmônicos de tensão e corrente em ambos os lados CC e CA do sistema.

Estes harmônicos se introduzidos na rede CA, causam distorções na forma de onda da tensão CA e interferências telefônicas, tornando desta forma, necessária a instalação de filtros nas estações conversoras para reduzir a magnitude dos referidos harmônicos aos limites permissíveis de distorções harmônicas individuais e totais e o Fator de Interferência Telefônica (TIF).

Esse procedimento aumenta consideravelmente o custo das estações conversoras. Felizmente, os capacitores usados nos filtros também ajudam no suprimento de parte da potência reativa requerida pelos conversores. O custo dos filtros e dos capacitores shunt, para fornecimento adicional de potência reativa para os conversores, pode ser considerado como parte do custo dos terminais de uma linha CC.

3.2.4. Os Conversores apresentam baixa capacidade de sobrecarga

Geralmente, os conversores CA/CC apresentam baixa capacidade de sobrecarga contínua em termos de corrente, normalmente 110% da corrente nominal. Para valores maiores, definidos durante o projeto do elo CC, há um aumento no custo das conversoras.

3.2.5. Falta de Disjuntores CC em Alta Tensão para operação de Elos CC com Multiterminais

Os disjuntores de corrente alternada têm a vantagem de dois cruzamentos por zero que ocorrem num ciclo da onda. Eles são projetados para aumentar o caminho do arco entre os contatos tão rapidamente que o arco não tem reignição. Disjuntores de corrente contínua não têm essa vantagem natural e, portanto, têm que forçar a corrente a zero. Assim, ainda não foram construídos com sucesso disjuntores CC para alta-tensão e altas correntes usadas na transmissão CC.

Nos sistemas de transmissão simples com dois terminais, como todos os existentes e em operação até a presente data, a não inserção de disjuntores CC não tem apresentado nenhuma consequência na operação dos sistemas. As faltas nas linhas CC ou nos conversores são extintas através dos sistemas de controle dos disparos das válvulas que têm a função de bloquear a corrente CC temporariamente.

O grande problema da falta de disjuntores CC é para a utilização de tapes ou aplicação de multiterminais em linhas CC.

Quando se interliga sistemas alternados através de linha de transmissão CA, aumentam as correntes de curto-circuito do sistema e, às vezes, as mesmas podem exceder a capacidade de interrupção dos disjuntores existentes, requerendo assim, a substituição por disjuntores de capacidade maior.

Por outro lado, a interligação de sistemas de corrente alternada, através de um sistema de corrente contínua, não aumenta muito a corrente de curto circuito do sistema CA, não sendo, portanto, necessária à substituição dos disjuntores.

3.3 Conceitos Associados ao Funcionamento da Ponte Graetz

3.3.1. Processo de Conversão CA / CC / CA

No processo de conversão CA / CC o elemento básico é a ponte conversora de 6 pulsos a diodo ou a tiristores, denominada de Ponte Graetz. Nesta, a tensão convertida para CC terá como base a tensão fase-fase do lado do secundário dos transformadores conversores.

As condições para condução e bloqueio de diodos são as seguintes:

- $V_{ac} > 0$ (diodo diretamente polarizado)
- $V_{ac} < 0$ (diodo reversamente polarizado)
- Condução do diodo: $V_{ac} > 0$; corrente unidirecional
- Bloqueio do diodo: passagem da corrente por zero

Os conversores a diodos realizam a conversão CA/CC, entretanto as grandezas CC ficam dependentes da tensão CA e o fluxo de potência é sempre do sistema CA para o sistema CC.

A Figura 22 apresenta a ponte conversora de 6 pulsos, ponte Graetz (KIMBARK, 1971).

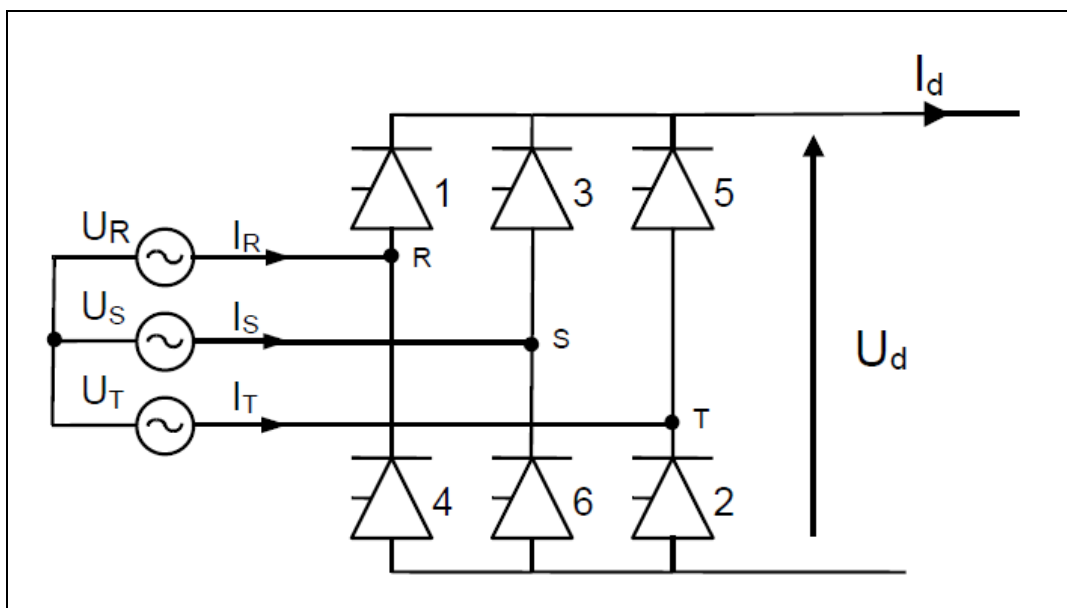


Figura 22 – Configuração da Ponte Graetz

A Figura 23 apresenta a forma de onda da tensão CC para a ponte Graetz constituída por diodos.

Para que as pontes conversoras se tornem mais eficientes, isto é, sejam capazes de controlar a potência a ser transmitida (por intermédio da tensão U_d), é necessário que estas tenham um controle de disparo.

A análise para consideração do controle de disparo baseia-se na substituição dos diodos por tiristores que, juntamente com um sistema de controle conectado a seus gates, serão capazes de alterar os instantes de disparo. Tal sistema de controle, por meio de guias óticos, enviará pulsos aos gates das válvulas. Este pulso aplicado ao gate controla o instante em que a condução começa. Uma vez começada a condução, o gate deixará de exercer controle sob o tiristor (KIMBARK, 1971). Portanto define-se:

- **Ângulo de disparo ou atraso (α)** – Como sendo o ângulo elétrico correspondente ao intervalo de tempo entre o instante em que a tensão sobre a válvula torna-se positiva e a aplicação do pulso de disparo em seu gate, instante em que esta começa a conduzir.

Este intervalo é simultaneamente ajustado para todos os pulsos que serão aplicados nas válvulas, por meio de um controle de tensão CC ou de corrente CC. A Figura 23 mostra a forma de onda da tensão para um ângulo de disparo (α). As equações para o cálculo do valor médio da tensão CC tanto para a ponte conversora de 6 pulsos a diodo quanto a tiristor estão apresentadas a seguir.

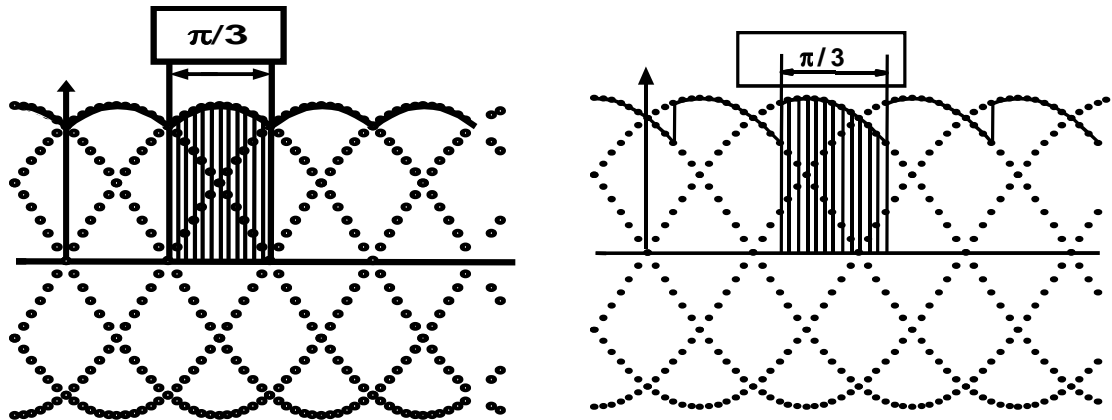


Figura 23 – Formas de Onda da Tensão CC para $\alpha = 0$ e $\alpha \neq 0$

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot V\phi\phi = U_{dio}$$

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot V\phi\phi \cdot \cos\alpha$$

Desta forma, pode-se verificar que o efeito do ângulo de disparo é o de reduzir o valor médio da tensão CC (U_d).

Nas formas de onda e nas equações apresentadas para a ponte Greatz não se levou em conta o efeito da impedância do sistema CA durante a comutação. Esta reatância do sistema (basicamente a do transformador conversor) influi nas formas de onda das correntes CA e tensão CC durante o período de comutação das válvulas. Tal efeito faz com que estas correntes variem segundo uma taxa finita, levando com isto um certo tempo para a ocorrência da comutação. Este tempo, durante o qual uma válvula está comutando com outra é comumente chamado de tempo de comutação.

A partir daí pode-se definir:

- **Ângulo de comutação ou Overlap (μ)** – Como sendo o ângulo elétrico correspondente ao tempo necessário para ocorrer a comutação. Este ângulo, como pode ser visto na equação para o cálculo de (μ), é função do sistema CA, ou seja, é um valor imposto pelo circuito CA (reatâncias equivalentes e tensões CA), da corrente CC e de α .

A Figura 24 mostra a forma de onda da tensão para um ângulo de disparo (α) e um ângulo de comutação (μ). A equação para o cálculo do valor médio da tensão

CC função de α e μ para a ponte conversora de 6 pulsos a tiristor está apresentada a seguir.

Desta forma, pode-se verificar que o efeito do ângulo de comutação é também o de reduzir o valor médio da tensão CC (U_d) (KIMBARK, 1971).

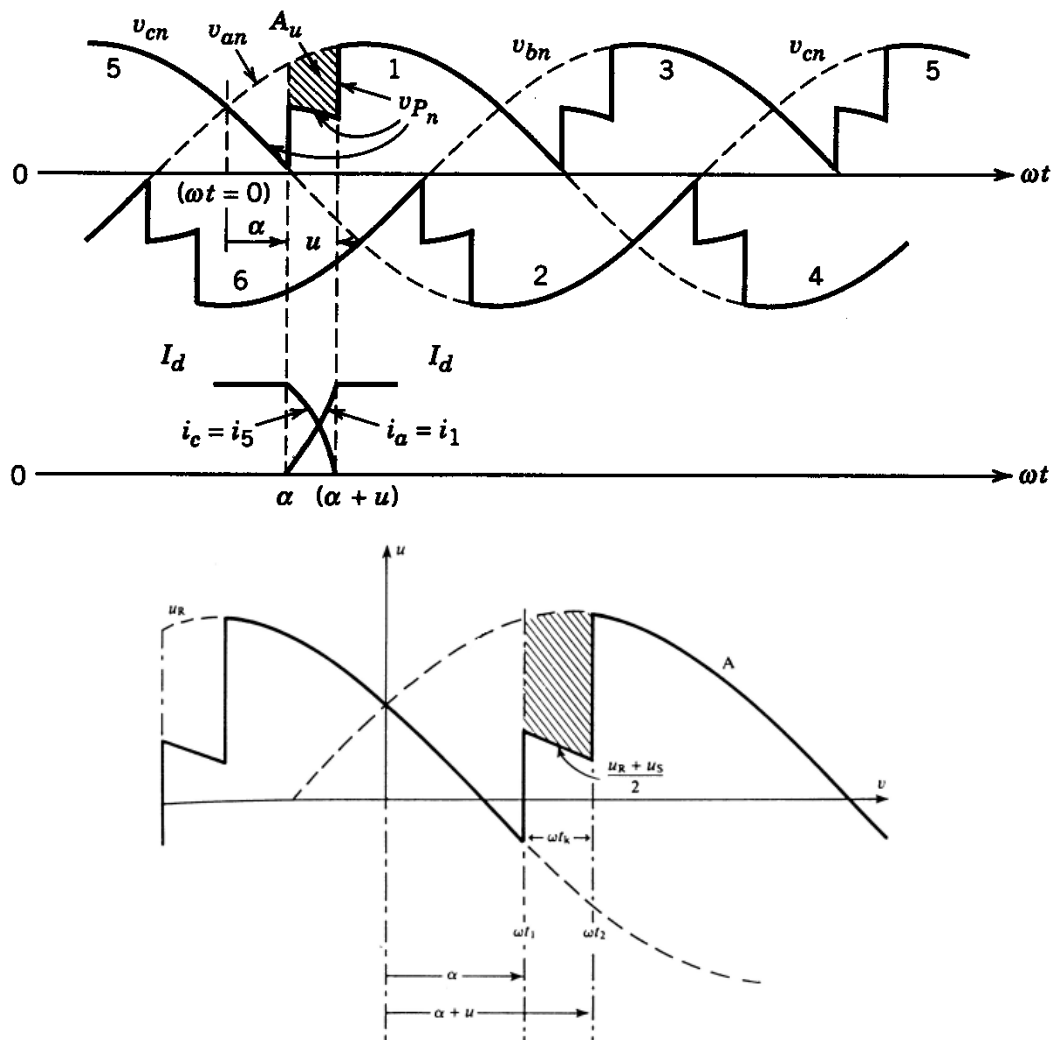


Figura 24 – Formas de Onda da Tensão CC para α e $\mu \neq 0$ - Retificador

$$\mu = \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2 \cdot X_c \cdot I_d}{\sqrt{2} \cdot U_{\phi\phi}} \right) - \alpha$$

$$U_d = 1.35 \cdot U_{\phi-\phi \text{ RMS}} \cdot \cos \alpha - \frac{3}{\pi} \omega L I_d$$

À medida que α cresce com $\mu = 0$, a tensão CC U_d diminui, e quando $\alpha = 90^\circ$, tem-se zero volts de tensão média CC na saída do conversor. Se por outro lado, se $\mu > 0$, o ângulo de disparo α na transição de retificador para inversor ocorre com $\alpha < 90^\circ$.

Portanto, a passagem de retificação para inversão, é conseguida de uma maneira contínua pelo controle do ângulo de disparo (α) no gate do tiristor. Como a corrente não pode ser invertida, devido à propriedade da válvula (tiristor) de só conduzir em uma direção, a tensão negativa ($-U_d$) em conjunto com a corrente positiva ($+I_d$) é responsável pela reversão de potência, ou seja, conversão de potência CC para CA.

Assim, se conclui que a inversão só é possível quando houver controle de disparo das válvulas.

Na Figura 25 (KIMBARK, 1971) o ângulo α foi escolhido de tal forma que se obtivesse a inversão. Neste contexto é conveniente introduzir um novo ângulo, ou seja:

- **Ângulo de extinção (γ)** – É o ângulo elétrico entre os tempos correspondente ao final da comutação e a próxima interseção das tensões CA que acabaram de comutar. O ângulo de extinção (γ) depende do ângulo de disparo (α) e do ângulo de comutação (μ). Ele pode ser calculado como:

$$\alpha + \mu + \gamma = \pi = 180^\circ$$

O valor de (γ) não pode ser menor que gama mínimo e representa o intervalo de tempo necessário para ocorrer a “deionização” (bloqueio) da válvula que está deixando de conduzir, de modo a evitar que ela retome a corrente novamente, o que poderia acarretar em uma falha de comutação.

O intervalo de tempo correspondente a um ângulo mínimo de extinção situa-se entre 4° e 8° . A margem para cobrir outras imperfeições, tais como: desequilíbrios nas tensões CA ou mudanças transitórias no sistema, faz com que o ângulo mínimo de extinção seja escolhido entre 15° e 20° .

A equação para o cálculo do valor médio da tensão CC função de γ e μ para a ponte conversora de 6 pulsos a tiristor está apresentada a seguir.

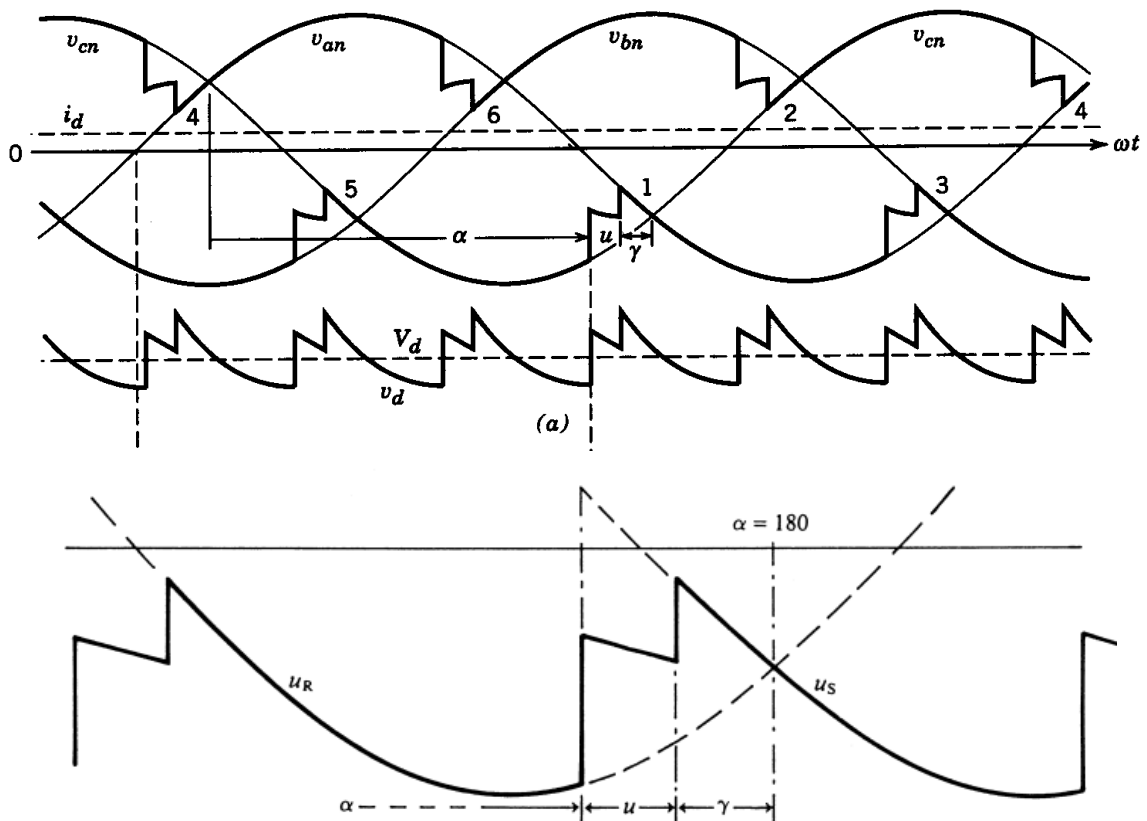


Figura 25 – Formas de Onda da Tensão CC para α e $\mu \neq 0$ - Inversor

$$U_d = -\left(1.35 \cdot U_{\phi-\phi \text{ RMS}} \cdot \cos \gamma - \frac{3}{\pi} \omega L \cdot I_d\right)$$

Uma ponte conversora de 6 pulsos pode funcionar como retificador ou inversor. Conforme descrito anteriormente, no caso da retificação, a potência elétrica vai do sistema CA para o CC e no caso do inversor a potência flui do sistema CC para o CA. O que determina se a ponte de 6 pulsos irá funcionar como retificador ou inversor é o valor dos ângulos adotados para disparo (α) e comutação (μ) das válvulas como mostra a Figura 26 (SZECHTMAN, M; 2011) no caso particular $\alpha = 0$.

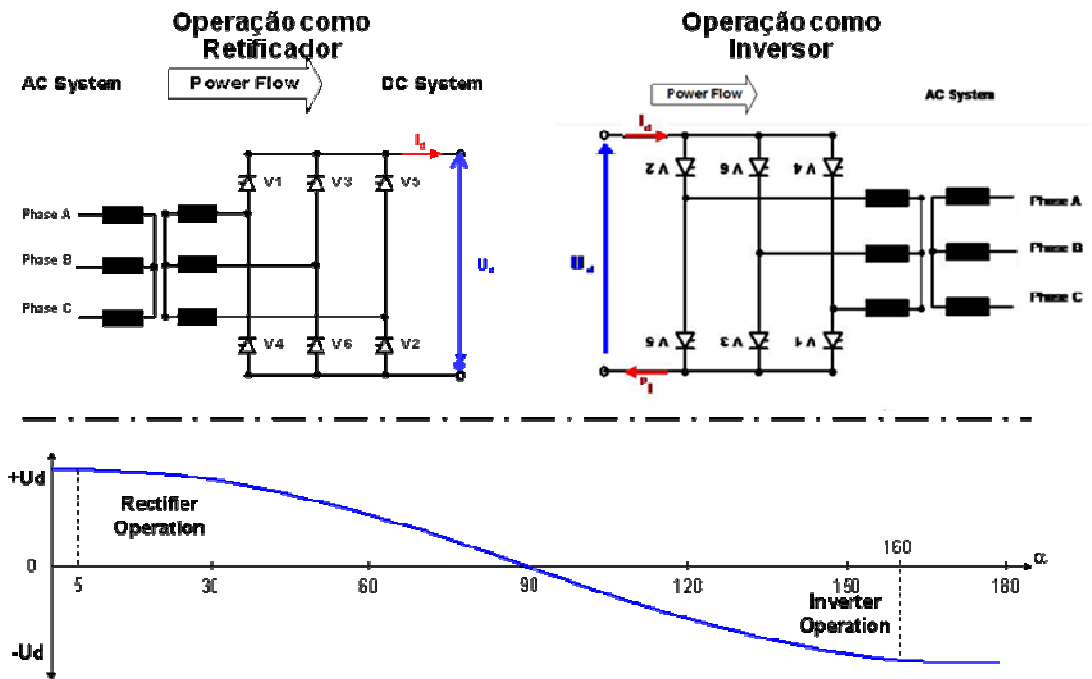


Figura 26 – Operação com Retificador e Inversor Função do Ângulo de Disparo

3.3.2. Análise da Falha de Comutação

Este tipo de falha ocorre basicamente devido aos seguintes fatores:

- Tempo de “deionização” insuficiente para a válvula que está apagando;
- Ausência ou diminuição da tensão para comutação, proveniente de, por exemplo, um curto-circuito no sistema CA próximo ao inversor. No processo de conversão CA / CC o elemento básico é a ponte conversora de 6 pulsos a diodo ou a tiristores;
- Aumento da corrente na linha CC.

Os principais tipos de falhas de comutação serão tratados a seguir:

3.3.2.1. Falha de Comutação Simples

A Figura 27 mostra as formas de onda da tensão para falha de comutação entre as válvulas 3 e 5.

Como pode ser notado, durante a comutação da válvula 3 com a 5, não houve tempo suficiente para o apagamento da válvula que estava conduzindo e esta (válvula 3) retomou a condução.

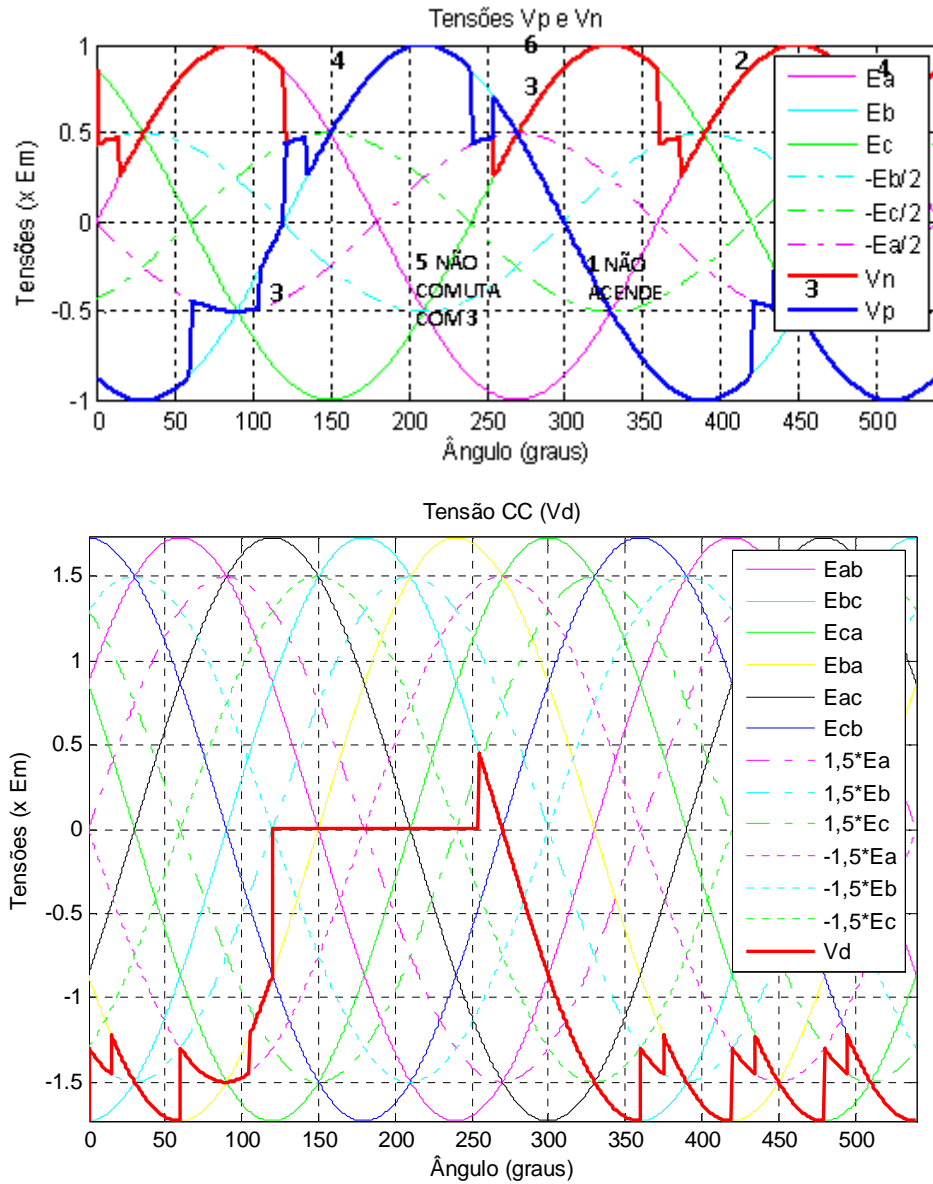


Figura 27 – Formas de Onda para Falha de Comutação Simples

Portanto, para esta falha de comutação tem-se um curto-circuito no lado CC da ponte conversora durante aproximadamente 120° elétricos.

3.3.2.2. Falha de Comutação Dupla Sucessiva

A Figura 28 mostra as formas de onda da tensão para falhas de comutação entre 3-5 e 4-6.

Nota-se que, quando da tentativa de se comutar 4 com 6, ocorre um curto na ponte conversora (3, 4 e 6 conduzindo) de pequena duração, pois como não se conseguiu comutar, 4 retoma a condução. Estando 4 e 3 conduzindo os disparos das válvulas 1 e 2 não podem ser conseguidos, ou seja, $e_{ab} < 0$ e $e_{ac} < 0$ (tensão de catodo maior que a de anodo), respectivamente. Isto acarretará em uma operação como retificador durante quase 180° (meio ciclo). Se este defeito não persistir, a própria ponte conversora restabelecerá o seu funcionamento normal.

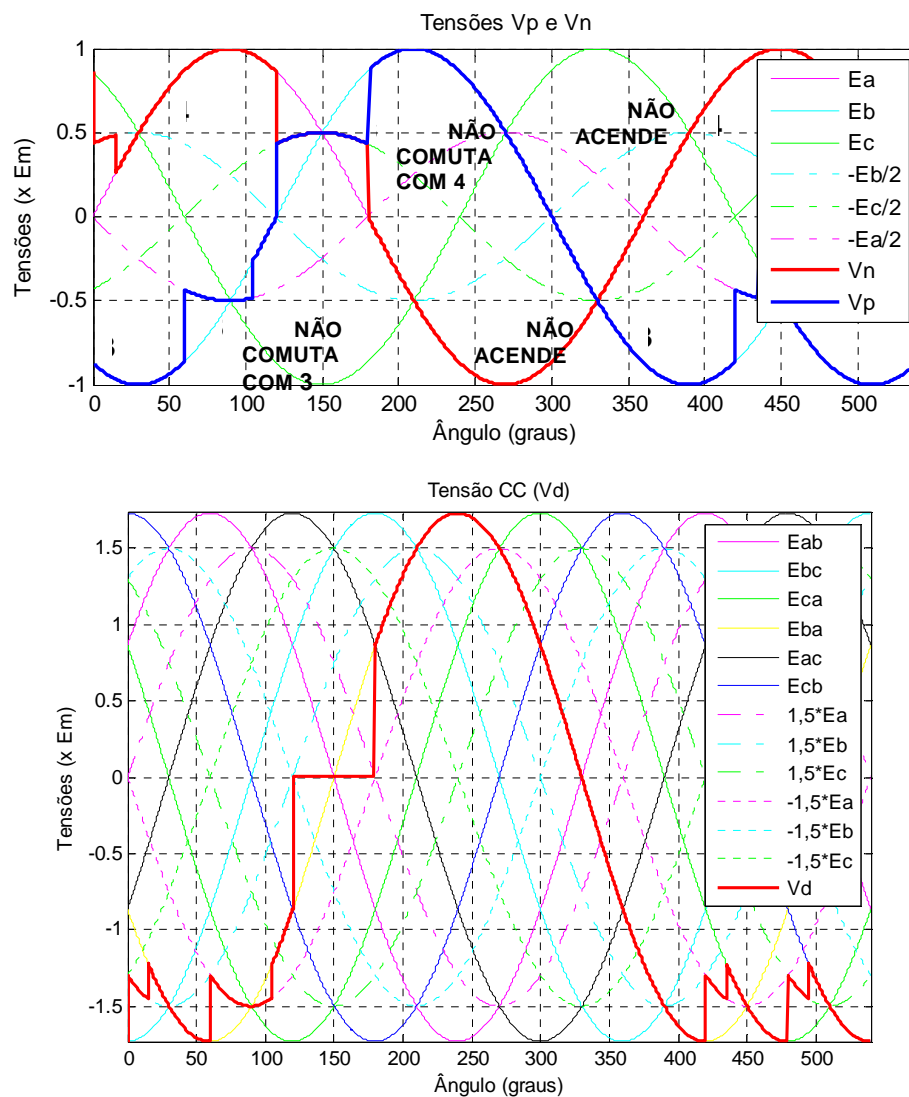


Figura 28 – Formas de Onda para Falha de Comutação Dupla Sucessiva

3.3.2.3. Falha de Comutação Dupla Não Sucessiva

A Figura 29 mostra as formas de onda da tensão para falhas de comutação das válvulas 3-5 e 6-2.

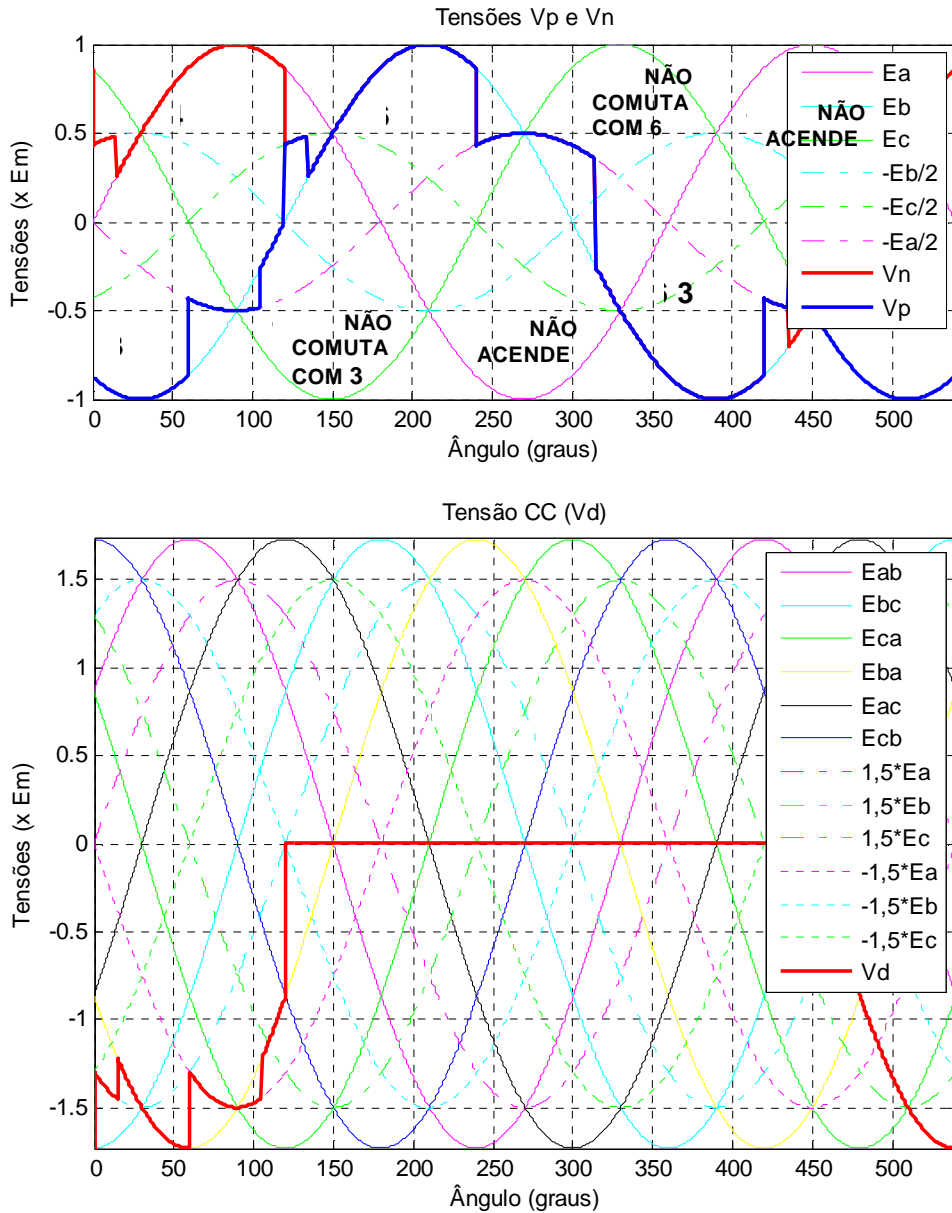


Figura 29 – Formas de Onda para Falha de Comutação Dupla Não-sucessiva

Na operação como inversor, uma falha de comutação das válvulas 3-5 e 6-2 provoca um curto-circuito na ponte conversora de, aproximadamente 330° elétricos, conforme pode ser visto na Figura 29. Este curto tem seu início quando da comutação de 4 com 6, e como consequência, provoca o não acendimento da válvula 1 ($e_{ab} < 0$). Em virtude da falha de

comutação de 6 com 2, 4 não conduz ($e_{ba} < 0$), e o curto só será eliminado caso este tipo de falha não se repita no ciclo seguinte.

Portanto, o que se pode concluir é que uma falha de comutação repetitiva deste tipo numa ponte operando como inversor, fará com que a ponte sempre fique curto-circuitada, obrigando, com isto, a atuação do seu sistema de proteção (KIMBARK, 1971).

3.3.3. Ponte Conversora de 12 Pulsos

O conversor de 12 pulsos é composto pela associação série ou paralela, do lado CC, de dois conversores de 6 pulsos. Nos sistemas de transmissão de corrente contínua de altas potências é usada a associação em série, pelo fato de permitir tensões mais altas de transmissão. A associação em paralelo de conversores de 6 pulsos é feita quando o sistema de transmissão exige valores de corrente que não poderiam ser fornecidos por um único retificador, ou seja, para condições de altas correntes. Outra característica marcante dos conversores de 12 pulsos é a eliminação do 5º e 7º harmônicos. Assim, pode-se conseguir uma economia na instalação dos filtros. A configuração simplificada de uma ponte conversora de 12 pulsos, utilizando tiristores como chaves, pode ser vista na Figura 30 (GUARINI, A.P; 2011).

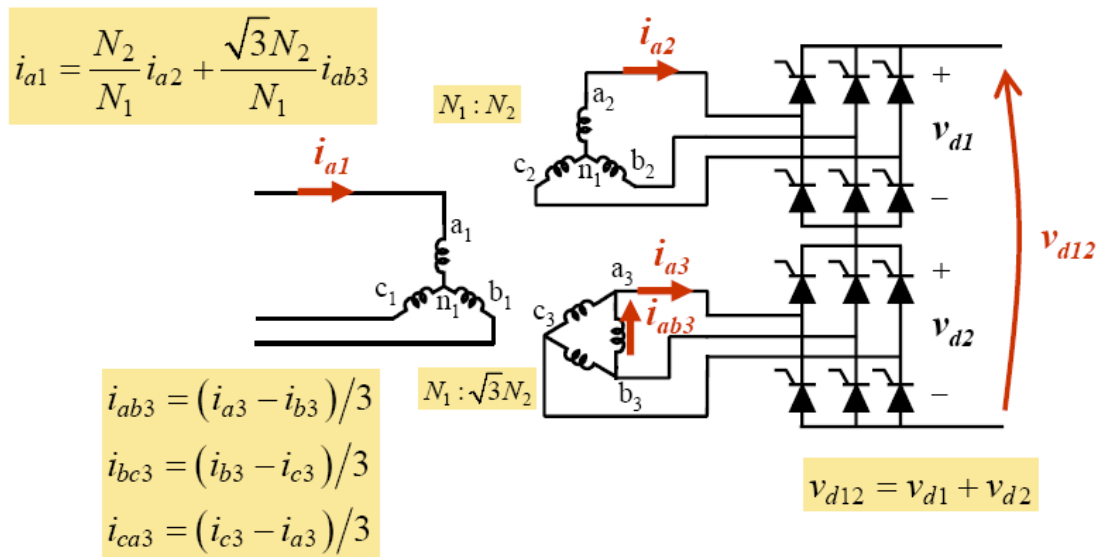


Figura 30 – Configuração de uma Ponte Conversora de 12 pulsos

Desta figura nota-se que a ligação dos transformadores conversores é feita na configuração Δ e Y para os secundários, o que provoca defasamento de 30º entre as pontes de 6 pulsos. Este defasamento faz com que as tensões entre as pontes de 6 pulsos também

fiquem defasadas de 30° . Por esse motivo, deve ser aplicado um defasamento de -30° no disparo das válvulas da ponte de 6 pulsos conectada ao secundário em Δ , em relação à ponte Y/Y, para que as tensões referidas ao primário estejam em fase. Vale ressaltar que a ligação dos enrolamentos do primário é feita em estrela.

Assim, na configuração final, tem-se uma forma de onda da tensão CC com 12 pulsos defasados de 30° entre si, como pode ser vista na Figura 31.

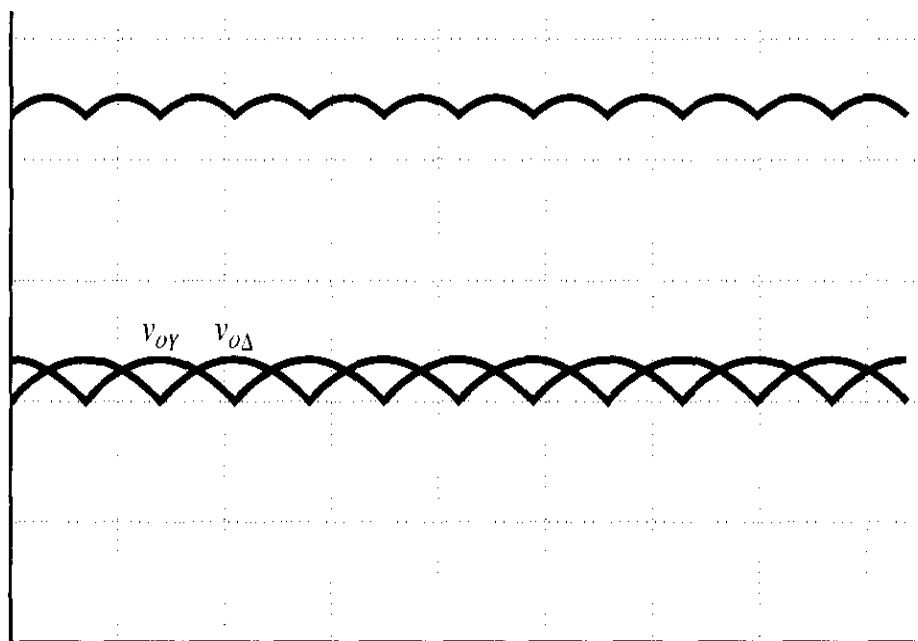


Figura 31 – Forma de Onda da Tensão CC na Ponte Conversora de 12 pulsos ($\mu = 0$)

A Figura 32 (GUARINI, A.P; 2011) mostra as formas de ondas das correntes CA no secundário dos transformadores conversores em YY e Y Δ e a corrente total referida ao primário da ponte conversora de 12 pulsos, desprezando o efeito da comutação ($\mu = 0$)

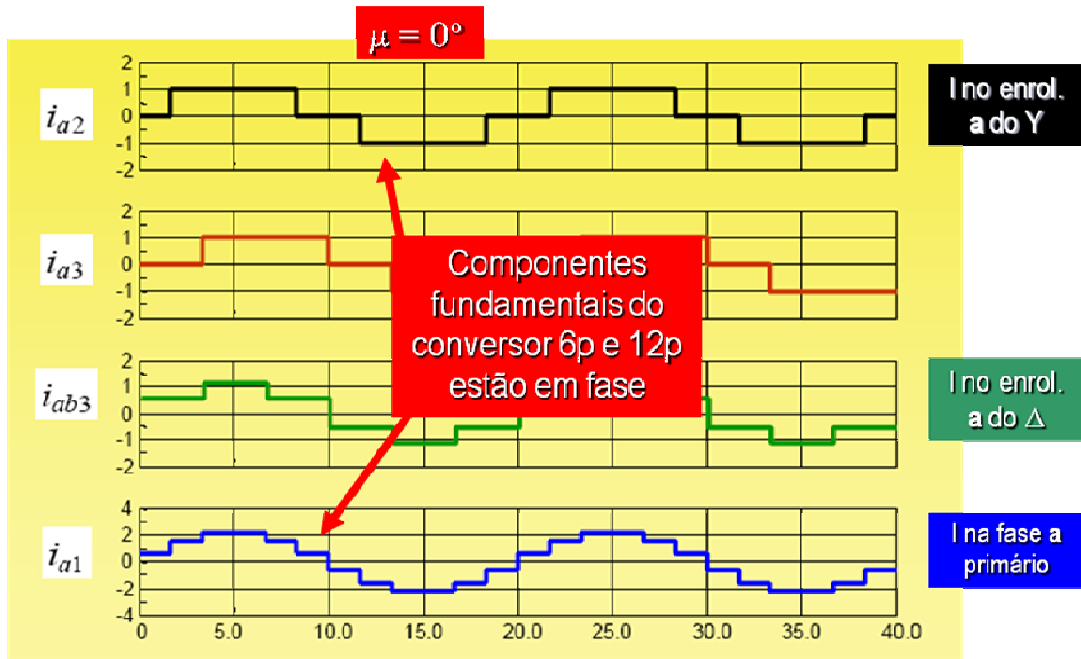


Figura 32 – Formas de Onda das Correntes CA na Ponte de 12 pulsos ($\mu = 0$)

3.3.4. Harmônicos Gerados pelos Conversores CCAT

Como se sabe, conversores geram harmônicos de tensão CC e de correntes CA que, por sua vez, serão introduzidos nos sistemas CC e CA.

O primeiro ponto a ser observado é o da definição de harmônicos característicos e não característicos. Entende-se por harmônicos característicos àqueles que são gerados pelos conversores sob condições normais de operação (regime permanente).

Desta forma, uma ponte de N pulsos terá harmônicos de tensão CC de ordem NK e de corrente CA de ordem $NK \pm 1$, onde:

N = Número de pulsos

K = Número inteiro ($K = 1, 2, 3, \dots$)

Logo, uma ponte de 6 pulsos terá harmônicos característicos de tensão CC de ordem 6K ($6^\circ, 12^\circ, 18^\circ, 24^\circ, \dots$), e de corrente CA, $6K \pm 1$ ($5^\circ, 7^\circ, 11^\circ, 13^\circ, \dots$). Conseqüentemente, uma ponte conversora de 12 pulsos terá harmônicos característicos de tensão CC de ordem 12K ($12^\circ, 24^\circ, 36^\circ, 48^\circ, \dots$), e de corrente CA, $12K \pm 1$ ($11^\circ, 13^\circ, 23^\circ, 25^\circ, 35^\circ, 37^\circ, 47^\circ, 49^\circ, \dots$).

A Figura 33 mostra o espectro de harmônicos característicos para a ponte de 12 pulsos (SZECHTMAN, M; 2011).

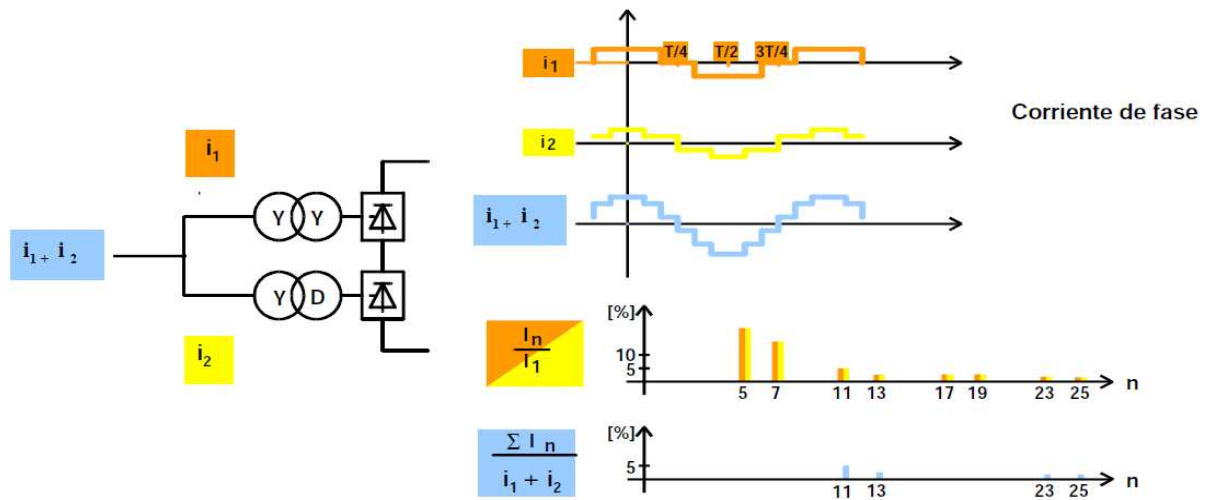


Figura 33 – Espectro harmônico característico para a ponte de 6 e 12 pulsos

$$\text{Onde: } \frac{I_n}{I_1} = \left(\frac{1}{N} \right) \text{ e } I_1 = \left(\frac{2\sqrt{6}}{\pi} \right) I_d \rightarrow I_1 = \text{Corrente Fundamental}$$

Qualquer outro harmônico cuja ordem seja diferente de NK e $NK \pm 1$, para tensão CC e corrente CA, respectivamente, são denominados harmônicos não característicos. O que se pode concluir é que tais harmônicos irão ocorrer durante condições de desequilíbrio da tensão CA, ou quando os transformadores do conversor apresentarem reatâncias desiguais, ou devido a erros provenientes do sistema de controle (assimetria nos instantes de disparo).

A Tabela 2 apresenta os principais harmônicos não característicos gerados associados às diferentes causas de desequilíbrios. A magnitude dos harmônicos não característicos é pequena comparada com as dos harmônicos característicos. A maioria destes tem uma influência muito pequena na distorção harmônica total e no projeto de filtros. Entretanto, se a impedância de curto-circuito do sistema CA for alta, poderá resultar em altas distorções para os harmônicos não característicos de baixas ordens (ordens 2-7) na barra de tensão CA devido à possibilidade de ressonância paralela entre a rede e os bancos de filtros.

Tabela 2 – Diferentes Causa par Geração dos Harmônicos Não Característicos

Imperfeições	Harmônicos do Lado CA	Harmônicos do Lado CC
Sistema CA- Desequilíbrios		
Sequência Negativa	3°	2°
Distorção de 5° e 7°	(5°, 7°)	6°
Reatância do Transformador		
Diferença entre Y/Y e Y/D	5°, 7°	6°
Diferença entre fases	impares	pares
Assimetria no Disparos	Todas ordens	Todas ordens

Para evitar a circulação de tais harmônicos fora do âmbito da estação conversora, são instalados filtros que ressonam nas frequências dos harmônicos mais significativos, curto-circuitando para terra as correntes que, de outra forma, circulariam no sistema CA e CC.

3.3.5. Compensação de Potência Reativa

As pontes conversoras absorvem potência reativa da rede CA durante o seu processo de comutação.

Um estudo de compensação reativa das estações conversoras visa definir o total de reativos necessários para a operação das estações conversoras, para todas as condições / níveis especificados no projeto.

Entretanto, a integração deste sistema CCAT à rede CA, tanto na estação retificadora quanto na inversora pode vir a necessitar estudos adicionais, visando não só garantir o suprimento de reativos, mas qualificar este suprimento de modo a atender critérios pré-definidos, principalmente de variação de tensão e de sobretensões.

Ao contrário do que ocorre no estudo para definição dos parâmetros principais de operação em regime permanente, onde o enfoque é o elo CC, o estudo de compensação reativa engloba este elo CC e a sua integração aos sistemas CA.

Quanto à análise do comportamento dinâmico do sistema, esta compensação reativa é normalmente feita em conjunto com os estudos de “Master Control”. Como conclusão desta análise dinâmica se determina a suficiência ou não da compensação reativa.

A base para o estudo de compensação é a definição do nível de consumo de reativos pelas conversoras. Este nível de consumo de potência reativa é função da potência ativa, da reatância do transformador e dos ângulos de disparo e de comutação das pontes conversoras a tiristores, que conseqüentemente leva a dependência da corrente CC, da reatância dos transformadores conversores e da tensão CA de comutação como mostra a Figura 34 (SZECHTMAN, M; 2011) e pode ser calculado pelas equações a seguir.

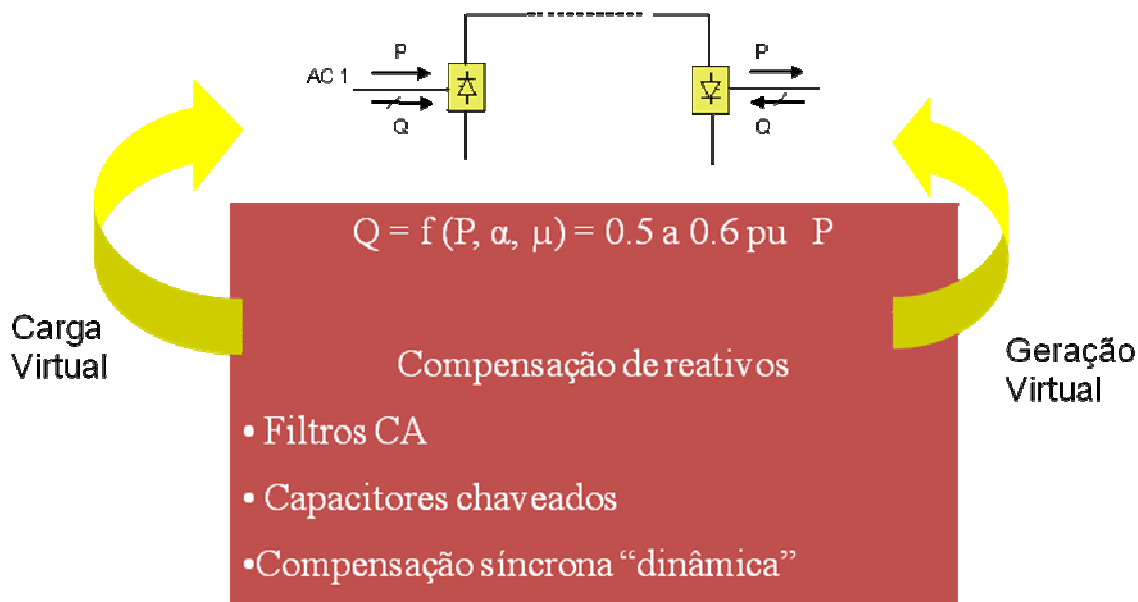


Figura 34 – Absorção de Potência Reativa pelas Estações Conversoras

$$Q = P \cdot \tan \phi$$

$$\tan \phi = \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)}{\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \mu)}$$

Onde

$$\mu = \cos^{-1}\left(\cos(\alpha) - \frac{2 \cdot X_c \cdot I_d}{\sqrt{2} \cdot V_{ca}}\right) - \alpha$$

Exemplo: Se $\alpha = 15^\circ$ e $\mu = 20^\circ \rightarrow \tan \phi = 0,4932 \rightarrow Q = 0,4932 \cdot P$

Para esta situação em condição normal de operação, o conversor CA/CC (retificador ou inversor) absorve potência reativa (Q em Mvar) na ordem de 50% do montante da potência ativa (P em MW) transmitida.

Para condição normal de operação do elo CC, o conversor CA/CC (retificador ou inversor) absorve potência reativa (Q em Mvar) da ordem de 50% a 60% do montante da potência ativa (P em MW) transmitida, como mostra a Figura 35. Este consumo de reativos varia quase que linearmente com a potência ativa transmitida (MW) e Q (retificador) praticamente o mesmo que Q (inversor).

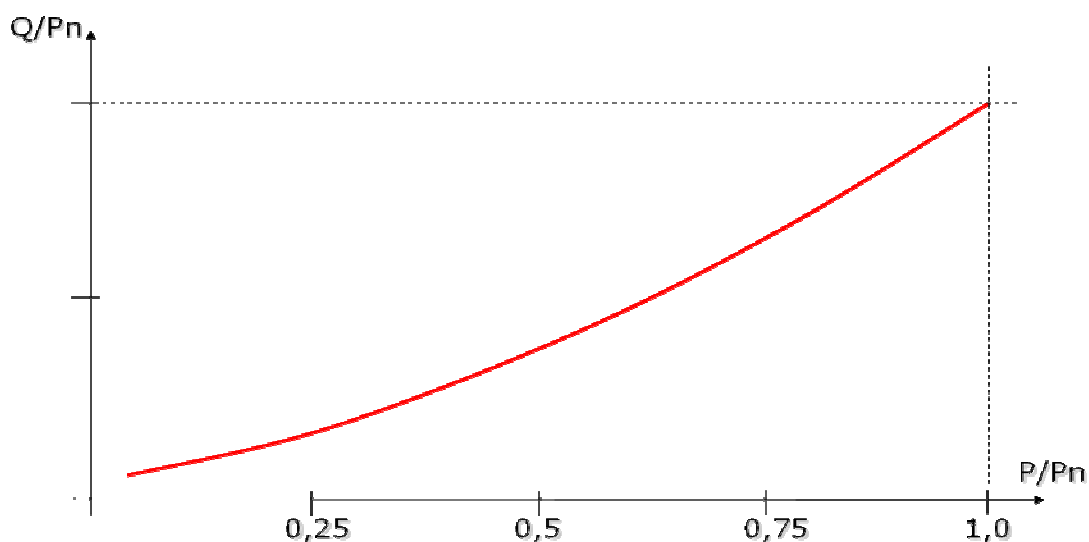


Figura 35 – Curva Típica da Potência reativa consumida pela Ponte Conversora

As possíveis opções de suprimento de potência reativa para as estações conversoras são:

- Filtros (R + L + C);
- Bancos de capacitores shunt;
- Compensadores síncronos;
- Compensadores estáticos (SVC);
- Potência reativa a partir do sistema CA, ou,
- Normalmente faz-se uma combinação destas fontes de reativos.

Os fatores a serem considerados na escolha do tipo de compensação reativa a ser utilizada estão apresentados a seguir:

- Relação de curto-circuito – É o melhor indicador das condições relativa do projeto no que se refere a inter-relação do elo CC e o sistema a ele agregado.

$$SCR = S_{curto} / P_{CC_{NOM}}$$

- Harmônicos e Distorção - É necessária a consideração de filtros para melhoria da qualidade da tensão.
- Regulação de tensão na barra CA da conversora - O elemento mais comum para este controle é o compensador síncrono (ou compensador estático) que com sua capacidade de “absorver” ou “gerar” reativos permite um controle efetivo de tensão.
- Estabilidade e rapidez de controle da transmissão em CC – Esta é decisivamente influenciada pela relação de curto-circuito especialmente no caso do inversor. Quanto maior esta relação, mais estável e rápido será o controle. Para sistemas CA fortes, essas fontes são usualmente banco de capacitores shunt. Para sistemas “fracos” deverão ser utilizados compensadores síncronos.
- Inicialmente procura-se uma solução em que os reativos para a conversora sejam supridos localmente (filtros /bancos de capacitores), mas havendo facilidade de suprimento do sistema CA, os requisitos de compensação reativa podem ser reduzidos.
- Cada projeto deve selecionar a melhor combinação de recursos, através de uma análise técnico-econômica.

Os critérios mais utilizados para definição da compensação reativa a ser utilizada são:

- A compensação reativa das conversoras deve atender ao requisito de transmissão a nível da potência nominal do projeto, ainda que contando com 1 (um) elemento “chaveável” qualquer fora de operação.
- Deverá ser analisada a influência de fenômenos causadores de grandezas próximas à frequência de ressonância; sobretudo seus efeitos em termos de sobretensões transitórias.
- Os níveis de sobretensão dinâmica, provenientes do **bloqueio das estações conversoras** deverão situar-se a níveis inferiores àqueles compatíveis com a condição de operação segura dos sistemas pré-existentes ou não, aos quais o projeto de transmissão encontra-se agregado.

- Os níveis de sobretensão dinâmica, provenientes do **bloqueio parcial das estações conversoras** deverão situar-se a níveis inferiores àqueles para os quais os grupos conversores remanescentes garantem contínua e segura operação do elo CC.
- Deverá ser previsto um controle de tensão adequado de forma a reduzir as sobretensões a níveis sustentados toleráveis, compatíveis àqueles ditados pelas condições dos sistemas agregados, em um espaço de tempo da ordem de 5 (cinco) segundos.
- Na consideração do montante de filtros e/ou bancos de capacitores a serem instalados, deverá ser evitado que este montante venha de algum modo oferecer condições de auto-excitação aos geradores.
- O chaveamento de banco de filtros e/ou capacitores deverá refletir em variações bruscas de tensão, porém em níveis inferiores aqueles normalmente tolerados pelo sistema.

Os estudos envolvidos na determinação da compensação reativa das estações conversoras são:

- Balanço de reativos em regime permanente:
 - Determinar a demanda de reativos dos conversores em toda a faixa de operação prevista;
 - A análise do balanço de reativos deve ser separada para o retificador e para o inversor. Essa compensação varia do terminal retificador para o terminal inversor. Se o terminal retificador está próximo da geração, então parte desta compensação reativa pode ser fornecida pelas unidades geradoras da usina e o restante através de bancos de capacitores shunt e/ou filtros. Para o terminal inversor sempre não se considera a contribuição de potência reativa proveniente do sistema CA a ser conectado. Portanto, será necessário definir a compensação reativa no terminal inversor por bancos de capacitores shunt e/ou filtros de modo a assegurar um fator de potência unitário na sua barra CA.
 - Estudo de harmônicos determina uma quantidade mínima de filtros necessários;

- Avaliar a relação de curto-circuito (SCR) que pode exigir instalação de compensadores síncronos;
 - Restrições do sistema CA: capacidade de suprir reativos;
 - Necessidade de melhoria do desempenho dinâmico do sistema CA;
 - Estima-se um primeiro conjunto de compensação reativa, definindo-se o tipo, número e tamanho dos equipamentos.
- Análise da frequência de ressonância:
 - Verificar em que instâncias a compensação reativa sugerida entrará em ressonância (paralela) com a impedância do sistema CA, e avaliar os possíveis efeitos danosos nessas situações;
 - Deve-se levantar a impedância característica $[Z(w)]$ do sistema CA;
 - Normalmente em sistemas fracos, essa ressonância ocorre entre o 2° e 3° harmônicos;
 - Simular eventos capazes de excitar fenômenos próximos da frequência de ressonância, para verificar os níveis das sobretensões transitórias.
- Estudos de sobretensão à frequência fundamental:
 - Pior situação corresponde à rejeição total da carga (interrupção integral da transmissão em CC), resultando em sobretensões decorrentes da presença da compensação reativa;
 - A sobretensão será tanto maior quanto menor for a potência de curto, e também quanto maior forem os reativos rejeitados da conversora.
 - Caso as sobretensões estejam acima das admitidas, deve-se alterar a configuração da compensação reativa inserindo equipamentos para controle de tensão (compensadores estático ou síncrono).
- Estudos de auto-excitação:
 - A auto-excitação é o fenômeno que pode se desenvolver quando uma máquina síncrona alimenta uma carga capacitiva;

- Esta situação pode se configurar quando o lado retificador for constituído unicamente de geração, e ocorrer a interrupção da transmissão CC. A solução seria estabelecer sequências operativas que evitem combinações desfavoráveis do número de unidades geradoras e filtros/capacitores;
 - Por outro lado, no caso do inversor, uma potencial situação de auto-excitação pode ocorrer se a compensação reativa for constituída de compensadores síncronos e filtros+capacitores, na eventualidade de separação com o sistema CA. A possível solução seria a substituição de compensadores síncronos por compensadores estáticos.
- Chaveamentos de filtros e/ou bancos de capacitores:
 - Avaliar o impacto do chaveamento das diferentes unidades de filtros e bancos de capacitores, com a evolução do ciclo diário da carga do sistema. Para ambos os terminais deve-se ter cuidado no projeto do valor desses filtros e dos capacitores shunt. Devem ser feitos estudos de potência reativa equivalente no sistema para verificar os bancos de Mvar e a variação de tensão na rede CA, durante o chaveamento desses bancos. Esse tipo de estudo determina os módulos de Mvar dos filtros que podem ser chaveados sem problemas de variação de tensão para o sistema CA;
 - Limitação: normalmente variações de até 5% da magnitude de tensão, e possíveis impactos na operação do conversor (por exemplo: eventuais falhas de comutação);
 - Possíveis soluções caso a configuração analisada não esteja adequada:
 - ❖ Subdividir em módulos menores;
 - ❖ Incorporar equipamentos com capacidade de controle de tensão (compensadores síncronos ou estáticos), substituindo algumas unidades passivas.

3.4 Princípio Básico do Sistema de Controle do Disparo

A Figura 36 apresenta o circuito equivalente de um Sistema de Transmissão em Corrente Contínua:

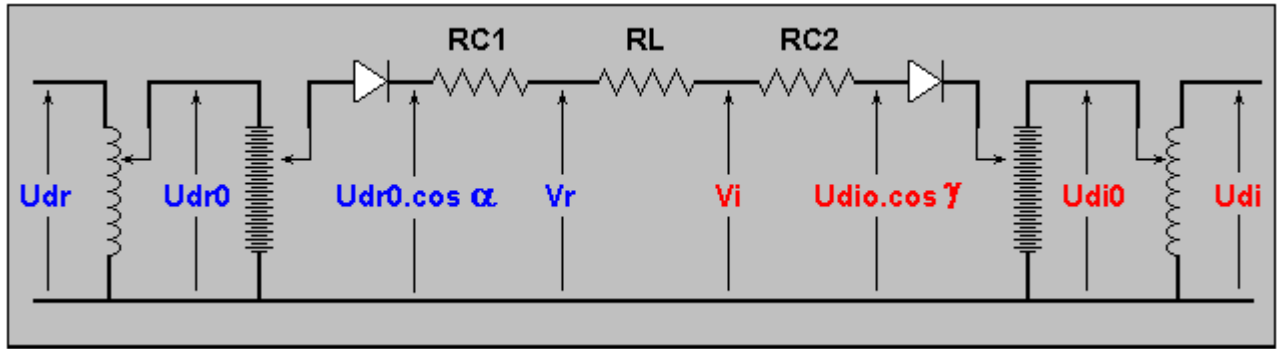


Figura 36 – Circuito Equivalente de um Sistema de Transmissão em Corrente Contínua.

A corrente CC (I_d) que flui na linha CC é definida por:

$$I_d = \frac{U_{dr0} \cdot \cos \alpha - U_{di0} \cdot \cos \gamma}{R_{c1} + R_L - R_{c2}}$$

Onde:

$$\begin{cases} R_{c1} = \frac{3\omega L_{cr}}{\pi} \\ R_{c2} = \frac{3\omega L_{ci}}{\pi} \end{cases}$$

- R_{c1} e R_{c2} representam as resistências equivalentes de comutação dos conversores;
- R_L representa a resistência da linha de transmissão;
- α é o ângulo de disparo do retificador;
- γ é o ângulo de extinção do inversor (ângulo entre o término da comutação e o instante em que não seria mais possível esta comutação);
- $U_{d\phi} = \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi}$ = tensão CC em vazio;
- E_m = tensão máxima fase-neutro.

Com base na equação de I_d , nota-se que esta depende da diferença entre as tensões do retificador e do inversor (numerador) dividido pela resistência total (denominador). Tendo-

se em vista que, na prática, os valores das resistências são constantes para cada sistema, pode-se afirmar que a corrente I_d poderá ser controlada pelo controle destas tensões.

Assim, todos os parâmetros (corrente CC, potência CC e tensão CC em determinado ponto da linha) são controlados pelas duas tensões internas e estas, por sua vez, podem ser controladas de duas formas:

- **Através do controle do disparo:**

A tensão interna do retificador é expressa por $U_{dor} \cdot \cos \alpha$ e a do inversor por $U_{doi} \cdot \cos \gamma$. No retificador, o controle de disparo comanda o ângulo de disparo α e, no inversor, o controle do disparo atua no ângulo de disparo de modo a assegurar o ângulo de extinção γ . Desta forma, pode-se obter, por via indireta, o controle da tensão de ambos. Ainda existem outros tipos de controle, como por exemplo: o controle através da área mínima de extinção (integral da tensão da válvula que deixa de conduzir constante) e também pela tensão CC.

- **Através do controle da tensão alternada:**

A tensão ideal em vazio U_{do} (U_{dor} para o retificador e U_{doi} para o inversor) é diretamente proporcional a tensão alternada $U_{do} = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot E_m / \pi$ conectada ao terminal correspondentes. Normalmente a tensão alternada pode ser controlada pela mudança dos tapes dos transformadores dos conversores.

O controle de disparo é rápido (1 a 10ms), enquanto que o controle dos tapes é lento (5 a 6 segundos por derivação). Estes dois processos de controle da tensão são utilizados em cada terminal. O controle de disparo é usado inicialmente para uma ação rápida e a seguir são usados os tapes para restabelecer certos os valores nominais operativos, principalmente no terminal do retificador que opera em uma faixa de ângulo de disparo para uma mesma posição de tape. No inversor, o tape restabelece a tensão contínua, já que em condições normais opera-se com ângulo mínimo de extinção.

3.4.1. Fundamentos do Sistema de Controle

As tensões CC (e conseqüentemente a corrente I_d) nos terminais da linha podem variar rapidamente, devido principalmente a problemas de curto circuito, distúrbios no

sistema CA ou falhas nos conversores. É responsabilidade, então, do controle do conversor restaurar rapidamente as condições desejadas da linha CC.

A seguir será feita uma análise baseada nas características estáticas de regulação ($U_d \times I_d$) para um ponto P genérico da linha, arbitrariamente fixado na saída do terminal retificador, para uma ponte de 6 pulsos em cada terminal, por pólo, de acordo com a Figura 37.

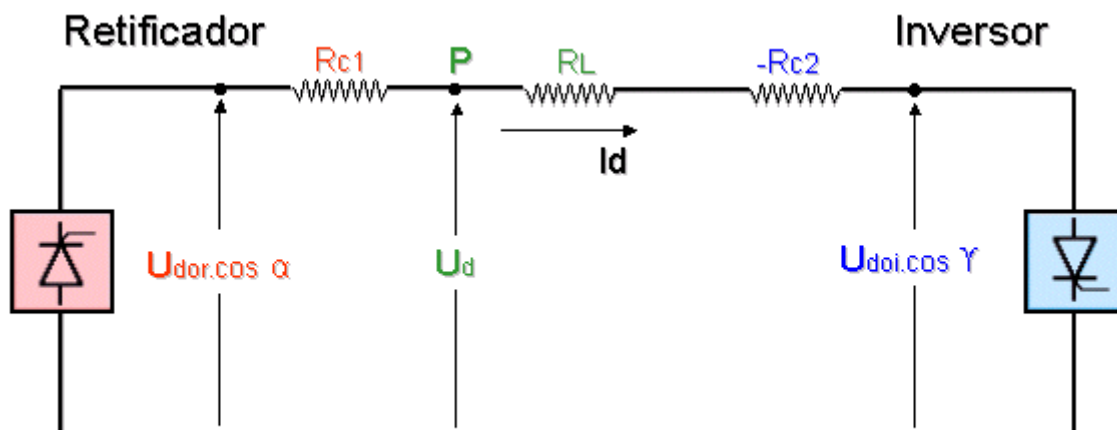


Figura 37 – Equivalente, por Pólo, de uma Ponte de 6 Pulsos.

A tensão U_{dr} , vista pelo retificador, será:

$$U_{dr} = U_{dor} \cdot \cos \alpha - R_{c1} \cdot I_d$$

A tensão U_{di} , vista pelo inversor, será:

$$U_{di} = U_{doi} \cdot \cos \gamma + (R_L - R_{c2}) \cdot I_d$$

Para o retificador, tem-se a equação de uma reta em que a interseção desta com o eixo vertical se dá no ponto $U_{dor} \cdot \cos \alpha$ e a inclinação sendo dada por $(-R_{c1})$, negativa portanto.

Para o inversor, tem-se a equação de uma reta em que a interseção desta com o eixo vertical se dá no ponto $U_{doi} \cdot \cos \gamma$ e a inclinação sendo dada por $(R_L - R_{c2})$, que na prática é normalmente negativa ($R_{c2} > R_L$).

Na Figura 38 estão representadas as características do retificador e do inversor.

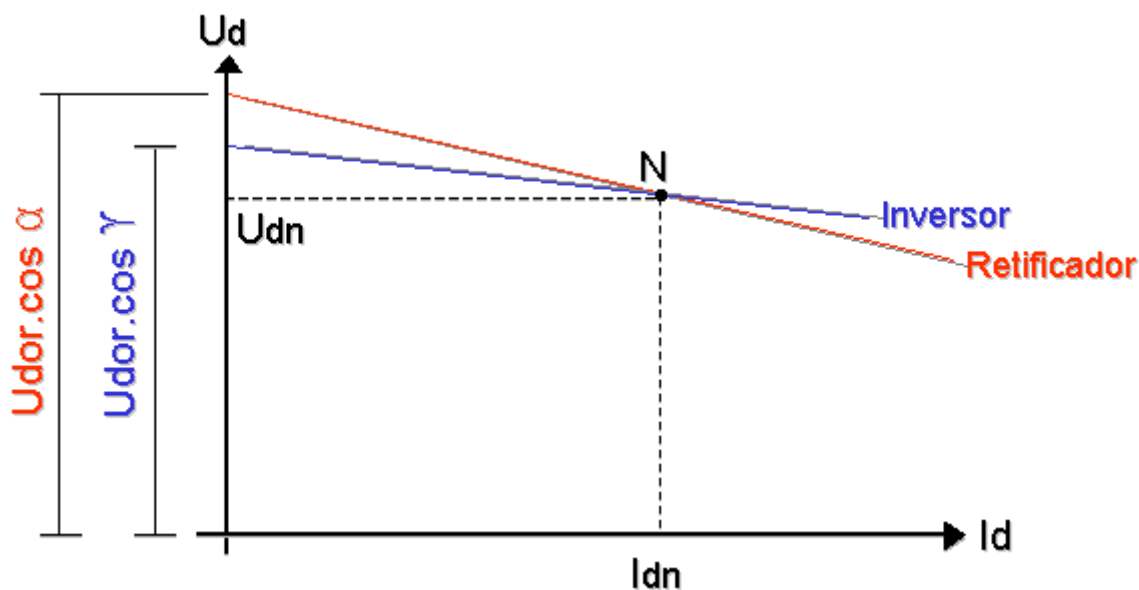


Figura 38 – Características do Retificador e do Inversor.

3.4.2. Ponto de Operação

Como em um ponto da linha só pode existir um único valor de tensão e corrente (num dado instante) e este deve satisfazer simultaneamente às equações de U_{dr} e U_{di} , apresentadas na seção anterior, tem-se que o mesmo será dado pela interseção de ambas as retas (Ponto N).

A cada reta, estão associados determinados valores de E_{mr} e α ou E_{mi} e γ . As tensões E_m representam os valores máximos das tensões CA fase-neutro aplicados à ponte conversora correspondente.

Assim, se um desses parâmetros sofrer variação, tem-se na realidade, como reta representativa daquele conversor, para as novas condições, uma nova reta paralela à original. Paralela porque os coeficientes angulares de cada reta, dados pelas resistências de comutação e resistência da linha, não mudam.

A Figura 39 mostra como o ponto de operação (N) é afetado por variações nas tensões CA de alimentação dos conversores.

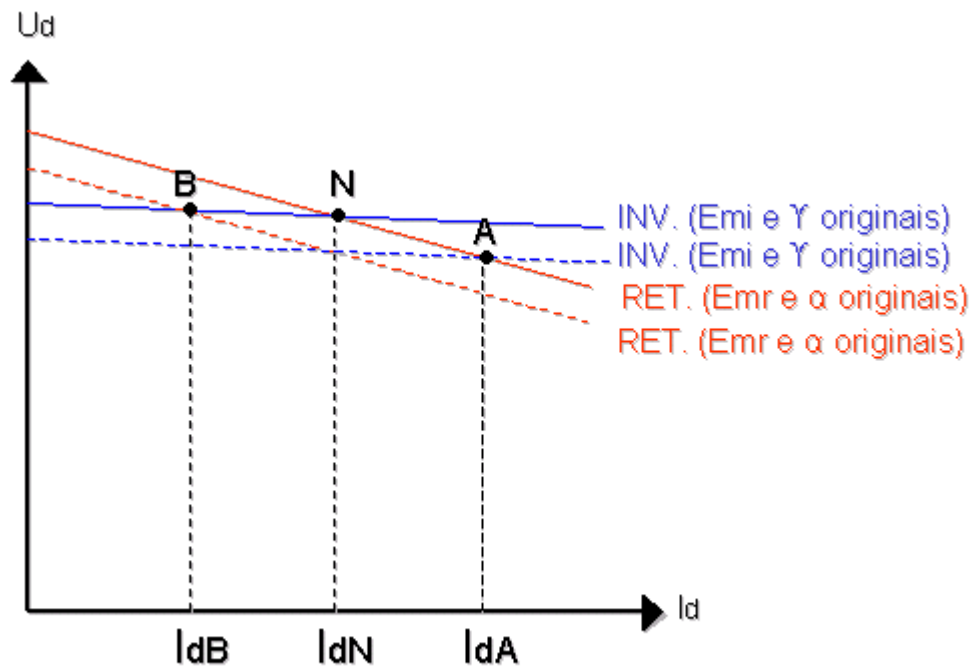


Figura 39 – Variação do ponto de operação

Suponha-se, inicialmente, uma redução na tensão CA do inversor (E_{mi}). Pela Figura 39 pode-se ver que o ponto de operação seria deslocado para o ponto A, onde I_{dA} é maior do que I_{dN} .

Suponha-se, agora, uma redução na tensão CA do retificador (E_{mr}). Neste caso, tem-se um novo ponto de operação, o ponto B, onde I_{dB} é menor que I_{dN} .

Desta forma, conclui-se que variações da tensão alternada acarretam flutuações significativas da corrente I_d na linha CC. Tendo em vista que são indesejáveis grandes flutuações desta corrente, torna-se necessário o uso de um controle de ação rápida sobre a corrente.

Um controle de corrente, para o caso do ponto A, atuaria sobre o ângulo α do retificador, aumentando-o e com isso reduzindo a tensão CC interna do retificador. Desta forma, também a corrente I_d será reduzida, voltando a seu valor I_{dN} original.

Para o caso do ponto B, o controle de corrente atuaria sobre o ângulo α do retificador, reduzindo-o. Desta forma, a tensão CC interna do retificador será aumentada e

isso, por sua vez, irá fazer aumentar também a corrente I_d , que retornará ao seu valor I_{dN} original.

3.4.3. Controle de Potência

As duas alternativas usuais que permitem o controle de potência na operação de um elo CC são:

- Manter a corrente constante e variar a tensão;
- Manter a tensão constante e variar a corrente na linha.

Na operação de um Elo CC é comum manter a tensão CC no inversor em seu valor nominal, independente da potência transmitida, enquanto que a tensão CC no retificador é calculada e controlada de forma a se manter na linha CC uma corrente que produza, juntamente com a tensão do inversor (ênfase na carga) ou do retificador (ênfase na geração), uma potência igual à desejada pelos operadores do sistema. Este modo de operação é chamado de Controle de Potência, e é universalmente adotado hoje em dia.

3.4.4. Características Desejadas para o Controle

São desejadas as seguintes características de controle:

- Limitação da corrente máxima, para evitar dano às válvulas e outros dispositivos;
- Limitação de flutuação da corrente, devido à flutuação da tensão alternada;
- Fator de potência o mais alto possível;
- Valor da tensão o mais constante possível e igual ao seu valor nominal, para minimizar as perdas para uma dada potência;
- Controle de potência e, em alguns casos, da frequência de um dos sistemas CA terminais;
- Cuidados para evitar falhas de comutação no inversor;
- Cuidados para evitar falhas de disparo no retificador, provendo uma tensão de anodo suficiente antes da ignição.

O fator de potência de cada conversor é dado, de forma aproximada, pela expressão:

$$\cos \phi \cong [\cos \alpha + \cos (\alpha + \mu)] / 2 \quad (\text{para o retificador})$$

$$\cos \phi \cong [\cos \alpha + \cos (\gamma + \mu)] / 2 \quad (\text{para o inversor})$$

Para obter-se então, um fator de potência razoavelmente alto, α e γ devem ser os menores possíveis.

Para o caso do retificador basta fazer $\alpha = 0$, para o qual $\cos \alpha = 1$. Este valor, porém, não é utilizado em sistemas onde cada válvula é constituída por vários tiristores em série. Nestas instalações existe um valor mínimo de disparo para α , normalmente da ordem de 5° . A implantação de um dispositivo que garanta esse valor mínimo para α praticamente elimina a possibilidade de que um determinado tiristor venha a falhar durante a sua ignição, por não possuir tensão anodo-catodo suficiente. Entretanto, para se ter controle na operação como retificador também não se deve operar no valor mínimo de α .

No caso do inversor, para que não ocorra falha de comutação, o valor mínimo para γ deve ser da ordem de 17° , já que este valor assegura uma margem para condições anormais e tolerâncias, resultando assim um fator de potência, entretanto, não tão alto.

3.4.5. Dispositivos Básicos que Compõem o Sistema de Controle

3.4.5.1. Controle de Corrente Constante (CCC):

Este dispositivo automático é na realidade um regulador de corrente, cuja função é a de controlar a corrente I_d , mantendo-a igual a uma corrente de comando I_{ref} . Existe um dispositivo deste no retificador e outro idêntico no inversor (um por pólo, na realidade). Em condições normais, estará atuante somente o regulador de corrente do retificador.

Caso a I_d medida no retificador apresente um valor superior ao da corrente I_{ref} , α deve ser aumentado (consequentemente $\cos \alpha$ é reduzido) para que a tensão interna $U_{dor} \cdot \cos \alpha$ seja reduzida. Como consequência, a diferença entre as tensões internas do retificador e do inversor é reduzida e, assim, a corrente I_d , também será reduzida.

Para o caso $I_d < I_{ref}$, α deve ser reduzido para que a corrente seja aumentada.

Conforme já mencionado, o inversor também está equipado com um equipamento idêntico, que entretanto, só passará a atuar (controlar a corrente) em determinadas condições especiais que serão abordadas mais adiante.

3.4.5.2. Controle do Ângulo de Extinção Constante (CEA):

O sistema de controle do Elo CC, baseia-se, em condições normais, no controle da corrente sendo feito no terminal retificador e no controle do ângulo de extinção γ (γ constante) sendo feito no terminal inversor.

Isto significa dizer que o ângulo γ deve, normalmente, ser mantido num valor constante. Esta é uma imposição do sistema de controle. Esse dispositivo de controle, denominado CEA (Constant Extinction Angle), ao sentir que houve variação no γ (por influência de I_d ou E_m), modificará o valor de $\beta = (\mu + \gamma) = (180^\circ - \alpha)$ convenientemente ajustando o instante de disparo das válvulas do inversor, de modo a retornar o γ ao seu valor nominal constante γ_n .

Este valor de β a ser utilizado pelo CEA, num dado instante é dado por:

$$\cos \beta = \cos \gamma_n - 2.X_c.I_d / \sqrt{3}.E_m \quad \text{onde: } X_c = \omega.L_c$$

O valor de γ nominal, γ_n , é normalmente adotado em muitas instalações na ordem de 17° .

Conforme já mencionado anteriormente, existem condições especiais em que o inversor é obrigado a assumir o controle da corrente I_d . Nestes casos isso será feito às custas de variações do ângulo γ (CEA não estará mais atuante), que portanto deixará de operar no seu modo de γ constante. Nesse caso o γ só poderá ser variado para valores superiores a γ_n e nunca inferiores, de modo a evitar falhas de comutação. Por isso, muitas vezes, o valor de γ_n é também definido como γ mínimo.

3.4.5.3. Controle do Ângulo Mínimo de Ignição Constante (CIA):

Para evitar que o ângulo α assuma valores menores que $\alpha_{\min} = 5^\circ$, utiliza-se um dispositivo denominado CIA (Constant Ignition Angle), que simplesmente impede os disparos para $\alpha < 5^\circ$, liberando-os, a seguir, quando α for igual ou maior que 5° .

Assim, quando o ângulo α , decrescendo de valor, atinge α_{\min} , o CIA inicia sua atuação e o mantém constante nesse limite até que α seja novamente aumentado, ocasião em que esse controle (CIA) deixa de atuar.

O CIA só atua no retificador. Para cumprir a sua tarefa, obtida a partir da filtragem da tensão CA deixando passar somente a componente de sequência positiva, este modo de controle pode usar o método de medir a tensão sobre cada válvula e, enquanto estas forem menor que $\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin 5^\circ$, inibiria o disparo da válvula.

3.4.5.4. Controle da Mudança de Tape:

Ambos os terminais tem seus transformadores alimentadores dotados de tapes no primário. Existem controles que atuam sobre o comutador desses tapes, em cada terminal. Evidentemente, esses controles são de ação lenta (aproximadamente 5 seg/tap), pois dependem da ação eletromecânica do comutador.

- **Controle de Mudança de Tapes do Retificador:**

Este é acionado sempre que o ângulo α sai dos limites de determinada faixa, dita nominal de $12,5^\circ$ a $17,5^\circ$ (Itaipu e Bipólo 1 do Projeto Madeira).

Se $\alpha < 12,5^\circ$, o comutador de tapes será acionado de modo que a tensão CC seja aumentada devido ao aumento da relação de transformação do transformador. Com isso, por ação do regulador de corrente do retificador, o ângulo α é trazido de volta para dentro da sua faixa nominal.

Se $\alpha > 17,5^\circ$, ocorre o inverso em relação à tensão CC e a relação de transformação, também fazendo com que α retorne ao interior de sua faixa nominal.

Assim, em termos de ação lenta, pode-se considerar que o ângulo α estará sempre dentro da faixa especificada ($12,5^\circ$ a $17,5^\circ$), embora possa variar instantaneamente (por ação do regulador de corrente) para valores bem distantes dessa faixa.

- **Controle de Mudança de Tapes do Inversor:**

Este é acionado, em condições normais, sempre que a tensão U_d , medida na saída do retificador (ponto P já visto) ou do inversor, for diferente do seu valor nominal de operação. A tensão no retificador a ser controlada é obtida somando-se o produto da

resistência da linha CC com a corrente CC à tensão medida no inversor. Na realidade existe uma pequena faixa em que, somente fora dela, o comutador de tapes será efetivamente acionado.

Assim, se U_d medida $< U_d$ nominal, o comutador de tapes do inversor será acionado de modo a aumentar a tensão CC através de uma elevação da relação de transformação de seus transformadores. Caso U_d medida $> U_d$ nominal, ocorre o inverso.

3.4.6. Esquema de Funcionamento do Controle dos Conversores

Uma vez vistos os dispositivos básicos e suas funções, será apresentado agora como eles operam de forma integrada, ou seja, como o sistema de controle CCAT dos conversores funciona no todo.

3.4.6.1. Em Condições Normais

Ao terminal retificador é atribuída a função de exercer o controle sobre a corrente I_d , procurando mantê-la constante e igual à I_{ref} . Este é um controle de ação rápida que atua sobre o ângulo α . Ainda no terminal retificador, tem-se o controle de mudança de tapes, cuja função é a de procurar manter o ângulo α dentro da sua faixa de operação. É um controle de ação lenta que atua sobre a tensão CA do retificador.

Ao terminal inversor é atribuída a função de exercer o controle sobre o ângulo γ , procurando mantê-lo constante e igual a γ_n . Este é um controle de ação rápida que atua sobre o ângulo β (γ constante - Controle do Ângulo de Extinção Constante - CEA - atuando). O regulador de corrente que equipa o inversor permanece não atuante. Ainda no terminal inversor, tem-se o controle da mudança de tapes, cuja função é a de procurar manter constante a tensão U_d e igual à U_d nominal. É um controle de ação lenta que atua sobre a tensão CA do inversor.

3.4.6.2. Em condições Anormais

No retificador tem-se que, enquanto o ângulo α puder ser variado pelo regulador de corrente, se estará no modo de operação descrito acima (condições normais). Ocorre que existe um limite para α no retificador, a partir do qual este ângulo não pode mais ser variado, e isto ocorre quando α mínimo é atingido. Nesse momento, o Controle do Ângulo Mínimo de

Ignição Constante (CIA) passa a atuar mantendo α constante e igual a α_{\min} , enquanto que o regulador de corrente estará inativo.

Para que o Elo CC não perca o controle da corrente I_d nessas situações, é o inversor que deverá assumir o controle da mesma, até que $\alpha > \alpha_{\min}$, ocasião em que o controle de I_d retorna automaticamente ao retificador.

O terminal inversor, quando assumir a função de controlar a corrente I_d , procurará mantê-la constante e igual a $I_{\text{ref}} - \Delta I_d$. Este é um controle de ação rápida que varia o ângulo γ (CEA deixa automaticamente de atuar e o ângulo γ passa a ser variável), por solicitação do regulador de corrente agora ativado no inversor.

Nessas condições, geralmente transitórias, o inversor perde a função de controlar a tensão U_d através do ângulo de disparo, uma vez que este se encontra no mínimo, sendo controlada a mais longo termo pelo tap do inversor.

Assim, pode-se dizer que, em situações anormais, e geralmente transitórias, o terminal inversor controla a corrente I_d (ação rápida) e o retificador, a tensão U_d (ação lenta).

3.4.6.3. Características U_d x I_d Individuais do Retificador e Inversor

Já foi visto que, em condições normais de operação, o retificador controla a corrente I_d e o inversor, o ângulo γ (CEA mantendo γ constante e igual a γ_n).

A característica U_d x I_d do retificador será então representada por uma reta idealmente vertical (existe uma inclinação se for usado controle proporcional) sendo a mesma o lugar geométrico dos pontos de operação a corrente constante e igual a I_{ref} .

A característica U_d x I_d do inversor fica definida ao fixarmos os valores de γ e da tensão AC nos seus valores nominais.

Definidas ambas as características (retificador e inversor), fica também determinado o ponto de operação (ponto N), conforme Figura 40.

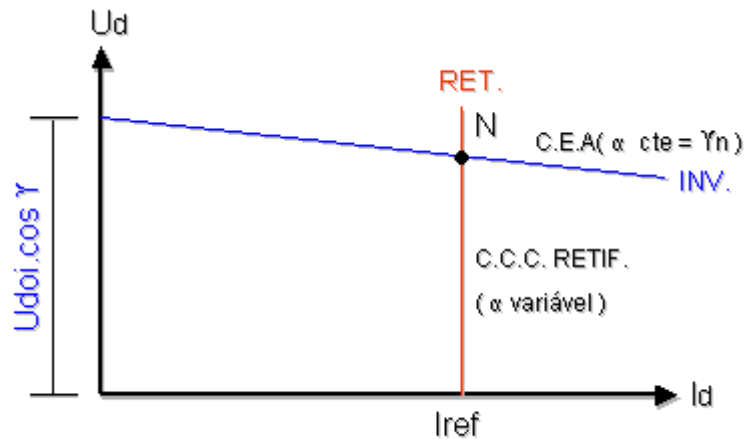


Figura 40 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor em condição normal

Nesta figura, a característica do retificador está amarrada ao valor de I_{ref} que por sua vez é função da potência. Já a característica do inversor está amarrada ao valor de $U_{doi} \cdot \cos \gamma$; como γ é constante, a posição exata fica dependente do valor da tensão CA.

A característica limite, correspondente a α mínimo que passa a representar o retificador na faixa de funcionamento em que este perdeu a capacidade de controlar a corrente I_d está representada na Figura 41.

A reta representativa de α mínimo constante (CIA atuando) é o limite onde não há controle de corrente atuando no retificador.

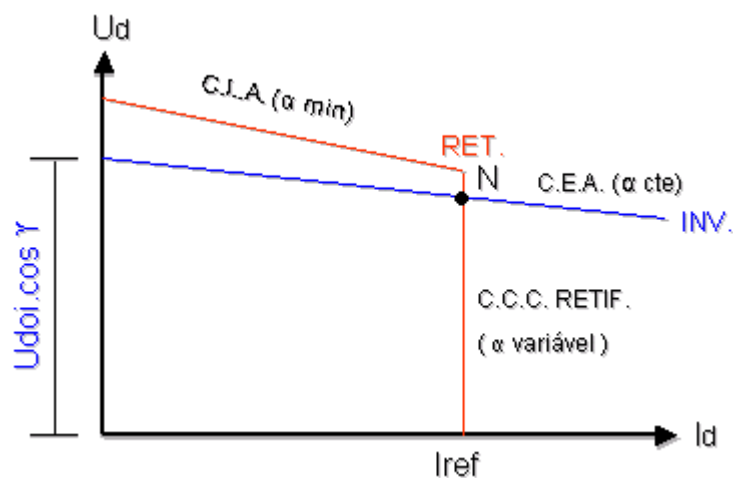


Figura 41 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor para α mínimo constante

A Figura 42 mostra a ocorrência de uma drástica redução na tensão CA do retificador.

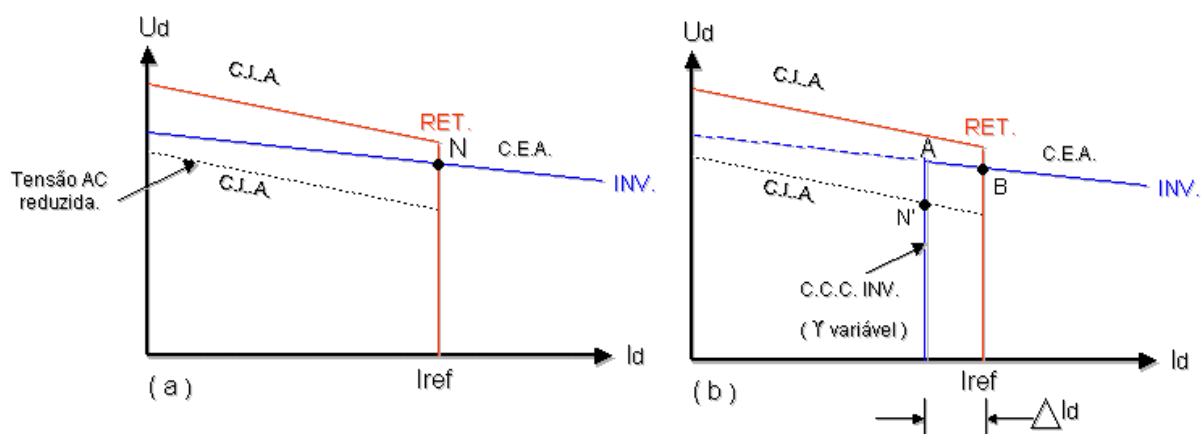


Figura 42 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor para uma redução na Tensão CA do Retificador

Pela Figura 42(a), vê-se que tal redução poderia acarretar na perda do ponto de interseção, zerando a corrente I_d e conseqüentemente também a transmissão da potência.

Para contornar tal problema, o inversor é também equipado com um regulador de corrente que, nessas circunstâncias, passa a ser atuante, regulando a corrente I_d para o valor $(I_{ref} - \Delta I_d)$, onde ΔI_d é a “margem de corrente” e geralmente igual a 10% da corrente nominal.

O regulador de corrente do inversor está representado na Figura 42(b) pelo segmento AB.

Com isso, ao invés de correr-se riscos de perda total da corrente I_d e da potência transmitida, passa-se a operar num ponto genérico N' de potência um pouco menor que a original (ponto N).

A Figura 43 sintetiza tudo que foi abordado nesta seção, cabendo frisar que o ponto de operação se dá, em condições normais, sobre o segmento vertical do retificador (α variável e γ constante).

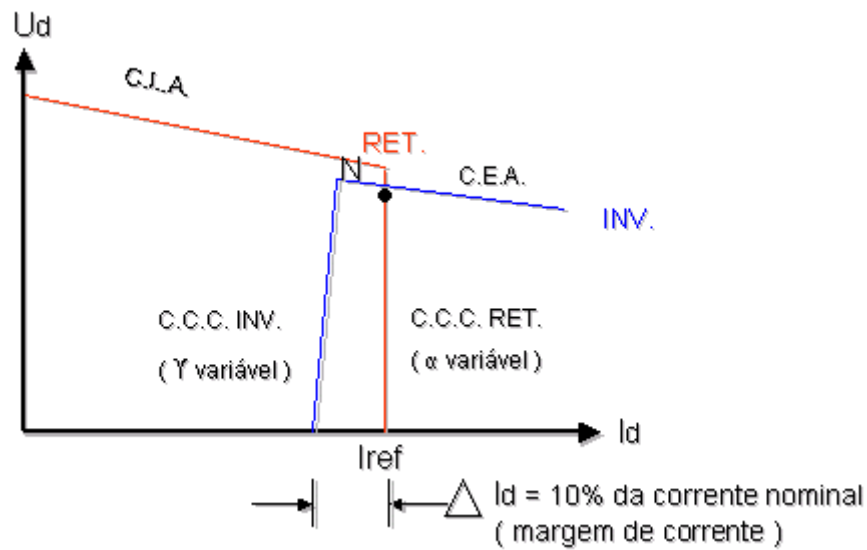


Figura 43 – Característica $U_d \times I_d$ do Retificador e Inversor

3.4.6.4. Instabilidade dos Três Pontos – CEC (Controle por Erro de Corrente)

Até o presente momento, a única componente da reatância de comutação era a do transformador do conversor, pois se considerava que a filtragem nas barras de comutação era ideal, proporcionando-lhe uma forma de onda perfeitamente senoidal. O módulo desta tensão era constante, dado o tipo de análise em questão.

Neste item, porém, considera-se que a ocorrência de faltas podem causar desequilíbrios de fase, variações nas magnitudes das tensões, entre outros, as impedâncias do sistema CA começam a fazer parte da formação do equivalente visto pelo terminal do conversor (X_{eq}). Isto porque somente as tensões internas dos geradores é que permanecem como fontes ideais de tensão; a reatância de comutação passa a ter outra componente, além da própria do transformador. Em outras palavras:

$$X_{eq} = X_s$$

No caso de sistemas fracos, como acontece no terminal inversor, a reatância equivalente do sistema, X_s , não pode ser desprezada. Portanto, a reatância de comutação deve ser dada por:

$$X_c = X_t + X_s$$

A influência desta reatância na análise do desempenho de Elos CC pela característica estática $V_d \times I_d$ pode ser vista na Figura 44 (referida ao inversor).

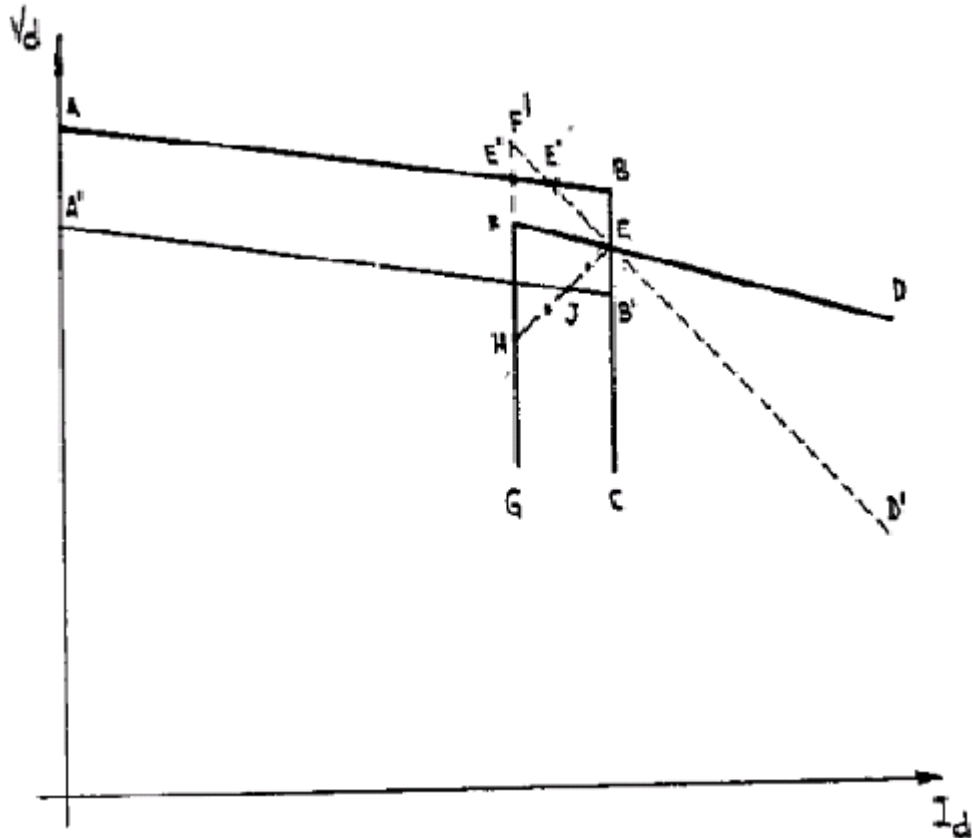


Figura 44 – Característica do Inversor Modificada

As inclinações dos trechos AB e FD, que são proporcionais às reatâncias de comutação ficam sendo:

$$\text{Trecho (AB)} = R_d + \frac{3}{\pi}(X_{c1} + X_{s1})$$

$$\text{Trecho (DF)} = -\frac{3}{\pi}(X_{c2} + X_{s2})$$

Se o sistema CA do lado do inversor for um sistema fraco, significa que o valor de X_{s2} é alto, e a característica equivalente ao inversor passaria a ser, por exemplo, F'D'. Percebe-se claramente que haveria a possibilidade de três pontos de operação (E, E' e E''). Na prática, observou-se que o sistema ficaria oscilando ("Jump Instability") entre estes pontos, não havendo maneira de estabilizá-lo.

Sempre que o inversor for mais fraco que o retificador, caso bastante frequente, haverá o perigo da ocorrência da instabilidade dos três pontos.

A maneira pela qual os fabricantes solucionaram esse problema foi “quebrando” o trecho EF no sentido de se obter EH. Com isto, fica eliminada a ocorrência de tal instabilidade. O trecho EH é de transição, onde nem o retificador nem o inversor controlam a corrente. Quando a situação for tal que $I_o - \Delta I_d < I_d < I_o$, o valor do ângulo γ será corrigido para tentar estabilizar o valor de I_d e o ponto de operação do sistema passa a ser em torno do ponto J.

3.5 Constituição de um Sistema CCAT

O Sistema CCAT na sua forma mais simples é constituído das seguintes partes:

- Sistema supridor de corrente alternada;
- Terminal conversor de corrente alternada em contínua denominado Retificador;
- Linha de Transmissão de Corrente Contínua;
- Terminal conversor de corrente contínua em alternada, denominado de Inversor;
- Sistema Receptor de Corrente Alternada.

Os sistemas, supridor e receptor de corrente alternada não pertencem ao sistema de corrente contínua, mas são citados na sua constituição uma vez que são indispensáveis para o seu funcionamento. A Figura 45 mostra esquemas típicos de sistema de transmissão CCAT e seus respectivos componentes.

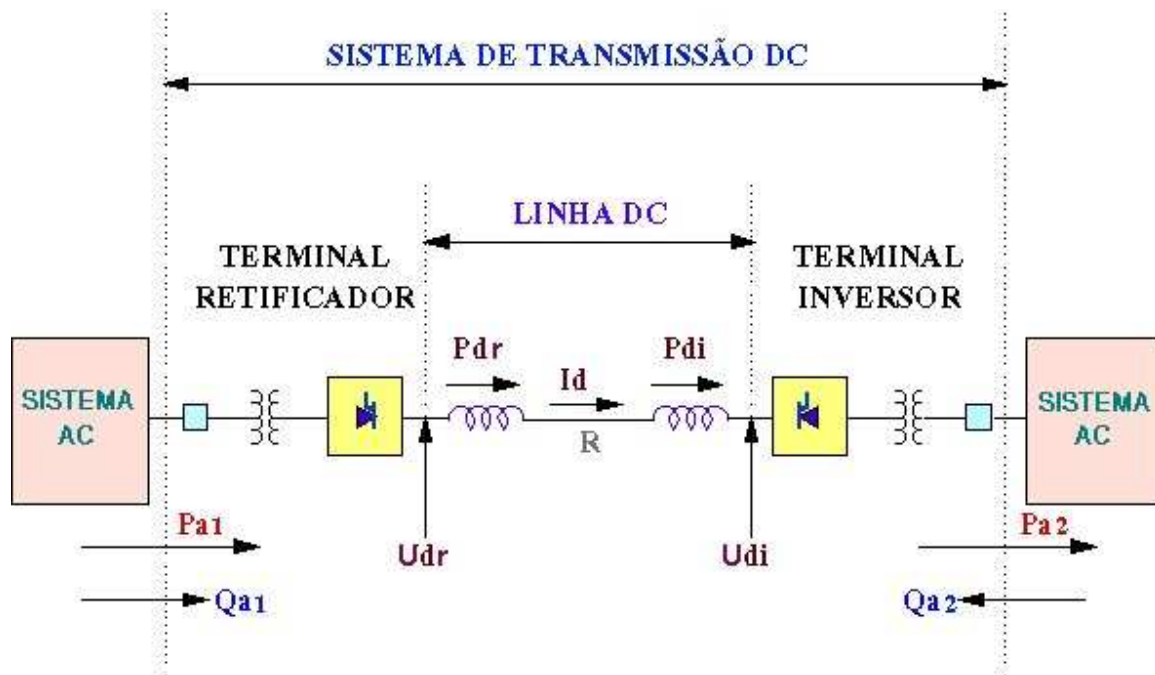


Figura 45 – Sistema Típico de Corrente Contínua

3.5.1. Constituição de uma Estação Conversora

A Figura 46 mostra o terminal retificador de uma estação conversora na configuração bipolar.

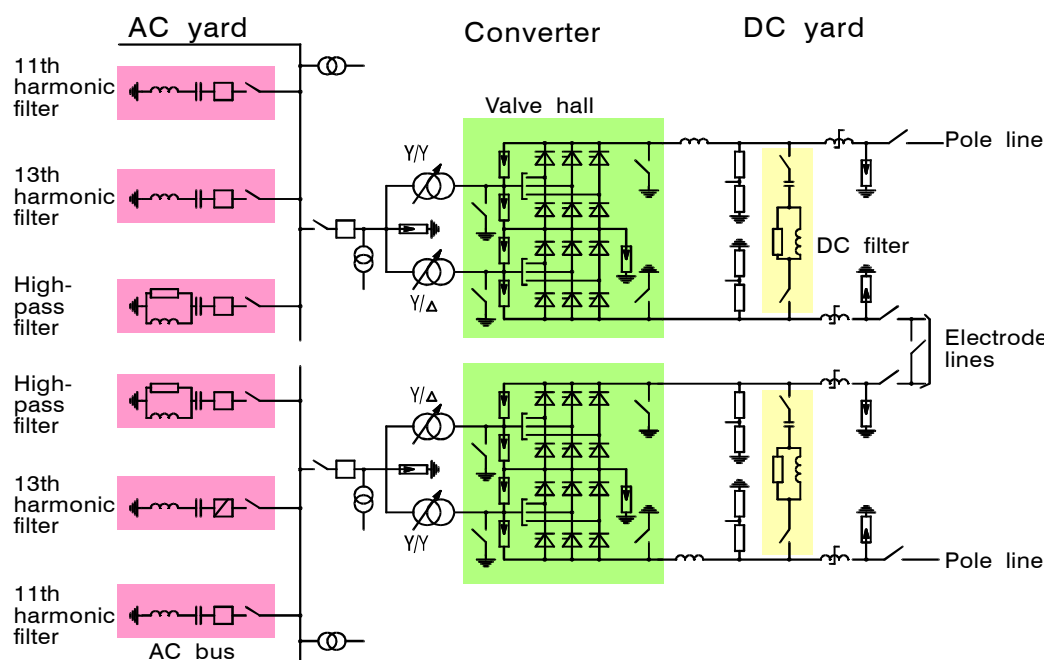


Figura 46 – Estação Conversora Bipolar Típica.

Como pode ser notado pela Figura 46, os nomes dos componentes estão em inglês. Para facilitar o trabalho será feita tradução do nome de cada elemento para português. A Tabela 3 mostra o nome de cada elemento.

Tabela 3 – Conversão de Nomenclaturas

Nomenclatura em Inglês	Nomenclatura em Português
AC Yard	Pátio do Lado CA sistema retificador
DC Yard	Pátio do Lado CC sistema retificador
CB	Disjuntores CA
Valve Hall	Casa da Válvula
Converter	Conjunto dos conversores
Bridge	Ponte de n pulsos para a retificação CA/CC e inversão CC/CA
Converter Transformer	Transformador do Conversor
AC Filters	Filtros CA
Reactive Power Source	Fonte de potência reativa – Banco de Capacitores Shunt
DC Smoothing Reactors	Reatores de Alisamento
DC Filters	Filtros CC
DC Line	Linha CC
Electrode Line	Linha de Eletrodo

A seguir será feita explanação dos principais equipamentos da estação conversora mostrada na Figura 46.

- **Barra CA** – É o ponto de conexão do sistema CA com os equipamentos conversores, ou seja, transformadores dos conversores e ponte retificadora. No processo de retificação CA/CC, a potência elétrica flui da barra CA para o transformador do conversor. No processo de inversão CC/CA, a potência elétrica flui do transformador do conversor para a barra CA. Os filtros CA e/ou banco de capacitores shunt e compensadores síncronos ou estáticos ficam conectados nessas barras CA do sistema;
- **Disjuntores CA** – Para a eliminação de faltas nos transformadores e para se colocar o Elo CC fora de serviço, os disjuntores são usados no lado CA. Vale ressaltar que eles não são usados para eliminação de faltas CC, porque que essas faltas podem ser eliminadas mais rapidamente pelo controle dos conversores;

- **Estação Conversora** – Os equipamentos centrais de uma estação conversora são a válvula a tiristores e o transformador do conversor. Eles podem ser configurados em monopolar e bipolar. Em alguns sistemas pode-se usar a configuração monopolar com retorno pela terra, ou usar retorno metálico para evitar correntes de terra.

Um grupo de 2 ou 4 válvulas, colocadas numa coluna simples vertical, é conhecida como “biválvula” ou “quadriválvula”, respectivamente. A Figura 47 (SZECHTMAN, M; 2011) mostra uma ponte conversora de 12 pulsos montada para um sistema de transmissão real em corrente contínua de alta potência.

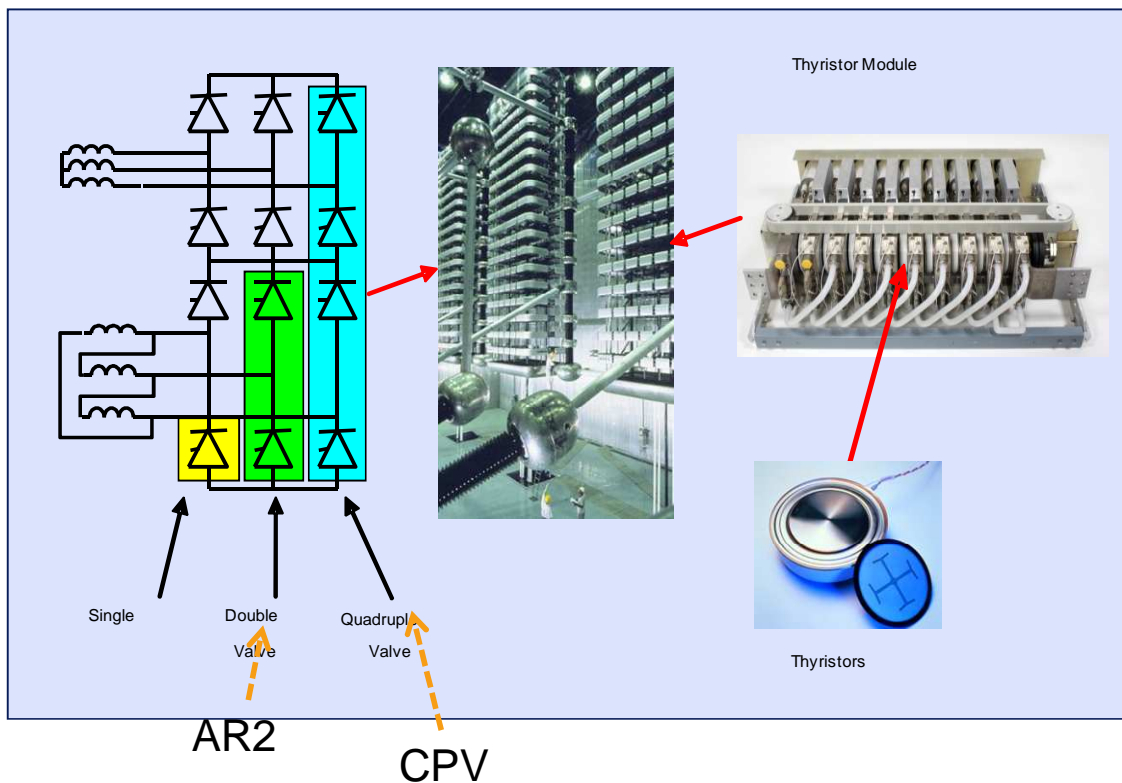
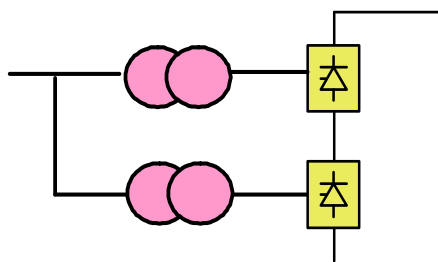


Figura 47 – Estação Conversora Monopolar Típica.

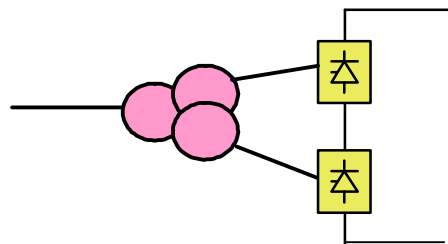
Cada válvula consiste de diversos módulos de tiristores conectados em série. Cada módulo de tiristores contém a montagem dos tiristores conectados em série e seus circuitos auxiliares compostos de dissipadores de calor, neste caso, a água, circuitos amortecedores ou circuitos “snubbers” e circuitos eletrônicos para disparo das válvulas (luz ou pulsos elétricos). Cada módulo de tiristores é usualmente acessível para realização de manutenções necessárias.

- **Transformadores dos Conversores - Principais atribuições:**

- Fornecem tensão trifásica em nível apropriado para as pontes conversoras. Com o lado do transformador para as válvulas não aterrado, o sistema CC poderá estabelecer sua própria referência para a terra, usualmente aterrando o terminal positivo ou negativo das válvulas conversoras;
- Manter uma tensão CA controlada no lado das válvulas;
- Providenciar uma impedância para limitar a corrente de curto-circuito nas válvulas;
- Separar eletricamente os lados CA e CC, permitindo conectar conversores em série.



2 - W



3 - W (1φ ou 3φ)

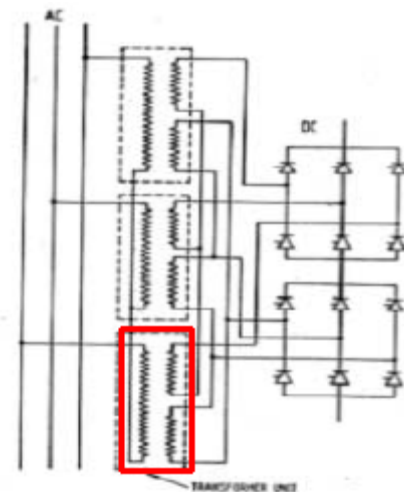


Figura 48 – Principais Tipos de Transformadores dos Conversores

- **Filtros CA - Principais atribuições:**

- Suprir integralmente ou parcialmente a necessidade de reativos da conversora (~ 50% a 60% P_d);
- Reduzir as correntes harmônicas nos sistemas CA desviando-as para a terra;
- Tornar a tensão CA tão próxima quanto possível de uma onda senoidal.

- **Filtros CC - Principais atribuições:**

- Reduzir o fluxo de corrente harmônica nas linhas de transmissão CC para reduzir o acoplamento e interferência em circuitos de comunicação de frequência de voz;
- Suprimir interferências telefônicas provocadas por linhas CC;
- Não são necessários em transmissões via cabo nem na configuração em Back-to-Back.

O principais tipos de filtros estão apresentados nas Figura 49 (GUARINI, A.P; 2011).

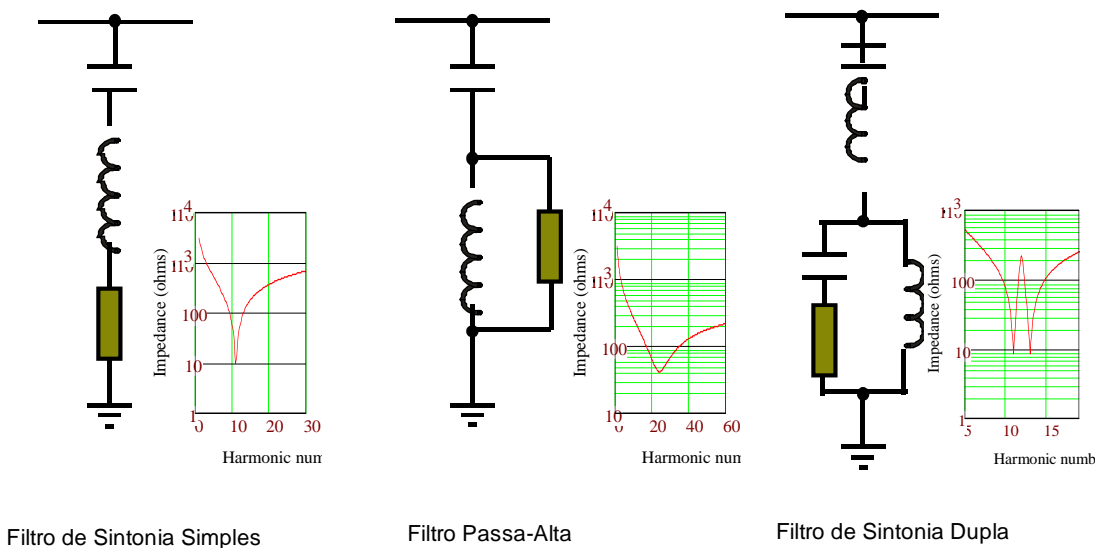


Figura 49 – Filtros de Sintonia Simples Passa Alta e Dupla Sintonia

- **Reatores de Alisamento - Principais atribuições:**
 - Reduzir as correntes e tensões harmônicas na linha CC;
 - Prevenir falha de comutação nos inversores, pelo fato de que a proporção de variação da corrente CC esteja limitada pelo reator de alisamento. Assim, o processo de comutação dos conversores CC é muito mais robusto;
 - Prevenir descontinuidades de corrente na condição de baixa carga;
 - Limitar o pico de corrente no retificador durante curtos-circuitos na linha CC.

- **Linhas CC** – As linhas CC podem ser aéreas, cabos subterrâneos ou submersos. Exceto pelo número de condutores e espaçamento requeridos, as linhas CC são muito similares às linhas CA.

- **Eletrodos de Terra** – Muitos elos CC são projetados para usar a terra como condutor neutro por pelo menos um breve período de tempo durante a sua operação. A conexão para a terra requer uma grande área de superfície condutora para minimizar a densidade de corrente e os gradientes de tensão na superfície. Esse condutor é chamado de eletrodo de terra. Se for necessário restringir o fluxo de corrente pela terra, deverá ser usado um condutor de retorno metálico como parte da linha CC.

Capítulo 4

Compensação Série em Sistemas de Transmissão

Na era atual, são grandes os desafios das empresas do setor elétrico para produzir e fornecer, de maneira eficiente e segura, energia para seus consumidores. As principais barreiras a serem superadas são: o rápido crescimento da demanda, a infra-estrutura inadequada, a obrigação de equilibrar crescimento de energia com proteção ambiental, a reestruturação, a desregulamentação e a falta de investimentos (REED-PASERBA-SALAVANTIS *et al.*, 2003). Esse conjunto de fatores contribui para que o sistema existente atue de forma diferente do que havia sido planejado e, como consequência, existe a necessidade de se adotar novas estratégias para sua operação e planejamento.

A complexidade da operação e planejamento de um sistema de potência se deve, em grande parte, a problemas relacionados com o sistema de transmissão, que tem como função prover a interligação entre áreas de maneira eficiente e flexível e, fazer com que a potência gerada chegue aos consumidores de forma contínua.

As linhas de transmissão estão sujeitas aos limites térmicos e/ou de estabilidade, que restringem o nível de potência que pode ser transmitido com segurança. Tais limites criam pontos de congestionamento na rede de transmissão. Esses pontos não são fixos, eles se modificam de acordo com as alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho de geração, das características da carga e das contingências (WATANABE *et al.*, 1998). Portanto, torna-se cada vez mais importante controlar o fluxo de potência nas linhas de transmissão, para direcioná-los para regiões que possuam capacidade ociosa de carregamento, aliviando, assim, as regiões de sobrecarga.

Os problemas gerados pela presença desses pontos de congestionamento no sistema de transmissão são: baixa capacidade de carregamento, necessidade de redespacho da geração, capacidade extra de geração ou importação de energia, pontos de operação não-econômicos (NILSON-BAHRMAN *et al.*, 1994). Além disso, as incertezas e os

custos de investimentos no sistema também contribuem para a falta de capacidade de transmissão de energia.

Buscam-se soluções alternativas para o problema de suprimento elétrico, através de inovações tecnológicas na área de transmissão de energia elétrica a fim de aumentar a capacidade de transmissão e melhorar o controle do sistema existente tornando-o mais aproveitável, tendo em vista a necessidade de maior eficiência na gestão dos sistemas elétricos.

Sendo assim, a utilização de bancos de capacitores série em linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão vem se mostrando como a alternativa mais vantajosa quando comparada às demais, tanto sob o ponto de vista técnico quanto ao econômico, na transmissão de grandes blocos de energia a longa distância, podem surgir problemas de queda de tensão excessiva e sensível diferença entre os ângulos das tensões das barras terminais da linha. A instalação de equipamentos deste tipo, por reduzir a reatância efetiva da linha de transmissão, permite aumentar a capacidade de transferência de energia entre subsistemas, podendo retardar a construção de novas linhas, a instalação de compensadores síncronos e/ou estáticos ou uma possível transmissão em corrente contínua.

Além do aspecto econômico, os principais benefícios advindos da utilização de compensação série são:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência;
- Melhoria da estabilidade do sistema;
- Melhoria da regulação de tensão; e
- Controle da divisão do fluxo de potência.

A tensão inserida por um capacitor série é proporcional e em quadratura com a corrente na linha. A potência reativa gerada pelo capacitor é proporcional ao quadrado da corrente. Um capacitor série tem, então, uma ação auto-reguladora. Quando há incrementos de carga no sistema, a potência reativa gerada pelo capacitor em série também aumenta (SONG- JOHNS *et al.*, 1999).

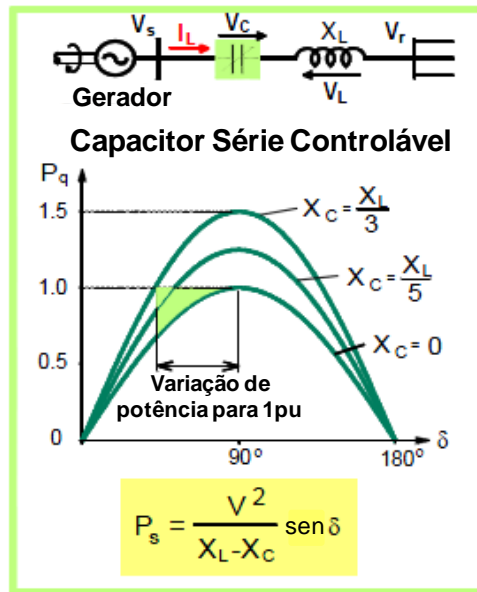


Figura 50 – Compensação Série (SZECHTMAN, M; 2011)

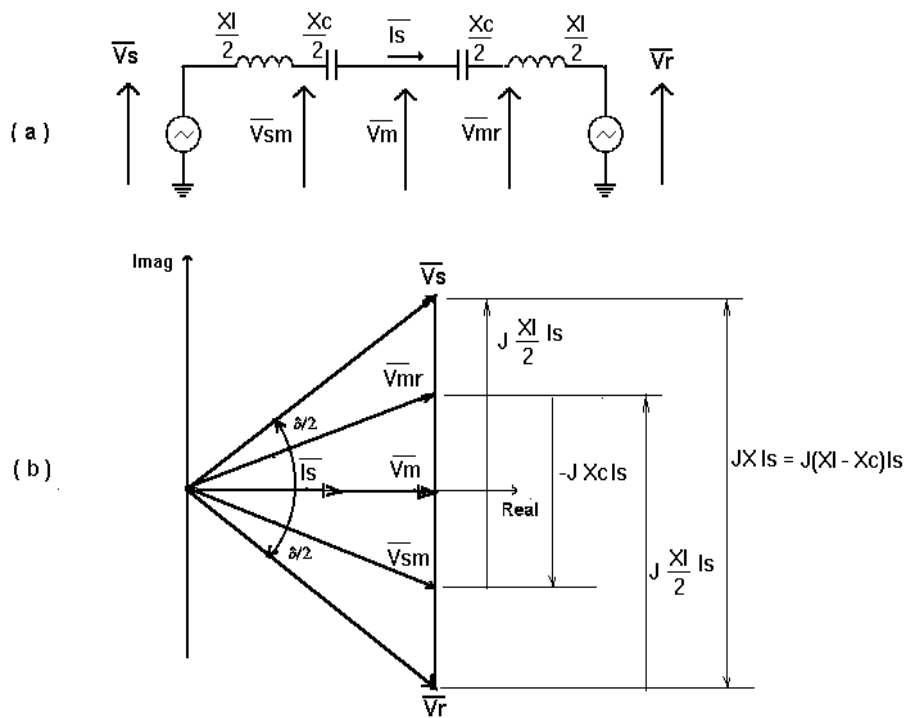


Figura 51 – Compensação Série

Os módulos das tensões terminais variam somente dentro de certos limites operacionais. A diferença angular, em geral, não pode ser controlada localmente na barra, pois envolve o ajuste dos ângulos de carga em máquinas síncronas. A compensação série controlada é utilizada em sistemas de potência com o intuito de controlar o fluxo de potência, numa linha previamente especificada, através da variação de sua reatância série.

Estes benefícios podem ser demonstrados analisando a equação que fornece a potência transmitida entre duas estações, por meio de uma linha de transmissão:

$$P = \frac{V_E \cdot V_R}{X_L} \cdot \text{sen} \theta$$

Onde:

V_E – tensão no terminal emissor

V_R – tensão no terminal receptor

X_L – reatância indutiva série da linha de transmissão

θ – ângulo de fase entre as tensões V_E e V_R

A potência máxima transmitida ocorrerá para $\theta = 90^\circ$. Simplificando a equação para:

$$P_{\text{MAX}} = \frac{V_E \cdot V_R}{X_L}$$

Se um capacitor série é instalado na linha, a potência máxima transmitida se torna:

$$P = \frac{V_E \cdot V_R}{X_L - X_C}$$

Onde X_C é a reatância do capacitor série.

Desta forma, fica demonstrado que se a reatância entre o transmissor e o receptor é diminuída, o limite de transmissão de potência é aumentado. Quando a resistência da linha e a capacitância shunt são consideradas, a equação de transferência de potência fica modificada, mas o efeito fundamental do Capacitor Série é ainda o mesmo.

A compensação série encontra aplicação em diversos países como Estados Unidos, Canadá, México, Argentina, Índia e Rússia. No Brasil, os primeiros bancos foram instalados nos sistemas de 750 kV de Furnas e 500 kV da Eletronorte, associados às usinas de Itaipu e Tucuruí, respectivamente.

Todavia, a aplicação de compensação série em linhas de transmissão pode provocar uma série de problemas na proteção da linha compensada, os quais devem ser

critérios analisados e contornados através da correta aplicação e integração do sistema de proteção da linha compensada com o sistema de proteção do banco de capacitores série, bem como a possibilidade de ressonância subsíncrona, do aparecimento de componentes subharmônicas e as sobretensões transitórias nos capacitores.

A possibilidade de ocorrência de subharmônicos é bem maior em sistemas de transmissão com compensação série operando com baixo carregamento. Nestes casos, a energização de transformadores e reatores de grande porte pode ocasionar oscilações subharmônicas com frequências abaixo de 30-40 Hz (ferroressonância), podendo este fenômeno danificar isoladores e demais dielétricos. Também, sob certas condições, oscilações entre a rede elétrica e os sistemas torcionais das unidades geradoras, fenômeno este conhecido como ressonância subsíncrona. Se a frequência natural do sistema compensado se situar abaixo do valor nominal, a ocorrência de faltas, ou manobras pode desencadear um processo de ressonância com os componentes mecânicos das máquinas síncronas, cuja frequência de oscilação se situe na mesma faixa. Se essas oscilações se tornarem crescentes ou de grande amplitude pela interação mecânica, os equipamentos rotativos poderão ser danificados, principalmente nas máquinas térmicas, pois devido às propriedades mecânicas usuais de máquinas com turbinas hidráulicas, os modos torcionais são geralmente amortecidos e de baixa amplitude.

Estes problemas devem ser investigados na fase de estudos para definição do sistema, para definição de medidas para prevenir sua ocorrência.

4.1 Aspectos Físicos e Operativos

Um banco de capacitores série consiste, basicamente, de unidades capacitoras, equipamentos de desvio (by-pass), equipamentos de descarga e equipamentos de controle e proteção.

Os equipamentos de by-pass têm a finalidade de proteger os capacitores no caso de ocorrência de altas correntes de curto-circuito. Em caso de curto-circuito na rede, a tensão sobre o capacitor poderá ser muito superior ao valor nominal, desta forma, foram desenvolvidos dispositivos de proteção para os bancos, com o objetivo de restringir os níveis de sobretensão a valores compatíveis com os níveis usuais de isolamento destes equipamentos (2 a 3 pu), não comprometendo assim, a integridade das unidades capacitivas.

Esse dispositivo de proteção trata-se, basicamente, de um circuito paralelo ao banco de capacitores série, utilizando centelhadores (GAPS) ou uma combinação de resistores não lineares (Metal Oxide Varistor – MOV) e centelhadores. Os esquemas dependem dos requisitos de aplicação nos sistemas de transmissão, sendo o tempo de reinserção, sob o ponto de vista de estabilidade, o fator preponderante na definição do tipo de esquema.

Em paralelo com o dispositivo de proteção dos bancos de capacitores é utilizado um disjuntor denominado disjuntor de by-pass que tem como finalidade a desionização do centelhador quando do seu disparo.

Para limitar a magnitude da corrente de descarga do capacitor sobre o centelhador e eliminar as oscilações de corrente quando este dispara, é utilizado o circuito de amortecimento que consiste de um reator de núcleo de ar, não saturável, em paralelo com um resistor.

Os bancos de capacitores série, por estarem sujeitos a correntes elevadas por ocasião de curto-circuito, podem ser submetidos a elevadas sobretensões. Considerando que o isolamento necessário para o atendimento a esta condição seria economicamente inviável, foram desenvolvidos dispositivos de proteção para os bancos com o objetivo de restringir os níveis de sobretensão a valores compatíveis com os níveis usuais de isolamento de equipamentos.

Os dispositivos de proteção consistem basicamente de GAP's, Varistores de Óxido Metálico (Z_nO) e disjuntores. Os esquemas dependem dos requisitos de aplicação nos sistemas de transmissão, sendo o tempo de reinserção o fator preponderante na definição do esquema, sob o ponto de vista de estabilidade.

Os principais esquemas de proteção de sobretensão dos bancos de capacitores são:

- Esquema de GAP simples;
- Esquema de GAP duplo;
- Esquema utilizando Z_nO .

A Figura 52, a Figura 53 e a Figura 54 apresentam as proteções contra sobretensão para bancos de capacitores série baseadas nos esquemas de GAP simples, GAP duplo e Z_nO , respectivamente.

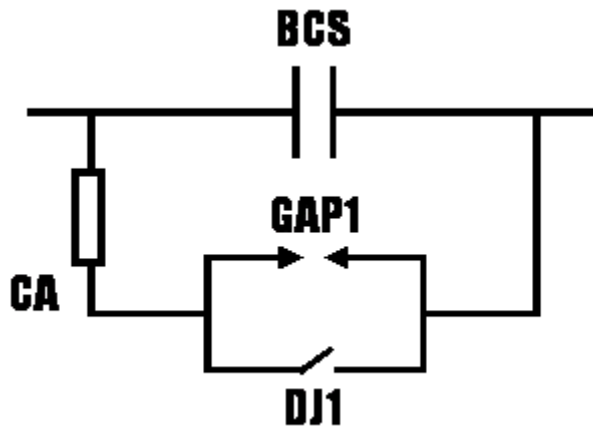


Figura 52 – Esquema de GAP Simples.

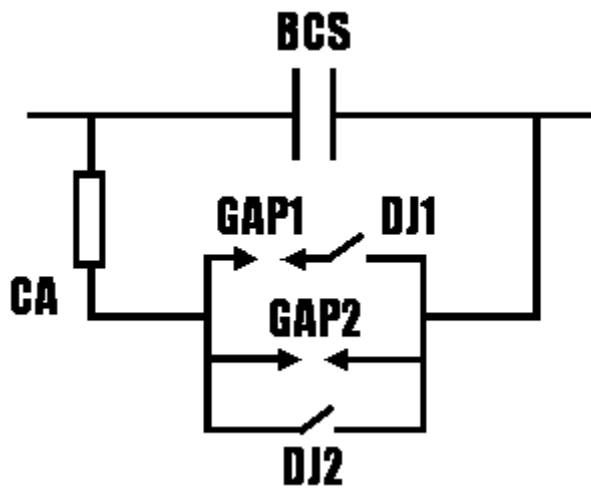


Figura 53 – Esquema de GAP Duplo.

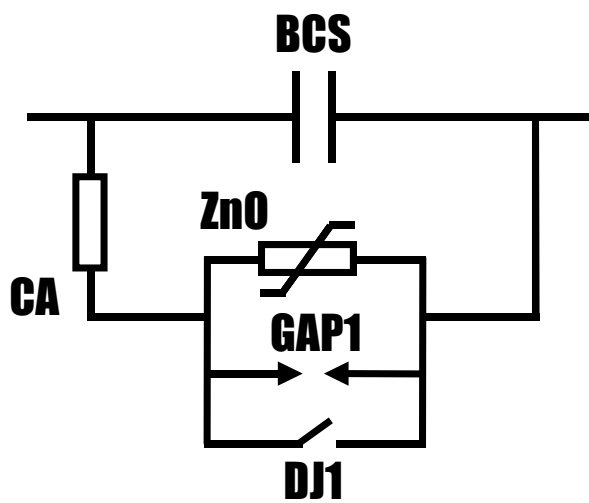


Figura 54 – Esquema ZnO.

4.2 Critérios para Dimensionamento da Compensação Série

- O grau de compensação série deve ser estabelecido de modo que (FIGUEIREDO-CARDOSO):
 - O sistema de transmissão apresente um desempenho satisfatório em regime permanente durante condições normais de operação e em emergência; e
 - O sistema de transmissão seja estável para curtos-circuitos monofásicos com tempo normal de eliminação da falta e abertura tripolar, sem religamento, com todos os elementos em operação antes da ocorrência do defeito. No caso em que se tenha única linha de transmissão compensada atendendo radialmente uma parte do sistema, o mesmo deverá ser estável considerando-se religamento monopolar com sucesso nessa linha de transmissão.
- A corrente nominal dos capacitores série deve ser determinada considerando a emergência que provoque o maior fluxo na linha de transmissão compensada e a tensão mínima de operação do sistema. Tendo em vista que a potência do banco varia com o quadrado desta corrente, como critério alternativo para o estabelecimento da corrente nominal pode-se levar em conta a capacidade de sobrecarga padronizada para os capacitores, isto é, 50% durante 10 minutos (em um período de 2 horas), 35% em 30 minutos (em um período de 6 horas) e 10% durante 8 horas (em um período de 12 horas), de modo a reduzir o seu custo.
- Caso os equipamentos terminais da linha compensada (geralmente padronizados) sejam dimensionados para uma corrente nominal superior a dos capacitores série, poderá ser previsto no projeto a possibilidade do aumento da sua corrente nominal até aquele valor.
- Deverá ser avaliado se existem problemas de ressonância subsíncrona no sistema de transmissão com o grau de compensação série determinado e caso haja, deverão se analisar medidas para eliminar este fenômeno.

4.3 Procedimentos para obtenção e otimização das características elétricas dos capacitores – Estudos necessários

4.3.1. Estudos de Fluxo de Potência

Objetivo: Determinar o grau, localização e I_n (corrente nominal) dos capacitores.

4.3.2. Estudos de Estabilidade

Objetivo: Verificar se o sistema exige a presença dos capacitores que tenham sido by-passados devido a faltas externas, imediatamente após a eliminação do curto-circuito (reinservação instantânea) ou se o sistema aceita reinservação rápida ou lenta.

Este estudo pode eventualmente modificar o grau de compensação, devendo então se refazer os estudos de fluxo de potência para determinar nova I_n e avaliar a compensação reativa capacitiva em derivação.

4.3.3. Estudos de Sobretensões Transitórias devidas a Aplicação de Faltas

Objetivo: Verificar se haverá “by-pass” de capacitores série localizados em linhas de transmissão não defeituosas.

Para isso são pesquisadas as sobretensões máximas nestes capacitores, aplicando curtos em diversos pontos do sistema para diversos instantes da onda de tensão.

Estes estudos devem ser feitos em paralelo e interativamente com os estudos de estabilidade para os esquemas mais usuais de capacitores série (gap simples, gap duplo e ZnO). O ajuste de tensão de disparo do gap deve ser variado (2-3 pu).

4.3.4. Estudos de Reinservação

Objetivo: Determinar a máxima sobretensão de reinservação, após a eliminação do curto-circuito.

Para isso, o banco é simulado com 2 módulos em geral e a sobretensão de reinservação é maximizada em função da:

- Sequência de reinserção dos módulos de outros bancos, localizados em outras linhas de transmissão, se houve.
- Sequência de reinserção dos módulos de um mesmo banco.
- Instante do início de reinserção dos módulos, isto é, o intervalo de tempo entre a eliminação da falta e o início da reinserção dos módulos.
- Instante da eliminação do curto-circuito (3 a 6 ciclos).

Neste estudo deve-se considerar as oscilações de corrente no sistema, e como consequência nos capacitores série, através das variações de tensão através das impedâncias equivalentes do sistema, conforme determinadas por um estudo de estabilidade.

O estudo deve ser feito para os diversos esquemas de capacitores. A partir da máxima sobretensão de reinserção obtida, deve-se considerar uma margem de segurança de 10 a 15% para se obter o ajuste mínimo do gap dos capacitores, a fim de evitar o disparo do gap durante a reinserção dos mesmos.

4.3.5. Estudos de Ressonância Subsíncrona - RSS

Objetivo: Verificar qual o grau máximo de compensação em que pode aparecer o fenômeno de RSS.

Se a ressonância subsíncrona aparecer para o grau de compensação estabelecido para o sistema, pode-se instalar proteções adequadas para evitar este fenômeno, conforme (NILSON – BAHRMAN *et al.*, 1994).

4.3.6. Estudos de Curto-Circuito

São realizados para determinar qual será a máxima corrente de curto através dos capacitores, circuito de amortecimento, gap e disjuntor. A corrente máxima a ser suportada por estes equipamentos deverá ser considerada como sendo a mais próxima padronizada, levando em conta a suportabilidade específica para os equipamentos das subestações.

Capítulo 5

Apresentação do Sistema Teles Pires

O Complexo Teles Pires está situado bem na divisa dos estados do Pará e Mato Grosso. O rio Teles Pires é caracterizado por um potencial hidroelétrico de cerca de 3.450 MW distribuídos em cinco usinas - Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires, programadas para entrar em operação a partir de janeiro de 2015, completando a motorização em setembro de 2016, conforme já mostrado anteriormente.

A conexão das usinas do “sistema do Teles Pires” se dá da seguinte forma: as usinas São Manoel, Foz do Apiacás e Teles Pires se conectarão à SE 500 kV Coletora Norte, enquanto que as usinas Sinop e Colider se conectarão à SE 500 kV Coletora Centro. O sistema ainda apresenta uma terceira subestação, a SE 500 kV Seccionadora Sul, para escoar toda sua geração até a subestação mais próxima do SIN, a SE 500 kV Ribeirãozinho, localizada no estado do Mato Grosso. A localização destas subestações pode ser vista na Figura 55 (EPE, 2011).

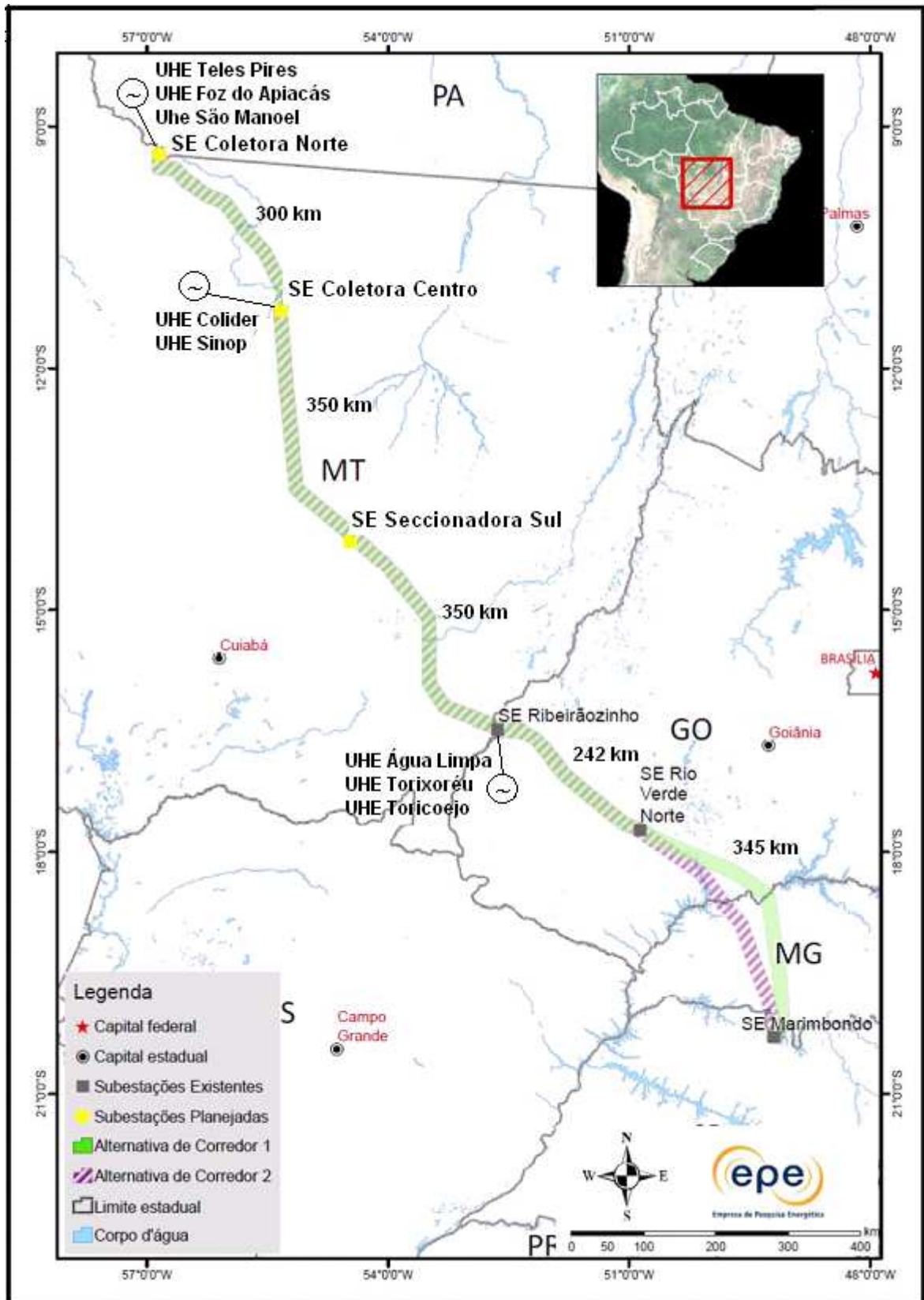


Figura 55 – Localização das subestações do sistema Teles Pires.

Além destas usinas, outras três estão programadas para entrar em operação a partir de 2019, conectadas na SE 500 kV Ribeirãozinho, são elas: UHE Toricoejo - 76 MW, em 2019, e UHE Torixoréu - 400 MW e Água Limpa - 320 MW, ambas em 2020. Como estas usinas se encontram dentro do horizonte de estudo, foram incorporadas nas análises de forma a dimensionar um sistema de transmissão que também comporte essas novas gerações.

Desde sua geração até a conexão à SE 500 KV Ribeirãozinho, o “sistema Teles Pires” possui 1000 km de distância, sendo distribuídos entre as subestações da seguinte forma:

- SE Coletora Norte – SE Coletora Centro: 300 km
- SE Coletora Centro – SE Seccionadora Sul: 350 km
- SE Seccionadora Sul – SE Ribeirãozinho: 350 km

A conexão do “sistema Teles Pires” no Sudeste do SIN será através da SE 500 kV Marimbondo, localizada no Estado de São Paulo, que dista 345 km da SE 500 kV Rio Verde Norte, conectada através de um circuito em 500 kV à SE Ribeirãozinho. Várias análises foram realizadas a fim de definir o ponto de conexão das usinas do Teles Pires no Sudeste, mas a que obteve um melhor desempenho, tanto em regime permanente quanto em contingências, foi esta subestação. Além disso, ela apresentou um número menor de reforços no sistema de transmissão, o que também foi um ponto positivo para a sua escolha.

Após a apresentação da localização das usinas do Teles Pires e da melhor localização das subestações para escoamento deste montante de geração, é necessário definir o melhor sistema de transmissão para o escoamento desta energia, a fim de ampliar a capacidade energética do SIN, melhorando o suprimento da carga e a confiabilidade do sistema como um todo.

A seguir serão apresentadas as premissas e os critérios adotados em estudos de planejamento pela EPE e que foram utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

5.1 Premissas, Critérios e Dados para o Estudo de Planejamento

A potência disponível para o sistema receptor (região Sudeste) das usinas do Complexo Teles Pires e seus respectivos despachos máximo e mínimo estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Despacho das Usinas do Complexo Teles Pires

Usinas	Despachos (MW)	
	Máximo	Mínimo
UHE Teles Pires	1820	182
UHE São Manoel	700	60,7
UHE Foz do Apicás	230	26,8
UHE Colider	300	60,2
UHE Sinop	400	49,6
TOTAL:	3450	379,3

Os seguintes critérios de planejamento para atendimento e suprimento à região estudada foram utilizados:

- Critério de atendimento (N-1): segundo este critério, o sistema deve suportar perdas simples de linhas de transmissão ou equipamentos (transformadores, geradores, entre outros) na rede básica ou na rede de operação que possa afetar o comportamento do restante do sistema, garantindo o desempenho estável do SIN.

Além disso, para as tecnologias utilizadas nas alternativas apresentadas, será adotada a premissa de que o sistema não poderá entrar em colapso para a perda de bipólo, no caso de tecnologia CCAT, ou de circuito duplo, no caso de tecnologia CAAT, quando houver. Nessa situação, o sistema poderá contar com sistema especial de proteção como solução para garantir o bom desempenho do sistema.

- Para o dimensionamento dos Elos de Corrente Contínua, serão admitidas capacidades de sobrecarga de até 33%, durante meia hora, para indisponibilidade de uma linha de transmissão ou de um pólo de corrente contínua, diminuindo o custo da compensação série e das conversoras.
- Para o dimensionamento da Compensação Reativa das Estações Conversoras, serão atribuídos valores entre 50% e 60% da capacidade nominal do Bipólo de Corrente Contínua.

- Foi considerado retorno pela terra por até 30 minutos para indisponibilidade de um pólo, nos sistemas de transmissão em corrente contínua.
- Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores, foram utilizadas, para as instalações existentes, as informações das empresas conforme apresentadas nos casos do Plano Decenal de Energia elaborado pela EPE (ciclo 2011/2020) e de acordo com os valores constantes do CPST. Para as transformações futuras, serão admitidas sobrecargas de até 20 % em emergência.
- A distância entre circuitos deverá ser de 10 km de forma a se prevenir contra a eventual ocorrência de ventos e vandalismos. A distância máxima entre as subestações seccionadoras de 500 kV foi limitada a 400 km.
- Os comprimentos de linhas de transmissão foram obtidos por sistemas de coordenadas geo-referenciadas, acrescidos de 10 % no seu valor, como margem de desvios de faixa de passagem.
- A tensão máxima admitida para linhas de 500 kV é de 110% na condição normal de operação, que está em sintonia com o valor máximo operativo de 550 kV.

Tabela 5 – Limites de Tensão utilizados.

Tensão (kV)	Mínima (p.u.)	Máxima (p.u.)
765	0,95	1,046
500	0,95	1,10
440	0,95	1,045
345	0,95	1,05

Na definição da compensação reativa, shunt e série, foram adotadas as premissas e os dados a seguir:

- Compensação em derivação de aproximadamente 100% da susceptância da linha, distribuída em torno de 70% na linha e 30% na barra (reatores, compensadores estáticos). Outros percentuais de distribuição das compensações ao longo da linha de transmissão foram testados, mas os referenciados anteriormente foram os que apresentaram melhor desempenho e melhor perfil de tensão ao longo do sistema de transmissão;

- O total de reatores a ser instalado deverá contemplar os cenários mais críticos de carregamento, ou seja, despacho mínimo na casa de força principal, sem considerar abertura de linha para controle de tensão.
- O valor máximo adotado para a compensação série nessa fase do estudo foi de 70 % da reatância de cada trecho entre subestações (admitindo sobrecarga de 35% durante meia hora), para fluxo máximo no tronco. Deverá ser evitada a localização de compensação série em barramentos próximos às usinas.

5.2 Horizonte do Estudo

O período analisado equivale ao período de 2015, quando começa a motorização de algumas máquinas do “sistema Teles Pires”, a 2020, sendo representativos os seguintes anos:

- Ano inicial 2015, equivalente ao início da operação das UHEs Sinop, Colider e Teles Pires.
- Ano 2016, equivalente ao final da motorização de todas as unidades geradores das usinas da bacia do rio Teles Pires, exceto duas máquinas da UHE São Manoel (2 x 140 MW).
- Ano 2017, equivalente ao final da motorização das usinas da bacia do rio Teles Pires e início da entrada em operação do AHE Belo Monte e reforços associados.
- Ano horizonte 2020, representativo do sistema com as usinas da bacia do Teles Pires e UHE Belo Monte com todas as máquinas motorizadas.

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2020, com as atualizações pertinentes à topologia da rede e de mercado e algumas obras referenciais, provindas de outros estudos. Essas obras referenciais são apresentadas a seguir:

Tabela 6 – Obras referenciais incorporadas nos casos base

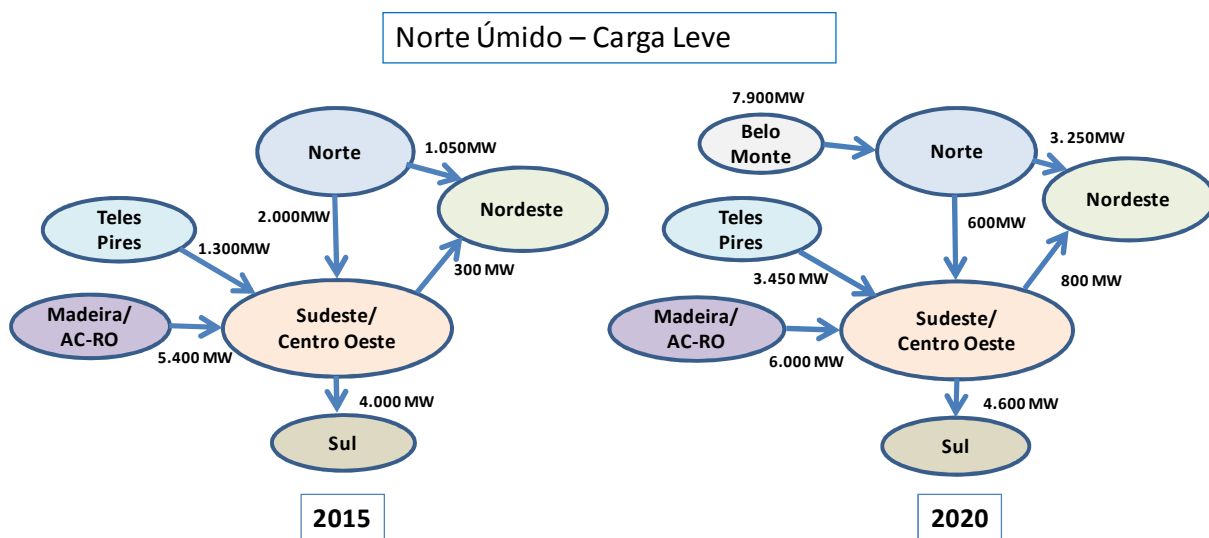
ANO PREVISTO PARA ENTRADA EM OPERAÇÃO:	OBRAS REFERENCIAIS:
2015	<ul style="list-style-type: none"> • SE 500 kV Fernão Dias • SE 440 kV Fernão Dias • 1° e 2° TR 500/440 kV Fernão Dias • LT 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias C1 • LT 500 kV Cachoeira Paulista – Fernão Dias C1 • LT 500 kV Fernão Dias – Campinas C1 • LT 500 kV Araraquara – Itatiba C1 • LT 440 kV Bom Jardim – Fernão Dias C1 • LT 440 kV Fernão Dias – Taubaté C1 • LT 500 kV Jauru – Cuiabá C2; • 2° TR de 500/230 kV SE Jauru – 750 MVA
2017	<ul style="list-style-type: none"> • Compensador síncrono (-270/300 Mvar) em Araraquara 2 • Compensador síncrono (-270/300 Mvar) em Estreito • LT 500 kV Estreito – Fernão Dias C1 e C2 • LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 C1 • LT 500 kV Fernão Dias – Nova Iguaçu C1 • 1° Bipólo Belo Monte – chegada em Estreito • LT 500 kV Marimbondo – Assis C1 • LT 500 kV Marimbondo – Campinas C1 • 3° TR 500/138 kV Itatiba • Compensador Estático -150/300 Mvar Itatiba • LT 500 kV Fernão Dias – Nova Iguaçu C1 • Compensador Estático -150/300 Mvar Fernão Dias • Compensador Estático -150/300 Mvar Sumaré • Compensador Estático -120/250 Mvar Bauru
2018	<ul style="list-style-type: none"> • LT 500 kV Estreito – Cachoeira Paulista C1 e C2
2019	<ul style="list-style-type: none"> • 3° TR 500/440 kV Fernão Dias • 2° Bipólo Belo Monte – chegada em Estreito • LT 440 kV Bom Jardim – Fernão Dias C2 • 2° Compensador síncrono (-270/300 Mvar) em Araraquara 2 • 2° Compensador síncrono (-270/300 Mvar) em Estreito • UHE Toricoejo (76 MW)
2020	<ul style="list-style-type: none"> • UHE Água Limpa (320 MW) • UHE Torixoréu (400 MW)

5.3 Cenários de Intercâmbio

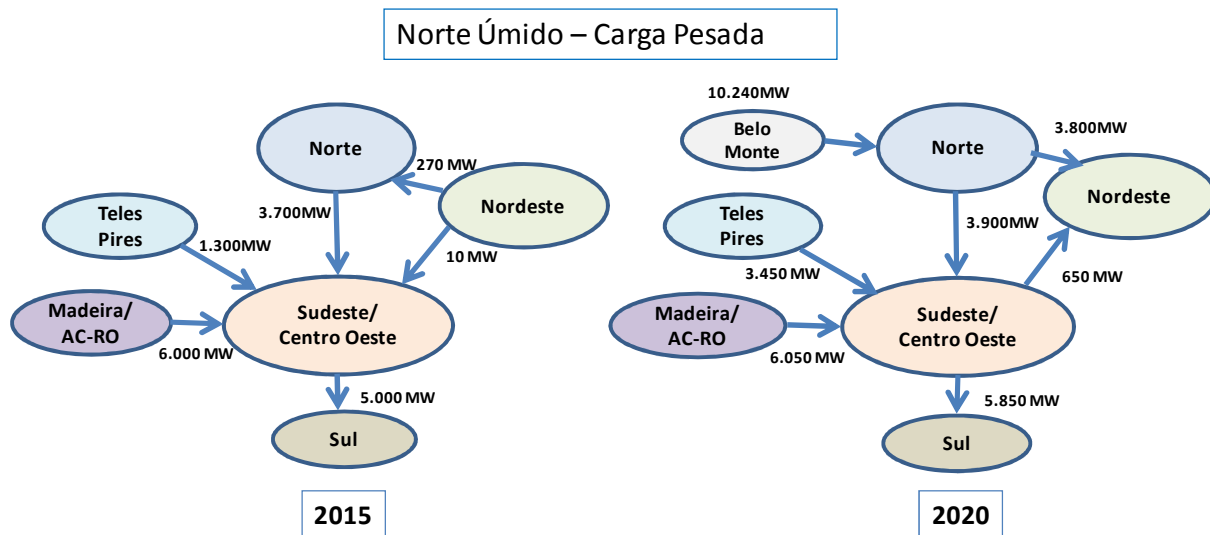
Foram estabelecidos dois cenários de despacho de geração considerados relevantes para dimensionamento do sistema de escoamento da potência gerada pelos aproveitamentos das UHEs Teles Pires, São Manoel, Foz do Apiacás, Colider e Sinop. A filosofia para estabelecimento desses cenários buscou as situações que estressam o sistema de transmissão em análise.

- Período úmido no rio Teles Pires (úmido no Madeira, Belo Monte e região Norte) – Norte Exportador – Representa a situação do período do ano de dezembro a maio, quando se tem água nas bacias da região Norte. As usinas da bacia do rio Teles Pires foram consideradas com despacho pleno (100%) e as usinas da região Norte com despacho máximo, respeitando a limitação da interligação Norte-Sul. Também neste cenário as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do Mato Grosso foram consideradas com seus despachos máximos. As regiões Nordeste e Sul foram consideradas importadoras nesse cenário. A região Sudeste importa da região Norte e exporta para a região Sul. A região Nordeste importa da região Norte e Sudeste. Neste cenário, consideraram-se as condições de carga leve e pesada.

A primeira condição de carga, leve, se caracteriza como sendo o pior para a estabilidade do sistema, pois o tronco de transmissão do Teles Pires se encontra bastante carregado. É o cenário de menor inércia do sistema.

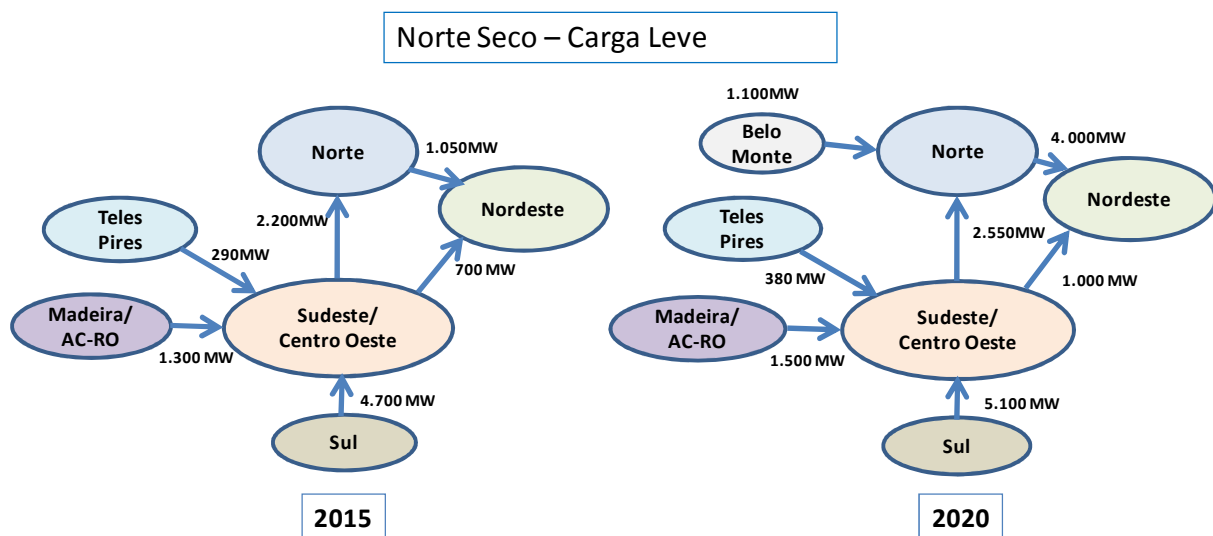


Para a segunda condição de carga, pesada, o cenário é o mais crítico para controle de tensão em contingências, pois o sistema demanda toda a potência gerada pela bacia do rio Teles Pires.



- Período seco no rio Teles Pires (seco no Madeira, Belo Monte e região Norte) – Norte Importador – Representa a situação do período do ano de junho a novembro, de baixa hidraulicidade nas usinas da região Norte. Neste cenário as usinas da bacia do rio Teles Pires foram consideradas com despacho mínimo (cerca de 10% da capacidade total) e os subsistemas Sul e Sudeste apresentam despacho máximo. O período seco da região Norte caracteriza-se por geração mínima nas usinas dos rios Tocantins, Xingu, Teles Pires e Madeira. Este período proporciona maior exportação da região Sul para a região Sudeste/Centro-Oeste e esta para as regiões Norte e Nordeste.

Para este cenário de intercâmbio foi analisado somente o patamar de carga Leve, onde o sistema de transmissão do Teles Pires se encontra pouco carregado e a carga do SIN também é mais baixa. Sendo este o cenário mais crítico para controle de tensão, é o que define os respectivos montantes e valores de equipamentos utilizados para este fim (reatores de barra e shunt, compensadores estáticos, entre outros).



5.4 Configurações de Linhas de Transmissão

Para as linhas de transmissão em 500 kV, em corrente alternada, de Rede Básica foram consideradas as configurações com feixe de 4 subcondutores por fase, cabo de 954 MCM, conforme descrito na tabela a seguir:

Tabela 7 – Parâmetros do Cabo 4X954 MCM das linhas CA utilizados na Alternativa 1.
Parâmetros do Cabo 4X954 MCM

R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (S/km)
0,01728	0,27132	6,17269E-06

Cabo	Trecho	Distância (km)	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)
4x954 MCM	Coletora Norte - Coletora Centro	300	0,197	3,175	468,855	2716	3395
4x954 MCM	Coletora Centro - Seccionadora	350	0,226	3,670	549,537	2716	3395
4x954 MCM	Seccionadora - Ribeirãozinho	350	0,226	3,670	549,537	2716	3395

Para as conexões das usinas da bacia do rio Teles Pires no sistema do sistema foi considerada a configuração convencional com feixe de 3 x 954 MCM por fase, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tabela 8 – Parâmetros do Cabo 3X954 MCM das linhas CA utilizados nas conexões das usinas.
Parâmetros do Cabo 3X954 MCM

R (Ω/km)	X (Ω/km)	B (S/km)
0,0241	0,347	4,7783E-06

Cabo	Trecho	Distância (km)	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)
3x954 MCM	Teles Pires - Coletora Norte	7,5	0,007	0,104	8,959	2036	2546
3x954 MCM	São Manoel - Coletora Norte	32	0,031	0,444	38,232	2036	2546
3x954 MCM	Foz do Apicás - Coletora Norte	35	0,034	0,486	41,817	2036	2546
3x954 MCM	Sinop - Coletora Centro	16	0,015	0,222	19,114	2036	2546
3x954 MCM	Colider - Coletora Centro	64	0,062	0,887	76,496	2036	2546

Para as linhas de transmissão em corrente contínua de ± 600 kV foram consideradas as configurações com feixe de 6 subcondutores por fase, cabo de 900 MCM, conforme descrito a seguir:

Tabela 9 – Parâmetros da Linha do cabo CC utilizados na Alternativa 2.

LT 600 kV CC		Comprimento 1550 km							
Potência (MW)		RA max	N.	Condutor		Estrutura	R/polo	P(kW/km)	
Nom	Emer	(db)		Código	T	Alt	50C	Joule	%Cor
				MCM	($^{\circ}$ C)	(m)	(Ω /km)	Corona	
2800	3400	42	6	RUDDY	45	36,2	0,01183	120,4	
				900				3,6	3

5.5 Alternativas de transmissão para o Sistema Teles Pires

Foram analisadas diversas alternativas de transmissão para escoar a potência provinda das usinas da Bacia do Rio Teles Pires, dentre elas: um tronco em 750 kV, com 2 circuitos, troncos em 500 kV, utilizando outras configurações de condutores e também uma alternativa puramente em corrente contínua. A transmissão em 750 kV se mostrou mais onerosa para o sistema e foi descartada. A transmissão em 500 kV utilizando outros condutores foi analisada do ponto de vista de regime permanente, mas todas apresentaram um desempenho pior, se comparada à transmissão com o condutor de 4 X 954 MCM, e algumas restrições de operação, também sendo descartadas. Já a transmissão em corrente contínua não foi levada a diante, devido à inserção regional necessária para possíveis expansões futuras do sistema.

Dessa forma, a seguir são descritas as alternativas que demonstraram um desempenho melhor e que se tornaram promissoras ao longo do trabalho.

5.5.1. Alternativa 1 – Corrente Alternada

Esta alternativa contempla um sistema em 500 kV, três linhas de transmissão com um condutor de 4 X 954 MCM, um circuito duplo e outro simples, escoando desde a SE 500 kV Coletora Norte até a SE 500 kV Ribeirãozinho, já existente no sistema. Desta partem três linhas, uma existente, outra já licitada e a terceira recomendada segundo análises deste trabalho para a SE 500 kV Rio Verde Norte. Desta subestação partem duas linhas, também

com o condutor de 4 X 954 MCM, circuito duplo, para a SE 500 KV Marimbondo, em São Paulo. A Figura 56 apresenta a configuração desta alternativa no horizonte do estudo.

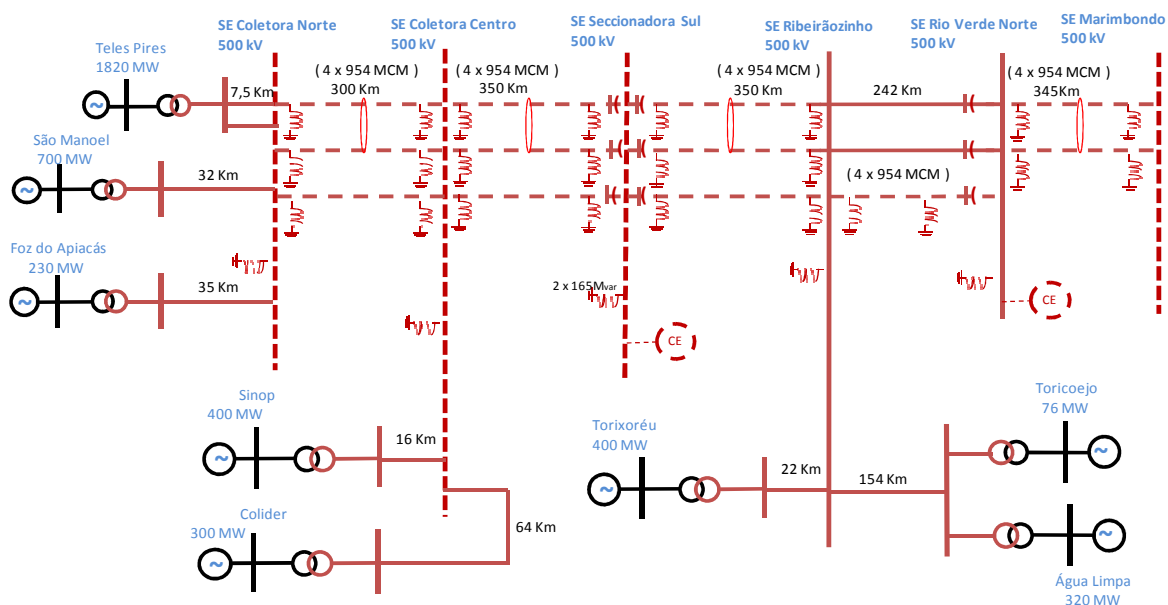


Figura 56 – Configuração do sistema da Alternativa 1 – Horizonte do estudo – 2020.

Os valores dos reatores shunt de linha e de barra foram calculados segundo as premissas do estudo, porém sofreram pequenas modificações durante as simulações em regime permanente, como será visto no próximo capítulo. A compensação série nas LTs Coletora Centro – Seccionadora Sul e Seccionadora Sul – Ribeirãozinho foram concebidas mediante análises mais específicas, que também serão vistas no capítulo seguinte. Para esta alternativa, a compensação série destas linhas foi de 40% e 50%, respectivamente. Esta etapa do estudo também indicou a necessidade de inserção de compensação série nas três linhas de transmissão entre as SEs 500 kV Ribeirãozinho e Rio Verde Norte, de forma a tornar o perfil de tensão do sistema constante, tanto em regime permanente quanto em contingências. Nesta alternativa, a compensação série destas linhas foi de 50%.

Além disso, esta alternativa também contempla dois compensadores estáticos como suporte de reativo para o sistema, um de $-200/200$ Mvar conectado à SE 500 kV Seccionadora Sul e outro de $-200/200$ Mvar conectado à SE 500 kV Rio Verde Norte. Sua localização e capacidade também serão melhores detalhadas no próximo capítulo.

5.5.2. Alternativa 2 – Alternativa Híbrida (CA + CC)

Este sistema apresenta um bipólo em +600 kV CC de 2800 MW, 6 condutores de 900 MCM por pólo, entre a SE Coletora Norte e a SE Marimbondo, totalizando 1550 km. Em paralelo a este sistema de corrente contínua, existe um sistema CA que contempla uma linha de transmissão de 500 kV, utilizando a configuração de 4 x 954 MCM subcondutores por fase, da SE Coletora Norte até a SE Ribeirãozinho, totalizando 1000km. A Figura 57 apresenta a configuração para esta alternativa no horizonte do estudo.

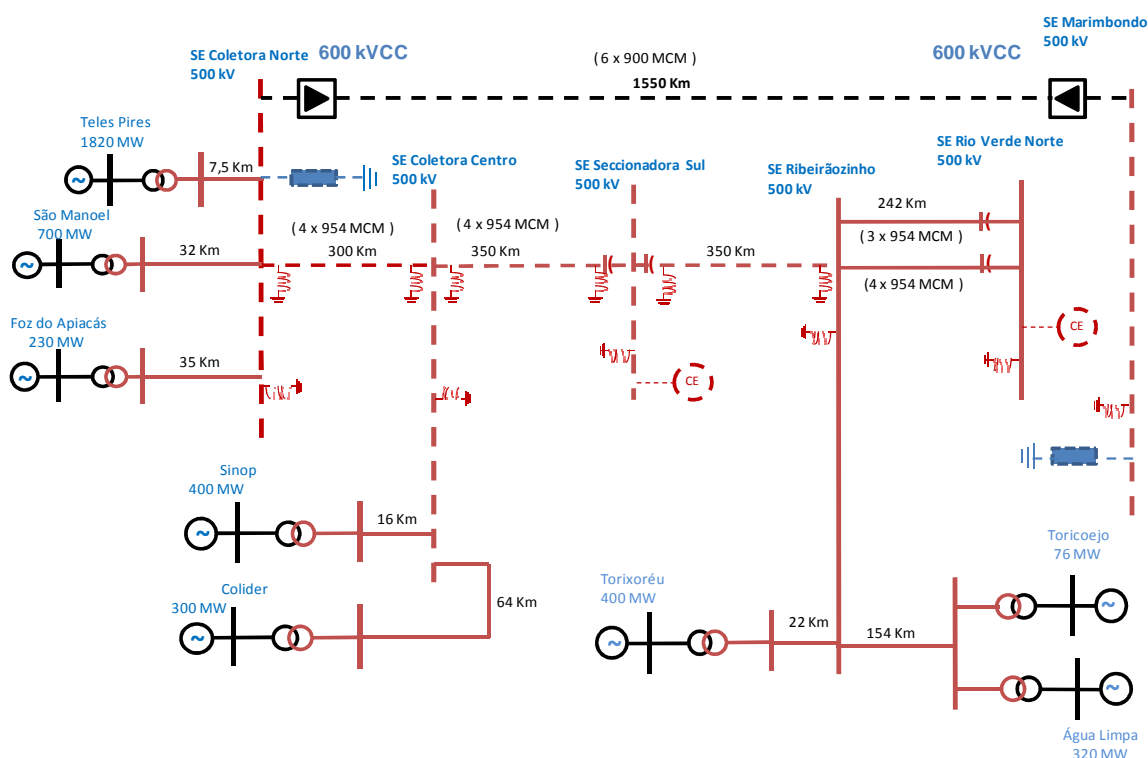


Figura 57 – Configuração do sistema da Alternativa 2 – Horizonte do estudo – 2020.

Assim como na alternativa 1, esta alternativa também será melhor detalhada no próximo capítulo.

Para esta alternativa, a compensação série nas LTs Coletora Centro – Seccionadora Sul e Seccionadora Sul – Ribeirãozinho foi de 40% e 50%, respectivamente. Já para as LTs Ribeirãozinho – Rio Verde Norte foi utilizada uma compensação série de 50%.

Esta alternativa também contempla dois compensadores estáticos como suporte de reativo para o sistema, um de -200/300 Mvar conectado à SE 500 kV Seccionadora Sul e outro também de -300/300 Mvar conectado à SE 500 kV Rio Verde Norte. Além disso, a

partir de 2017, há a necessidade de banco de reatores na SE Marimbondo para controlar a tensão nesta e nas subestações mais próximas.

Capítulo 6

Análise das Alternativas para o Sistema de Escoamento das Usinas do Teles Pires – Regime Permanente

Neste capítulo são descritas, de forma mais detalhada, para cada alternativa, a análise em regime permanente do sistema de transmissão, que definiu as características básicas das mesmas, entre elas os equipamentos de controle de tensão, as compensações série e a própria configuração do sistema. Para isso, utilizou-se a ferramenta computacional Anarede (CEPEL, 2010).

6.1 Alternativa 1 – Sistema em Corrente Alternada (CA)

Como mencionado anteriormente, a Figura 58 apresenta o sistema analisado na alternativa 1 para a configuração inicial (2015), já com os valores dos reatores de barra e linha, capacidade dos compensadores estáticos e das compensações série nas linhas de transmissão:

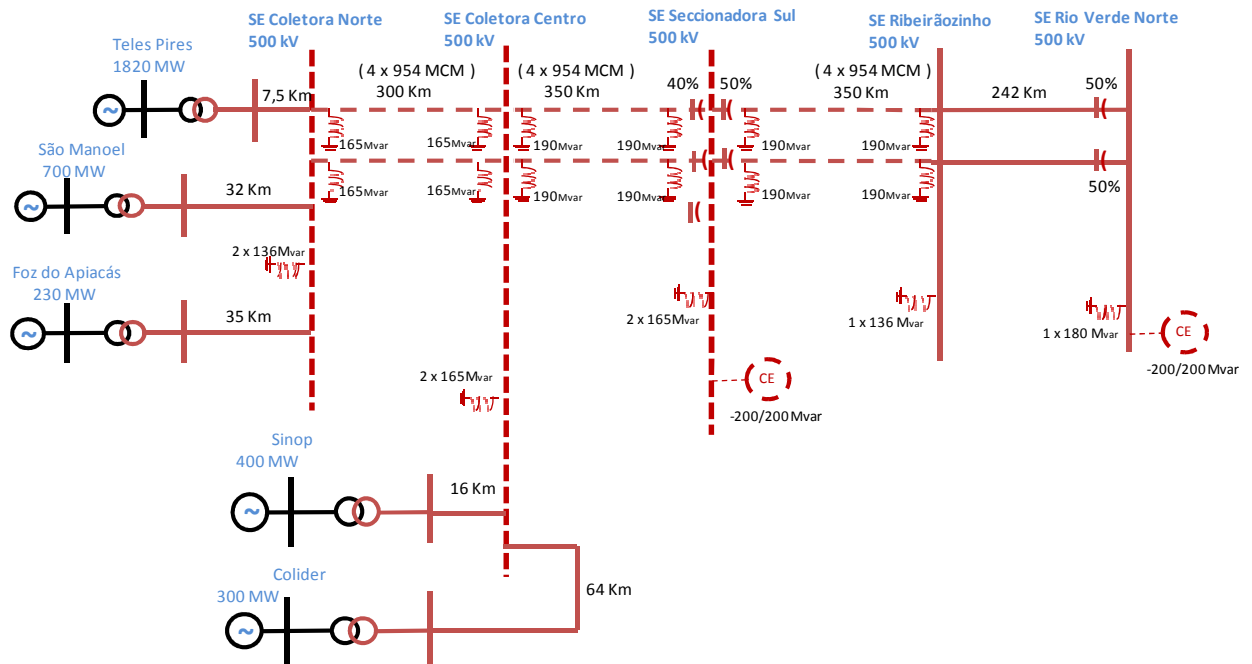


Figura 58 – Configuração do sistema da Alternativa 1 - 2015.

Com o término da motorização das máquinas do Teles Pires, bem como a entrada das usinas conectadas à SE 500 kV Ribeirãozinho (UHE Água Limpa - 320 MW, UHE Torixoréu – 400 MW e UHE Toricoejo – 76 MW), também contempladas neste estudo, o sistema apresenta a seguinte configuração final (2020):

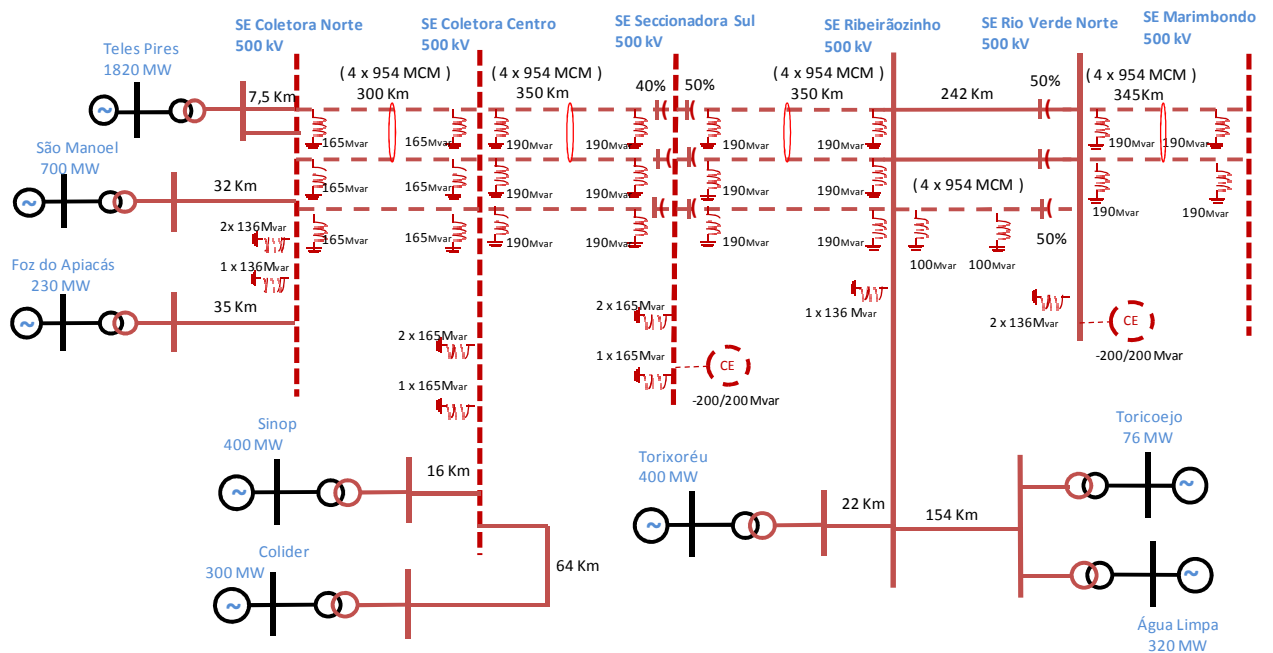


Figura 59 – Configuração do sistema da Alternativa 1 – 2016-2020.

A Alternativa 1 contempla a conexão das usinas da bacia do rio Teles Pires ao sistema receptor através de linhas de transmissão em 500 kV, configuração de 4x954 MCM, como apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Linhas de Transmissão previstas pela Alternativa 1

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância (km)
Teles Pires - Coletora Norte	500 kV	3x954 MCM	7,5
São Manoel - Coletora Norte		3x954 MCM	32
Foz do Apiacás - Coletora Norte		3x954 MCM	35
Sinop - Coletora Centro		3x954 MCM	16
Colider - Coletora Centro		3x954 MCM	64
Coletora Norte - Coletora Centro		4x954 MCM	300
Coletora Centro - Seccionadora Sul		4x954 MCM	350
Seccionadora Sul - Ribeirãozinho		4x954 MCM	350
Ribeirãozinho – Rio Verde Norte		4x954 MCM	242
Rio Verde - Marimbondo		4x954 MCM	345

Os valores dos reatores de barra e linha do sistema apresentado anteriormente seguiram os critérios apresentados no capítulo anterior. Dessa forma, as compensações foram calculadas de forma a se obter 70% na linha e 30% nas barras. As análises em contingência do sistema proposto e, principalmente de energização do mesmo, modificaram um pouco os valores calculados de forma a melhorar o desempenho do sistema e não violar nenhum critério adotado. Dessa forma, os valores indicados para os reatores foram os descritos na tabela abaixo:

Tabela 11 – Valores dos reatores de barra e de linha para a Alternativa 1

REATORES	
Subestação 500 kV	Barra
Coletora Norte	3 x 136 Mvar
Coletora Centro	3 x 165 Mvar
Seccionadora Sul	3 x 165 Mvar
Linha de Transmissão 500 kV	Linha
Coletora Norte - Coletora Centro	165 Mvar
Coletora Centro - Seccionadora Sul	190 Mvar
Seccionadora Sul - Ribeirãozinho	190 Mvar

Já no ano inicial do estudo, que apresenta somente duas linhas entre as SEs 500 kV Coletora Norte - Coletora Centro - Seccionadora Sul e não há conexão entre as SEs 500 kV Rio Verde Norte e Marimbondo, o sistema apresenta uma queda no perfil de tensão ao longo do tronco de transmissão, em regime permanente, apresentando tensões baixas na SE 500 kV Rio Verde Norte e, assim, indicando a necessidade de um compensador estático

nesta subestação, a fim de solucionar este problema. Contingências neste trecho, mais especificamente em umas das LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, reafirmaram a necessidade deste equipamento e definiram sua capacidade, -200/200 Mvar, atendendo, dessa forma, aos critérios de tensão utilizados neste estudo. A faixa indutiva deste compensador estático foi especificada no cenário Norte Importador, patamar de carga leve, quando as tensões do sistema estão mais elevadas e se torna mais complicado controlá-las. A parte capacitiva foi definida pelo cenário Norte Exportador, patamar de carga pesada, por apresentar o sistema mais carregado e, com isso, com tensões mais baixas.

Inicialmente a Alternativa 1 foi concebida considerando apenas duas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde, uma já existente e outra prevista em estudo anterior e já licitada. Entretanto, considerando o despacho máximo das usinas da bacia do rio Teles Pires, ocorreria sobrecarga em regime normal de aproximadamente 1,2% no circuito de menor capacidade (1665 MVA) com configuração 3 x 954 MCM, já em 2017, quando todas as máquinas de todas as usinas do Complexo Teles Pires se encontram em operação. Além disso, contingências neste trecho de linha provocam colapso de tensão no sistema a partir de 2016. Portanto, é indicada para o ano referente à integração ao SIN das usinas da bacia do rio Teles Pires (2016), a implantação da terceira LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde, com configuração de cabo de 4 x 954 MCM, 242 km.

Além disso, devido ao montante de energia a ser transportada e ao elevado comprimento das linhas, torna-se necessária à implantação de compensação série nas LTs que compõem o sistema de integração ao SIN das usinas da bacia do rio Teles Pires. As compensações teriam o objetivo de reduzir as distâncias elétricas entre as subestações. A princípio foi considerada a implantação de compensação série nas LTs 500 kV Coletora Centro – Seccionadora Sul e Seccionadora Sul – Ribeirãozinho.

Foram realizados vários testes com diversas configurações de percentual de compensação série nas LTs descritas acima. As configurações que apresentaram melhor desempenho corresponderam à compensação de 40% na LT Coletora Centro – Seccionadora Sul e 50% na LT Seccionadora Sul – Ribeirãozinho, quando da perda de uma LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho, contingência mais crítica para esta análise. Porém, quando da contingência da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, o sistema apresenta subtensões no barramento dessas subestações, mesmo com a presença do compensador estático na SE 500 kV Rio Verde Norte, além de apresentar sobrecargas no tronco em 230 kV do Mato Grosso existente, mais especificamente entre o trecho Barra do Peixe – Rondonópolis. Além disso, na contingência de umas das LTs deste mesmo trecho, a

linha remanescente também apresenta sobrecarga. Dessa forma, para solucionar este problema também foi implantada compensação série nas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, tanto nas existentes, como na proposta para este estudo. O percentual de compensação neste trecho que apresentou o melhor desempenho foi de 50%.

Cabe ressaltar que, como as subestações Coletora Centro e Ribeirãozinho apresentam usinas conectadas em seus terminais, a compensação série foi instalada na SE 500 kV Seccionadora Sul, tanto para a referente à LT 500 kV Coletora Norte – Seccionadora Sul, como para a LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho. Essa conexão de compensação série em ambos os lados da mesma subestação levou a tensões próximas a 1.1 pu nos terminais dos capacitores série, em regime permanente. Além disso, contingências neste trecho, perda de uma LT 500 kV Coletora Centro – Seccionadora Sul, levam a quedas bruscas de tensão nesta subestação, indicando também a necessidade de um compensador estático, de forma a amenizar essa queda e dar o devido suporte de potência reativa ao sistema remanescente. O compensador estático na SE 500 kV Seccionadora Sul foi definido mediante contingências e seu valor foi de -200/200 Mvar. As análises referentes à especificação das parcelas indutiva e capacitiva deste compensador foram semelhantes às análises para o compensador estático de Rio Verde Norte, já mencionado anteriormente.

Assim, com esta configuração, o sistema apresenta desempenho satisfatório, atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências de um dos elementos da Rede Básica ou Rede Básica de Fronteira em análise.

6.2 Alternativa 2 – Sistema Híbrido - Corrente Alternada (CA) e Corrente Contínua (CC)

A Figura 60 apresentada o sistema analisado na alternativa 2, com os valores dos reatores de barra e linha, capacidade dos compensadores estáticos e das compensações série nas linhas de transmissão:

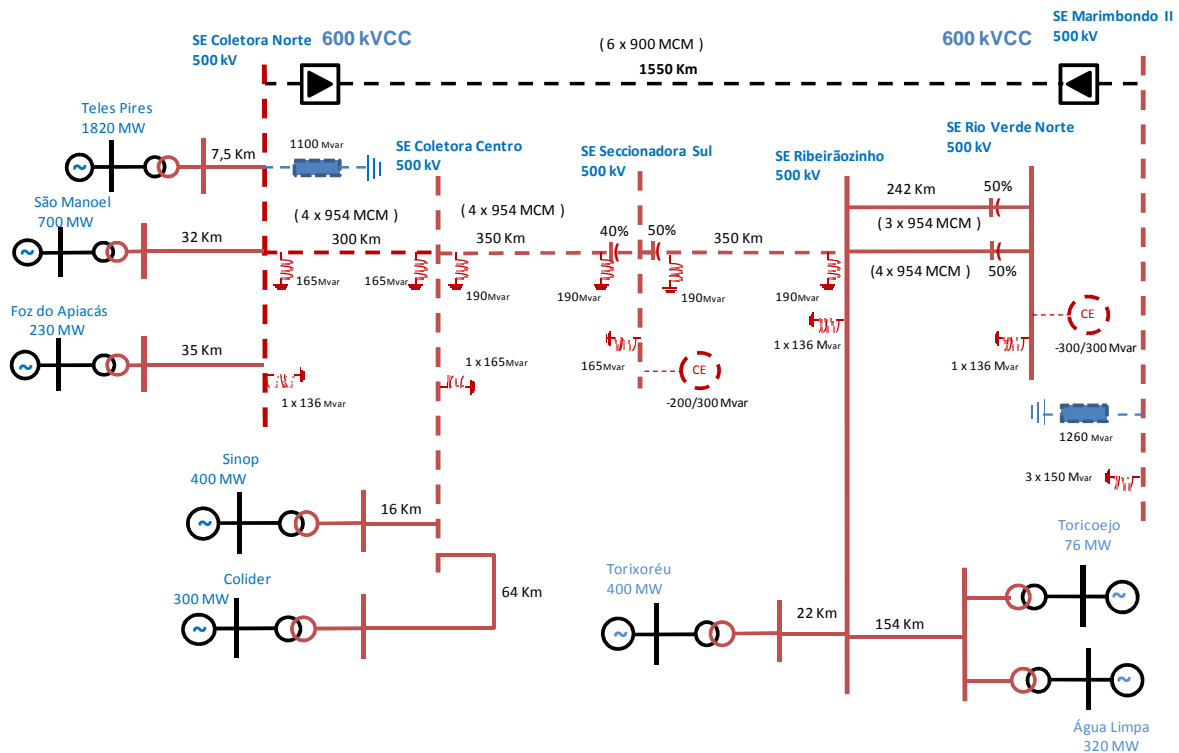


Figura 60 – Configuração do sistema da Alternativa 2 – 2020.

A Alternativa 2 contempla a conexão das usinas da bacia do rio Teles Pires ao sistema receptor através de uma LT em 500 kV, 4x954 MCM, entre as subestações Coletora Norte e Ribeirãozinho, e um bipólo de ± 600 kV CC de 2800 MW, 6 condutores de 900 MCM por pólo, entre a SE Coletora Norte e a SE Marimbondo como apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Linhas de Transmissão previstas pela Alternativa 2

Linha de Transmissão	Tensão	Configuração	Distância (km)
Teles Pires - Coletora Norte	500 kV	3x954 MCM	7,5
São Manoel - Coletora Norte		3x954 MCM	32
Foz do Apicás - Coletora Norte		3x954 MCM	35
Sinop - Coletora Centro		3x954 MCM	16
Colider - Coletora Centro		3x954 MCM	64
Coletora Norte - Coletora Centro		4x954 MCM	300
Coletora Centro - Seccionadora Sul		4x954 MCM	350
Seccionadora Sul - Ribeirãozinho		4x954 MCM	350
Bipólo 2800 MW Coletora Norte - Marimbondo	600 kV	6X900 MCM	1550

Os valores de reatores de barra e de linha para o sistema em corrente alternada foram idênticos ao da alternativa 1, apresentados na Tabela 11, uma vez que a configuração da linha é a mesma e, dessa forma, seguiu o mesmo procedimento durante esta análise.

Esta alternativa não possui escalonamento de obras ao longo do horizonte de estudo, uma vez que a partir da entrada em operação da 1ª máquina do Complexo Teles Pires entram, também em operação, o bipólo em corrente contínua e também a conexão em paralelo em corrente alternada, a fim de manter ou permitir eventuais inserções regionais no Sistema Interligado Nacional. Este foi o principal motivo que levou a uma configuração híbrida e não somente em corrente contínua do Sistema Teles Pires no restante do SIN.

Além disso, como grande parte da potência transmitida pelo Complexo Teles Pires escoava pelo bipólo em corrente contínua (2800 MW), não verificou-se a necessidade da terceira linha entre as SE 500 kV Ribeirãozinho e Rio Verde Norte. Porém, esta alternativa também indicou a necessidade de um compensador estático na SE 500 kV Rio Verde Norte, devido a queda no perfil de tensão ao longo do tronco em 500 kV, bem como para um suporte de potência reativa no sistema em 230 kV do Mato Grosso, na contingência do sistema em 500 kV ou então na perda de um pólo de corrente contínua. O compensador estático, para esta alternativa, apresenta uma capacidade de -300/300 Mvar. Assim como na alternativa 1, o cenário Norte Importador, patamar de carga leve, definiu o valor indutivo do compensador, enquanto que o cenário Norte Exportador, patamar de carga pesada, definiu o valor capacitivo.

Também foi necessário controlar a tensão no barramento da SE 500 kV Seccionadora Sul, para manter as tensões nos barramentos do tronco em 500 kV dentro da faixa operativa, quando da perda de um pólo de corrente contínua ou de uma LT 500 kV Coletora Centro – Seccionadora Sul, resultando em um compensador estático nesta subestação. Sua capacidade dimensionada pelas contingências mais críticas anteriormente mencionadas foi de -200/300 Mvar, também definido pelos mesmos critérios utilizados para o compensador estático de Rio Verde Norte.

Devido ao elevado comprimento das linhas, também tornou-se necessária à implantação de compensação série nas LTs que compõem o sistema de integração ao SIN das usinas da bacia do rio Teles Pires, que, a princípio, também foi considerada somente nas LTs 500 kV Coletora Centro – Seccionadora Sul e Seccionadora Sul – Ribeirãozinho.

Foram realizados vários testes com diversas configurações de percentual de compensação série nas LTs descritas acima. As configurações que apresentaram melhor desempenho corresponderam à compensação de 40% na LT Coletora Centro – Seccionadora Sul e 50% na LT Seccionadora Sul – Ribeirãozinho, quando da perda de um pólo de corrente contínua, contingência mais crítica nesta alternativa para esta análise. E, da mesma forma que ocorreu para a alternativa 1, também foi implantada compensação

série nas LTs 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte, para eliminar subtensões no tronco em 500 kV e sobrecargas no tronco em 230 kV do Mato Grosso existente. O percentual de compensação neste trecho que apresentou o melhor desempenho foi de 50%.

Além disso, foi verificado no cenário Norte Importador, patamar de carga leve, tensões elevadas no sistema receptor do sudeste, em regime normal. Dessa forma, foram recomendados, a partir de 2017, três reatores de barra de 150 Mvar, totalizando 450 Mvar, na SE 500 kV Marimbondo.

A definição da compensação reativa para o sistema em corrente contínua procurou seguir os critérios mencionados no capítulo anterior, que especificam valores em torno de 50% da potência nominal transmitida pelo bipólo, que dependem dos ângulos de disparo (ou extinção), de comutação e da potência CC transmitida do terminal retificador para o inversor (descontada a perda na linha CC).

Outros pontos importantes a serem levados em consideração na definição da potência reativa são:

- Limites de tensões especificados para as barras de conexão das estações conversoras;
- No lado do retificador, para diminuir riscos de auto-excitação, considera-se como reativo passível de disponibilização pelo sistema o montante correspondente ao reativo gerado pelas unidades geradoras, neste caso do complexo Teles Pires, limitado ao valor de reativo correspondente a operação com fator de potência 0,90 sobrecarregado, medido nos terminais dos geradores;
- Para o inversor, no seu projeto de compensação reativa não deve contar, para operação em regime normal, com reativos provindos do sistema CA, ou seja, o elo deve operar com fator de potência unitário.

Dessa forma, para uma potência nominal de 2800 MW, como foi especificado para o elo de corrente contínua, uma primeira aproximação seria adotar 1400 Mvar de compensação reativa, mas para atender aos requisitos mencionados anteriormente, foram definidos valores nos quais as usinas do sistema Teles Pires gerassem potência reativa, dando um suporte ao elo, e o fluxo de potência reativa entre os sistemas CC e CA fosse nulo, do lado do inversor. Para essas condições, definiu-se a compensação reativa de 1100 Mvar para o terminal retificador e de 1260 Mvar para o terminal inversor.

Assim, com esta configuração, o sistema apresenta desempenho satisfatório, atendendo aos critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências de um dos elementos da Rede Básica ou Rede Básica de Fronteira em análise.

Capítulo 7

Análise do Desempenho Dinâmico das Alternativas

7.1 Modelos e Parâmetros Utilizados

Nesta análise não foram utilizados modelos built-in, que são modelos fornecidos pelos fabricantes com os dados específicos das máquinas. Como as usinas analisadas ainda não foram licitadas, ou seja, não estão disponíveis para a EPE os dados das mesmas, foi feita uma pesquisa no banco de dados (EPE, 2010) das usinas existentes a fim de encontrar usinas que se assemelhassem às usinas estudadas. A Tabela 13 apresenta as constantes de inércia utilizadas, onde as constantes de inércia em itálico e negrito foram valores estimados, enquanto as demais foram dados obtidos da área de projetos de usinas hidrelétricas da EPE. Além disso, o estudo de estabilidade eletromecânica considerou os parâmetros de máquinas apresentados nas Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16.

Tabela 13 – Constantes de Inércia

USINAS	H(s)	MVA	Unidades
Colider	3,15	111,1	3
Sinop	3,12	149	3
São Manoel	3,5	155,6	5
Foz do Apicás	3,15	86	3
Água Limpa	3,5	177,8	2
Torixoréu	3,5	152	3
Toricoejo	3	42,2	2
Teles Pires	3,5	337	6

Tabela 14 – Parâmetros das máquinas para as UHEs Sinop, Colider, São Manoel, Foz do Apicás, Água Limpa e Torixoréu.

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
86	59	30	26	15	4,87	0,05	0,12

Tabela 15 – Parâmetros das máquinas para a UHE Teles Pires.

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
87.85	56.61	24.51	19.86	10.35	7.59	0.07	0.17

Tabela 16 – Parâmetros das máquinas para a UHE Toricoejo.

parâmetros na base da Máquina							
Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	Xl	T'd	T''d	T''q
77.26	55.47	33.68	24.11	16.64	3.00	0.028	0.047

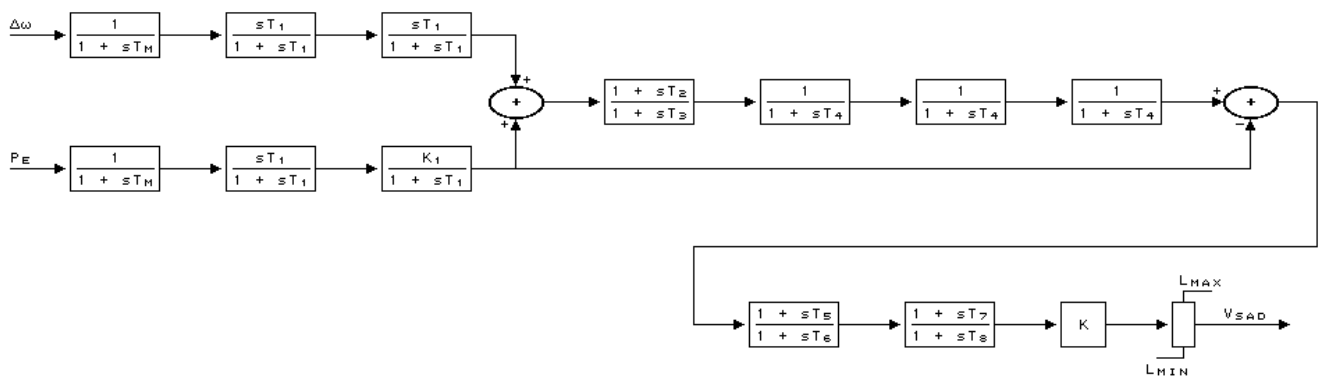
Os modelos de regulador de tensão e velocidade de tensão respeitaram a seguinte regra:

- Regulador de tensão: para cada usina foi utilizado o mesmo modelo da usina da qual foram adotados os parâmetros e a curva de saturação do gerador.
- Regulador de velocidade: para cada usina foi utilizado o modelo de uma usina com o mesmo tipo de turbina. Vale ressaltar que os valores de potência da turbina e da potência do gerador nos modelos foram modificados para cada usina e a constante de água T_w foi mantida por não se possuir dados de projeto dessas usinas.

Foi considerado PSS (Power System Stabilizer) nas usinas do Complexo Teles Pires, que foi ajustado de forma a eliminar as oscilações do tipo modo local observadas durante a análise dinâmica. Assim sendo, a Tabela 17 e a Figura 61 a seguir, mostram os modelos utilizados neste estudo.

Tabela 17 – Modelos de Reguladores utilizados.

Usinas	Modelo Existente		Turbina
	Regulador de Velocidade	Regulador de Tensão	
Colider	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Sinop	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
São Manoel	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Foz do Apiacas	UHE Aimorés	UHE Aimorés	Kaplan
Água Limpa	UHE Campos Novos	UHE Aimorés	Francis
Torixoréu	UHE Campos Novos	UHE Aimorés	Francis
Toricoejo	UHE Aimorés	UHE Ibatinga	Kaplan
Teles Pires	UHE Campos Novos	UHE Salto Segredo	Francis



(a) Diagrama de Blocos do PSS – Modelo Potência Acelerante

(K) (K1) (Tm) (T1) (T2) (T3) (T4) (T5) (T6) (T7) (T8) (Lmn) (Lmx)
 40.1.0 0.020 10.0 0.20 0.10 0.10 0.20 0.04 0.20 0.12-0.1 0.1

(b) Parâmetros do PSS

Figura 61 – Modelo do Estabilizador de Potência (Power System Stabilizer – PSS)

Para o modelo de controle dos conversores CA-CC do elo de corrente contínua foi utilizado o mesmo do Bipólo do Madeira com ajuste nos parâmetros de forma a atender aos critérios estabelecidos para a operação do bipólo, tanto em regime normal quanto em contingência.

As simulações em regime dinâmico das alternativas utilizou a ferramenta computacional Anatem (CEPEL, 2010). Foram realizados curtos-circuitos monofásicos em barramentos de 500 kv do sistema Teles Pires, após 1s de simulação, seguido de abertura de linha após 100ms. Os curtos utilizaram impedâncias do MDSH de modo a levar a tensão na barra em até 0,75 pu, um critério de planejamento. Além disso, quando da necessidade de eventual corte de máquinas do sistema, este foi feito após 250ms da abertura da linha.

7.2 Estabilidade Eletromecânica do Sistema

Neste item foi analisada a capacidade do sistema manter-se estável (frequência e tensão) quando submetido a curto-circuito monofásico em uma das seguintes subestações

Coletora Norte, Coletora Centro, Seccionadora Sul, Ribeirãozinho, Rio Verde Norte e Marimbondo.

Para tanto foram simulados o cenário de maior carregamento no tronco do Sistema Teles Pires e menor inércia no sistema receptor. Por isso, as simulações são referentes ao cenário de carga leve, Norte Exportador com a geração das usinas do Complexo de Teles Pires no máximo de sua capacidade instalada e as usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas gerando quase toda a referida capacidade instalada (95%).

7.2.1. Desempenho da Alternativa 1

Em 2015 haverá a entrada em operação das usinas do Complexo Teles Pires. Neste ano está instalada um total de 1306,3 MW, referentes ao despacho pleno das UHEs Sinop e Colider, e de duas máquinas da UHE Teles Pires. A conexão dessas usinas se dá por duas linhas de 500 kV partindo da SE Coletora Norte até a SE 500 kV Ribeirãozinho. Da SE 500 kV Ribeirãozinho partem duas linhas para Rio Verde Norte, já que a 3ª LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte só entra em operação em 2016, assim como a conexão, em circuito duplo, desta subestação até a SE 500 kV Marimbondo.

Analisando o tronco de transmissão entre as subestações Seccionadora Sul e Ribeirãozinho neste ano, a emergência que provocou a maior oscilação e a maior geração de potência reativa do compensador estático da SE Seccionadora Sul é a perda de um circuito da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho.

A Figura 62 e a Figura 63 apresentam o comportamento da potência reativa (em Mvar) dos Compensadores Estáticos das SEs 500 kV Seccionadora Sul e Rio Verde Norte e as tensões no tronco de transmissão entre as SE 500 kV Coletora Norte e Rio Verde Norte. A Figura 64, a Figura 65 e a Figura 66 apresentam as potências elétricas das UHEs Colider, Sinop e Teles Pires e o ângulo das máquinas da UHE Teles Pires para um curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Seccionadora Sul, seguida da abertura da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho, respectivamente, para o horizonte de 2015.

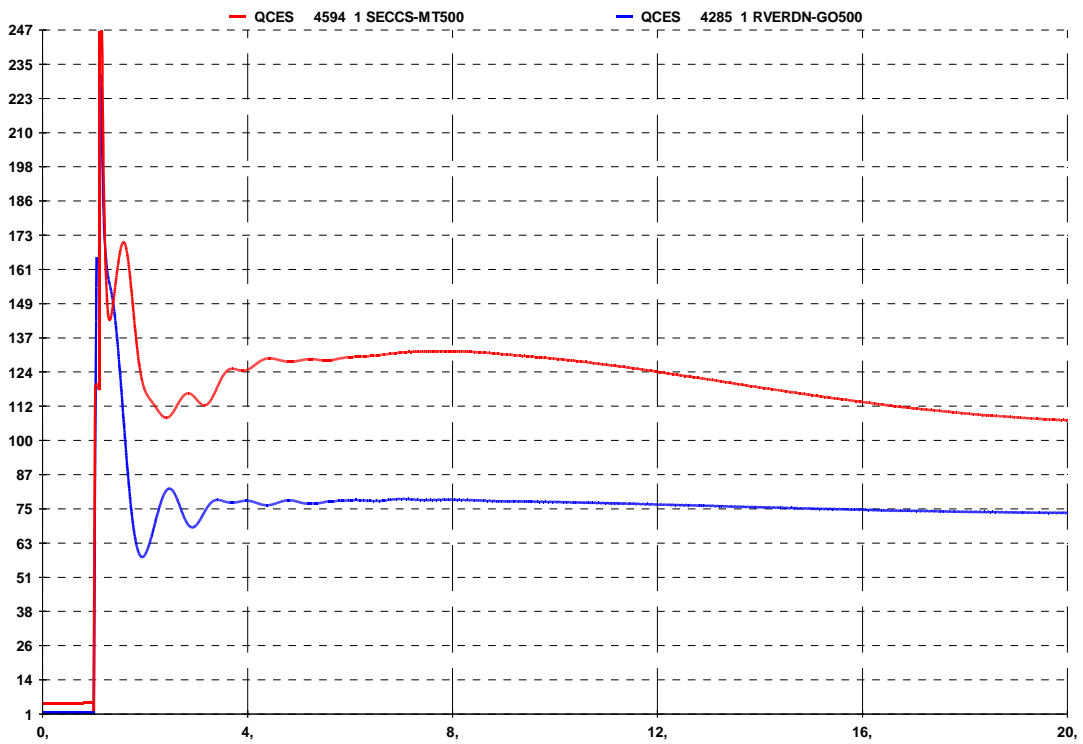


Figura 62 – Comportamento da Potência Reativa em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte - 2015.

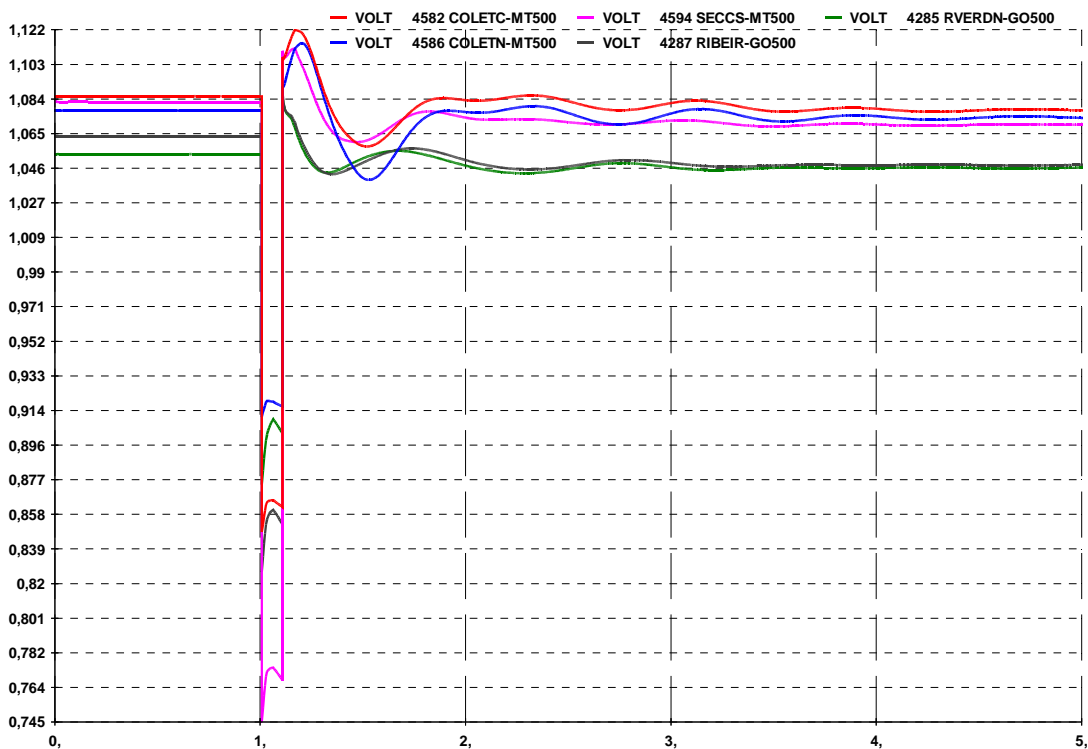


Figura 63 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte - 2015.

Como pode ser notado, os compensadores estáticos dimensionados atendem ao critério N-1, sendo esta a pior contingência para este ano, e as tensões no tronco em 500 kV também apresentam um comportamento satisfatório, se estabilizando em 4 segundos após a falta.

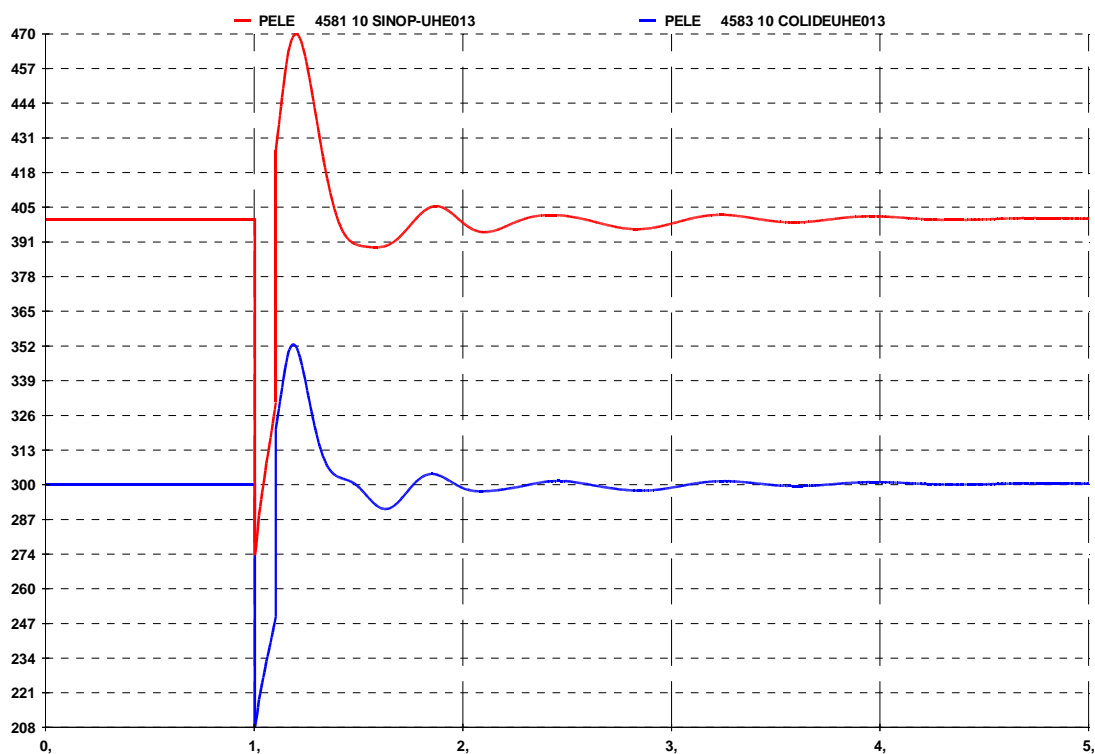


Figura 64 – Potências Elétricas das UHEs Sinop e Colider - 2015.

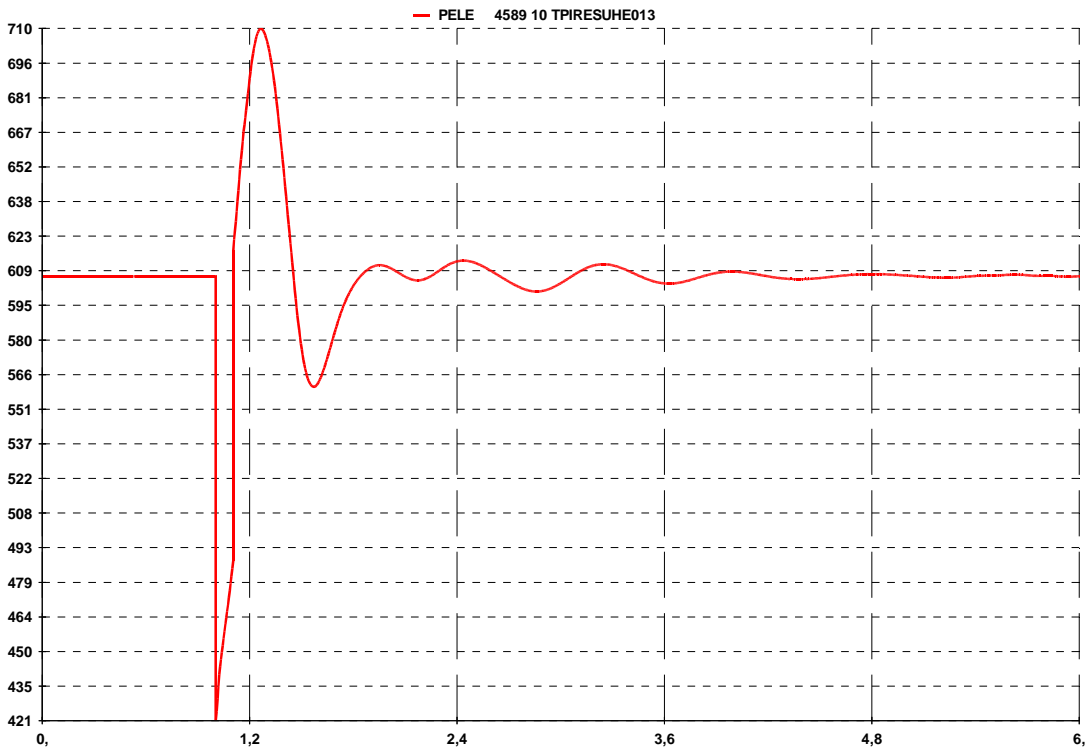


Figura 65 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires - 2015.

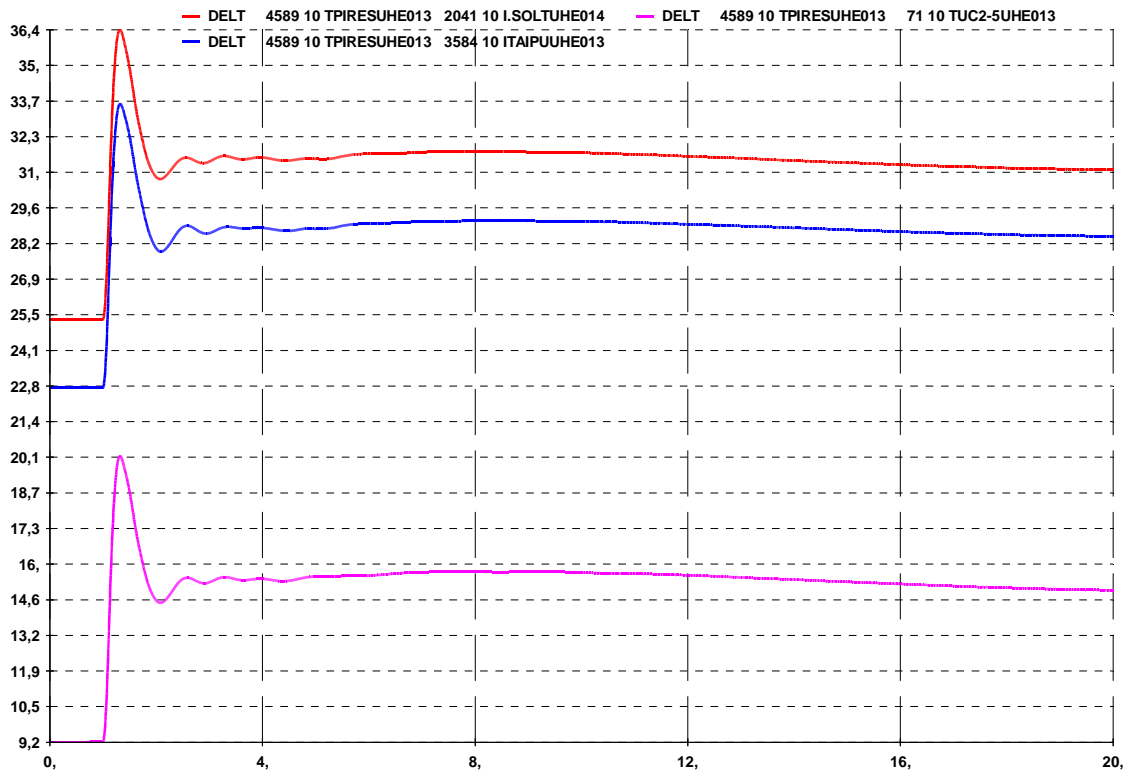


Figura 66 – Ângulo elétrico das máquinas da UHE Teles Pires em relação às UHEs Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí - 2015.

As potências das usinas apresentadas anteriormente também apresentam pequenas oscilações e se estabilizam em 5 segundos após a falta, o que caracteriza um bom desempenho do sistema frente a contingências. Por essa razão, a escala dessas plotagens foi reduzida para 6 segundos, de forma visualizar melhor as oscilações durante o período transitório.

A usina de Teles Pires apresentou uma pequena diferença angular com relação à “usina referência” do sistema, Ilha Solteira, bem como com relação à UHE Itaipu e Tucuruí, o que mostra que o sistema se estabilizou também 5 segundos após a contingência.

Em 2020, a análise considerou o sistema em que todas as usinas do complexo de Teles Pires (UHE Colider, São Manoel, Foz do Apiacas, Sinop e Teles Pires) estão representadas e despachando 100 % da potência instalada. Vale lembrar que para este cenário de geração, o terceiro circuito em 500 kV entre as subestações Ribeirãozinho e Rio Verde Norte, e o circuito duplo, também em 500 kV, entre Rio Verde Norte e Marimbondo já estão representados.

Neste ano, a contingência mais crítica está associada à perda da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho do tronco de transmissão em 500 kV entre as subestações Seccionadora Sul e Ribeirãozinho, quando de um curto-circuito monofásico na SE 500 kV Seccionadora Sul. Esta contingência provoca uma maior geração de potência reativa por parte do compensador estático existente na SE 500 kV Seccionadora Sul, se comparada a perda da LT 500 kV Coletora Centro – Seccionadora Sul.

A Figura 67 e a Figura 68 apresentam o comportamento das potências reativas (em Mvar) dos Compensadores Estáticos das SEs 500 kV Seccionadora Sul e Rio Verde Norte e as tensões no tronco de transmissão entre as SEs 500 kV Coletora Norte e Rio Verde Norte. A Figura 69, Figura 70 e a Figura 71 mostram as potências elétricas das UHEs Sinop, Colider e Foz do Apiacás, da UHE Teles Pires e da UHE São Manoel, respectivamente, e a Figura 72 apresenta o ângulo das máquinas da UHE Teles Pires com relação às UHEs Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí, utilizadas como referência do sistema. Todas as figuras foram simuladas para um curto-circuito monofásico no barramento de 500 kV da SE Seccionadora Sul, seguida da abertura da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho, para o horizonte de 2020.

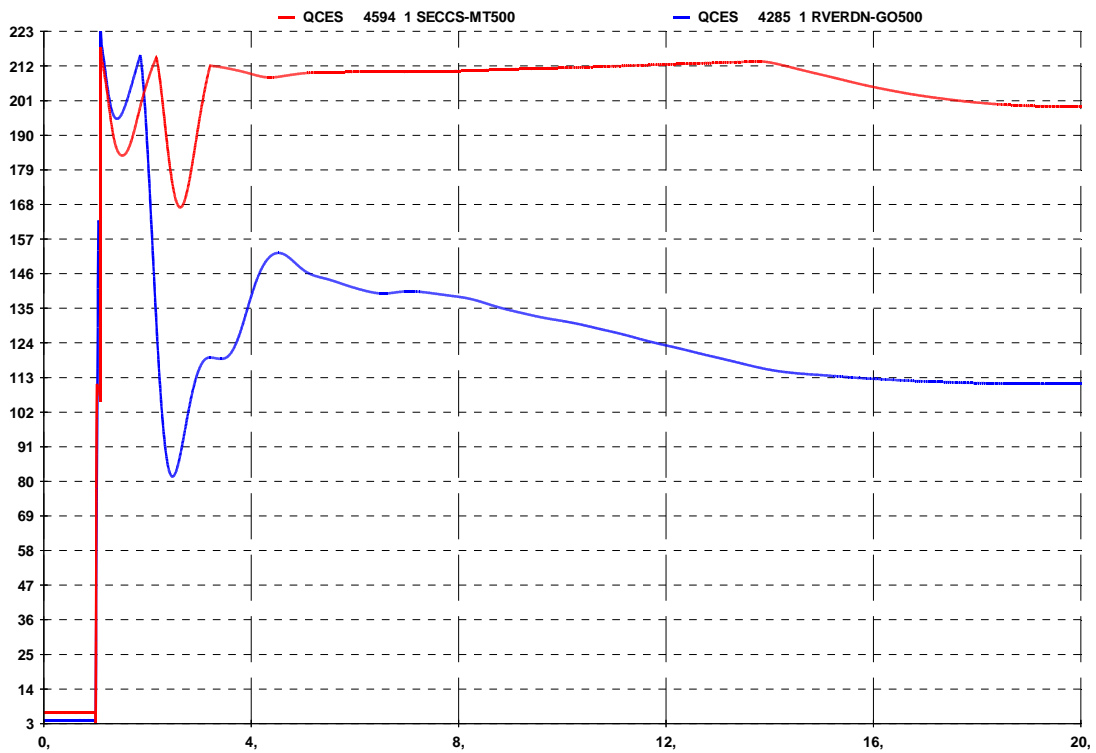


Figura 67 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte - 2020.

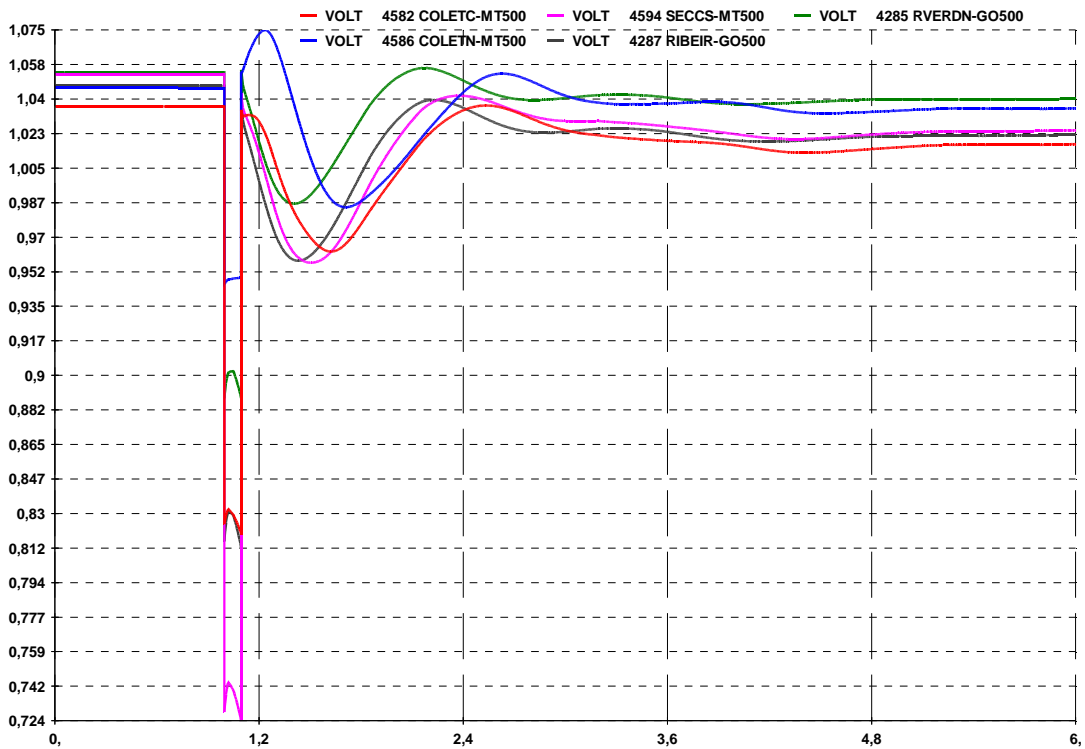


Figura 68 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020.

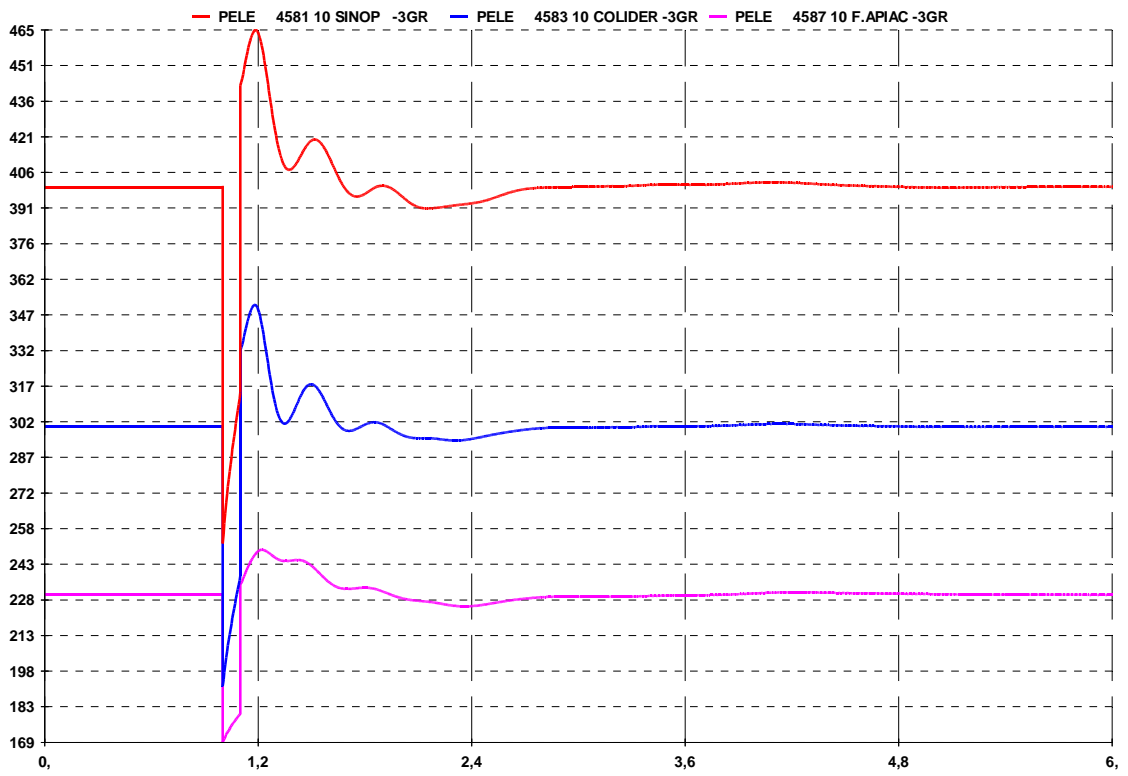


Figura 69 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apicás e Colider - 2020.

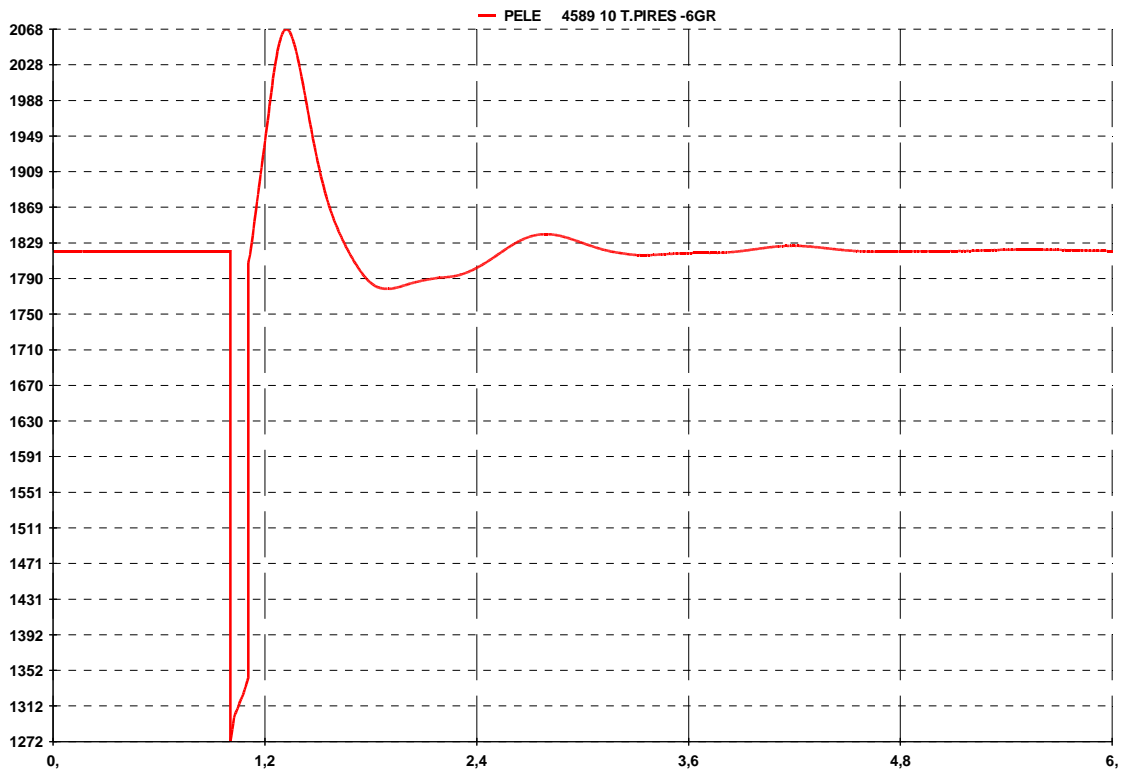


Figura 70 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires - 2020.

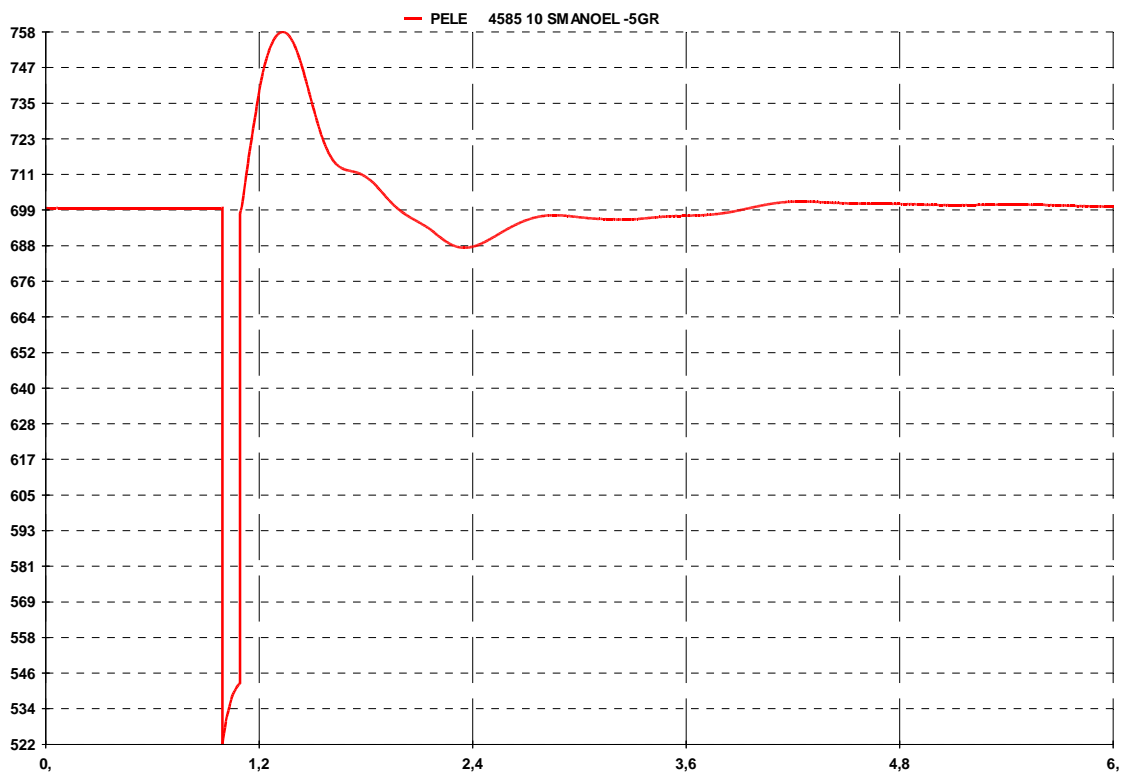


Figura 71 – Potência Elétrica da UHE São Manoel - 2020.

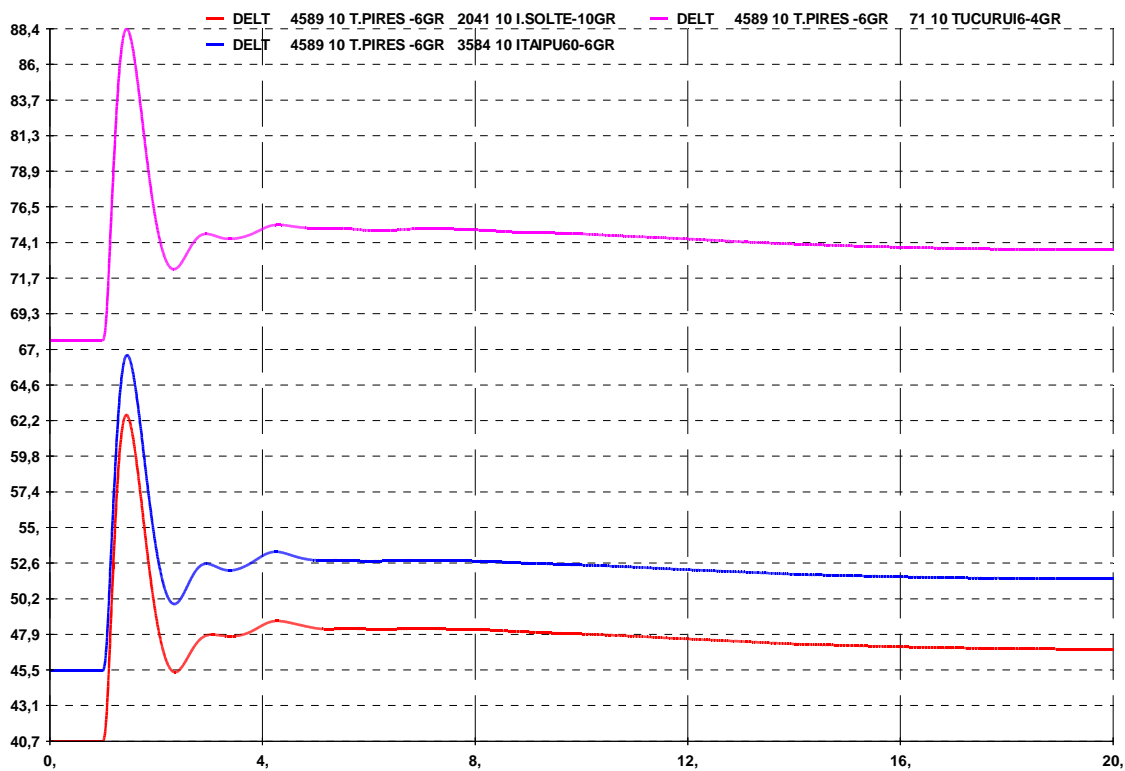


Figura 72 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí - 2020.

Assim como para o ano inicial, a pior contingência simulada para o ano de 2020 apresentou um desempenho satisfatório do sistema Teles Pires, com os compensadores estáticos gerando potência reativa inferior ao valor estipulado pelos estudos de regime permanente e as tensões do tronco em 500 kV se estabilizando 4 segundos após a falta, apresentando pequenas oscilações neste período. Além disso, as potências elétricas das usinas também se estabilizaram poucos segundos após a contingência (3 segundos), bem como a variação angular apresentada para a UHE Teles Pires, indicando a estabilização rápida deste sistema.

Inserindo neste sistema as usinas hidrelétricas localizadas a noroeste da SE 500 kV Ribeirãozinho, as UHEs Água Limpa, Torixóreu e Toricoejo, o sistema proposto continua estável, mas a contingência mais crítica passa a ser a perda de um dos circuitos entre as subestações Ribeirãozinho e Rio Verde Norte. A Figura 73 ilustra a maior geração de energia reativa do CE da SE Rio Verde Norte ao longo de todo o horizonte de estudo dentro do plano de geração proposto, para um curto-circuito no barramento de 500 kV da SE Ribeirãozinho, seguido da abertura da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte.



Figura 73 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Completo.

A Figura 74, a Figura 75, a Figura 76, a Figura 77 e a Figura 78, a seguir, ilustram o bom desempenho sistema frente um curto-circuito no barramento em 500 kV da SE Ribeirãozinho, seguido da abertura da LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte.

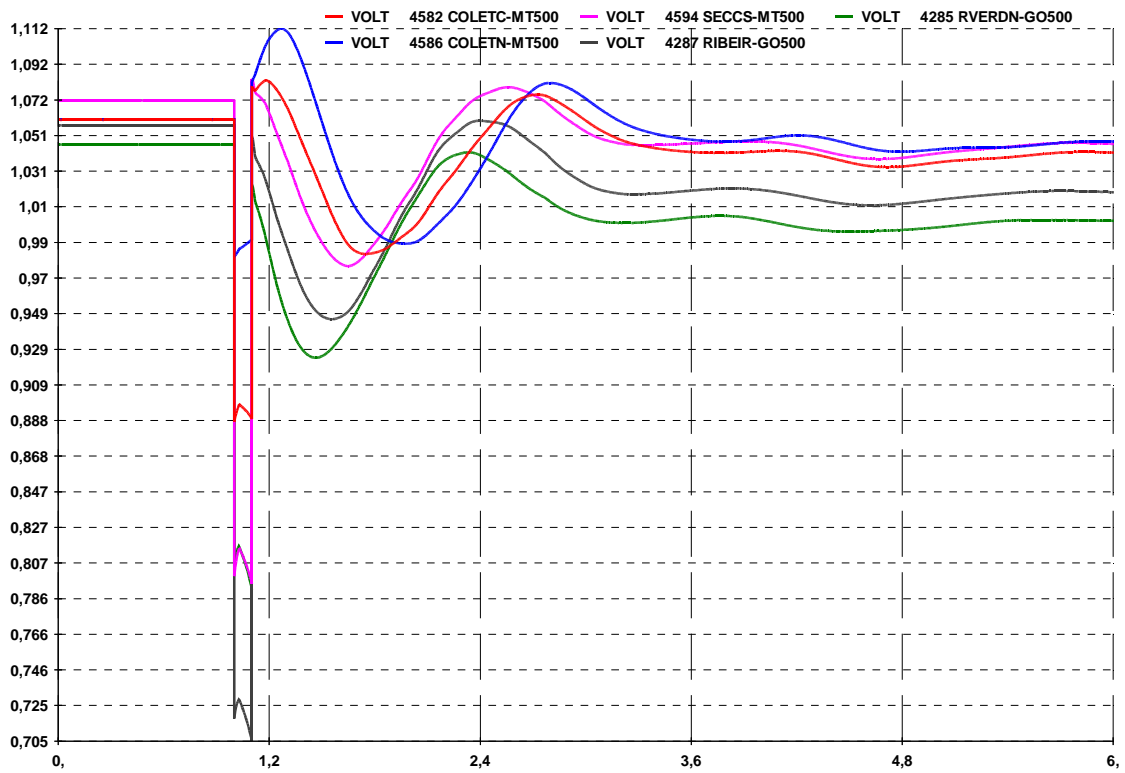


Figura 74 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Completo.

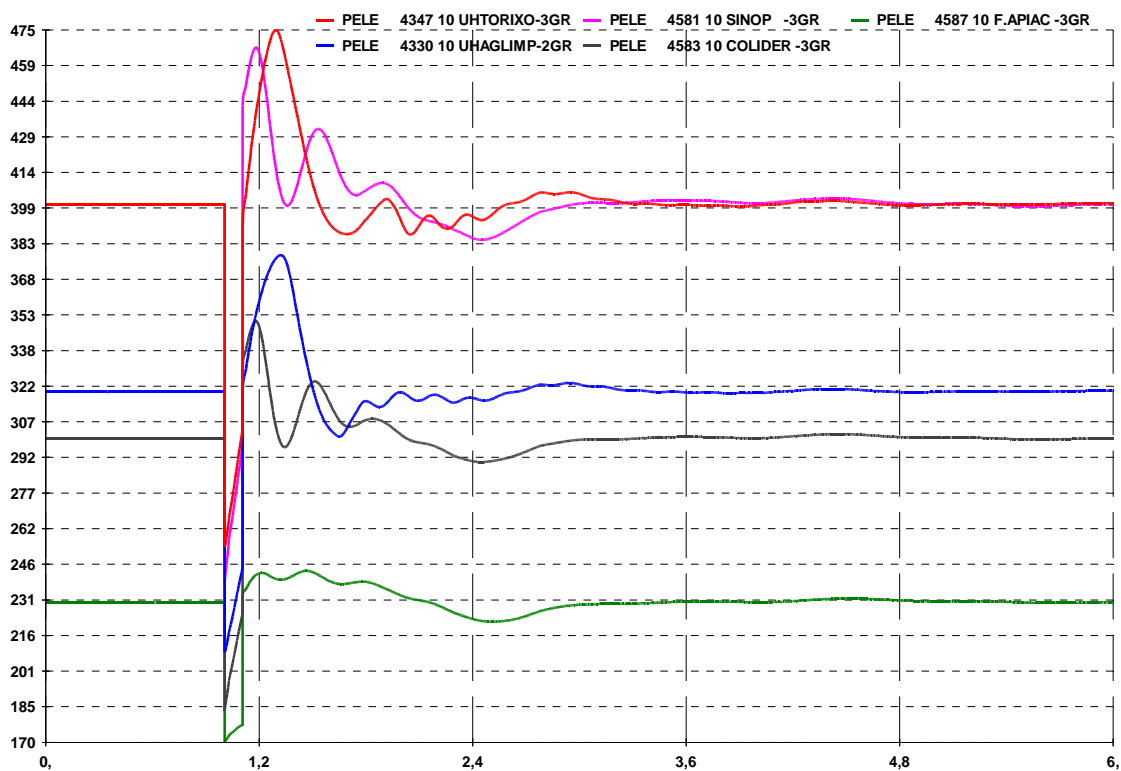


Figura 75 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Colider, Torixéu, Água Limpa – 2020 Completo.

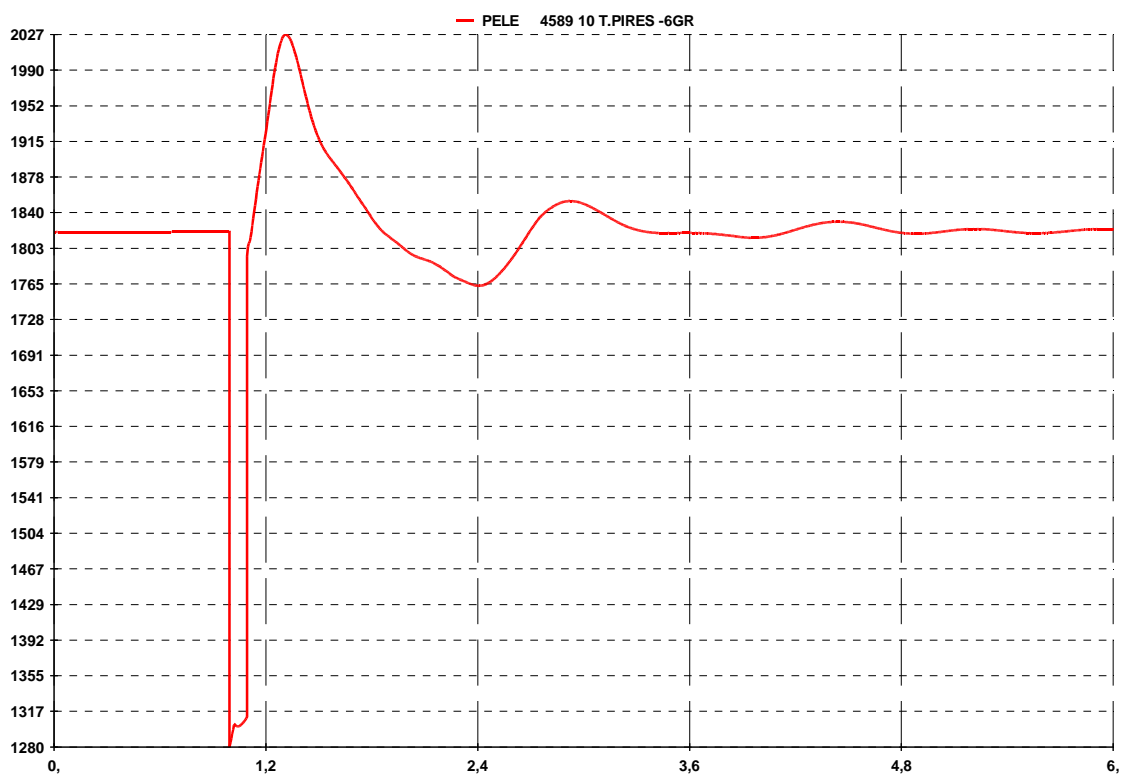


Figura 76 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Completo.

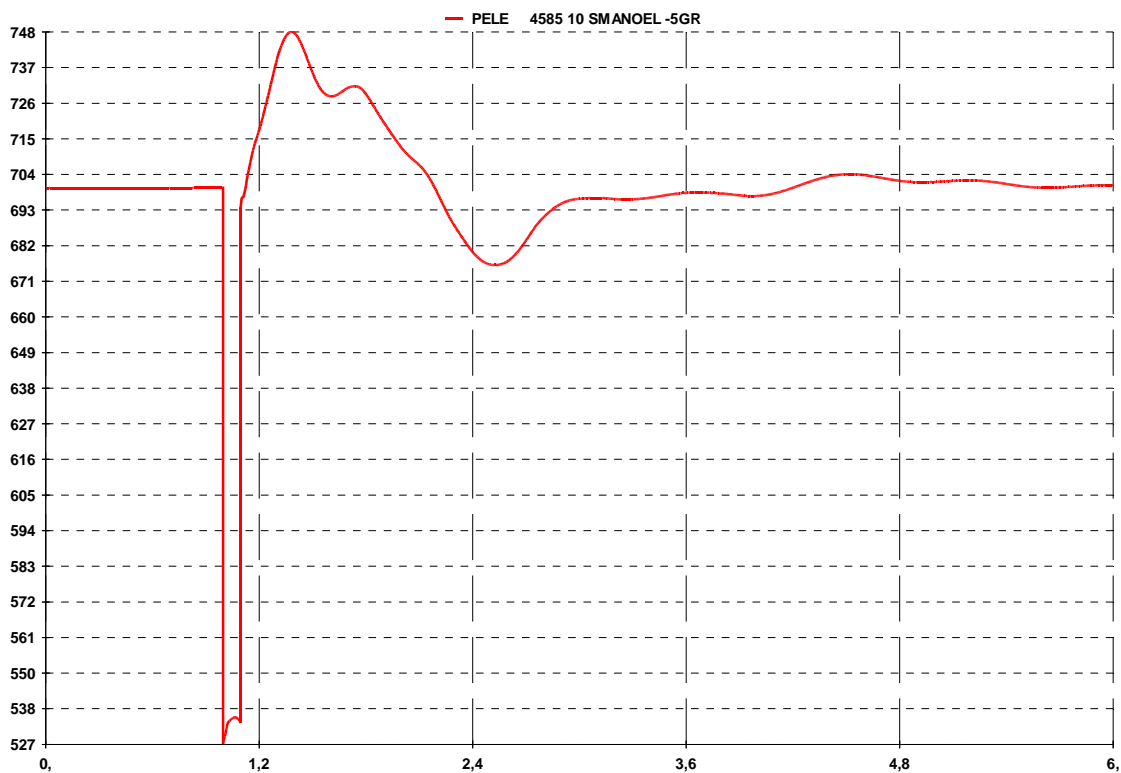


Figura 77 – Potência Elétrica das UHE São Manoel – 2020 Completo.

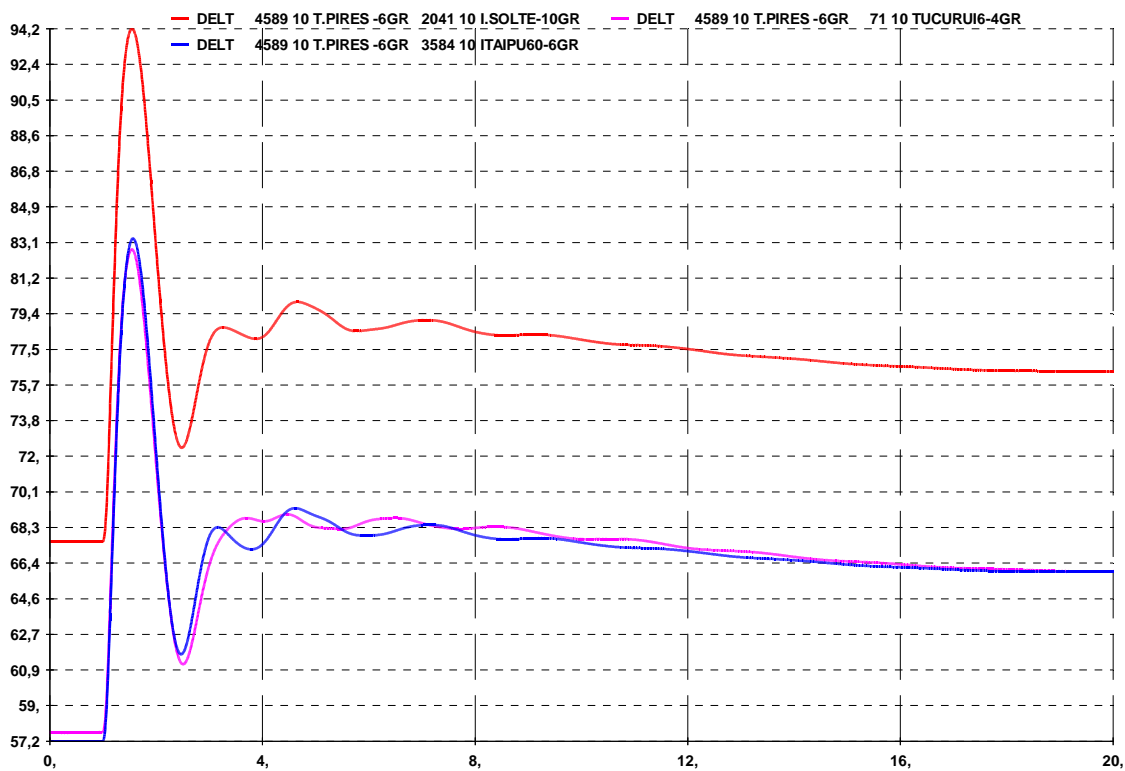


Figura 78 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Completo.

Esta análise indicou que o compensador estático conectado à SE 500 kV Seccionadora Sul atuou mais tempo, cerca de 10 segundos, tentando manter a tensão do sistema em 500 kV acima de 1,0 pu, durante as oscilações de tensão e potência das máquinas, para depois se estabilizar em um valor menor, quando da eliminação das oscilações do sistema. Mesmo assim, ele se manteve em um valor menor do que o máximo especificado para o mesmo.

Com relação às tensões no tronco em 500 kV e às potências elétricas das usinas do sistema Teles Pires, elas apresentam um desempenho satisfatório, bem como verificado para as outras simulações.

Ainda para esta alternativa, com todas as usinas do Complexo Teles Pires despachadas no máximo e também as usinas conectadas na SE 500 kV Ribeirãozinho, foi simulada abertura do circuito duplo da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho. Para esta simulação, porém, houve a necessidade de um Sistema Especial de Proteção (SEP) para corte de unidades geradoras que atua 250 milissegundos após a aplicação do curto-circuito, mais precisamente de três máquinas da UHE Teles Pires, totalizando 909,9 MW, para manter o sistema estável.

A Figura 79, a Figura 80 apresentam o comportamento das potências reativas (em Mvar) dos compensadores estáticos das SE Seccionadora Sul e Rio Verde Norte e as tensões no tronco de transmissão entre as SE Coletora Norte e Rio Verde Norte. A Figura 81, a Figura 82 e a Figura 83 mostram as potências elétricas das UHE Colider, Sinop, Foz do Apicás, Torixoréu e Água Limpa, da UHE Teles Pires e da UHE São Manoel, respectivamente, e a Figura 84 apresenta o ângulo das máquinas da UHE Teles Pires. As figuras a seguir se referem à simulação dinâmica da abertura do circuito duplo da LT 500 kV Seccionadora Sul – Ribeirãozinho.

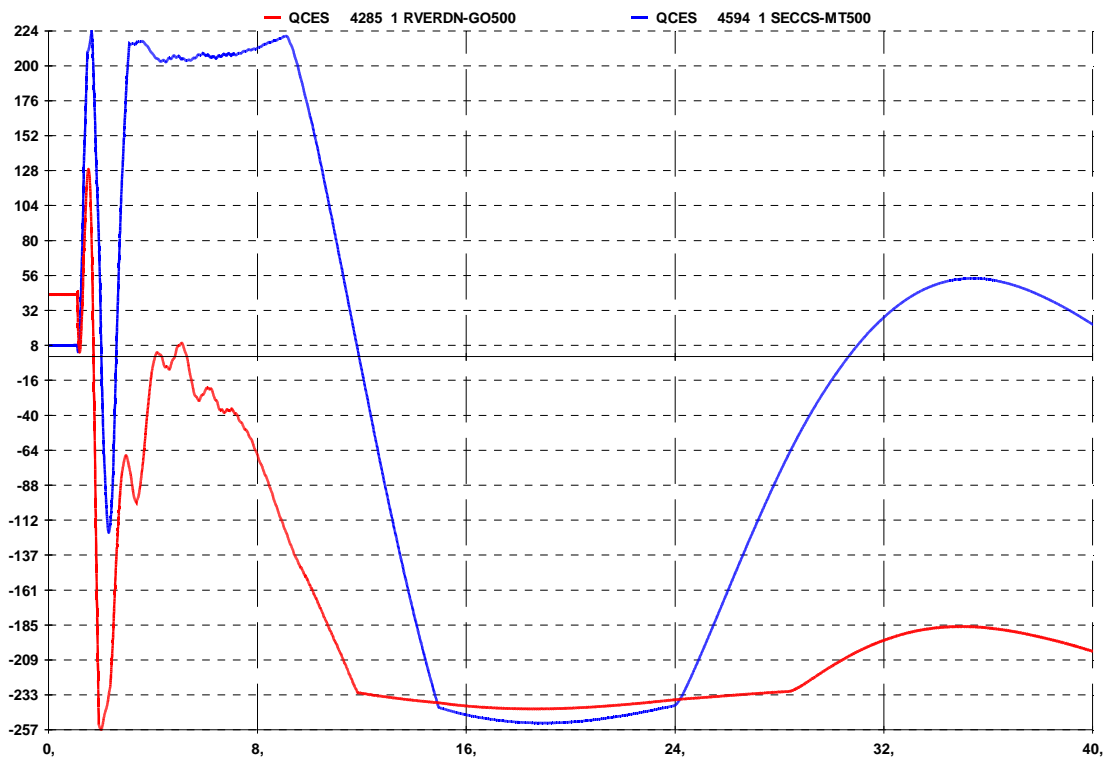


Figura 79 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Perda Dupla.

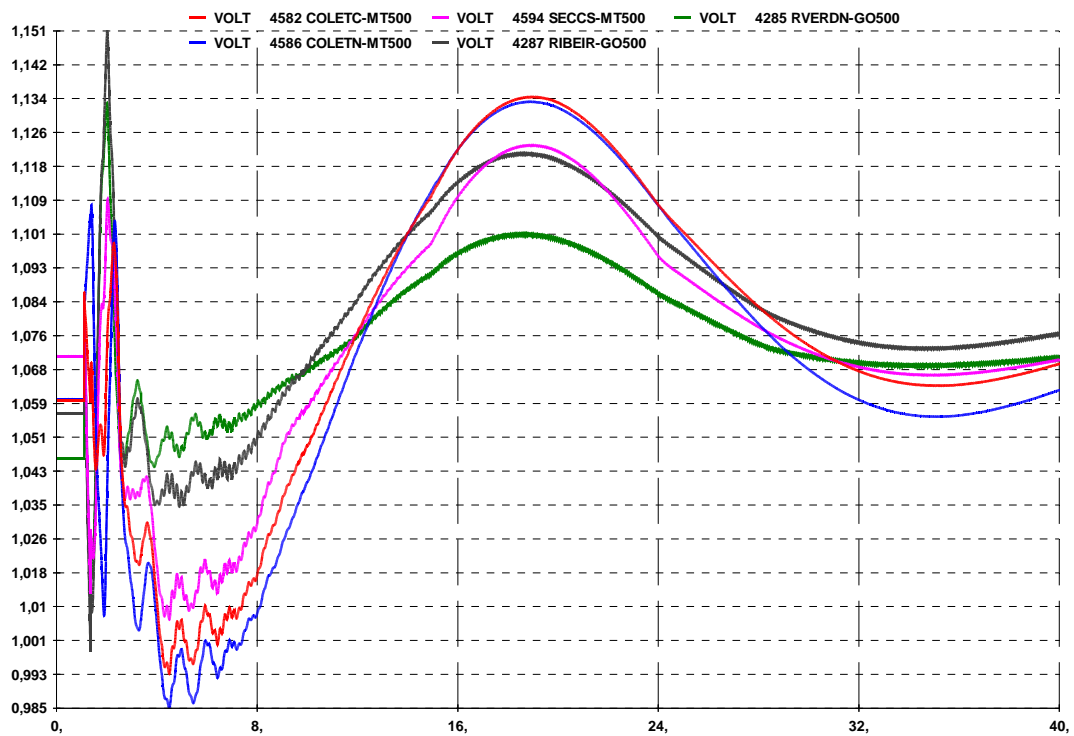


Figura 80 – Tensões no Tronco de Transmissão entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Perda Dupla.

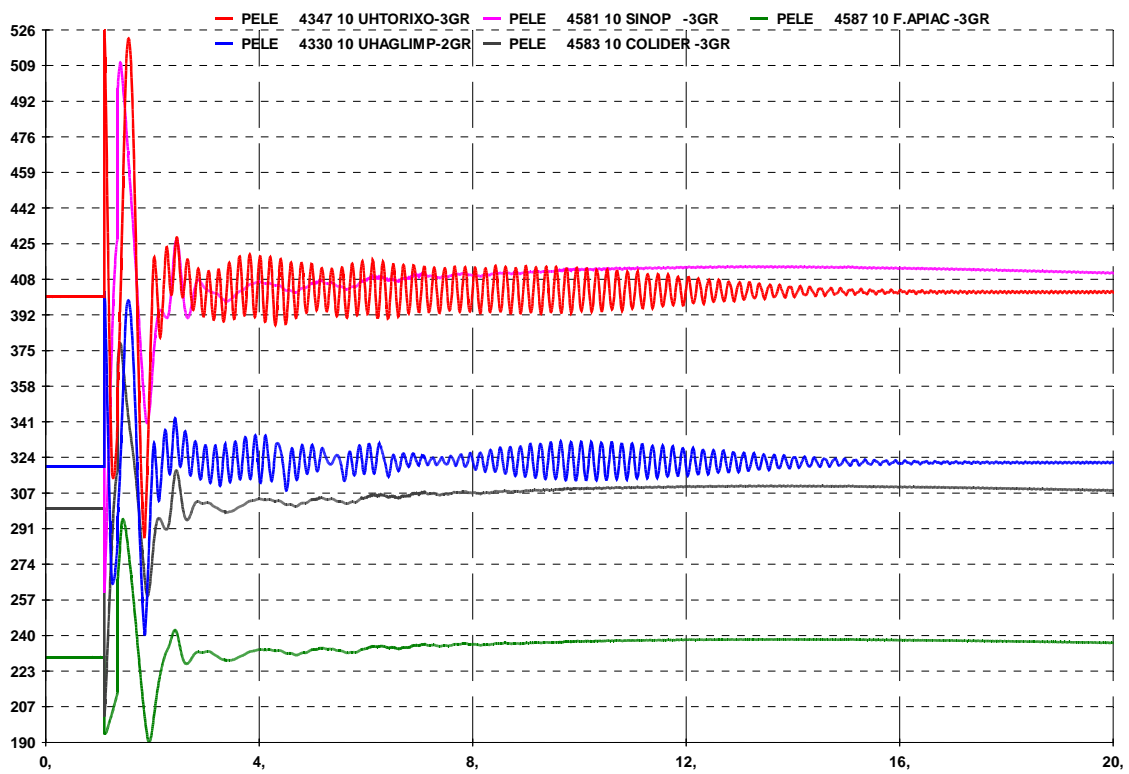


Figura 81 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Colider, Torixéu e Água Limpa – 2020 Perda Dupla.

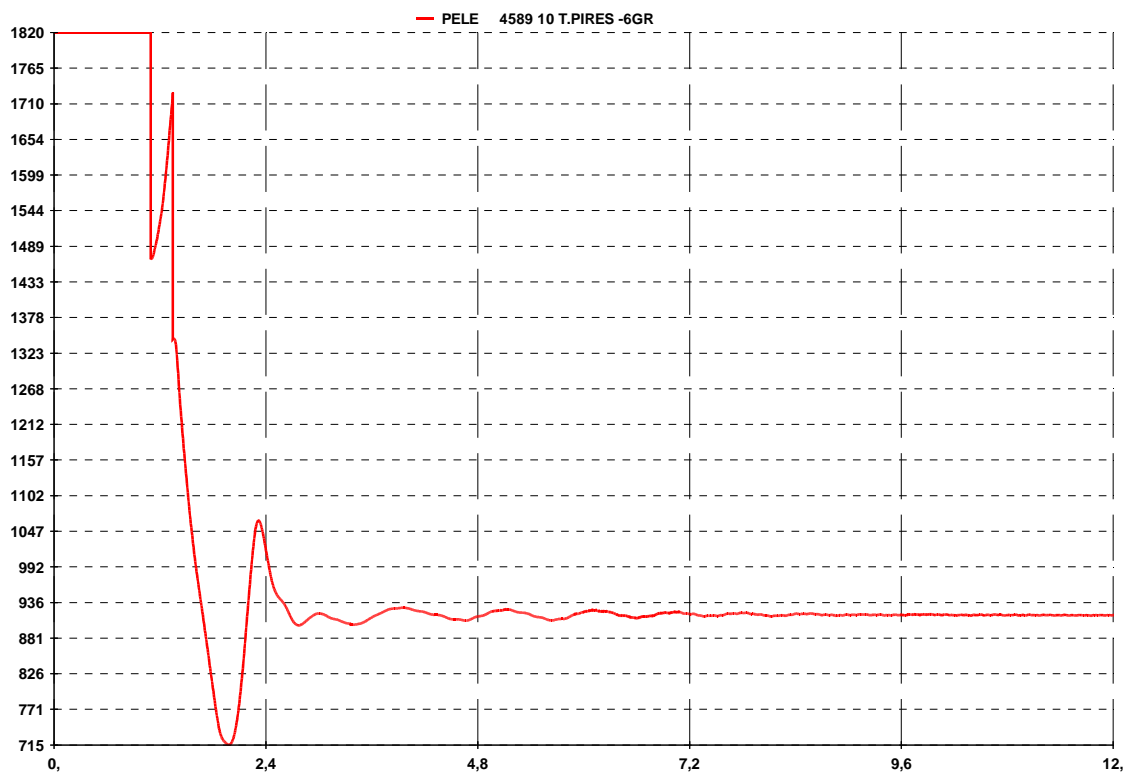


Figura 82 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Perda Dupla.

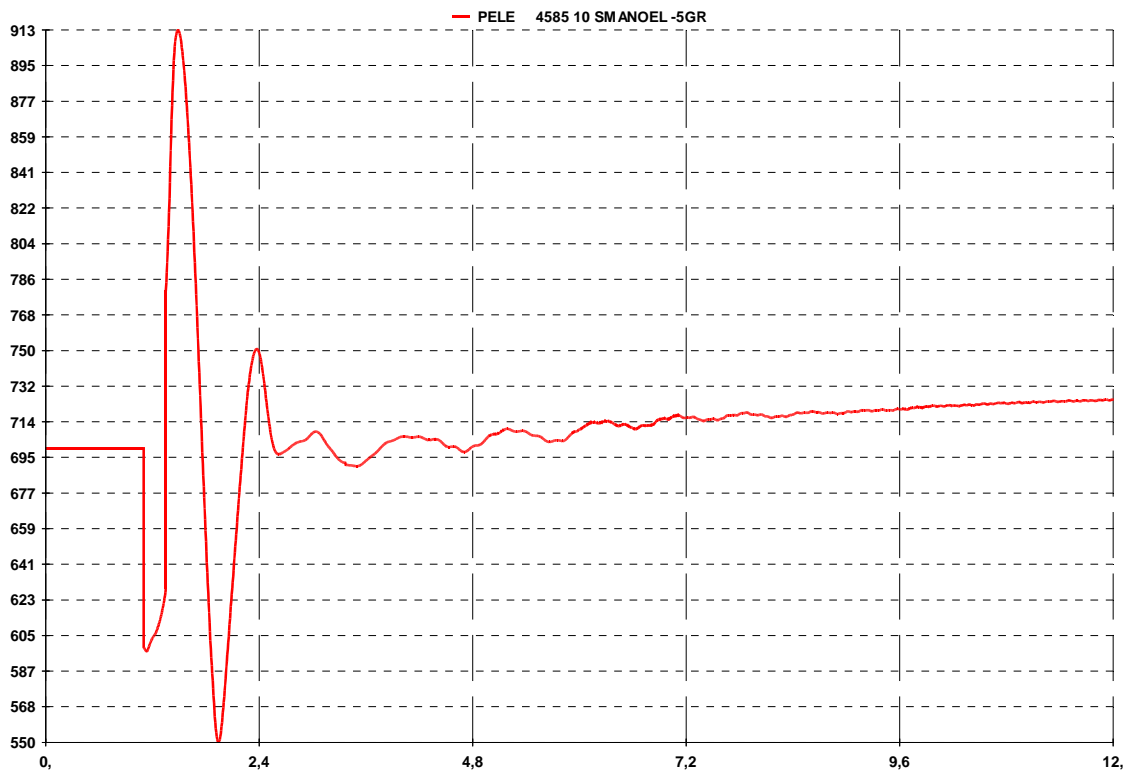


Figura 83 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda Dupla.

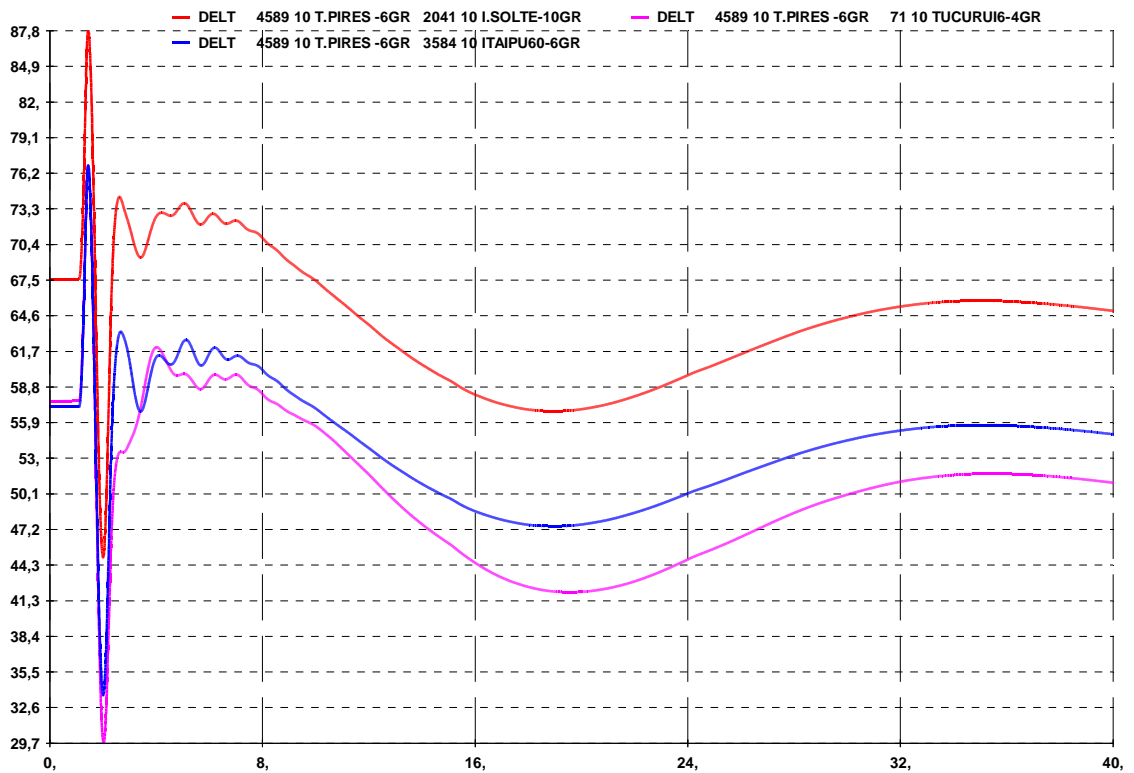


Figura 84 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Perda Dupla.

Apesar desta simulação não ser considerada como um critério de planejamento foi realizada para analisar o desempenho do sistema, bem como o montante aproximado de corte de geração que seria necessário para estabilizá-lo. Dessa forma, verificou-se que os compensadores estáticos atingiram o valor mínimo de potência reativa especificado para os mesmos, permanecendo durante um pouco mais de 10 segundos nessa condição, justamente quando as tensões no tronco em 500 kV apresentavam valores acima de 1,0 pu, ou seja, os compensadores estavam tentando atuar de forma a reduzir a tensão do sistema, enquanto as máquinas remanescentes ainda estavam atuando de forma a amortecer as oscilações e estabilizar o sistema.

Além disso, verificou-se que as usinas conectadas a SE 500 kV Ribeirãozinho, UHEs Água Limpa e Torixoréu apresentaram oscilações que só foram se estabilizar após 15 segundos de simulação. Isto ocorreu pela perda dupla ter sido realizada nos terminais da subestação em que estão conectadas e ocorrer grandes variações de tensão nesta mesma SE.

Este sistema só se estabiliza após o corte de 3 unidades geradoras da UHE Teles Pires, que aliviam o carregamento no tronco em 500 kV e, com isso, reduzem as oscilações do sistema, bem como reduzem a necessidade de atuação por parte dos compensadores estáticos.

Eliminando os estabilizadores de potência das unidades geradoras de Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo tem-se um amortecimento das oscilações referentes à potência elétrica dessas usinas, como pode ser visualizado na Figura 85, o que confirma a necessidade de um ajuste específico para estas unidades geradoras.

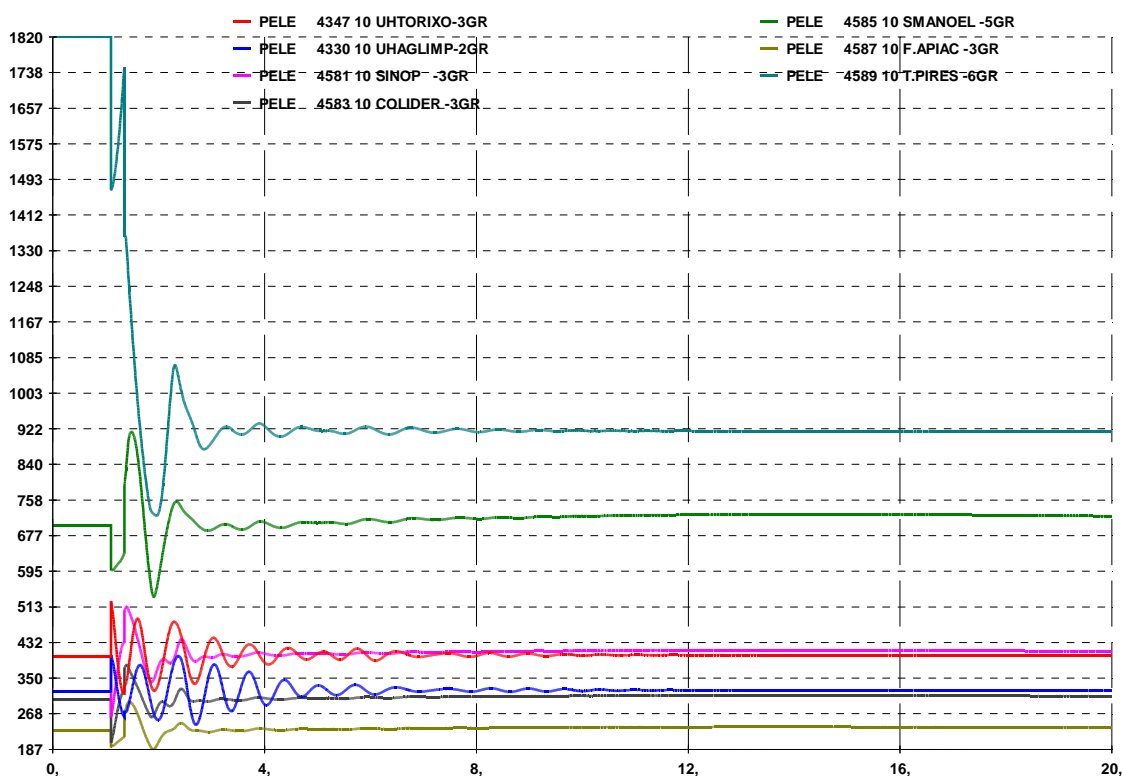


Figura 85 – Potência Elétrica das Unidades Geradoras do Sistema Teles Pires – 2020 Perda Dupla.

7.2.2. Desempenho da Alternativa 2

Como nesta alternativa não há escalonamento de obras, tanto o bipolo quanto a linha em 500 kV já entram em operação a partir de 2015, a única modificação ao longo dos anos foi a entrada em operação das usinas do sistema Teles Pires. Em 2015, tem-se um total de 1306,6 MW e em 2020, os 3450 MW totais. Para este sistema identificou-se que a pior contingência, independente do ano, é a perda de um pólo, que provoca sobrecarga de até 33% no pólo remanescente. Dessa forma, as simulações a seguir mostram a perda de um pólo e o comportamento do sistema frente a esta contingência para o ano de 2020, que apresenta o máximo carregamento em cada pólo do bipolo, de 1400 MW cada.

Esta análise considerou o sistema em que todas as usinas do complexo de Teles Pires (UHE Colider, São Manoel, Foz do Apiacas, Sinop, Teles Pires) estão representadas e despachando 100 % da potência instalada e também as usinas conectadas a SE 500 kV Ribeirãozinho, as UHEs Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo.

A Figura 86 mostra o comportamento do limite máximo de sobrecarga de corrente no conversor do pólo remanescente, durante os 5 segundos após a contingência este pólo consegue despachar 50% a mais da potência especificada e após esse tempo esta potência descrese até os 33% de sobrecarga, que devem permanecer por até 30 minutos. A Figura 87 apresenta a potência drenada da rede CA pelo conversor e a Figura 88 apresenta os ângulos de disparo e extinção do pólo conversor remanescente.

Com relação ao sistema CA, a Figura 89 apresenta o comportamento das potências reativas (em Mvar) dos Compensadores Estáticos das SE Seccionadora Sul e Rio Verde Norte. A Figura 90 e a Figura 91 mostram as tensões no tronco de transmissão entre as SE Coletora Norte e Marimbondo. A Figura 92, a Figura 93 e a Figura 94 apresentam as potências elétricas das UHEs Colider, Sinop, Foz do Apicás, Torixoréu e Água Limpa, da UHE Teles Pires e da UHE São Manoel, respectivamente. A Figura 95 apresenta o ângulo das máquinas da UHE Teles Pires.

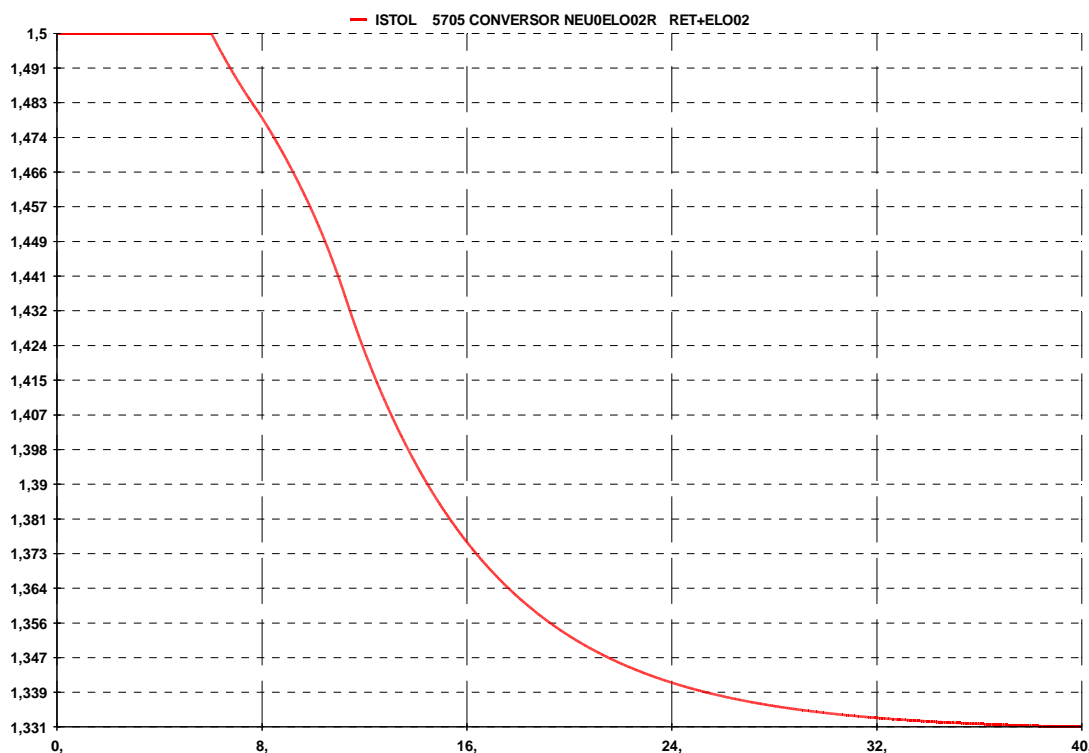


Figura 86 – Limite Máximo de Sobrecarga de Corrente no Conversor – 2020 Perda de um Pólo.

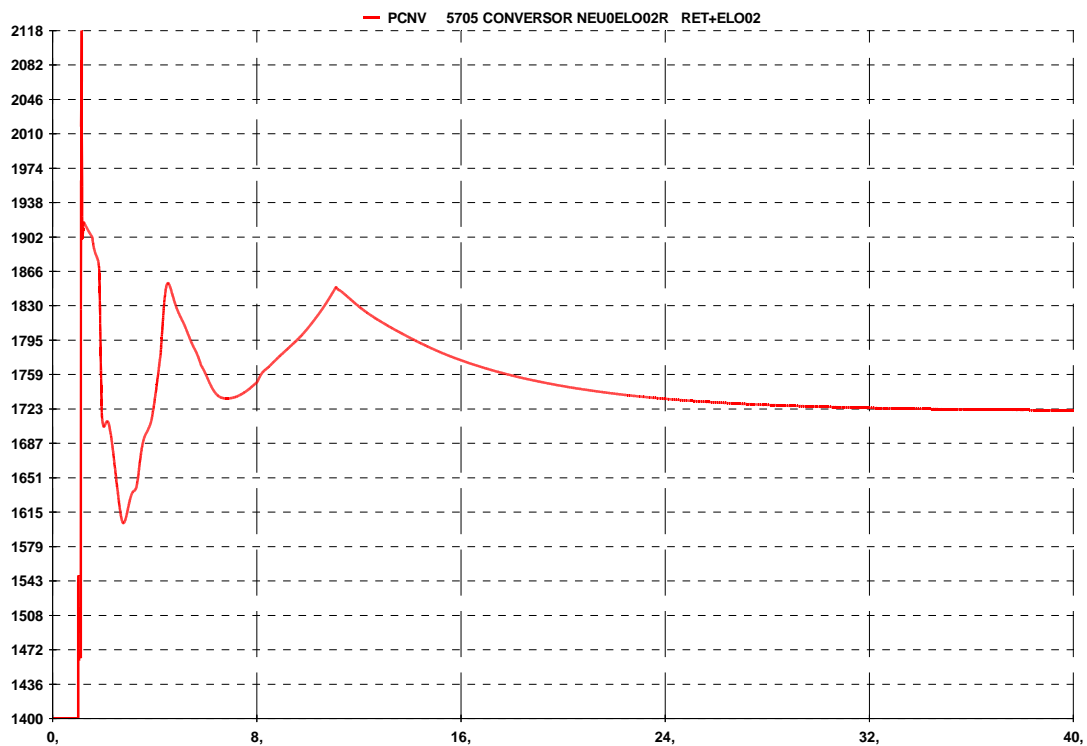


Figura 87 – Potência Ativa Drenada da Rede CA pelo Conversor, em MW – 2020 Perda de um Pólo.

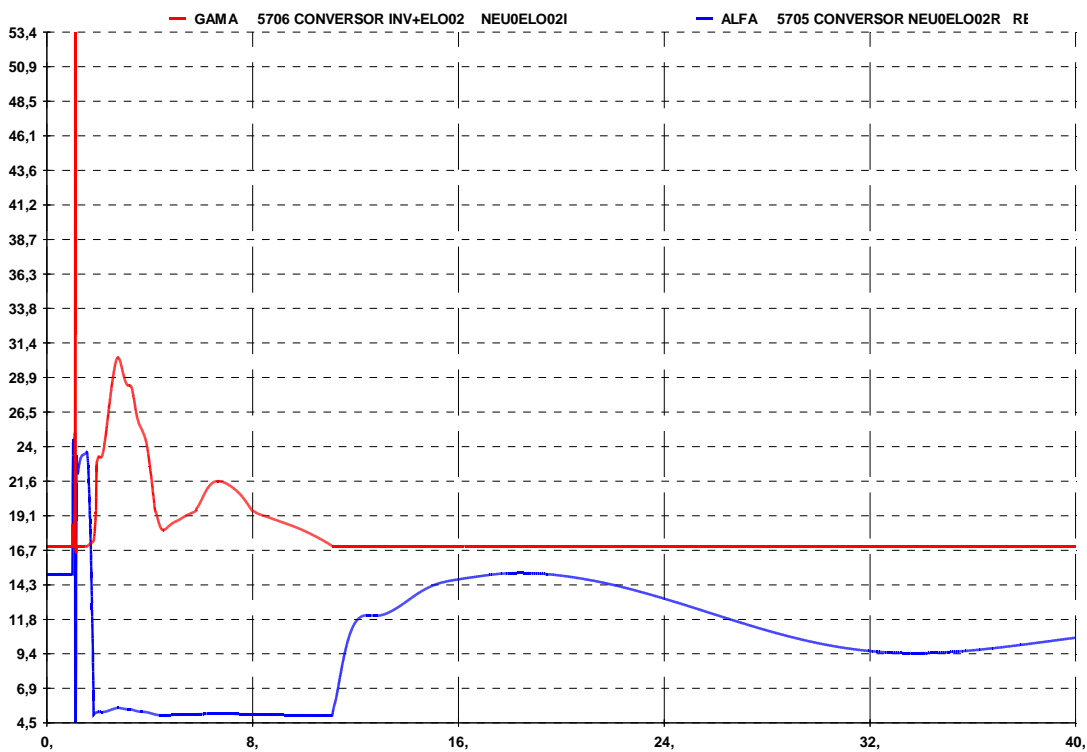


Figura 88 – Ângulo de Disparo (Alfa) e Ângulo de Extinção (Gama) para as Válvulas do Conversor, em Graus – 2020 Perda de um Pólo.

Pelas figuras acima, tem-se que o pólo remanescente passou a drenar 1723 MW, referente aos 33% de sobrecarga do sistema e houve atuação do ângulo de disparo (alfa) de modo a drenar esta maior potência pelo retificador.

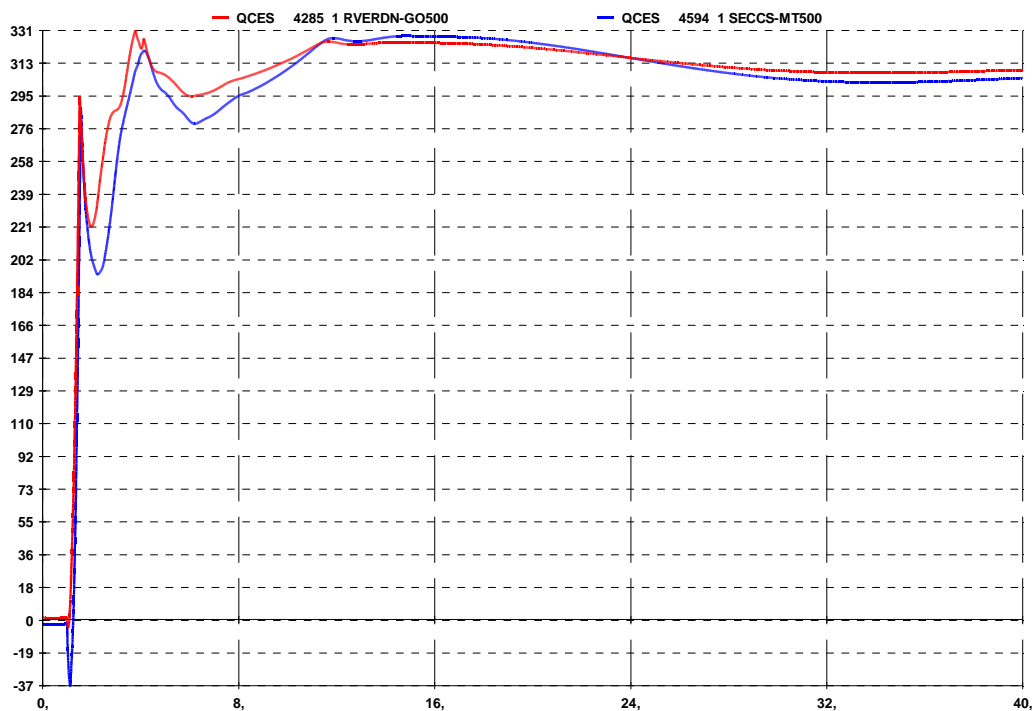


Figura 89 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde – 2020 Perda de um Pólo.

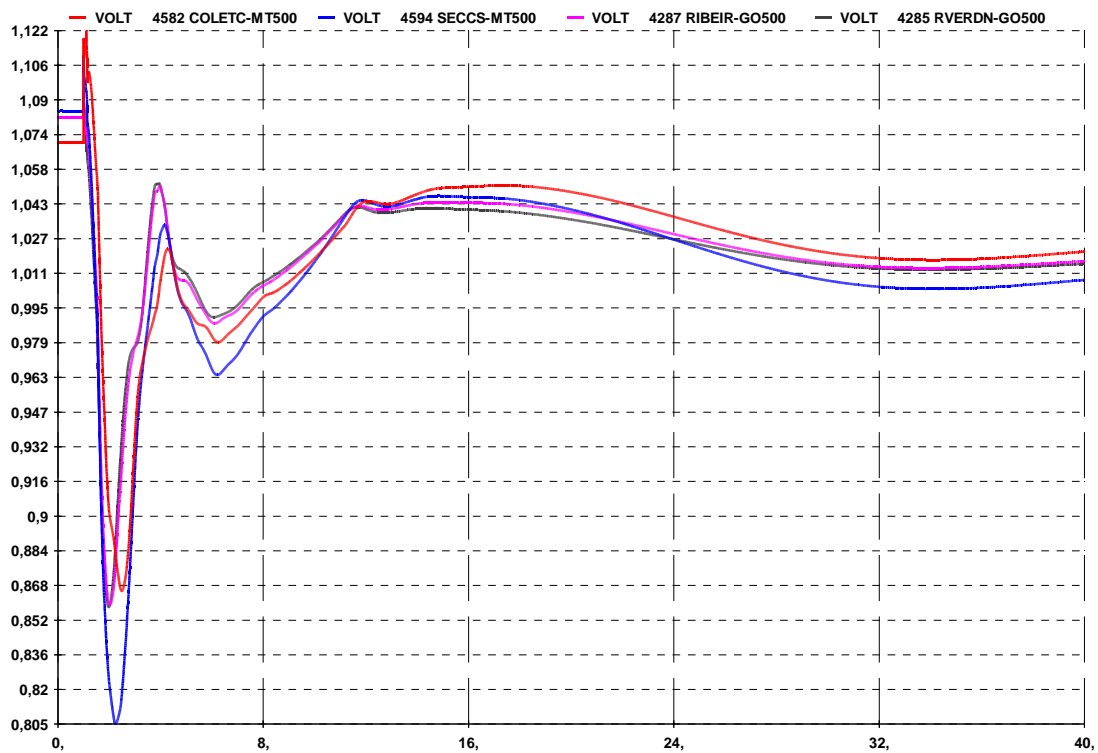


Figura 90 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Centro, Seccionadora Sul, Ribeirãozinho e Rio Verde Norte – 2020 Perda de um Pólo

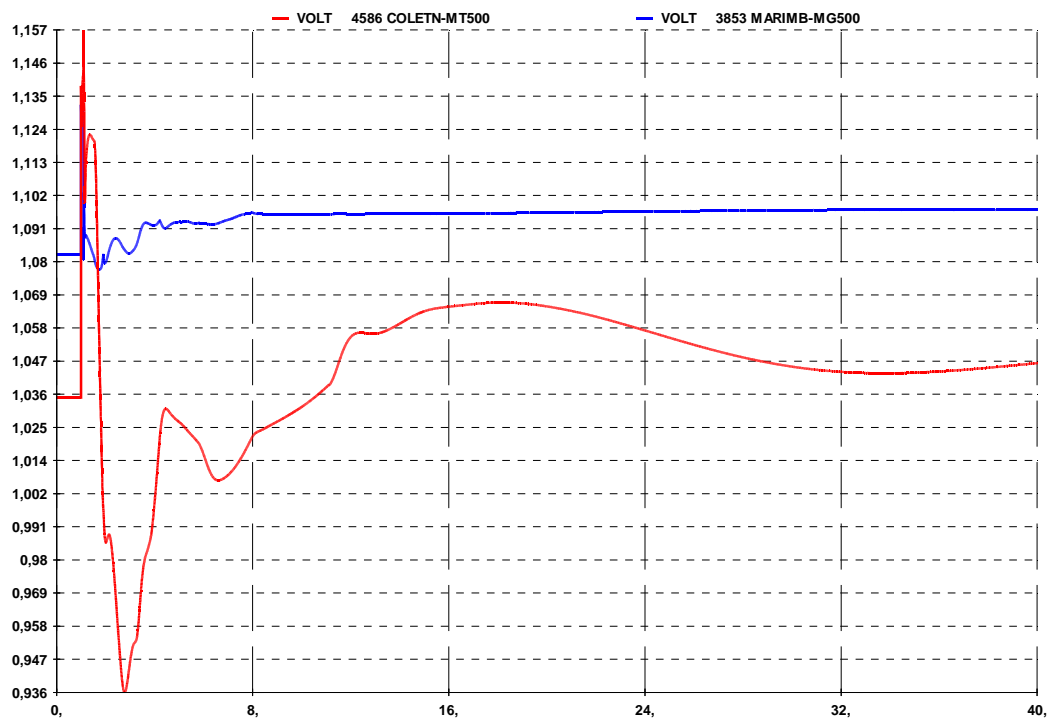


Figura 91 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Norte e Marimbondo – 2020 Perda de um Pólo.

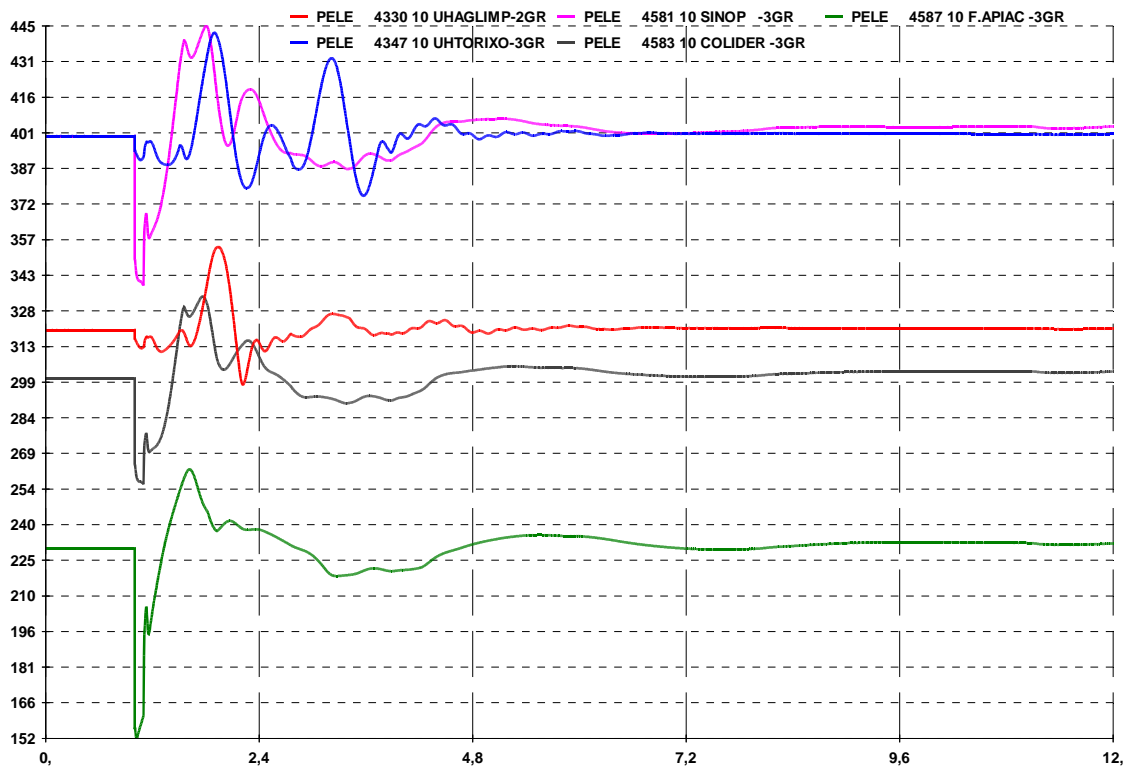


Figura 92 – Potência Elétrica das UHs Sinop, Foz do Apicás, Colider, Torixó e Água Limpa – 2020 Perda de um Pólo.

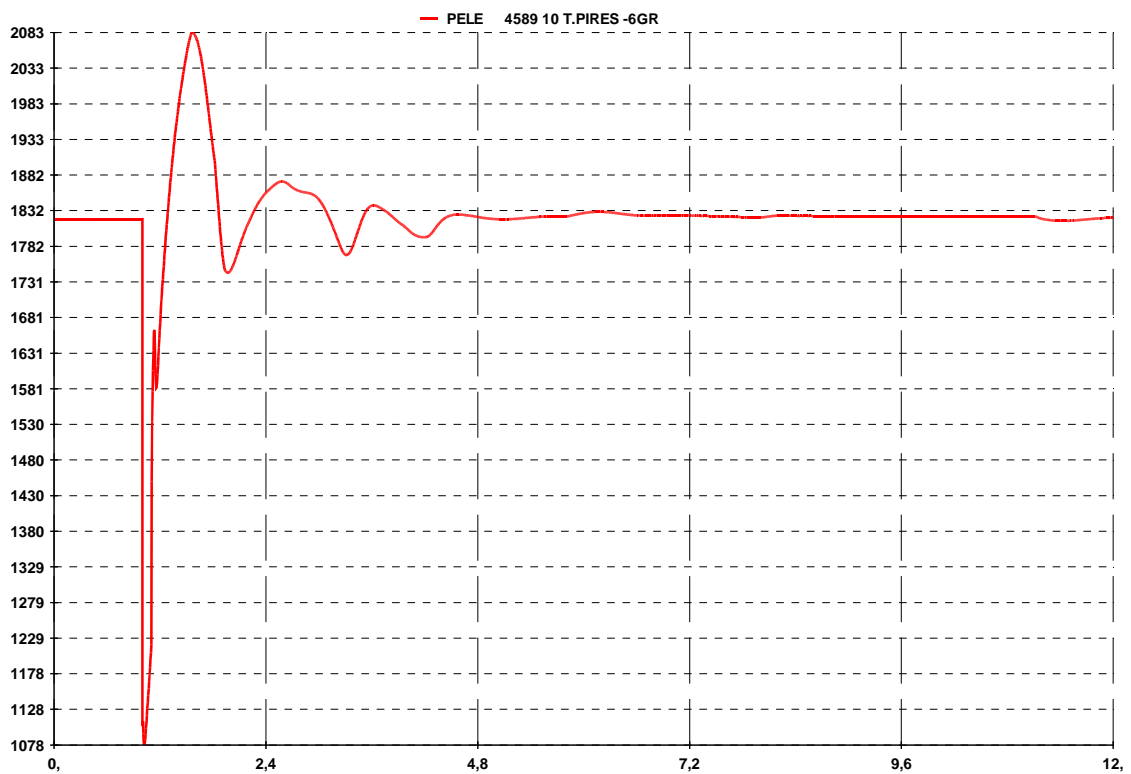


Figura 93 – Potência Elétrica da UHE Teles Pires – 2020 Perda de um Pólo.

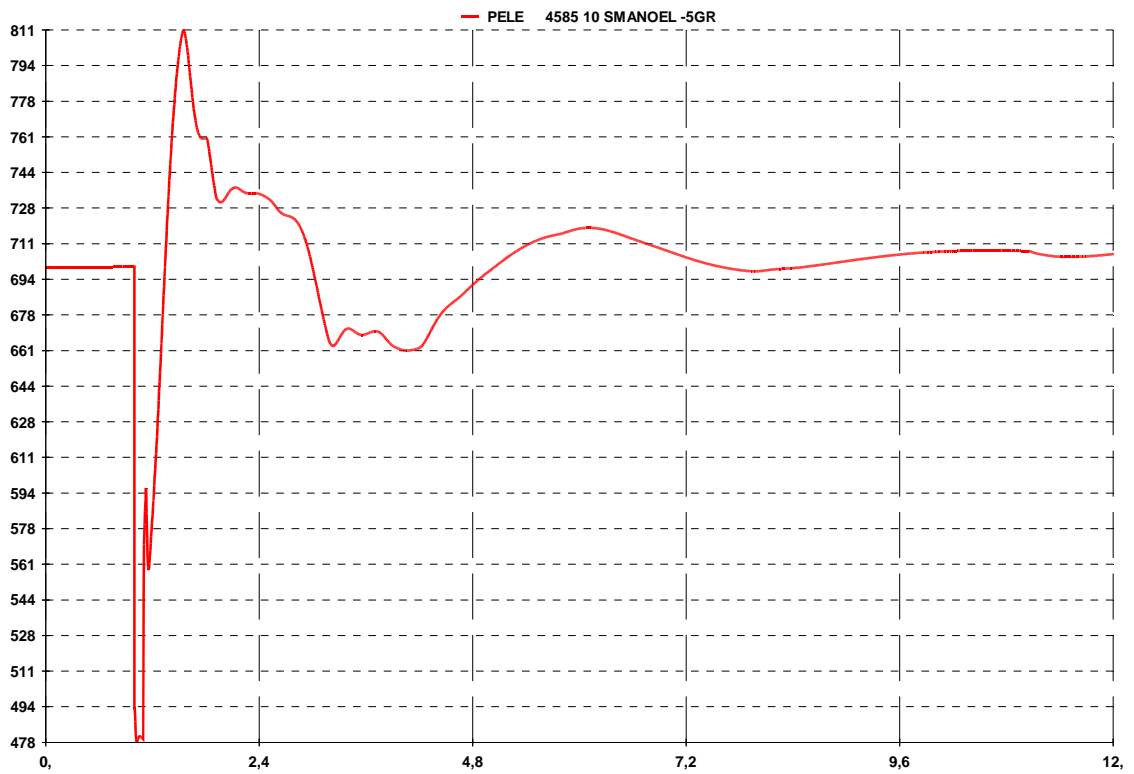


Figura 94 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda de um Pólo.

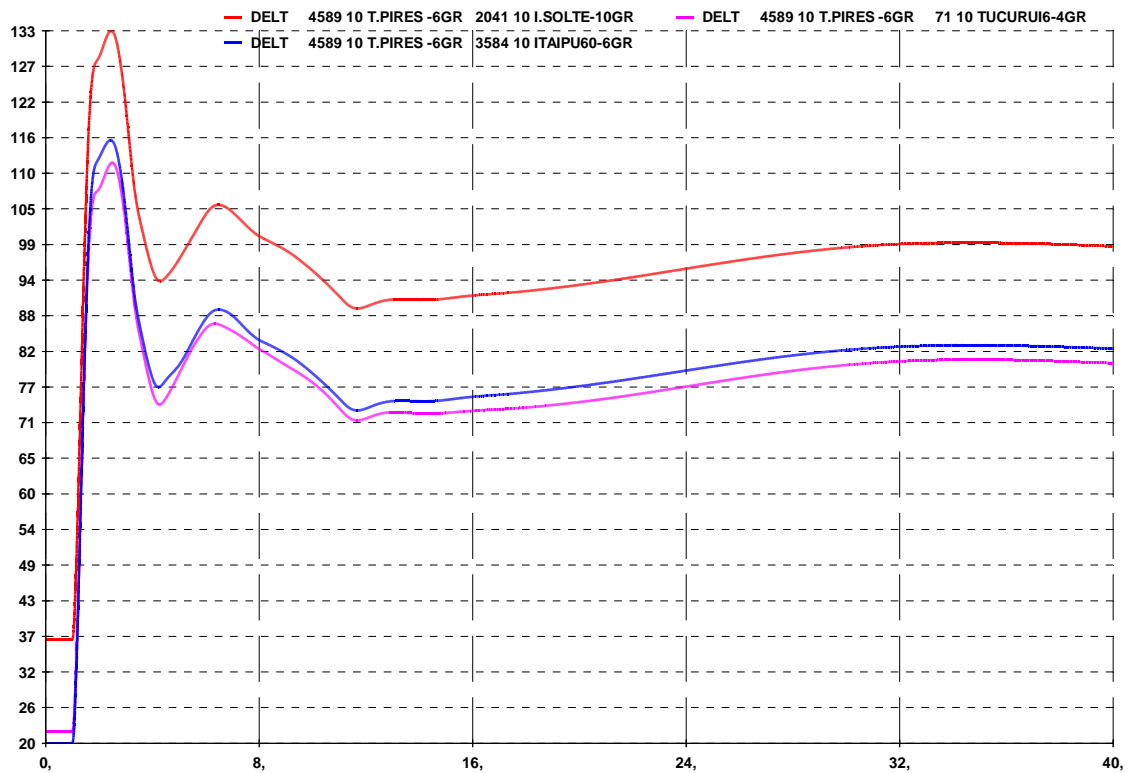


Figura 95 – Ângulo Elétrico das Máquinas da UHE Teles Pires em relação à UHE Ilha Solteira em relação à UHE Ilha Solteira, Itaipu e Tucuruí – 2020 Perda de um Pólo.

A atuação do sistema CA também foi satisfatória, mas vê-se que os compensadores estáticos estão gerando praticamente o máximo de sua potência reativa especificada para poder manter as tensões no tronco em 500 kV acima de 1,1pu. Isto deve ser pelo fato deste sistema estar absorvendo o restante da potência antes transmitida pelo pólo, deixando o tronco mais carregado. Mesmo operando próximo ao limite, tem-se que as usinas do sistema se estabilizaram (sem oscilações) em 5 segundos após a falta.

Para a análise da Alternativa 2, também foi simulado um curto monofásico na barra CA do terminal do inversor, ou seja, na SE 500 kV Marimbondo. O objetivo desta análise é verificar o comportamento do Elo CC diante de uma falta monofásica e se esta leva ou não a falha de comutação no seu terminal inversor, verificando o comportamento do sistema CA nessa situação. A Figura 96, a seguir, apresenta a potência ativa drenada pelo conversor, no retificador e no inversor. A Figura 97 apresenta os ângulos de disparo e extinção do pólo conversor remanescente.

Com relação ao sistema CA, a Figura 98 apresenta o comportamento das potências reativas (em Mvar) dos Compensadores Estáticos das SE Seccionadora Sul e Rio Verde Norte. A Figura 99 e a Figura 100 mostram as tensões no tronco de transmissão entre as SE Coletora Norte e Rio Verde Norte e a tensão na SE Marimbondo, respectivamente.

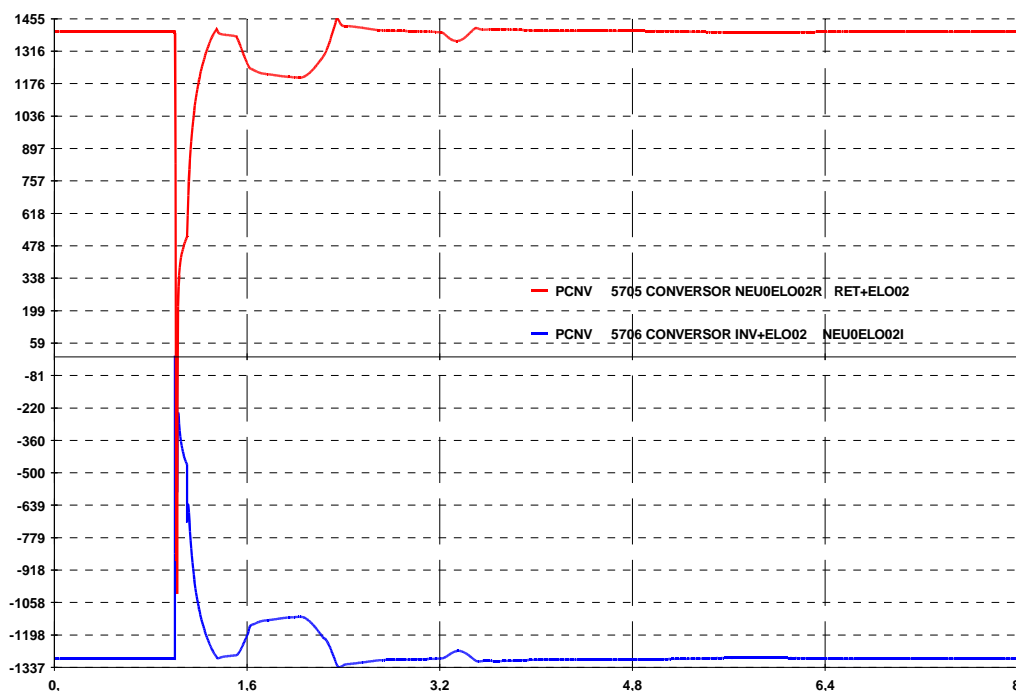


Figura 96 – Potência Ativa Drenada da Rede CA pelo Conversor, em MW – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.

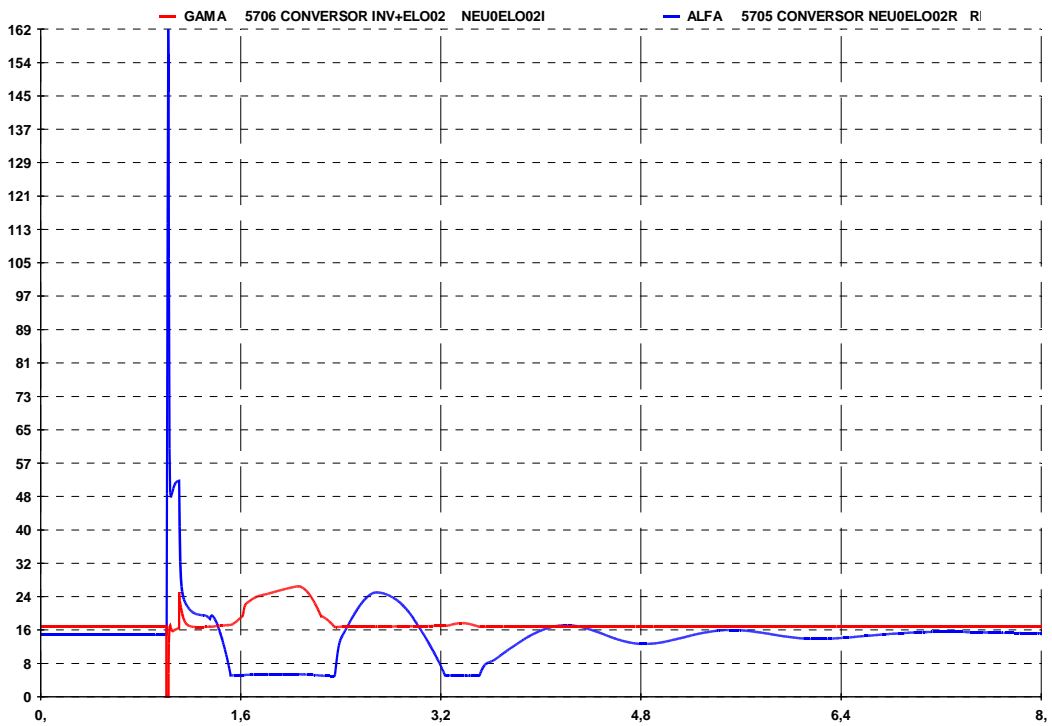


Figura 97 – Ângulo de Disparo (Alfa) e Ângulo de Extinção (Gama) para as Válvulas do Conversor, em Graus – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.

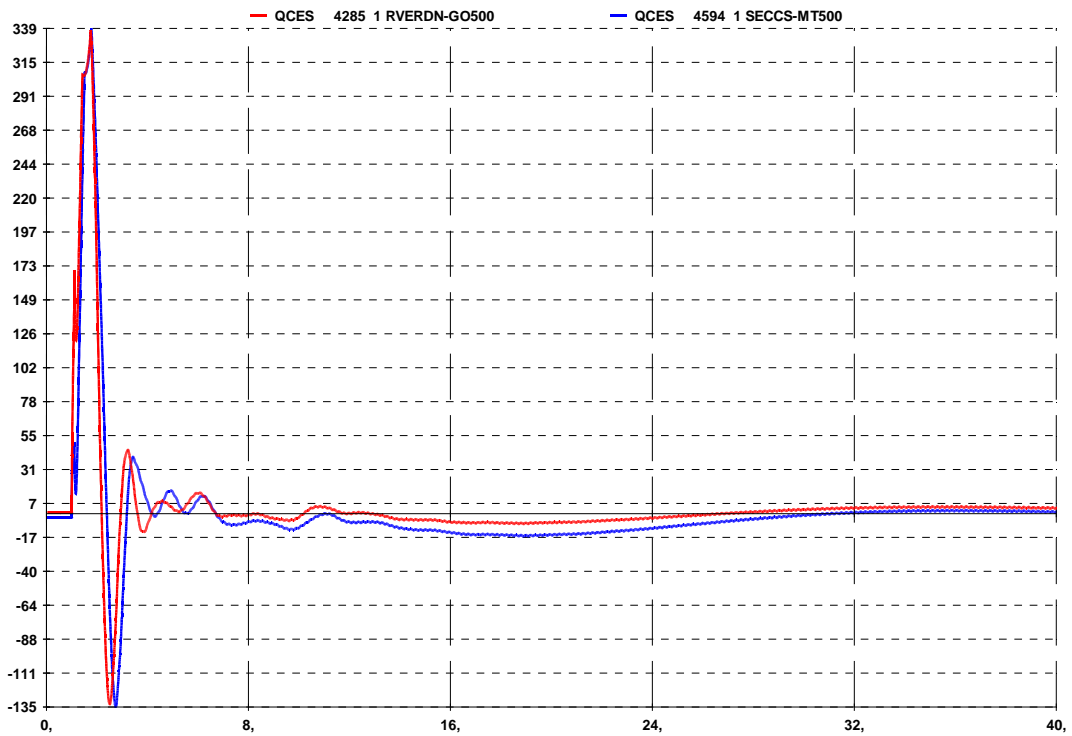


Figura 98 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores Estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.

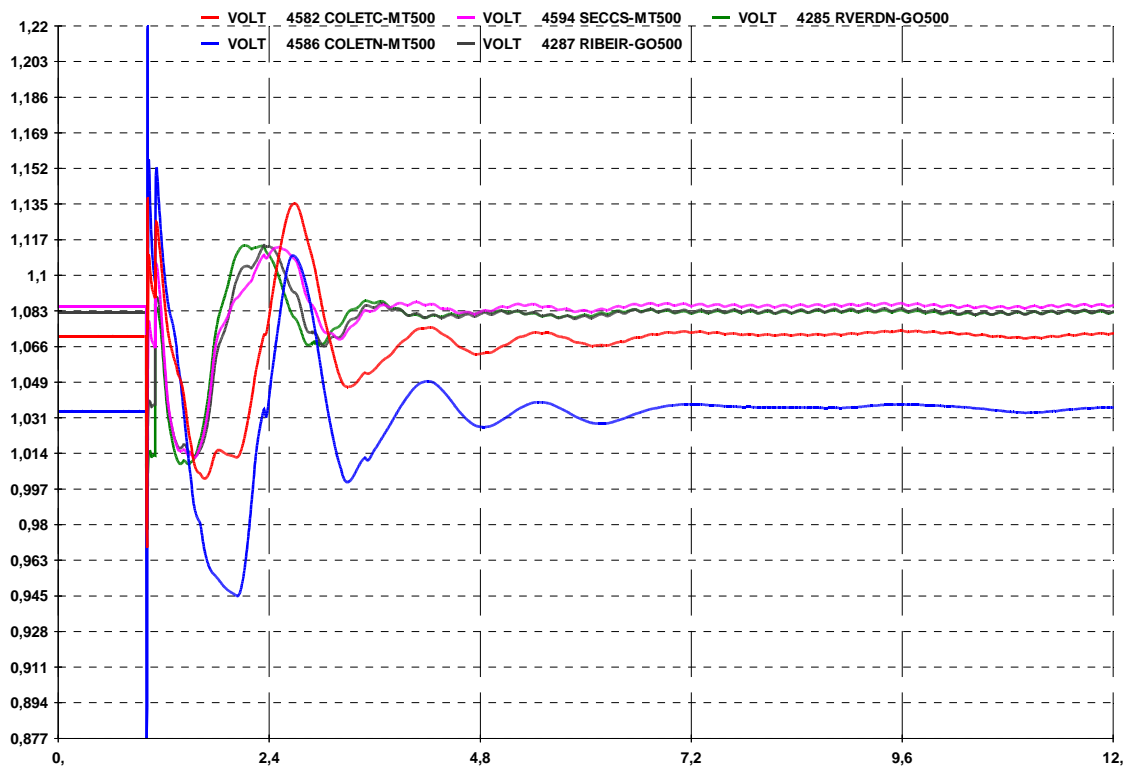


Figura 99 – Tensões no Tronco de Transmissão CA entre as SEs Coletora Norte e Rio Verde Norte – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.

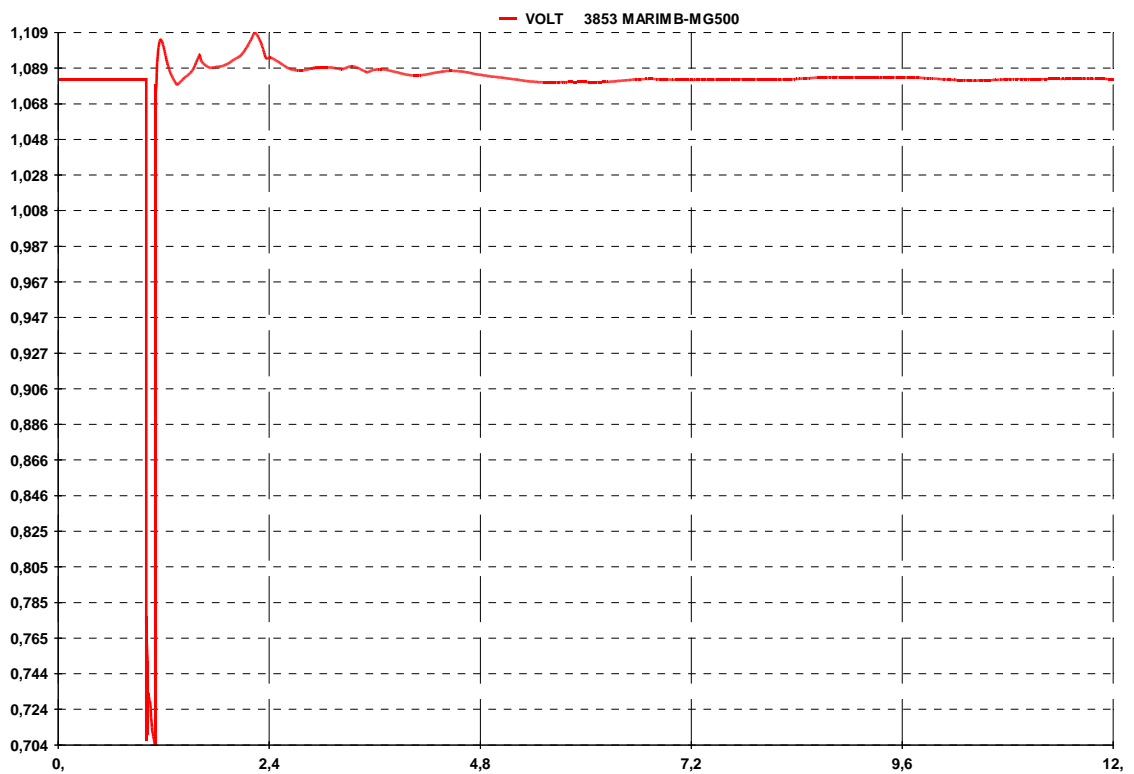


Figura 100 – Tensão na SE Marimbondo – 2020 Curto Monofásico do Lado do Inversor.

Como pôde ser verificado pela Figura 100, houve falha de comutação quando a tensão na SE Marimbondo atingiu 0,7 pu, que também pôde ser visto na Figura 97, uma vez que quando o ângulo alfa atingiu o seu valor mínimo ($\alpha=5^\circ$) o controle de corrente passou para o terminal inversor, liberando gama até voltar a situação normal, onde o retificador controla a corrente e o inversor a tensão.

Com relação ao desempenho do sistema CA, tem-se que este se estabilizou rápido, cerca de 5 segundos após a falta, não apresentando grandes oscilações e havendo pequena atuação dos compensadores estáticos.

Muito embora não seja um critério de planejamento, também foi realizada uma simulação, neste mesmo cenário, para a perda do bipólo. A avaliação desta perda mostra a necessidade de se ter um Sistema Especial de Proteção (SEP), que também atuou 250 milissegundos após a falta, para corte de unidades geradoras das UHEs Teles Pires, São Manoel e Colider, assim distribuídos: seis unidades na UHE Teles Pires, quatro unidades na UHE São Manoel e duas unidades na UHE Colider. Como resultado, são necessários o corte de 2580 MW de geração para atender a perda do bipólo.

A Figura 101 apresenta o comportamento das potências reativas (em Mvar) dos Compensadores Estáticos das SE Seccionadora Sul e Rio Verde Norte. A Figura 102 e a Figura 103 mostram as tensões no tronco de transmissão entre as SE Coletora Norte e Marimbondo. A Figura 104, a Figura 105, a Figura 106 e a Figura 107 apresenta as potências elétricas das UHE Teles Pires, UHE São Manoel, UHE Colider e UHEs Sinop, Foz do Apicás, Torixoréu e Água Limpa para a perda do bipólo, respectivamente.

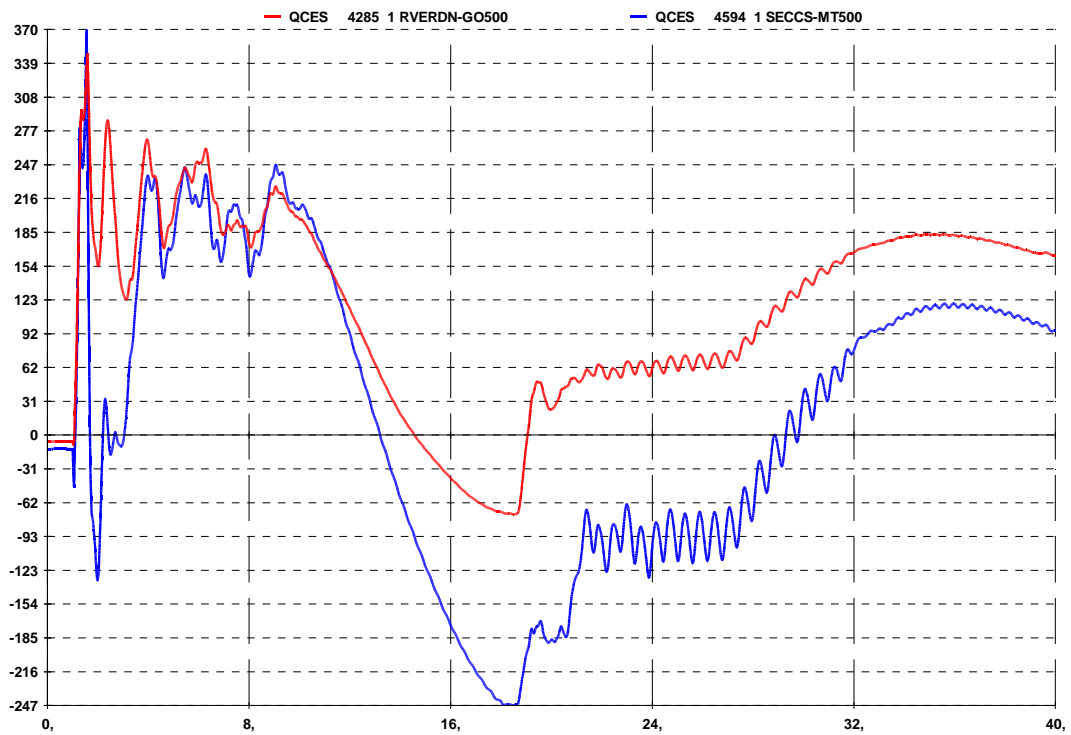


Figura 101 – Comportamento das Potências Reativas em Mvar dos Compensadores estáticos das SEs Seccionadora Sul e Rio Verde Norte – 2020 Perda do Bipólo.

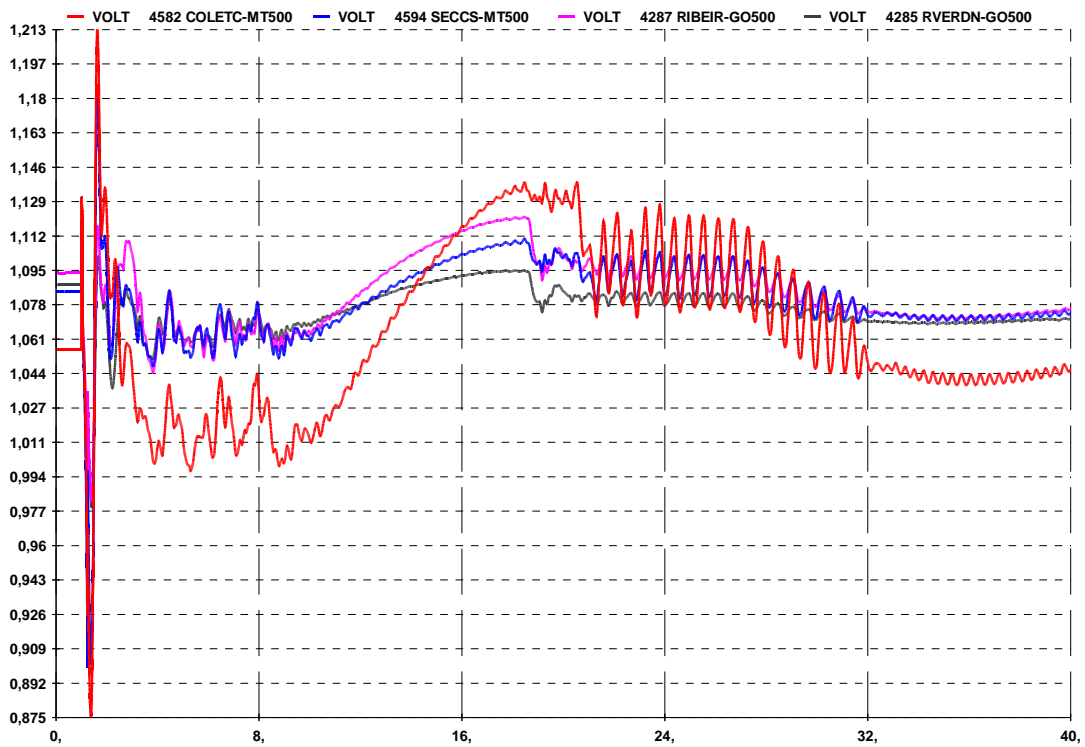


Figura 102 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Centro, Seccionadora Sul, Ribeirãozinho e Rio Verde Norte – 2020 Perda do Bipólo.

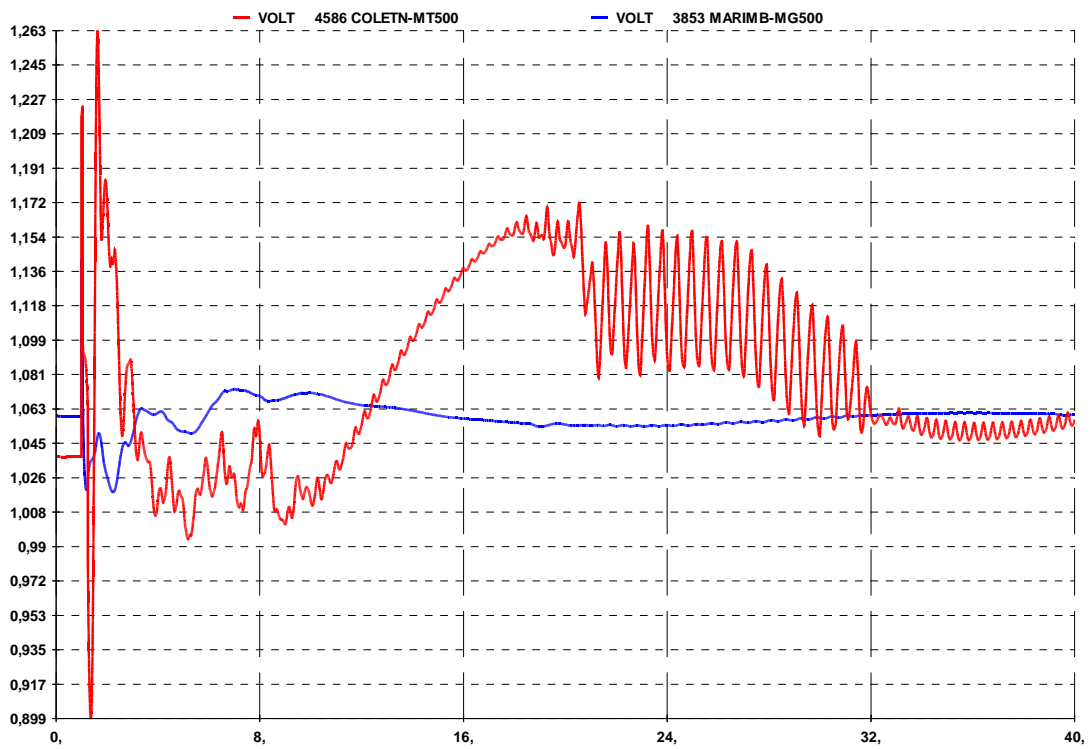


Figura 103 – Tensões no Tronco de Transmissão CA das SEs Coletora Norte e Marimbondo – 2020 Perda do Bipólo.

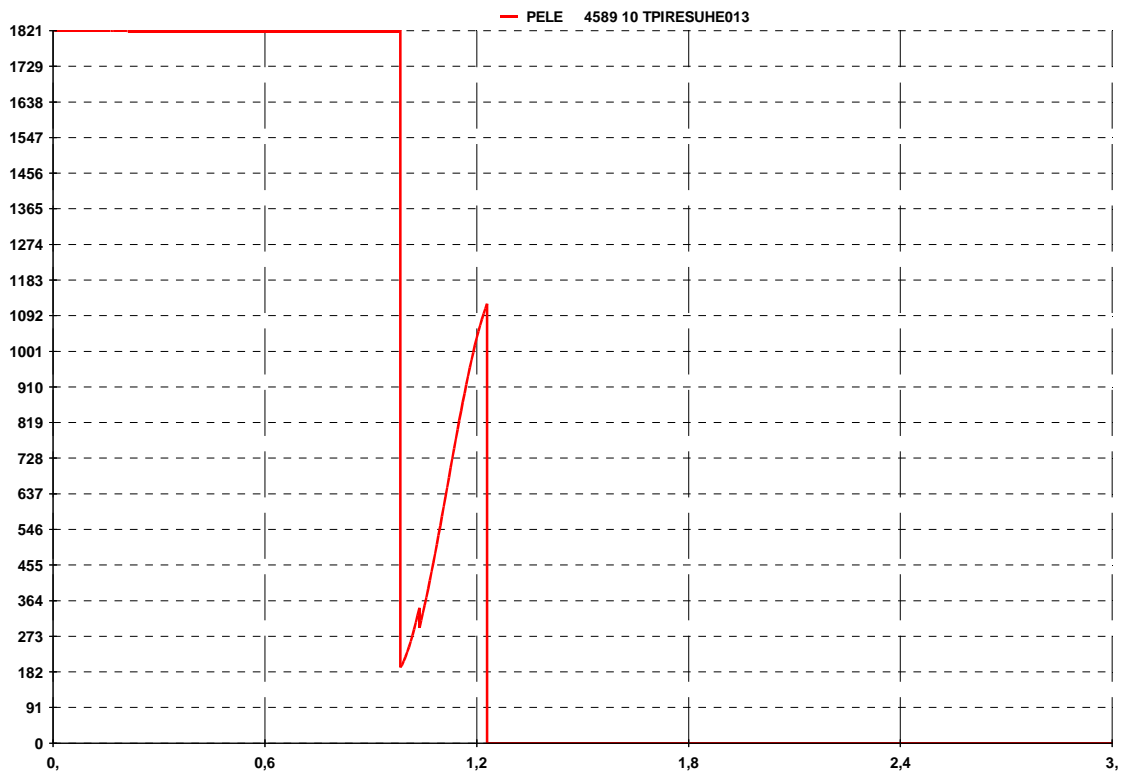


Figura 104 – Potência Elétrica da UHE Teles – 2020 Perda do Bipólo.

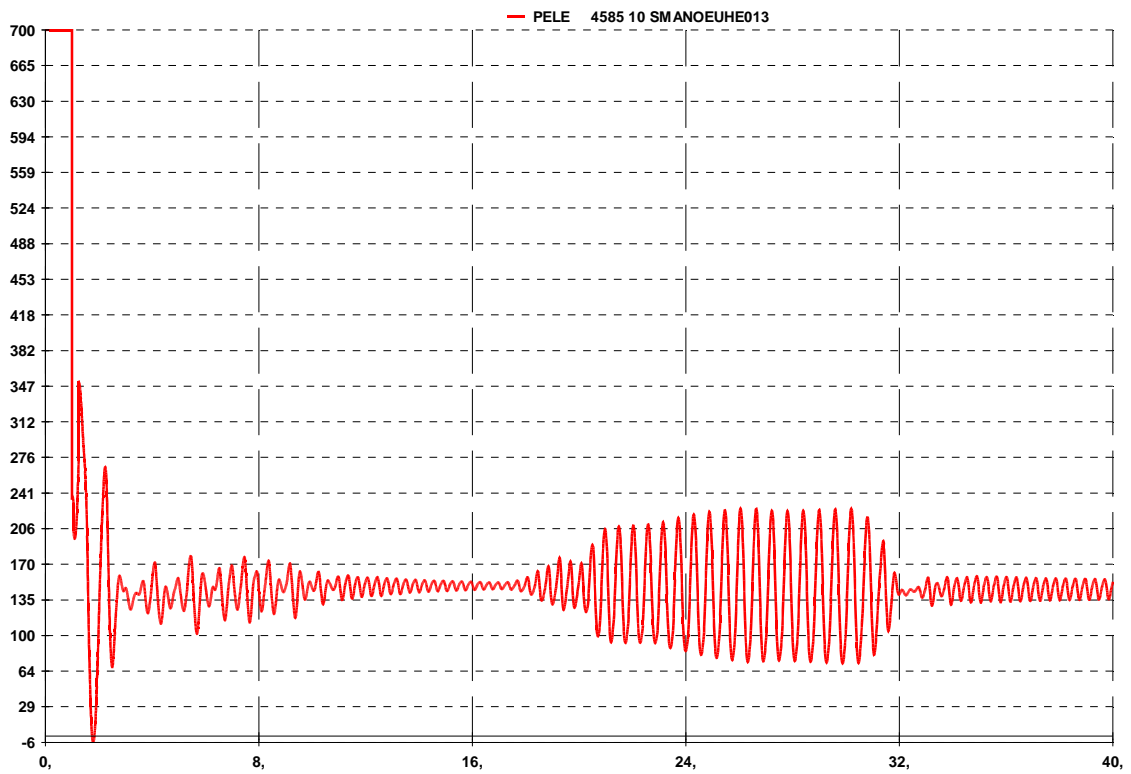


Figura 105 – Potência Elétrica da UHE São Manoel – 2020 Perda do Bipólo.

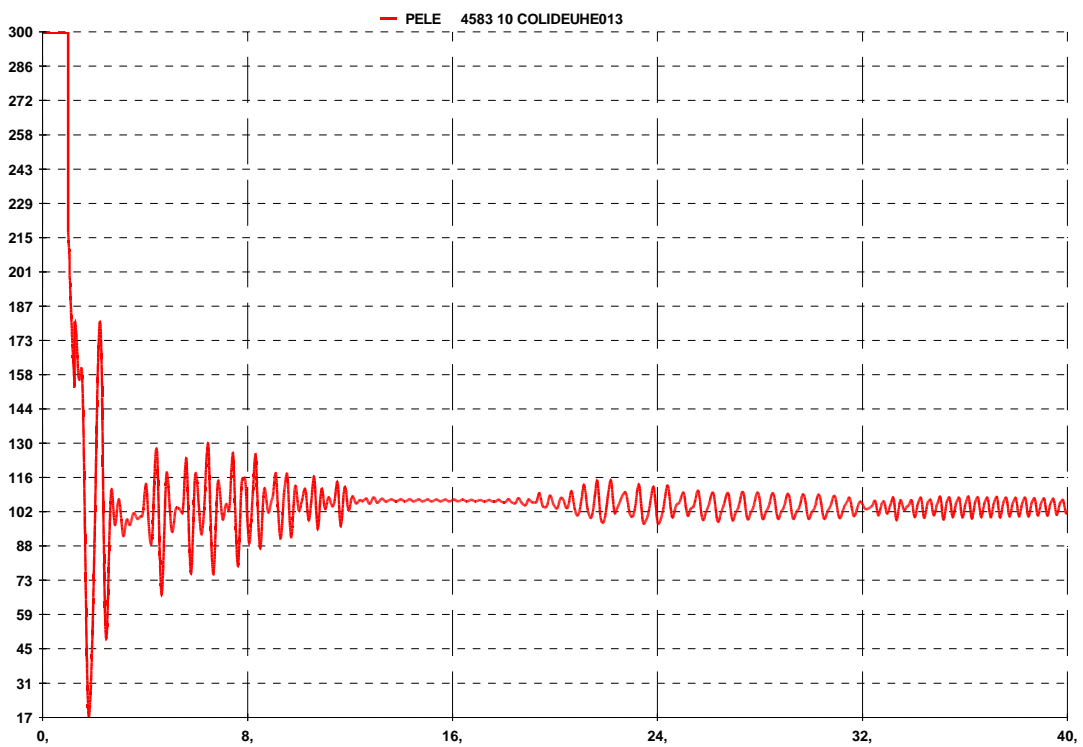


Figura 106 – Potência Elétrica da UHE Colider – 2020 Perda do Bipólo.

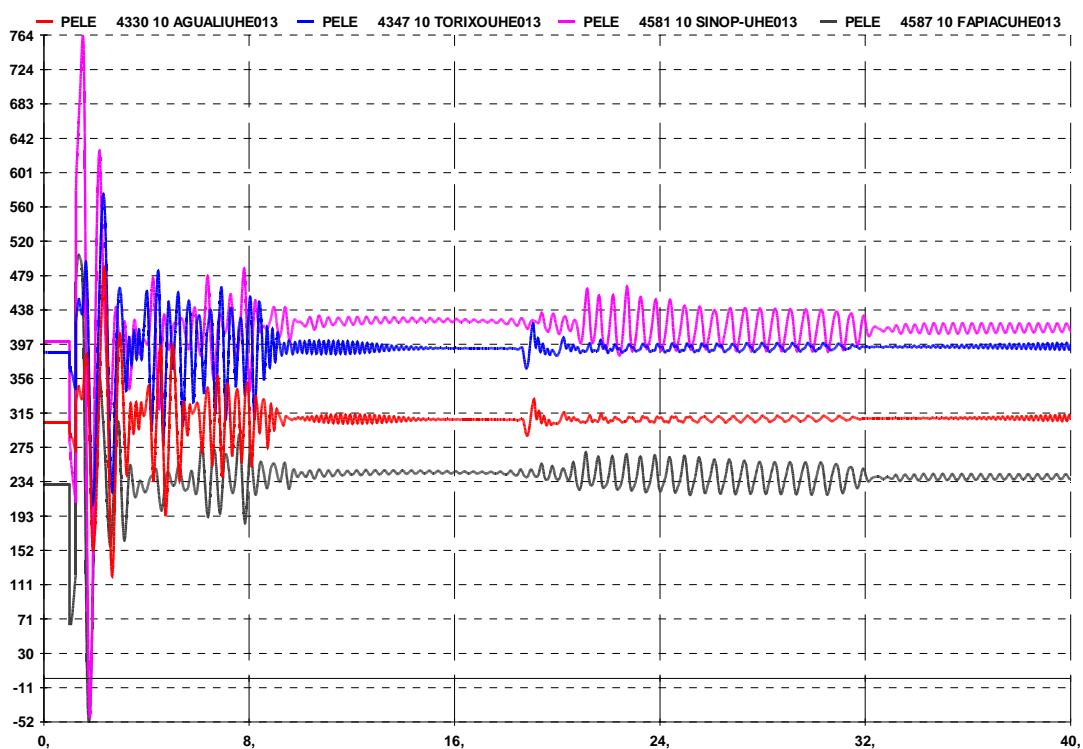


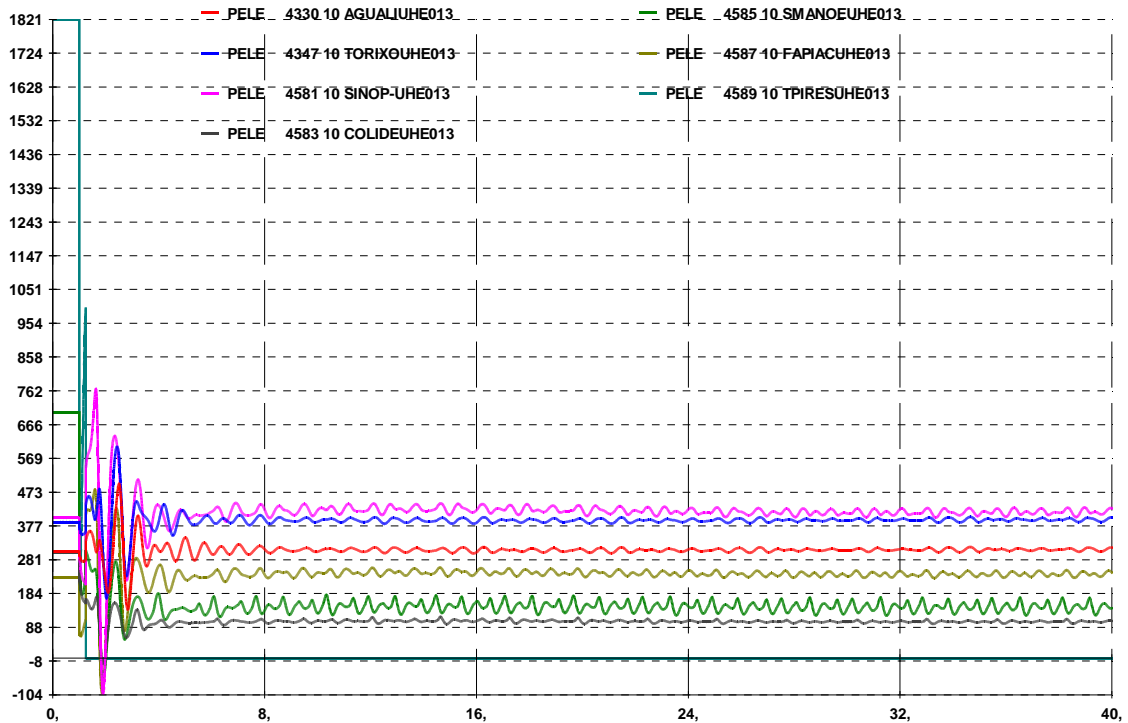
Figura 107 – Potência Elétrica das UHEs Sinop, Foz do Apiacás, Torixéu e Água Limpa – 2020 Perda do Bipólo.

Esta contingência, mesmo com um Esquema de Corte de Geração, apresentou oscilações no sistema, que se mantiveram durante mais de 30 segundos de simulação. Esta oscilação poderia ser minimizada caso houvesse uma ligação entre as SEs Rio Verde Norte e Marimondo, não prevista para esta alternativa no planejamento. Por essa razão, a perda de bipólo, que representa uma perda de 2800 MW de transmissão de energia para o Sudeste, praticamente levou ao corte equivalente de geração. Com isso, faltou suporte de reativo no sistema CA como pode ser notado pelo comportamento do Compensador Estático da Seccionadora Sul, que bateu no limite inferior de potência reativa.

Além disso, verificou-se, com base nas oscilações das unidades geradoras das usinas remanescentes, a necessidade de ajuste nos parâmetros dos controladores das unidades geradoras para diminuir essas oscilações.

Quando da discussão deste trabalho, foram apresentados os resultados onde ocorreram as oscilações causadas pelo ajuste inadequado dos sinais adicionais das unidades geradoras do Complexo Teles Pires. Estas oscilações, provocadas por este

mal ajuste foram reduzidas retirando-se esses estabilizadores, como poder ser visto na Figura 108.



**Figura 108 – Potência Elétrica das Unidades Geradoras do Sistema Teles Pires – 2020
Perda do Bipólo.**

As oscilações ainda observadas, devido ao baixo amortecimento do sistema, podem ser eliminadas através do projeto de sinais adicionais dos estabilizadores em uma fase futura à do planejamento, em que os modelos reais dos controladores das unidades geradoras estejam disponíveis.

Capítulo 8

Conclusão

Após serem apresentadas as alternativas de transmissão para escoar toda a potência gerada pela bacia do rio Teles Pires, bem como a potência das UHEs Água Limpa, Torixoréu e Toricoejo, conectadas a SE 500 kV Ribeirãozinho, e descritas as respectivas configurações e características específicas de cada sistema, através da análise em regime permanente, que identificou equipamentos de controle de tensão e de suporte de potência reativa, foram realizadas simulações em regime dinâmico de forma a avaliar o desempenho de cada sistema frente a contingências no tronco em 500 kV, para as alternativas em corrente alternada e híbrida, e no pólo, somente para a alternativa híbrida.

Dessa forma, pôde-se verificar no capítulo anterior que as duas alternativas apresentam um desempenho dinâmico satisfatório, não havendo nenhuma restrição para contingências no sistema, atendendo ao critério N-1 pré-estabelecido neste trabalho.

Na alternativa 1 (Corrente Alternada) foram analisadas as piores contingências para o ano inicial (2015) e para o ano final (2020), que mostraram que o sistema suporta a perda de um equipamento e continua a operar sem nenhum esquema de corte de geração ou carga. Já para a perda de um circuito duplo no tronco de transmissão do sistema Teles Pires foi necessário um sistema especial de proteção para corte de geração, de cerca de 910 MW, para manter a estabilidade do sistema.

Na alternativa 2 (Corrente Alternada e um bipólo de Corrente Contínua - Híbrida) foi analisada a pior contingência para o ano final (2020), já que esta alternativa não possui escalonamento de obras, sendo esta a perda de um pólo de corrente contínua. Essa contingência verificou que o pólo remanescente consegue operar segundo os critérios de perda de um pólo como apresentado no Capítulo 5 e ainda que o sistema suporta essa perda sem a necessidade de um sistema especial de proteção para corte de geração ou carga. Também foi analisada a falta monofásica (curto monofásico) na barra do terminal inversor no sentido de mostrar que mesmo com a falha de comutação de curta duração, o

Elo CC, com atuação de seu controle, retorna à posição de equilíbrio de forma rápida e segura.

Já para a perda do bipólo de corrente contínua, que não é um critério de planejamento, na condição em que transmitia 2800 MW para o sistema receptor (Sudeste), cerca de 81% da potência total da bacia do rio Teles Pires, mostrou ser necessário um esquema de controle de emergência para corte de geração, de cerca de 2580 MW, de modo a manter a estabilidade do sistema, visto que o sistema existente em corrente alternada não foi capaz de transmitir toda a potência das usinas, principalmente pelo fato de não haver uma ligação entre as SEs Rio Verde Norte e Marimbondo, como mencionado no Capítulo 7. Também foi verificada falta de suporte de potência reativa no sistema em corrente alternada e, com base nas oscilações das unidades geradoras das usinas remanescentes, a necessidade de ajuste nos parâmetros dos reguladores de tensão e/ou de velocidade para diminuir essas oscilações.

Como conclusão do trabalho, pode-se dizer que as duas alternativas apresentadas, uma em Corrente Alternada e outra Híbrida (Corrente Alternada e um bipólo em Corrente Contínua), atendem plenamente aos requisitos/ critérios pré-estabelecidos de planejamento para escoamento da geração do Complexo Teles Pires, tanto do ponto de vista de desempenho em regime permanente, quanto em regime dinâmico.

A decisão a ser tomada para a definição de uma alternativa vencedora para transmissão do Sistema Teles Pires também leva em consideração o aspecto econômico, porém este aspecto não foi abordado neste trabalho.

Para trabalhos futuros, as seguintes sugestões surgem como necessárias:

- Quanto ao Complexo de Teles Pires deverão ser realizadas análises mais precisas dos controladores das unidades geradoras (sistemas de excitação e controles de velocidades) da bacia do rio Teles Pires de forma a aprimorar/melhorar seus desempenhos com relação ao sistema;
- Quanto ao aspecto de transmissão CCAT, torna-se cada vez mais necessária a realização de análise de “Multinfeed”, ou seja, avaliar o comportamento da chegada de mais de 3 bipólos na região Sudeste (Itaipu, Madeira e Belo Monte). Como as estações conversoras inversoras destes bipólos chegam em Ibiúna (Itaipu), Araraquara (Madeira) e Estreito (Belo Monte, considerado

neste trabalho), subestações estas próximas umas das outras, deverão ser considerados a influência da perturbação em cada terminal inversor na definição dos seus controles.

Referências Bibliográficas:

ABB, disponível em: <http://www.abb.com/hvdc>. Acesso em Novembro de 2010.

Accioly, M; 2011, "HVDC - Transmissão em Corrente Contínua - Módulo I - Componentes Principais de um Sistema CC", Curso Mais Valor, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Apresentação da Siemens "High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange".

Aquino, A. F, C; 2011, "HVDC - Transmissão em Corrente Contínua - Módulo I - Princípios de Conversão CA/CC", Curso Mais Valor, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Arrilaga, J., *High Voltage Direct Current Transmission*, 2nd Edition, The Institute of Electrical Engineers, USA.

Breuer, G.D.; Hauth, R. L., 1988, "HVDC's Increasing Popularity - The Growing Rate of Use Reflects the Decision World Wide to Exploit its Benefits", USA.

CEPEL, 1988, Curso Sobre Tópicos Básicos de Transmissão CCAT, ELETRONORTE, Brasil.

CEPEL, 2009, *Programa de Análise de Redes – Manual do Usuário*, Rio de Janeiro, Brasil.

CEPEL, 2010, *Programa Anatem – Análise de Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário V10.04.04*, Rio de Janeiro, Brasil.

Cigré, Working Group 14.03, 1994 "Guide DC Side Harmonics and Filtering in HVDC Transmission Systems", USA.

Cigré, Working Group 14.30, 1999, "Guide to the Specification and design evaluation of AC Filters for HVDC Systems", USA.

Cruz, W. A. S., 2005, *Efeito Estabilizante de Elo de Corrente Contínua na Operação de Sistemas de Transmissão em Corrente Alternada*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

EPE, 2007, "Estudos Relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica – Análise do Sistema de Integração do AHE Belo Monte e Reforços no SIN", Brasil.

EPE, 2008, "Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos do Rio Madeira e Reforços no SIN", In: Relatório EPE-DEE-RE-0552008-r15, Brasil.

EPE, *Base de Dados para Estudos Eletromecânicos – PDE 2020*, Rio de Janeiro, Brasil, disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em Fevereiro de 2011.

EPE, *Plano Decenal da Transmissão, 2011-2020*, Rio de Janeiro, Brasil.

EPE, 2011, "Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Teles Pires e Reforços no SIN", In: Relatório EPE-DEE-RE-050.2011-r0, Brasil.

Esmeraldo, P. C. V., 2007, "Perspectivas de Novos Projetos de Transmissão em CC no Brasil", Curso de Transmissão em Corrente Contínua, Brasil.

Figueiredo, E. F.; Cardoso Jr, G., "A Experiência de Furnas na Utilização de Capacitores Série – Dimensionamento, Performance Operativa e Características Principais dos Bancos de 750 kV", Rio de Janeiro, Brasil.

Garcia, M. F.; Limonad, E., 2008, "Grandes Projetos Hidrelétricos e Desenvolvimento Regional - Algumas Considerações sobre o Projeto do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira", In: *IV Encontro Nacional da Anppas, Brasília*, Brasil.

Goldberger, H., 1969, "Os SCR", *Revista Monitor de Rádio e Televisão*, Novembro e Dezembro, nºs 259 e 260, Brasil.

Guarini, A.P; 2010, "Aspectos Básicos da Transmissão em Corrente Contínua - Compensação Reativa, Harmônicos e Filtros CA", Treinamento & Desenvolvimento, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Guarini, A.P.; 2011, "HVDC - Transmissão em Corrente Contínua - Módulo I - Compensação Reativa, Harmônicos e Filtros CA", Curso Mais Valor, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Kaijian, O. U., 2007, "Study on the Dynamic Performance of AC & DC Hybrid System in China Southern Power Grid", *IEEE China Southern Power Grid Co.*, Joanesburgo, África do Sul

Kimbark, E.W., 1971, *Direct Current Transmission*, Volume I, Vol. 1, John Wiley & Sons, ISBN: 0-471-47580-7.

Komingcho, 1977, "O Tiristor e sua Aplicação à Indústria", *Revista Nova Eletrônica*, Agosto, Setembro e Outubro, nºs 6, 7 e 8, Brasil.

Kundur, P., 1994, *Power System Stability and Control*, 1st ed., McGraw-Hill, Inc., USA.

Millman-Halkias, 1972, *Integrated Electronics*, Mc Graw-Hill, Kogakusha Ltda, USA.

Meah, K.; Ula, S., 2007, "Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems – IEEE Power Engineering Society General Meeting", *IEEE – Tampa, FL. – ISSN 1932-5517*.

Miasaki, C. T., 2006, *Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Utilizando Controladores FACTS*, Tese de D.Sc., UNESP, São Paulo, Brasil.

Nilson, G.; Bahrman, J., 1994, "Power Flow Control. Panel Session on FACTS Changes Power System Control", *IEEE/PES Winter Power Meeting*, pp. 1-15.

Qahraman B.; Gole, A. M.; Fernando, J. T., "Hybrid HVDC Converters and Their Impact on Power System Dynamic Performance", *IEEE*.

Oliveira, J. C.; Cogo, J. C., *Transmissão em Corrente Contínua*, Brasil.

Reed, G.; Paserba, J.; Salavantis, P., 2003, "The FACTS on Resolving Transmission Gridlock", *IEEE Power & Energy Magazine*, pp 41-46.

Szechtman, M; 2011, "HVDC - Transmissão em Corrente Contínua - Módulo I - Aspectos Gerais", Curso Mais Valor, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Szechtman, M; 2011, "HVDC - Transmissão em Corrente Contínua - Módulo I - Operação Interligada CA/CC/CA: Princípios de Controle, Regimes Permanente e Dinâmico", Curso Mais Valor, ONS, Rio de Janeiro, Brasil.

Song, Y. H.; Jonhs A. T., 1999, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS)", *IEE Power Energy Series 30*, pp 134.

Watanabe, E. H.; Barbosa, P. G.; Almeida, K. C.; Taranto, G. N., 1998, *Tecnologia FACTS – Tutorial*, In: *SBA Controle & Automação*, Vol. 9, N° 1, Brasil.