



TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA COM TECNOLOGIA HÍBRIDA
MULTITERMINAL DE CONVERSORES FONTE DE TENSÃO E CORRENTE

Paulo Max Maciel Portugal

Tese de Doutorado 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 Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Rio de Janeiro

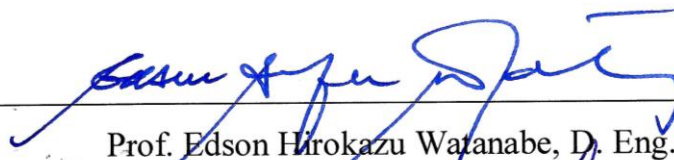
Março de 2015

TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA COM TECNOLOGIA HÍBRIDA
MULTITERMINAL DE CONVERSORES FONTE DE TENSÃO E CORRENTE

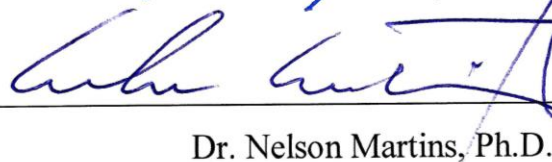
Paulo Max Maciel Portugal

TESE 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 DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

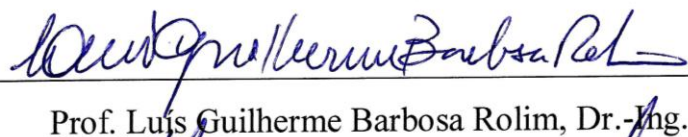
Examinada por:



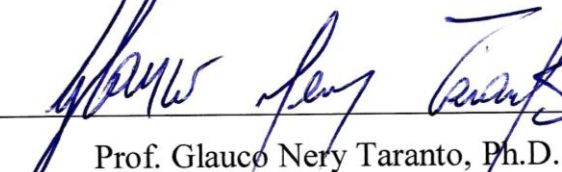
Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.



Dr. Nelson Martins, Ph.D.



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



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof. Sérgio Gomes Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2015

Portugal, Paulo Max Maciel

Transmissão em Corrente Contínua com Tecnologia Híbrida Multiterminal de Conversores Fonte de Tensão e Corrente/Paulo Max Maciel Portugal. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XIV, 247 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Tese (doutorado) - UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 209-219.

1. Multiterminal CCAT-VSC. 2. CSC. 3. H²VDC. I. Watanabe, Edson Hirokazu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*A Deus em primeiro lugar
Aos meus pais Paulo
Cesar e Neide Esther
Meus queridos avós
paternos e maternos
À minha querida
esposa Thiana Cláudia*

*“O único lugar onde o
sucesso vem antes do
trabalho é no
dicionário”
Albert Einstein*

*“Um gênio se faz com 1%
de talento e 99% de
trabalho”
Albert Einstein*

Agradecimentos

Primeiramente e acima de tudo eu agradeço a Deus por sempre ter me dado força de prosseguir adiante, mesmo se deparando com as piores adversidades da vida, e me fazer entender que o estudo, o conhecimento, o trabalho e o novo são as forças motrizes que são capazes de transformar o mundo e principalmente a vida.

A minha grande família que sempre me deu de tudo que estava ao seu alcance e principalmente me ensinou que devemos sempre trilhar o caminho do bem, honestidade, caráter para com si mesmo e com os outros e honrar as suas palavras.

Aos meus pais Paulo Cesar Portugal e Neide Esther Maciel Portugal por sempre estarem ao meu lado me apoiando nos momentos de acerto e sempre me corrigirem nos momentos de erros me mostrando o caminho correto a ser seguido.

A todos os meus avós que por toda a minha vida foram mais do que avós...foram uns verdadeiros pais para mim e que sempre me deram carinho, atenção, amor e aconchego. Sinceramente, me sinto um privilegiado em tê-los como avós. Obrigado por vocês existirem na minha vida e por tudo que fizeram por mim.

A minha querida esposa Thiana Claudia por estar sempre ao meu lado cuidando de mim e entendendo os momentos que não ficamos juntos para o desenvolvimento desta tese. Obrigado minha esposa. Você também faz parte desse trabalho.

Sou uma pessoa que tenho poucos ídolos em minha vida, mas felizmente tive a sorte de poder trabalhar e agora estar agradecendo a duas pessoas que se tornaram meus ídolos e foram os grandes responsáveis por essa tese estar sendo finalizada com sucesso e essa tecnologia ser disseminada na literatura técnica: Professor Edson Hirokazu Watanabe e o Mestre Nilo José Pereira de Macedo. Ao professor Watanabe agradeço por ter sido um orientador de verdade e ter me ajudado em todos os momentos que precisei. Fico lembrando os e-mails com dúvidas que eu enviei algumas vezes às 22:00 hs e quando eu abria minha caixa de email às 23:00 hs a dúvida já estava sanada. Obrigado Professor. Ao engenheiro Nilo José, todo o meu sincero agradecimento pelos longos debates que foram feitos no desenvolvimento das malhas e filosofias de controle implementadas nesse sistema, assim como os intermináveis sábados de trabalho nos quais ficávamos filosofando sobre o controle desse sistema. Obrigado meu amigo.

Um agradecimento muito especial, sincero e carinhoso para a empresa Eletrobras, na qual sempre trabalhei com afinco e dedico grande parte da minha vida, por te me dado a oportunidade e a confiança para o desenvolvimento desta tese e principalmente da minha vida profissional.

Gostaria também de agradecer aos engenheiros do CEPTEL, do departamento de sistemas elétricos-DSE, em especial Leonardo Pinto de Almeida, Sérgio Gomes Júnior e Fabrício Lucas Lírio por todo tempo dedicado ao desenvolvimento dessa tecnologia.

Os meus sinceros agradecimentos aos engenheiros de Furnas Centrais Elétricas, da divisão de estudos elétricos da operação-DEEO.O, em especial o engenheiro Fernando Cattan Jusan.

E finalmente a todos que se interessaram no desenvolvimento e ouviram meus pensamentos e apresentações sobre essa tecnologia. Obrigado a todos!

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

TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA COM TECNOLOGIA HÍBRIDA
MULTITERMINAL DE CONVERSORES FONTE DE TENSÃO E CORRENTE

Paulo Max Maciel Portugal

Março/2015

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

Esta tese tem o objetivo de desenvolver um sistema de transmissão em corrente contínua. Esse sistema é chamado de H²VDC, do inglês *Hybrid HVDC*, e a sua topologia é composta por um conversor convencional fonte de corrente baseado em tiristores (*Current Source Converter-CSC*), que opera como retificador e n conversores fonte de tensão baseados em chaves autocomutadas. O sistema H²VDC opera em configuração multiterminal. Nessa tese é desenvolvido o modelo computacional do sistema H²VDC com um conversor fonte de corrente e três conversores fonte de tensão no programa PSCAD-EMTDC. Nesse estudo também foram desenvolvidas as filosofias de controle dos conversores desse sistema, assim como algumas lógicas de controle para atuação em algumas condições de emergências. Para a análise do comportamento do sistema H²VDC são estudadas as condições operativas de regime permanente e emergências em vários pontos desse sistema. Os resultados obtidos nas simulações indicam que o sistema H²VDC apresenta bom comportamento dinâmico e pode se tornar, no futuro, um novo tipo de transmissão em corrente contínua, inclusive para uso real no Brasil.

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

DIRECT CURRENT TRANSMISSION WITH MULTITERMINAL HYBRID
TECHNOLOGY OF VOLTAGE AND CURRENT SOURCE CONVERTERS

Paulo Max Maciel Portugal

March/2015

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

This thesis aims to develop a direct current transmission system. This system was called H²VDC system, Hybrid HVDC in English, and its topology is composed of a conventional current source converter based on thyristors (Current Source Converter-CSC), which operates as rectifier and n voltage source converters based on selfcommutated switches. The H²VDC system operates in multiterminal configuration. At this thesis is developed the computational model of the H²VDC system with one current source converter and three voltage source converters in the PSCAD-EMTDC tool. In this study they were developed either the control philosophies of the system converters, as well as some control logics to the actuation in some emergency conditions. For the analysis of the H²VDC system behavior are studied operating conditions of steady state and emergencies in various locations of this system. The obtained results on the simulations indicate that the H²VDC system presents a good dynamic performance and can become, in the future, a new kind of direct current transmission system, including to real use in Brazil.

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO	1
1.1- SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	1
1.2- MOTIVAÇÃO	7
1.3- OBJETIVO	7
1.4- ESTRUTURA DA TESE	8
1.5- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
1.5.1- Publicações realizadas pelo autor	16
2- SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT HÍBRIDO (H²VDC).....	18
3- FILOSOFIAS DE CONTROLE	25
3.1- CONVERSOR FONTE DE CORRENTE (CSC)	25
3.2- CONVERSOR FONTE DE TENSÃO (VSC)	33
4- SISTEMA H²VDC ESTUDADO.....	54
4.1- SISTEMA H²VDC COM A TOPOLOGIA DE 1 CSC E 3 VSCs.....	54
4.1.1- Características do sistema estudado	54
4.1.2- Modelagem dos componentes do sistema de transmissão H ² VDC	58
➤ Geradores e transformador elevador da usina	58
➤ Transformadores Conversores do CSC e de acoplamento dos VSCs	58
➤ Conversor fonte de corrente (CSC)	59
➤ Linhas de transmissão CC	60
➤ Conversor fonte de tensão (VSC).....	61
➤ Sistemas CA receptores equivalentes.....	63
➤ Filtros CA do CSC	65
➤ Filtros harmônicos dos VSCs	66
4.2- CONTROLE DO SISTEMA H²VDC ESTUDADO	70
4.2.1- Conversor fonte de corrente (CSC)	71
4.2.2- Conversores fonte de tensão (VSC)	77
➤ VSC-SP.....	77
➤ VSC-RJ	81

➤	VSC-MG	86
	4.2.3- Troca de modo de Controle	90
5-	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	105
5.1-	ANÁLISE DO SISTEMA H²VDC PARA O CASO 1.....	112
5.1.1-	Processo de “start-up” do sistema H ² VDC	112
5.1.2-	Análise das emergências	126
•	Bloqueio permanente do VSC de São Paulo	127
•	Bloqueio permanente do VSC do Rio de Janeiro	131
•	Curto-circuito no meio da linha de transmissão CC referente ao trecho entre as subestações Porto Velho- Araraquara.....	132
•	Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo	134
•	Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA do retificador CSC	136
•	Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo.....	140
•	Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de Minas Gerais e Rio de Janeiro.....	144
•	Intercâmbio de potência entre os VSCs da configuração multiterminal	145
5.2-	ANÁLISE DO SISTEMA H²VDC PARA O CASO 2.....	147
5.2.1-	Processo de “start-up” do sistema H ² VDC	148
5.2.1-	Análise das emergências considerando o Caso 2	157
•	Bloqueio permanente do VSC de São Paulo	157
•	Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo.....	167
•	Curto-circuito no PCC do lado CC (Ponto de Conexão Comum)	170
•	Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA do retificador.....	171
5.3-	SIMULAÇÕES COMPLEMENTARES	174
5.3.1-	Análise complementar do sistema H ² VDC considerando 1 gerador síncrono na rede CA de São Paulo e 1 gerador síncrono na rede CA do Rio de Janeiro.....	174
•	Análise de regime permanente.....	175
•	Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo	177
•	Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo.....	179
•	Bloqueio permanente do VSC de São Paulo	182

5.3.2- Análise considerando 1 gerador síncrono na rede CA de São Paulo e 1 gerador síncrono na rede CA do Rio de Janeiro, com $S = 390$ MVA e uma inércia hipotética de $H = 1,5$ segundos.....	185
• Regime permanente	185
• Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo	187
• Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo.....	189
• Bloqueio permanente do VSC de São Paulo	191
• Variação da frequência das redes CA dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.	195
6- CONCLUSÕES	200
6.1- TRABALHOS FUTUROS.....	203
6.2- PROPOSTA DE CONFIGURAÇÃO BIPOLAR PARA O SISTEMA H^2VDC	204
6.3- APLICAÇÕES PRÁTICAS PARA O SISTEMA H^2VDC	206
REFERÊNCIAS.....	209
APÊNDICE	220
A.1-SISTEMAS CCAT CONVENCIONAIS	220
A.2-SISTEMAS CCAT-VSC	224
➤ Capacitor CC.....	227
➤ Transformador ou Reator de acoplamento	228
➤ Dispositivos semicondutores com sinais de corte e disparo.....	228
➤ Diodos em antiparalelo	228
➤ Linha de transmissão CC.....	229
➤ Filtros harmônicos CA.....	229
A.3- EQUAÇÕES DOS CONVERSORES FONTE DE CORRENTE E TENSÃO.....	232
A.4- DESCRIÇÃO DO CONTROLE DE “DROOP”	238
A.5- REPRESENTAÇÃO DE ALGUNS CONTROLES.....	242

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

v_{ga}	Tensão instantânea da fase a, no ponto de medição da respectiva rede CA equivalente;
v_{gb}	Tensão instantânea da fase b, no ponto de medição da respectiva rede CA equivalente;
v_{gc}	Tensão instantânea da fase c, no ponto de medição da respectiva rede CA equivalente;
AHE	Aproveitamento Hidrelétrico;
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas, desenvolvido pelo CEPEL
ANAREDE	Programa de Análise de Redes em Regime Permanente, desenvolvido pelo CEPEL;
ANATEM	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, desenvolvido pelo CEPEL;
AT	Alta Tensão;
CA	Corrente Alternada;
CAAT	Corrente Alternada em Alta Tensão;
CC	Corrente Contínua;
CCA	Do Inglês, Current Control Amplifier;
CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão;
CCAT-CSC	Corrente Contínua em Alta Tensão com Conversores Fonte de Corrente;
CCAT-VSC	Corrente Contínua em Alta Tensão com Conversores Fonte de Tensão;
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Empresa do Sistema Eletrobras;
CEPRI	Do Inglês, China Electric Power Research Institute;
CHE	Complexo Hidrelétrico;
CSC	Do Inglês, Current Source Converter;
D_{rss}	Do Inglês, Total voltage distortion fator;
D_v	Do Inglês, Individual voltage distortion fator;
EAT	Extra Alta Tensão;

EMTP	Do Inglês, ElectroMagnetic Transient Program;
EMTP-RV	Do Inglês, ElectroMagnetic Transient Program – Restructured Version;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
FBMMC	Do Inglês, Full Bridge High Voltage Direct Current
GTO	Do Inglês, Gate Turn-Off Thyristor;
H ² VDC	Do Inglês, Hybrid HVDC;
HVAC	Do Inglês, High Voltage Alternating Current;
HVDC	Do Inglês, High Voltage Direct Current;
Hz	Hertz;
IGBT	Do Inglês, Insulated Gate Bipolar Transistor;
IGCT	Do Inglês, Insulated Gate Commutated Thyristor;
INELFE	Do Inglês, France-Spain ELectrical INterconnection
IT	Do Inglês, Harmonic current factor;
km	Quilômetro;
kV	Quilovolt;
LCC	Do Inglês, Line Commutated Converter;
MG	Estado brasileiro Minas Gerais;
MMC	Do Inglês, MultiModule Converters;
MTDC	Do Inglês, MultiTerminal DC;
MTDC-VSC	Do Inglês, MultiTerminal DC Voltage Source Converter;
<i>n</i>	Número de VSCs colocados em configuração multiterminal;
NH-HVDC	Do Inglês, New Hybrid High Voltage Direct Current;
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico;
P_{in}	Potência CC despachada no n^{th} VSC do Sistema;
PSCAD	Do Inglês, Power System Computer Aided Design;
PWM	Do Inglês, Pulse Width Modulation;
RAML	Do Inglês, Rectifier Alpha Minimum Limiter;
RIAC	Do Inglês, Rectifier Integrator Alpha Clamp;
RJ	Estado brasileiro Rio de Janeiro;
rms	Do Inglês, Root Meter Square;
RO	Estado brasileiro Rondônia;
SCR	Do Inglês, Short Circuit Ratio;

SHC	Do Inglês, Series Hybrid Converter
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SP	Estado brasileiro de São Paulo;
SPWM	Do Inglês, Sinusoidal Pulse Width Modulation;
STAB-F	Controle de frequência do elo CCAT;
START-UP	Processo inicial de carga do sistema H ² VDC;
STOL	Do Inglês, Short Time Overload Limiter;
THF	Do Inglês, Telephone harmonic form factor;
TIF	Do Inglês, Telephone influence factor;
Turn-off	Término da operação de um equipamento ou elemento;
Turn-on	Início da operação de um equipamento ou elemento;
VDCOL	Do Inglês, Voltage Dependent Current Order Limiter;
VSC	Do Inglês, Voltage Source Converter;
VSC-MG	Conversor VSC conectado hipoteticamente ao sistema CA de Minas Gerais, em Bom Despacho;
VSC-RJ	Conversor VSC conectado hipoteticamente ao sistema CA do Rio de Janeiro, em Adrianópolis;
θ_{PLL}	Saída em rampa do PLL;

1-INTRODUÇÃO

1.1- Sistemas de transmissão de energia elétrica

Um sistema de transmissão deve ser construído de tal maneira que permita o escoamento da energia dos seus pontos de geração até os centros consumidores, com qualidade e eficiência dentro dos critérios técnicos e econômicos adotados. O circuito de transmissão, dependendo das características como distância e potência a ser transmitida, pode ser em corrente alternada (CA), corrente contínua (CC) ou até mesmo configurações que usem em conjunto estas duas formas.

No sistema elétrico brasileiro, as usinas hidrelétricas, geralmente, estão localizadas longe dos grandes centros de carga. Este motivo, associado ao montante de energia a ser transportado, acaba tornando os sistemas de transmissão em corrente contínua bem atrativos em relação aos sistemas de corrente alternada. Atualmente, o governo brasileiro está com o projeto de exploração do potencial energético da Amazônia. Assim, várias usinas hidrelétricas de grande porte estão sendo ou serão construídas nos rios dessa região. Essa expansão energética está causando um grande desafio para os engenheiros de sistemas de potência. Como transportar esse montante de energia desses locais de geração até os centros de carga, em distâncias que podem chegar até 3000 km. Importantes debates têm sido feitos com os técnicos sobre a melhor forma de transmitir essa energia, em corrente alternada, contínua ou formas compostas. Essas características de transmissão, com base em toda teoria já desenvolvida por décadas, permitem dizer que a transmissão em corrente contínua apresenta várias vantagens em relação à corrente alternada.

Os sistemas em corrente contínua de alta tensão (CCAT) se tornam bem atrativos técnica e economicamente na transmissão de grandes blocos de energia através de longas distâncias, em comparação com os sistemas em corrente alternada de alta tensão (CAAT). Outra vantagem da transmissão CCAT é que ela permite ligação assíncrona entre os sistemas CA conectados, nos quais a interligação CA seria impraticável do ponto de vista da estabilidade eletromecânica ou pelo fato de existir diferença entre os valores nominais de frequência entre os sistemas. A Figura 1 mostra uma comparação conceitual entre os custos de um sistema de transmissão CCAT versus CAAT em função da distância. As vantagens e desvantagens desses sistemas de transmissão são mostradas com mais detalhes em [1].

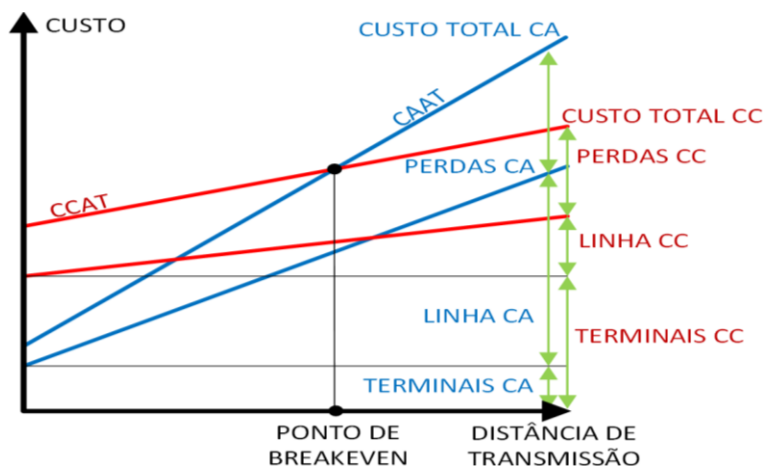


Figura 1- Relação de custos de um sistema CCAT e CAAT em função da distância.

Atualmente existem dois sistemas de transmissão em corrente contínua de longa distância operando no Brasil. O primeiro é o que conecta o sistema elétrico paraguaio, em 50 Hz, ao sistema elétrico brasileiro, em 60 Hz. Esse sistema serve para a transmissão do excedente de energia gerada pela parte paraguaia da usina hidrelétrica binacional de Itaipú e apresenta as seguintes características: distância de 800 km, potência de 1566 MW por pólo e tensão de ± 600 kV. Por contrato, este excedente da energia elétrica do Paraguai na usina hidrelétrica de Itaipu é vendido e transmitido ao Brasil, através deste sistema em corrente contínua. A Figura 2 mostra o traçado do elo CCAT de Itaipú no Sistema Interligado Nacional (SIN).

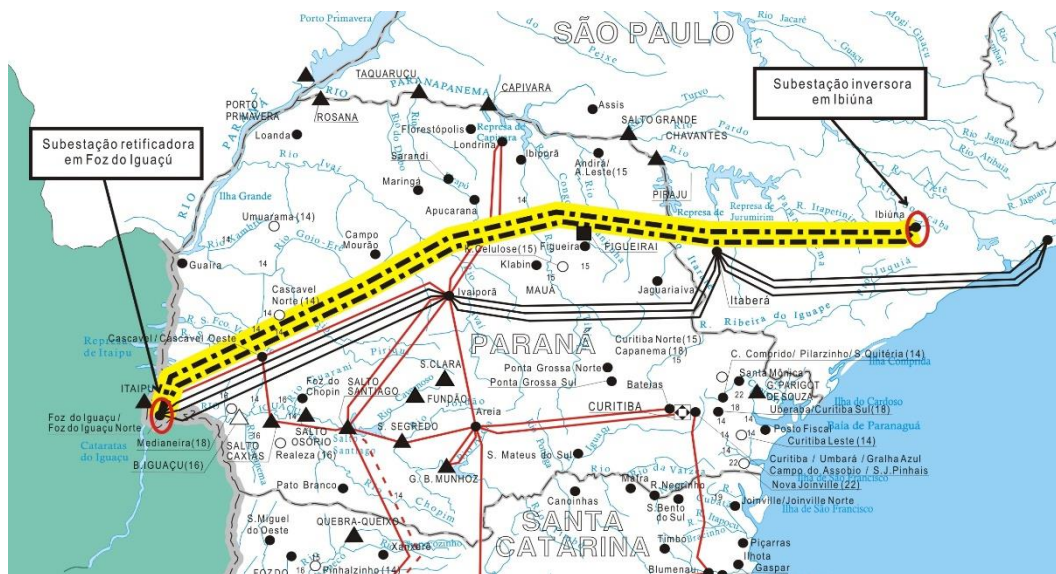


Figura 2- Traçado do elo CCAT de Itaipú no SIN. (Fonte: Eletrobras)

O outro sistema de transmissão em corrente contínua de longa distância no Brasil está em operação parcial desde de 2013. Esse sistema, quando completo, vai transmitir a potência total das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau (total de 6900 MW) da estação coletora Porto Velho, no estado de Rondônia, até a estação de Araraquara no Estado São Paulo. Na sua totalidade esse sistema de corrente contínua é composto por

INTRODUÇÃO

dois bipolos de ± 600 kV, com potência total de 6300 MW e distância de 2375 km entre as estações retificadora (Porto Velho) e inversora (Araraquara). Maiores detalhes sobre as características desse sistema de transmissão podem ser vistos em [2] e a Figura 3 mostra o traçado do sistema de transmissão das usinas do Rio Madeira.

A empresa de pesquisa energética (EPE) está coordenando os estudos de detalhamento de expansão da interligação Norte-Sul. Essa interligação irá transmitir parte da potência gerada pelo complexo hidrelétrico de Belo Monte (CHE Belo Monte) [3]. Essa interligação será composta pelas seguintes linhas de transmissão:

- 2 circuitos CA em 500 kV para a região Nordeste;
- 2 bipolos de corrente contínua de ± 800 kV, 4000 MW cada, a partir da subestação Xingú (Estado do Pará) até a subestação de Estreito (Estado de Minas Gerais) e o outro até a subestação de Adrianópolis (Estado do Rio de Janeiro).

A Figura 3 também mostra o traçado dos dois bipolos do sistema de transmissão CC da expansão da interligação Norte-Sul, através da qual parte da potência gerada pelo CHE Belo Monte será transmitida.



Figura 3- Traçado dos sistemas de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira e da expansão da interligação Norte-Sul com Belo Monte. (Fonte: Eletrobras)

No Brasil também estão em operação os sistemas CCAT tipo *back-to-back* de Garabi, que faz a interligação assíncrona entre o Brasil (60 Hz) e a Argentina (50 Hz), e Rivera que faz esse mesmo tipo de interligação entre o Brasil (60 Hz) e o Uruguai (50 Hz). A conexão da subestação coletora Porto-Velho ao sistema de 230 kV do Acre-Rondônia também é feita por um *back-to-back*. Esse equipamento foi projetado por causa de problemas de afundamento de tensão no sistema Acre-Rondônia e potência acelerante nos geradores desse sistema quando há falha de comutação nos sistemas de transmissão CCAT das usinas do rio Madeira.

Outros sistemas CCAT de longa distância podem ser adotados para a transmissão da potência gerada por hidrelétricas como Teles Pires e Tapajós. Essas usinas apresentam características de grandes potências e estão distantes dos principais centros de carga do Brasil.

Vários países estão expandindo os seus sistemas de transmissão com a aplicação de corrente contínua. China, Estados Unidos, Brasil, Índia, alguns países da Europa e Canadá têm implantado, nos últimos anos, muitos sistemas em corrente contínua (transmissão em longa distância ou *back-to-back*). Como exemplo, seja o mapa da China mostrado na Figura 4 [4] com seus sistemas de transmissão CCAT em operação ou planejados. Uma característica bem marcante desse sistema elétrico é a sua divisão por ilhas síncronas que são interligadas através de elos CCAT de longa distância ou *back-to-back*. As ilhas síncronas demonstradas nesse mapa são: NEPG (NorthEast Power Grid), NCPG (North China Power Grid), NWPG (NorthWest Power Grid), ECPG (East China Power Grid), CCPG (Central China Power Grid) and SCPG (South China Power Grid).

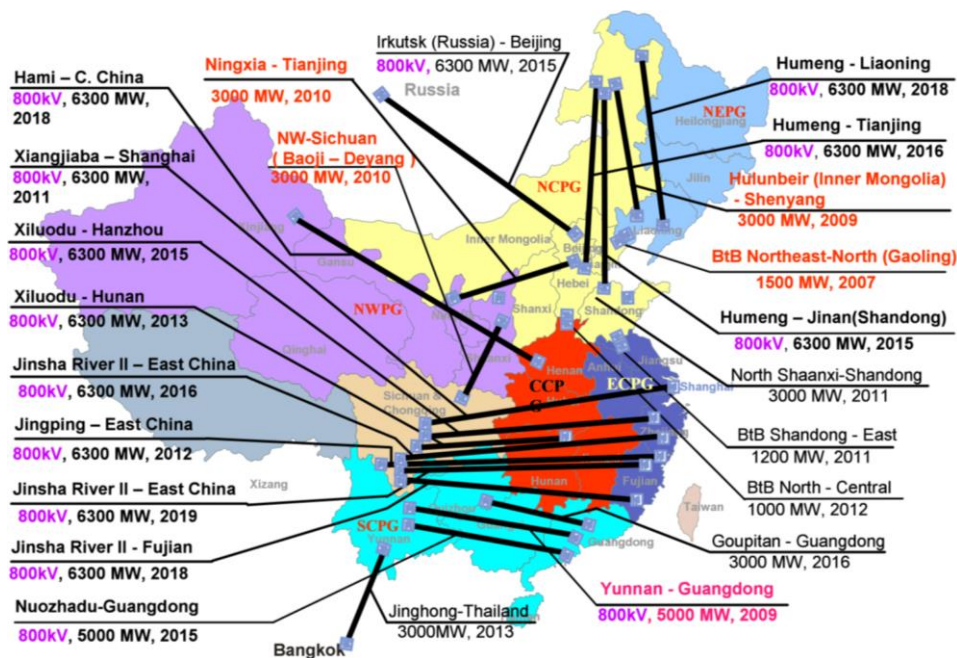


Figura 4- Configuração do desenvolvimento dos sistemas CCAT na China. (Fonte: [4])

Outra característica desse sistema e que se assemelha com o Brasil é o uso da transmissão CCAT de longas distâncias para o escoamento da energia de grandes usinas hidrelétricas até os centros de carga. A potência gerada pela usina hidrelétrica de três

gargantas (18200 MW) é transmitida da região Central da China (CCPG) até as regiões industriais de Shanghai e Guangdong, na região Leste, através de quatro elos CCAT. A conexão da usina hidrelétrica de três gargantas até a região central da China é feita por linhas de corrente alternada.

Apesar das várias vantagens quando comparada com a corrente alternada, a transmissão CC convencional (CSC) também apresenta alguns pontos que podem trazer problemas para a operação do sistema assim como aumentar o seu custo. Os problemas intrínsecos à transmissão CC convencional são a possibilidade de falha de comutação no seu inversor, necessidade de nível de relação de curto-circuito mínimo na rede ca receptora (*Short Circuit Ratio-SCR* > 2.5), inserção de equipamentos para compensação da potência reativa, custo elevado com filtros, necessidade de conexão de rede ca ativa, muita sensibilidade a flutuações de tensão na rede CA e *multi-infeed*. O fenômeno do *multi-infeed* é uma interação elétrica que ocorre entre os elos CCAT de uma região onde um determinado problema num elo CCAT pode se propagar para outros elos CCAT. Esses problemas citados podem ocasionar aumento de custo para o sistema de potência, pois pode ser necessário adicionar equipamentos para mitigar esses problemas. Entre os pontos positivos dessa tecnologia que podem ser destacados são o baixo custo dos conversores quando comparados com outros tipos de conversores e a capacidade de transmissão de altas potências (4GW) por pontes de 12 pulsos (sistema UHVDC Hami-Zhengzhou, na China) [5].

Outro sistema de transmissão em corrente contínua usado atualmente é o que utiliza conversores fonte de tensão (Voltage Source Converter-VSC). Esses conversores apresentam esse nome pelo fato de sintetizarem uma fonte de tensão no lado CC através de um capacitor. Esse conversor possui chaves autocomutadas (Insulated Gate Bipolar Transistors-IGBT's ou Insulated Gate controlled Thyristors-IGCT's) com capacidade de condução e corte e diodos em antiparalelo. Esses diodos em antiparalelo permitem a reversão de corrente e fornecem maior flexibilidade operativa para esse sistema. Os principais problemas dessa tecnologia são: a sua capacidade (1.0 GW) [6] ainda é menor que a dos conversores convencionais a tiristores e a corrente de curto circuito no lado CC é eliminada somente pelos disjuntores do lado CA considerando um VSC convencional de dois níveis.

Na configuração *MMC*, onde são usados módulos com vários níveis de chaves autocomutadas e capacitores, já existem topologias que limitam essa corrente de curto CC sem necessidade de abertura dos disjuntores CA. Os pontos positivos dos sistemas CCAT-VSC que podem ser destacados são: os conversores VSCs não apresentam falha de comutação, não necessitam de nível mínimo de curto-circuito na rede CA receptora e a sua rede CA pode ser até uma rede passiva. Eles também não necessitam de equipamentos de compensação de potência reativa, não possuem sensibilidade a flutuações de tensão da rede CA, possuem capacidade de black-start [7], [8], [9] e [10], o custo para filtragem harmônica e o problema de *multi-infeed* pode ser minimizado ou até mesmo eliminado. Apesar de todos esses benefícios citados, o custo para implantação do VSC ainda é bem maior quando comparado com o CSC de mesma potência. Essa característica ainda é um ponto negativo do VSC em relação ao CSC.

Os sistemas CCAT convencionais baseados em tiristores representam, hoje em dia, uma tecnologia já consolidada no meio técnico com várias instalações pelo mundo. O primeiro sistema CCAT-VSC implantado no mundo foi o Hellsjon Project, na Suécia, em Março de 1997, para a finalidade de testes [11]. Esse sistema de transmissão tinha 10 km de distância, utilizava linha aérea e as estações conversoras eram localizadas em Hellsjon e Grangesberg na Suécia central. A sua capacidade era de 3MW, na tensão de $\pm 10\text{kV}$ e foi usado o controle PWM com IGBTs. A partir dessa data, vários outros sistemas desse tipo foram colocados em operação pelo mundo.

Idealizado a partir dos sistemas CCAT baseados em conversores fonte de corrente e tensão, o tema desta tese é a pesquisa e o desenvolvimento de uma tecnologia de transmissão em corrente contínua que agrega, no mesmo sistema, os benefícios intrínsecos dos conversores fonte de corrente e tensão. Esse sistema será chamado, em inglês, de Hybrid High Voltage Direct Current e a sua sigla será H^2VDC . Em português, esse sistema será chamado de CCAT Híbrido. Na sua concepção, o conversor fonte de corrente (CSC) está conectado em um dos terminais do sistema. No outro lado, n conversores fonte de tensão (VSC) estão conectados em uma configuração multiterminal a partir de um ponto de acoplamento comum e funcionam como inversores (eventualmente, como retificadores). A Figura 5 mostra a topologia idealizada para o sistema H^2VDC . Na sua mínima concepção deve haver um conversor fonte de corrente (CSC) em um dos lados e apenas um conversor fonte de tensão (VSC) no outro lado.

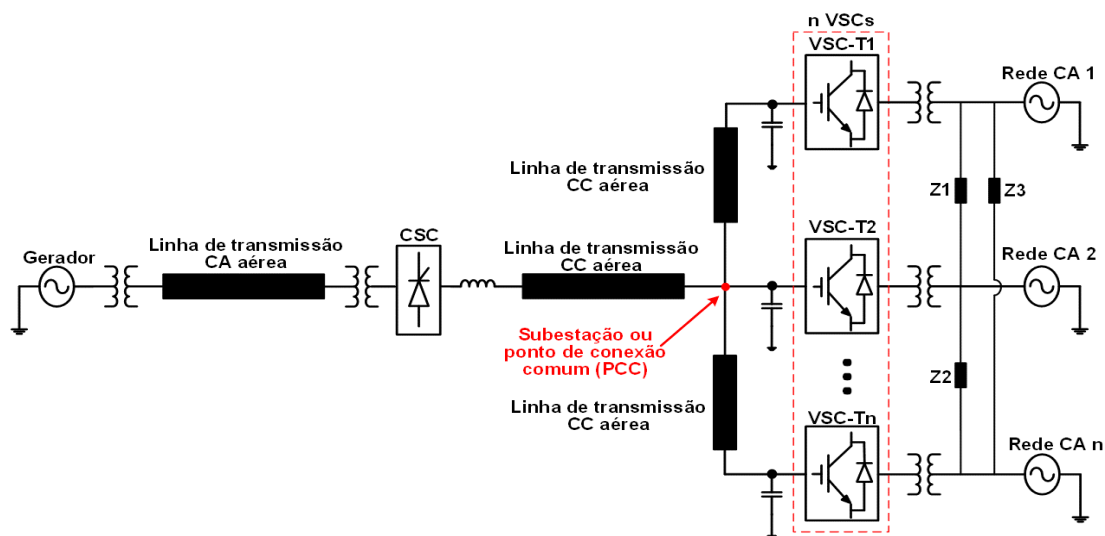


Figura 5- Topologia do sistema de transmissão H^2VDC .

A configuração proposta para o sistema H^2VDC , conforme mostrado na Figura 5, acaba com o problema da falha de comutação nos terminais inversores e também possui a flexibilidade operativa para entrega direta da energia em várias regiões geográficas de um sistema de potência. Os VSCs podem ser conectados ao longo da linha de transmissão CC aérea. Nesse sistema, uma determinada rede CA colapsada pode ser restaurada a partir da capacidade de *black-start* dos terminais inversores, esses mesmos terminais não têm necessidade de nível mínimo de curto-circuito, o que pode reduzir o custo com

equipamentos. Esse sistema também permite a transmissão de grandes blocos de potência por longas distâncias. Naturalmente, a potência despachada pelo retificador CSC deve ser igual ao somatório das potências em cada inversor VSC. Com essa finalidade foram conectados n inversores VSCs a partir de uma subestação ou um ponto de acoplamento em comum (PCC). Vale ressaltar que os VSCs não precisam estar no mesmo PCC e podem ser conectados em qualquer ponto ao longo da linha de transmissão CC.

Como a topologia do sistema de transmissão H²VDC é composta por n VSCs, para o desenvolvimento e a análise do comportamento desse sistema nessa tese será considerada uma configuração com **um** CSC e **três** VSCs conectados em algumas subestações já existentes no sistema elétrico brasileiro. Vale ressaltar que alguns artigos, conforme serão mostrados e explicados no item 1.5 sobre referências bibliográficas, já apresentaram algum desenvolvimento anterior sobre configurações híbridas para sistemas CCAT.

1.2- Motivação

A análise teórica e o desenvolvimento do sistema H²VDC, assim como o estudo dos benefícios operativos que podem ser agregados por esse sistema, se tornam muito importantes para o aperfeiçoamento da operação dos sistemas elétricos de potência.

Os benefícios intrínsecos ao sistema H²VDC podem agregar maior flexibilidade operativa aos sistemas elétricos de potência, assim como aumentar a sua segurança, confiabilidade e permitir redução nos custos globais. Atualmente, a expansão do sistema elétrico brasileiro, assim como de outros países que possuem dimensões continentais e pólos geográficos bem característicos de geração e carga distantes, está considerando a inserção de vários sistemas de transmissão em corrente contínua.

1.3- Objetivo

O objetivo desta tese de doutorado é propor e desenvolver o modelo computacional, na ferramenta PSCAD-EMTDC, de um sistema de transmissão em corrente contínua, chamado de H²VDC. Esse sistema CCAT tem a finalidade de agregar os benefícios operativos existentes tanto nos conversores fonte de corrente (CSC) quanto nos conversores fonte de tensão (VSC). A modelagem computacional a ser desenvolvida e analisada para o sistema H²VDC é composta por um conversor fonte de corrente e três conversores fonte de tensão, que estão em configuração multiterminal, e são conectados por trechos de linhas de transmissão aérea CC. Para o desenvolvimento desse sistema são feitas pesquisas teóricas sobre as suas características operativas, a modelagem da topologia proposta para o sistema H²VDC, formas de partida da potência zero até a transmissão do valor nominal de potência, as malhas e os modos de controle que podem ser aplicadas nesse sistema, assim como as filosofias de proteção que irão garantir a operação estável desse sistema mesmo nas piores condições de emergências para cada caso de operação. Também consta como objetivo desta tese a análise do desempenho

desse sistema em regime permanente e contingências para demonstração do seu comportamento dinâmico e possível aplicação nos sistemas de potência reais, considerando *dois casos* de operação que serão descritos no capítulo 5 de simulações e resultados.

1.4- Estrutura da tese

Esta tese de doutorado que engloba o estudo e o desenvolvimento do sistema H²VDC é composta pela seguinte estrutura:

O capítulo 1 apresenta uma introdução sobre o desenvolvimento dos sistemas de transmissão de energia elétrica em corrente contínua e alternada, assim como um resumo sobre as principais características do sistema elétrico brasileiro e os projetos CCAT em operação ou em fase de planejamento no Brasil e na China, por possuírem características bem parecidas. Neste capítulo também é mostrada a importância do estudo e desenvolvimento do sistema H²VDC para uma possível aplicação nos sistemas de potência reais. A motivação para o desenvolvimento deste tema da tese (o sistema H²VDC), o principal objetivo da tese, a sua estrutura e a revisão bibliográfica também são mostradas nesse capítulo.

No capítulo 2 é desenvolvida toda a teoria sobre o sistema H²VDC proposto como tema desta tese. São mostrados os seus aspectos teóricos, suas características operativas intrínsecas e os benefícios que podem ser agregados para um sistema de potência real com a implantação e operação do sistema H²VDC.

No capítulo 3 são estudadas e desenvolvidas todas as filosofias de controle que podem ser aplicadas à operação do sistema H²VDC proposto como tema da tese, dependendo do tipo de aplicação dada a esse sistema. Essas filosofias de controle são desenvolvidas tomando como base várias pesquisas teóricas sobre os modos de operação que podem ser implementados para o funcionamento do sistema H²VDC em um sistema de potência real.

No capítulo 4 é apresentada e desenvolvida uma configuração mais específica do sistema H²VDC que será analisada através de simulações computacionais na ferramenta computacional PSCAD-EMTDC, no capítulo 5 desta tese. Essa configuração é composta por um conversor fonte de corrente (operando em regime permanente como retificador) e três conversores fonte de tensão (operando em regime permanente como inversores) em configuração multiterminal a partir de um ponto de acoplamento comum na linha de transmissão CC. Essa topologia do sistema H²VDC está, hipoteticamente, ligada em 4 pontos do sistema elétrico brasileiro. Neste capítulo são estudados, projetados e analisados todos os equipamentos que compõem o sistema H²VDC. A partir da apresentação dessa topologia também são desenvolvidos e projetados todos os controles específicos que são aplicados nas simulações de análise desse sistema, no capítulo 5, na ferramenta computacional PSCAD-EMTDC, considerando dois casos de operação. Ainda em relação aos controles utilizados são mostrados todos os parâmetros das malhas de controle e as suas topologias desenvolvidas para a operação do sistema H²VDC.

No capítulo 5 são desenvolvidas todas as análises e simulações computacionais referentes ao sistema H²VDC proposto como tema desta tese considerando os dois casos de operação propostos. Essas simulações são desenvolvidas na ferramenta computacional PSCAD-EMTDC e têm a finalidade de analisar o comportamento desse sistema frente à sua operação nas condições de regime permanente e emergências mais significativas para esse sistema. Ainda no capítulo 5 são feitas algumas simulações complementares com a finalidade de verificar a influência de uma rede CA com dinâmica nas respostas do sistema H²VDC, assim como a influência de uma variação de frequência causada por desequilíbrios entre carga e geração nas redes CA receptoras dos VSCs. Ainda no capítulo 5 são apresentadas algumas conclusões parciais sobre o comportamento do sistema H²VDC considerando todas as análises desenvolvidas nesse capítulo.

O capítulo 6 mostra as conclusões gerais do comportamento do sistema H²VDC frente a essas condições de operação em regime normal e emergência citadas no capítulo 5, assim como a análise frente toda a sua teoria desenvolvida. Nesse capítulo também são mostrados os trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos e ajudariam ainda mais na concepção do sistema H²VDC como uma alternativa de transmissão em corrente contínua. Nesse capítulo também é mostrada uma possível aplicação prática do sistema H²VDC no sistema elétrico brasileiro para a transmissão de energia elétrica gerada a partir de uma grande usina hidrelétrica na Amazônia brasileira até os principais centros de carga da região sudeste do Brasil, em distâncias maiores que 2000 km.

O Apêndice desta tese mostra todo o desenvolvimento teórico sobre os sistemas de transmissão CCAT-CSC e CCAT-VSC, como vantagens e desvantagens intrínsecas a cada tecnologia, assim como descreve a função e aplicação dos equipamentos que são utilizados em cada sistema. Essa teoria é amplamente utilizada na concepção e idealização do sistema H²VDC. Ainda no Apêndice desta tese é mostrado o desenvolvimento matemático para a obtenção do diagrama de capacidade do sistema H²VDC na topologia de um CSC e um VSC, considerando uma análise escalar desse sistema. Ainda no Apêndice desta tese são mostradas algumas modelagens como descritas a seguir:

- Conexão do gerador síncrono equivalente ao retificador CSC do sistema H²VDC;
- Modelagem do regulador de tensão, regulador de velocidade e sinal estabilizador (PSS) do gerador síncrono equivalente conectado ao retificador CSC;
- Modelagem do controle usado para a inserção automática dos filtros CA conectados ao retificador;
- Modelagem dos curtos-circuitos monofásico, trifásico e na linha CC;
- Modelagem de um VSC e a sua respectiva rede CA equivalente.

Ainda no Apêndice desta tese também são mostradas as modelagens na ferramenta PSCAD/EMTDC de alguns controles adicionais para aplicação do redespacho de potência em alguns VSCs e mudança na ordem de tensão para o CSC.

1.5- Revisão Bibliográfica

Nessa revisão bibliográfica da tese é feita uma análise sobre os trabalhos anteriores que já abordaram sistemas CCAT híbridos, cujas topologias são formadas por conversores fonte de tensão e corrente. Em relação aos trabalhos mostrados nesta revisão bibliográfica, essa tese de doutorado apresenta um notório desenvolvimento sobre esse sistema híbrido pois descreve métodos de operação que podem ser aplicados, modos de controle e os seus respectivos impactos na operação do sistema híbrido, operação em configuração multiterminal, procedimentos sequenciais de partida do sistema, aplicações práticas no sistema elétrico brasileiro e propostas de configurações bipolar. Os trabalhos já apresentados são descritos a seguir.

Em ZHAO e IRAVANI [12] é investigada a aplicação de um conversor fonte de tensão com GTO (Gate Turn-Off Thyristor) operando como inversor num link CCAT com dois terminais, o qual é alimentado no terminal emissor por um retificador LCC (Line Commutated Converter). Esse artigo foi o primeiro a mostrar o conceito de sistema CCAT híbrido com aplicação de CSC (Current Source Converter) e VSC (Voltage Source Converter), assim como os benefícios operativos que podem ser introduzidos nos sistemas de potência com essa tecnologia. Essas investigações são baseadas em estudos analíticos e simulações digitais no domínio do tempo com programa de transitórios eletromagnéticos para corrente contínua (EMTDC). Os métodos de controle e alguns requisitos de proteção são estudados juntos com a análise dinâmica do sistema após distúrbios como curto-circuito CC, curto-circuito CA, *start-up* e etc. O objetivo principal desse artigo foi mostrar a viabilidade técnica desse sistema híbrido. Nesse artigo é demonstrado, resumidamente, os princípios de operação do conversor fonte de tensão com GTO e é desenvolvido o modelo matemático básico através da análise clássica. O sistema estudado para demonstrar a viabilidade técnica do elo CC com conversores híbridos é um polo composto por um retificador LCC conectado a uma estação inversora com conversor fonte de tensão com GTO através de uma linha de transmissão de longa distância de 1000 km. A linha CC é operada com tensão de 500 kV e potência de 1000 MW. Os sistemas CA no retificador e no inversor são representados por fontes CA equivalentes de 50 Hz, atrás de impedância representada por elementos concentrados. A tensão da rede CA do retificador é de 500 kV e no inversor é de 275 kV, com capacidades de curto-circuito de 3157 e 2000 MVA, respectivamente, com ângulos de 85°. Nesse sistema é aplicado o controle clássico. A estação retificadora controla a tensão CC do link e o inversor controla a corrente CC. Foram analisadas as condições para a partida do sistema, redução da tensão do sistema CA da rede inversora, curto-circuito na linha CC e nos sistemas CA receptores. Esse artigo aborda apenas um sistema híbrido com um retificador e um inversor e não trata de sistemas multiterminais como os tratados no presente trabalho.

IWATA et al. [13] fez um estudo sobre um sistema CCAT híbrido composto por um conversor autocomutado (VSC) convencional de 2 níveis com GTO e um conversor comutado pela linha de 12 pulsos com tiristores (LCC) para que sejam agregadas as vantagens de cada tecnologia num único sistema. A potência de cada conversor é de 300 MW, a tensão CC no retificador é de 125 kV e a corrente é de 2400 A. O conversor comutado pela linha opera como retificador, enquanto o conversor auto-comutado opera como inversor. Esse estudo é feito através de simulações digitais para análise de esquemas de controle, operações de partida e parada do sistema híbrido e curto-circuitos monofásicos e trifásicos nas redes CA. No final desse trabalho é feita uma comparação entre a performance do sistema CCAT híbrido desenvolvido nesse artigo, um sistema CCAT convencional puro a tiristores e um sistema CCAT puro com conversores fonte de tensão. Nesse artigo também não é analisado o sistema híbrido multiterminal como no presente trabalho.

Em GUANGKAI et al. [14] é apresentada uma forma alternativa para os sistemas de transmissão em corrente contínua convencionais (CSC ou VSC), que é chamada de Hybrid HVDC. Inicialmente, nesse artigo, são analisados os princípios fundamentais e as características tecnológicas desse sistema híbrido. Após essas análises teóricas é desenvolvido um modelo computacional desse sistema para simulações na ferramenta PSCAD/EMTDC. Nessas simulações são estudadas condições de regime permanente, curtos-circuitos monofásicos e trifásicos nas redes CA equivalentes desse sistema. No final desse artigo são mostradas as vantagens e desvantagens na aplicação desse sistema híbrido. O sistema CCAT híbrido desenvolvido é composto por um conversor CSC de 6 pulsos a tiristores, operando como retificador, e um conversor VSC convencional de dois níveis com IGBTs, operando como inversor. A conexão entre esses conversores é feita através de um cabo subterrâneo CC. A potência transmitida por esse sistema é de 20 MW. Em termos de modos de controle, o CSC atua no controle da corrente CC enquanto o VSC atua no controle da tensão CC. Ambos conversores (CSC e VSC) usam o controle clássico de sistemas HVDC para a sua operação, além de tratar apenas de um sistema com um retificador CSC e um inversor VSC e não uma configuração multiterminal. A transmissão de potência nesse artigo é feita por cabo subterrâneo e não linha aérea como proposto aqui na tese.

Em YUAN e CHENG [15] é proposto um modelo de simulação digital na ferramenta PSCAD/EMTDC para um sistema CCAT híbrido em três terminais com conversores VSC e CSC, juntamente com o seu esquema de controle. Nesse sistema, o VSC é colocado em paralelo num sistema CCAT convencional, formando um sistema MTDC híbrido, e pode operar como retificador ou inversor. A performance do sistema MTDC híbrido, em diferentes condições de operação, é analisada incluindo a inicialização do sistema, operação em condições normais e em situação de queda de tensão na rede CA do VSC. Quando o VSC opera como inversor é analisada a sua operação em sistemas CA fortes, fracos e redes passivas. Nesse artigo são mostrados os benefícios operativos introduzidos pelos sistemas de transmissão com VSC, assim como os benefícios que podem ser introduzidos nos sistemas de potência com a pesquisa do sistema MTDC híbrido. O controle usado nos conversores CSCs, assim como no VSC, é

do tipo clássico. Nesse trabalho, apesar de alguma semelhança com o aqui proposto, a transmissão principal é um sistema CCAT convencional e o VSC entra apenas como elemento auxiliar local, além de ser aplicado o controle clássico.

Em NOSAKA et al. [16] são propostos um controle e um esquema de proteção para sistemas CCAT multiterminais híbrido e a sua performance é analisada através de simulações analógicas e digitais. Um controle e esquema de proteção no qual combinam controle da tensão CC e controle de potência para estações VSC com controle da tensão CC e controle da corrente CC para estações com CSC é estudado nesse artigo. O desempenho desse controle, assim como do esquema de proteção em caso de partida, operação em regime normal e curtos-circuitos no sistema CC e CA é analisado através de simuladores de sistemas de potência CA-CC e programas de transitórios eletromagnéticos. Os sistemas CCAT multiterminais híbridos, usados nessas simulações, são desenvolvidos a partir de configurações, nas quais:

- a) 1 CSC opera como retificador e 2 VSCs operam como inversores e uma linha de transmissão CC aérea de 700 km e ± 500 kV entre o CSC e 1 VSC e outra linha de transmissão CC aérea de 300 km e ± 500 kV entre os VSCs;
- b) 2 CSCs operando como retificadores e 1 VSC operando como inversor e uma linha de transmissão CC aérea de 700 km e ± 500 kV entre os CSCs e outra linha de transmissão CC aérea de 300 km e ± 500 kV entre um CSC e o VSC.

Ao final desse artigo são mostrados os resultados das simulações digitais em caso de partida, operação em regime normal e curtos-circuitos no sistema CC e CA para as duas configurações do sistema CCAT multiterminais híbrido com o controle e o esquema de proteção proposto. Esse trabalho apresenta semelhança com o aqui proposto, diferenciando que o sistema da tese é composto por três VSCs na configuração multiterminal, além de serem analisados dois modos de operação e lógicas de proteção para a operação estável desse sistema. Na tese também são apresentadas duas propostas para a configuração bipolar do sistema híbrido, assim como aplicações práticas no sistema elétrico brasileiro para entrega de potência direta nos principais centros de carga.

Em YUAN e CHENG [17] é desenvolvido um modelo de simulação digital para um sistema CCAT híbrido com três terminais, composto com ambos os conversores CSC e VSC. A partir do sistema CCAT desenvolvido, um esquema de controle é proposto no qual um controle de corrente CC constante é aplicado para o retificador CSC, um controle de ângulo de extinção constante é aplicado para o inversor CSC e um controle de corrente constante CC para o inversor VSC. A performance desse sistema híbrido desenvolvido é analisada por simulações das seguintes condições de operação na ferramenta PSCAD/EMTDC: partida do sistema, operação em regime permanente e curtos-circuitos nos links CC, assim como nos sistemas CA dos CSCs e do VSC. O sistema híbrido desenvolvido nesse artigo é composto por uma configuração monopolar com dois CSCs de 12 pulsos, sendo um operando como retificador e outro como inversor. O VSC é composto pela conexão série de dois conversores convencionais de dois níveis. Nesse sistema CCAT híbrido é usado o modo de controle de corrente CC para o retificador,

modo de controle de ângulo de extinção (CEA) é usado para o inversor CSC e um controle de corrente CC é usado para o inversor VSC. Todos os controles desenvolvidos para os CSCs e o VSC são do tipo clássico. As simulações desenvolvidas no final desse artigo mostram que os esquemas de controle propostos são efetivos para serem aplicados em sistemas CCAT multiterminais híbridos. Esse trabalho diferencia com o aqui proposto nesta tese pelo fato de apresentar um sistema híbrido que é formado por um VSC e dois CSCs (sendo um como retificador e o outro como inversor).

Em KOTB e SOOD [18] é proposto um sistema CCAT híbrido composto por CSC e VSC com a finalidade de fornecer potência para uma rede CA passiva. Os sistemas de controle aplicados ao retificador e inversor são discutidos nesse artigo, com controles adicionais para partida, perda de carga e condições operativas de curto-circuito na rede CA do VSC. A operação desse sistema híbrido é mostrada por simulações no EMTP-RV (ElectroMagnetic Transient Program-Restructured Version). Esse sistema híbrido é composto por um LCC operando como terminal retificador e um VSC operando como terminal inversor, fornecendo potência para a rede passiva. O LCC é formado por uma ponte de 12 pulsos, enquanto o VSC é o convencional de dois níveis. Esses conversores são conectados através de um cabo CC de 10 kV, 10 km, com um único condutor e com retorno pela terra. A carga é modelada simplesmente como impedância constante. As estratégias de controle aplicadas nesse sistema são: controle clássico de tensão CA para o inversor VSC e controle clássico da tensão CC para o retificador LCC. No final desse artigo são mostradas as simulações referentes ao comportamento do sistema CCAT híbrido para condições operativas de mudança do patamar de carga, perda de carga e curto-circuito trifásico na rede CA da carga. Nesse artigo, ambos conversores (CSC e VSC) usam o controle clássico de sistemas CCAT para a sua operação, além de tratar de um sistema híbrido com um retificador CSC e apenas um inversor VSC e não uma configuração multiterminal como proposto no sistema da tese. Outro ponto que difere é o tipo de carga que é uma rede passiva, usa cabos e apresenta um sistema com tensão mais baixa e distância de transmissão bem menor quando comparado com o sistema proposto nesta tese.

Em LI et al. [19] é analisado um novo tipo de transmissão CCAT híbrido, no qual o terminal emissor adota o conversor em controle de fase (PCC, do Inglês Phase Control Converter) e o terminal receptor adota o VSC. Nesse artigo são deduzidas as expressões matemáticas da tensão, corrente e potência no retificador e inversor. A relação entre as variáveis operacionais e as variáveis de controle é analisada. O modelo de simulação desse sistema é desenvolvido na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. A estrutura desse sistema híbrido é formada por um conversor CSC de 6 pulsos, conectado a um conversor VSC convencional de dois níveis através de cabos CC. O retificador é ajustado para o modo de controle de corrente CC, enquanto o inversor adota o modo de controle da tensão CC. No final do artigo são mostradas algumas simulações sobre a operação em regime permanente, aumento em rampa da potência ativa transmitida, redução em rampa da potência ativa transmitida e a aplicação de um degrau positivo na referência de potência do sistema. Nesse artigo, ambos conversores (CSC e VSC) usam o controle clássico de sistemas CCAT para a sua operação, além de tratar de um sistema híbrido com

um retificador CSC e apenas um inversor VSC e não uma configuração multiterminal como proposto no sistema da tese. Outro ponto que difere com o sistema desenvolvido nessa tese é que esse artigo não faz uma aplicação desse sistema, assim como usa cabos para a transmissão da potência e não linhas aéreas.

Em QAHRAMAN, GOLE e FERNANDO [20] é demonstrado o desempenho superior de um sistema de transmissão CCAT com conversor híbrido em relação ao aumento da estabilidade e o controle da tensão CA terminal. O conversor híbrido proposto nesse artigo é chamado de conversor híbrido série, cuja sigla é SHC (do Inglês Series Hybrid Converter) e é formado por dois conversores LCC e um VSC conectados em série. No SHC desenvolvido aqui o retificador LCC opera em modo de controle de corrente enquanto o inversor LCC opera em modo de controle de ângulo de extinção (γ), usando o controle de corrente como *backup*. O sistema de controle do inversor VSC apresenta dois graus de liberdade. O primeiro é o controle da tensão CC do VSC, que gera o sinal da referência de corrente para o eixo real. O segundo é o controle da tensão CA terminal que gera o sinal da referência de corrente para o eixo imaginário. No final do artigo é mostrado o desempenho desse sistema para um degrau de 10% na ordem de potência, curto-circuito trifásico para terra no terminal inversor e o desempenho numa falha de comutação. Também é feita uma comparação das respostas entre o SHC e o sistema CCAT Benchmark do CIGRE. A configuração do sistema estudado nesse artigo difere bastante do sistema desenvolvido nesta tese. A topologia desse sistema apresenta conexão série de dois conversores LCC com um VSC. No sistema desenvolvido na tese há um CSC e três VSCs em configuração multiterminal paralela. O CSC está em um terminal da linha de transmissão CC aérea e os VSCs estão no outro terminal.

Em TORRES-OLGUIN, MOLINAS e UNDELAND [21] é proposto um modelo de sistema CCAT híbrido baseado em um controlador de potência direta. Esse sistema híbrido é formado por um conversor fonte de tensão (VSC) aplicado no lado emissor e um conversor comutado pela linha (LCC) aplicado no lado receptor. O controle proposto no artigo é eficaz para controlar diretamente as potências ativa e reativa instantâneas no lado do VSC. O conversor LCC é responsável em manter a tensão CC do sistema através de um controlador proporcional-integral (PI). Para analisar o desempenho do controlador proposto nas condições de partida, regime permanente e transições quando há mudança na referência de potência são feitas simulações na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. A configuração do sistema híbrido é composta por um VSC de 2 níveis no lado emissor conectado a uma ponte de 12 pulsos do conversor LCC no lado receptor por uma linha CC. Nesse artigo é desenvolvida, detalhadamente, toda modelagem do controle aplicado ao VSC, assim como ao LCC. O objetivo do controle aplicado ao VSC consiste em projetar um controle que garante a regulação das potências ativa p_1 e reativa q_1 em direção a p_1^* e q_1^* , de tal maneira que, $p_1 \rightarrow p_1^*$ e $q_1 \rightarrow q_1^*$ quando $t \rightarrow \infty$. O objetivo do controle do LCC consiste em projetar um controlador para regular a tensão CC em direção a sua referência V_d quando $t \rightarrow \infty$. Para analisar o desempenho desse controle foi implementado um sistema CCAT híbrido na ferramenta PSCAD/EMTDC. Esse sistema híbrido transmite 1000 MW e possui uma tensão CC de 500 kV. Ele é composto por um VSC convencional de 2 níveis conectado a um conversor LCC de 12 pulsos através de

um longo cabo CC. No item simulações, esse trabalho apresenta o desempenho desse sistema com a aplicação dos controles citados no VSC e no LCC. Apesar da parte de filosofia de controle e características serem parecidas, esse artigo aborda um sistema híbrido com um retificador, que nesse caso é o VSC e apenas um inversor, que nesse caso é o CSC, e não trata de sistemas multiterminais como os tratados no presente trabalho. Outra diferença é que a conexão entre os conversores é feita através de um cabo CC.

Em JIE et al. [22] é proposto um novo sistema de transmissão CCAT em alta tensão híbrido, chamado de NH-HVDC (New Hybrid High Voltage Direct Current), que combina as vantagens de ambos os conversores existentes (CSC e VSC). O artigo analisa o modelo matemático do NH-HVDC, projeta o esquema de controle apropriado, os princípios de operação e métodos de potência reversa para ele. É montado um modelo do NH-HVDC com ± 400 kV CC na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. A estrutura do sistema NH-HVDC é formada por uma configuração monopolar com um VSC com módulos multiníveis de ponte completa (FBMMC-Full Bridge Modular Multilevel Converter) e uma ponte de conversor LCC de 12 pulsos. Para o conversor LCC foi adotado o controle de corrente CC (contendo o controle de ângulo de disparo mínimo) e o controle de ângulo de extinção constante (incluindo o controle de ângulo de extinção mínimo). Para o conversor multiníveis o objetivo do controle é manter a estabilidade da tensão CC do sistema, assim como regular a tensão da rede CA. Assim, para o FBMMC, foi projetada uma malha de controle para a tensão CC e uma outra malha de controle da tensão da sua rede CA. Para o LCC foi adotado o controle clássico e para o FBMMC foi adotada a teoria do controle vetorial. As características do FBMMC são:

- Tensão CC de 800 kV;
- 21 níveis;
- 20 submódulos;
- Tensão de cada submódulo é igual a 40 kV.

O LCC é composto por dois conversores de 6 pulsos, perfazendo um total de 12 pulsos. A sua corrente nominal é de 2 kA. No final desse trabalho é mostrado o desempenho desse sistema em operação normal, assim como a sua operação de reversão de potência. Apesar do tema desse artigo ser a proposta de um sistema CCAT híbrido, ele apresenta um bom desenvolvimento na parte da representação do VSC, pois já aborda a configuração MMC. A teoria de controle aplicada nesse artigo é semelhante ao tratado nesta tese, ou seja, foi aplicado o controle clássico para o CSC e o controle vetorial para o VSC-MMC. A grande diferença é que esse artigo aborda um sistema híbrido com um retificador e apenas um inversor e não trata de sistemas multiterminais como os tratados no presente trabalho. Como um próximo passo a ser dado nesta tese, e constante na parte de trabalhos futuros, está a troca da modelagem dos VSCs da configuração multiterminal de convencional de dois níveis para MMC (conversores multiníveis).

1.5.1- Publicações realizadas pelo autor

PORTUGAL, WATANABE e NILO [23] propuseram um sistema de transmissão CCAT híbrido, chamado de H²VDC, formado por n conversores fonte de tensão em configuração multiterminal e um conversor fonte de corrente no mesmo circuito. A topologia básica desse sistema é composta por um CSC operando como retificador e um VSC operando como inversor, conectados por uma linha de transmissão aérea. A ideia principal do desenvolvimento desse sistema é juntar os benefícios de cada tecnologia no mesmo circuito. Nesse trabalho, o modelo computacional monopolar dessa topologia básica composta por um CSC e um VSC, juntamente com cada filosofia de controle aplicada ao CSC e ao VSC, é desenvolvido na ferramenta PSCAD/EMTDC. A distância da linha de transmissão aérea aplicada é de 2450 km e a potência nominal do sistema é de 1575 MW (600 kV e 2625 A medidos no lado CC do retificador). O controle desenvolvido para o CSC e o VSC é do tipo clássico, onde o CSC opera em modo de controle da corrente CC e o VSC opera em modo de controle da tensão CC do capacitor e da tensão da rede CA. O comportamento do sistema é visualizado através de simulações computacionais considerando os procedimentos de partida, operação em regime permanente, curtos-circuitos monofásico e trifásico nas redes receptoras CA do sistema. Ao final são descritas as conclusões sobre o comportamento dinâmico desse sistema.

PORTUGAL, WATANABE e NILO [24] mostraram uma evolução do sistema de transmissão CCAT híbrido, H²VDC, formado por n conversores fonte de tensão em configuração multiterminal e um conversor fonte de corrente no mesmo circuito e desenvolvido em [23]. A topologia básica desse sistema é composta por um CSC operando como retificador e um VSC operando como inversor, conectados por uma linha de transmissão aérea. Nesse trabalho, o modelo computacional monopolar da topologia do sistema H²VDC composta por um CSC de 12 pulsos e dois VSCs do tipo convencional de dois níveis, juntamente com cada filosofia de controle aplicada ao CSC e aos VSCs, é desenvolvido na ferramenta PSCAD/EMTDC. A distância da linha de transmissão aérea aplicada é de 2450 km entre o retificador (localizado hipoteticamente na SE Porto Velho, em Rondônia) e o VSC de São Paulo (localizado hipoteticamente na SE Araraquara). Entre o VSC de São Paulo e o VSC do Rio de Janeiro (localizado hipoteticamente na SE Adrianópolis) a distância da linha de transmissão aérea é de 645 km. A potência nominal do sistema é de 1860 MW (600 kV e 3100 A medidos no lado CC do retificador). O controle desenvolvido para o CSC é do tipo clássico e opera em modo de controle da corrente CC. Para os VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro foi adotado o controle vetorial, onde o VSC de São Paulo opera em modo de controle da tensão CC do capacitor e da tensão da rede CA. O VSC do Rio de Janeiro opera em modo de controle da potência CA e da tensão da rede CA. O comportamento do sistema H²VDC nessa topologia (1 CSC e 2 VSCs) é estudado através de simulações computacionais considerando os procedimentos de partida, operação em regime permanente, curto-circuito monofásico e trifásico nas redes receptoras CA do sistema e intercâmbio de potência entre os VSCs. Ao final são descritas as conclusões sobre o comportamento dinâmico desse sistema. Devido a importância e relevância do tema apresentado nesse artigo para os sistemas

elétricos de potência, ele foi selecionado pela comissão técnica examinadora do SEPOPE e publicado na revista nacional do CIGRE, **Eletroevolução**, nº 77, ISSN 1806-1877, em dezembro de 2014 [25].

PORTUGAL, WATANABE e NILO [26] mostraram uma evolução do sistema de transmissão CCAT híbrido, H^2VDC , formado por n conversores fonte de tensão em configuração multiterminal e um conversor fonte de corrente no mesmo circuito e desenvolvido em [24]. A topologia básica desse sistema é composta por um CSC operando como retificador e um VSC operando como inversor, conectados por uma linha de transmissão aérea. Nesse trabalho, o modelo computacional monopolar da topologia do sistema H^2VDC composta por um CSC de 12 pulsos e três VSCs do tipo convencional de dois níveis, juntamente com cada filosofia de controle aplicada ao CSC e aos VSCs, é desenvolvido na ferramenta PSCAD/EMTDC. A distância da linha de transmissão aérea aplicada é de 2450 km entre o retificador (localizado hipoteticamente na SE Porto Velho, em Rondônia) e o VSC de São Paulo (localizado hipoteticamente na SE Araraquara). Entre o VSC de São Paulo e o VSC do Rio de Janeiro (localizado hipoteticamente na SE Adrianópolis) a distância da linha de transmissão aérea é de 645 km. Entre o VSC de São Paulo e o VSC de Minas Gerais (localizado hipoteticamente na SE Bom Despacho) a distância da linha de transmissão aérea é de 455 km. A potência nominal do sistema é de 1860 MW (600 kV e 3100 A medidos no lado CC do retificador). O controle desenvolvido para o CSC é do tipo clássico e opera em modo de controle da corrente CC. Para os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais foi adotado o controle vetorial, onde o VSC de São Paulo opera em modo de controle da tensão CC do capacitor e da tensão da rede CA. Os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais operam em modo de controle da potência CA e da tensão da rede CA. Nesse artigo também é mostrada uma lógica de proteção desenvolvida para sistemas CCAT-VSC multiterminais que mantém a operação estável desse sistema para casos de bloqueio de conversores e curto-circuito trifásico. O comportamento do sistema H^2VDC nessa topologia (1 CSC e 3 VSCs) é estudado através de simulações computacionais considerando os procedimentos de partida, operação em regime permanente, curto-circuito monofásico e trifásico nas redes receptoras CA do sistema e intercâmbio de potência entre os VSCs. Ao final são descritas as conclusões sobre o comportamento dinâmico desse sistema.

2-SISTEMA DE TRANSMISSÃO CCAT HÍBRIDO (H²VDC)

Conforme mostrado no capítulo anterior, a proposta dessa tese é desenvolver um sistema de transmissão de energia elétrica em corrente contínua, que nessa tese é chamado de H²VDC, do inglês *Hybrid HVDC*. Esse sistema utiliza o CSC e uma configuração multiterminal com VSC, aglutinando os pontos fortes de cada conversor num único sistema de transmissão CC. O ineditismo desse sistema está no uso em conjunto das duas tecnologias de conversão CA/CC, visto que atualmente os sistemas de transmissão CC são formados exclusivamente por VSC ou CSC em seus terminais, e a aplicação da configuração multiterminal para os VSCs. Na sua concepção, em um dos terminais, é usado o conversor fonte de corrente operando preferencialmente como retificador e nos outros terminais são usados n conversores fonte de tensão numa configuração multiterminal, operando preferencialmente como inversores. Nesta tese, para o desenvolvimento da configuração multiterminal, é considerado que os VSCs estão conectados no mesmo ponto, chamado de ponto de acoplamento comum (*PCC*). A Figura 5 mostra a topologia do sistema de transmissão H²VDC. Apesar da topologia mostrada na Figura 5, vale ressaltar que os n VSCs do sistema podem estar distribuídos ao longo da linha de transmissão CC por subestações ou tapes (*supergrid*), dependendo da operacionalidade do sistema, conforme mostrado mais adiante na Figura 6.

A principal finalidade do uso do conversor fonte de corrente em um lado da linha de transmissão CC é que o seu estado da arte permite a conversão de altas potências (na faixa de 4 GW por ponte de 12 pulsos [5]). O uso de conversores fonte de tensão em configuração multiterminal, no outro lado da linha CC, é para utilizar os benefícios operativos intrínsecos ao VSC que serão mostrados com mais detalhes à frente (não há falhas de comutação, não há necessidade de nível mínimo de *SCR*, etc), assim como entregar potência diretamente para várias redes CA receptoras.

A aplicação do sistema de transmissão H²VDC é vislumbrada para sistemas de potência com características de grandes blocos de geração, principalmente do tipo hidrelétrica, muito distantes dos seus centros de carga. Os sistemas de potência de alguns países com dimensões continentais e características citadas anteriormente, ou seja, grandes usinas hidrelétricas bem afastadas dos centros de carga, como Brasil, China e Índia podem apresentar viabilidade técnico-econômica para a aplicação prática do sistema H²VDC na transmissão de potência. Outra característica favorável à aplicação do sistema H²VDC seria a necessidade de entrega da energia gerada em diferentes centros de carga do sistema de potência.

Apesar de ser vislumbrado, principalmente, para a aplicação em sistemas de potência com características de grandes blocos de geração distantes dos centros de carga, a concepção do sistema H²VDC poderia também ser aplicada em *supergrid*. A aplicação das *supergrids* tem sido debatida, principalmente, em países da Europa, como a Alemanha, que não possuem sistemas de potência muito grandes. Essa *supergrid* seria composta por uma linha de transmissão CC principal que poderia ser aérea, cabo

subterrâneo ou subaquático, também chamada de corredor, com várias ramificações que poderiam ser feitas ao longo dessa linha para serem conectados VSCs e CSC para o recebimento de potência e entrega em um único ponto ou até mesmo para intercâmbio de potência entre os conversores. Dependendo da característica da rede CA conectada em cada conversor, ele pode operar como retificador ou inversor, fornecendo ou retirando potência da linha de transmissão CC principal (“BACKBONE”). A Figura 6 mostra a topologia de uma *supergrid* com a concepção do sistema H²VDC.

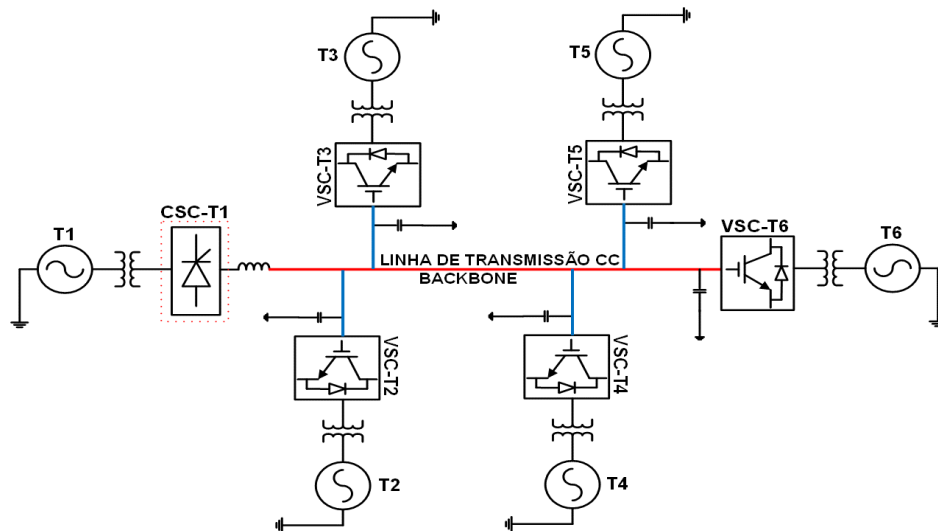


Figura 6- Topologia do sistema H²VDC para aplicação de uma *supergrid*.

Na Figura 6, a linha em vermelho representa a linha de transmissão CC principal e as linhas em azul representam as ramificações para a conexão dos conversores VSCs e CSC. As redes CA T1 a T6 podem representar um sistema CA equivalente ou usinas geradoras como eólicas, nucleares ou até mesmo pequenas hidrelétricas. Na Alemanha, o operador dos sistemas de transmissão fez uma proposta de 4 linhas CCAT que cruzam as redes CA do país em três corredores de transmissão. Esses corredores trazem energia da região Norte que é rica em energia eólica, para a região Sul que é predominantemente nuclear. Com o plano de redução da energia nuclear, a Alemanha já desligou 8 reatores nucleares e os 9 restantes serão desligados até 2022 [27].

A pesquisa e o desenvolvimento do sistema de transmissão H²VDC podem trazer grandes benefícios à operação dos sistemas de potência reais, assim como redução de custos. A topologia apresentada na Figura 5 apresenta várias características que podem ser usadas para facilitar e melhorar a operação dos sistemas de potência, as quais são citadas:

- O CSC baseado em tiristores possui capacidade de conversão de altas potências, na ordem dos GW a baixo custo;
- O VSC pode operar tanto na faixa capacitiva quanto na indutiva em termos de potência reativa, o que pode reduzir a necessidade de inserção de equipamentos para compensação de potência reativa nos terminais do VSC

e conseqüentemente o seu custo;

- O controle das potências ativa e reativa de cada VSC é feito independentemente, limitado apenas pela capacidade (*rating*) do VSC, ou seja, esse controle de potência reativa somente será feito se o conversor não estiver ainda operando na sua capacidade máxima;
- O VSC não necessita de nível mínimo de curto-circuito (*SCR- Short Circuit Ratio*) na sua rede receptora CA para a sua operação, o que dispensa a inserção de compensadores síncronos nos seus terminais ocasionando uma redução de custos;
- O VSC é menos sensível a flutuações de tensão da rede CA conectada aos seus terminais do que o CSC;
- O VSC pode ser conectado a redes CA passivas (esta situação não é estudada nessa tese);
- Uma rede CA receptora colapsada pode ser restaurada pela capacidade de *black-start* dos VSCs (essa operação não é estudada nessa tese) e vista com mais detalhes em [7], [8], [9] e [10];
- O custo com a aplicação de penalidades devido ao tempo de duração de blecautes pode ser reduzido devido a essa capacidade de *black-start* dos VSCs;
- A característica harmônica das tensões e correntes CA nos terminais dos VSCs pode ser determinada de tal forma que venha a reduzir a necessidade de filtros na rede CA receptora;
- Podem ser usados VSCs em configurações MMC (conversores multiníveis) que dispensam o uso de filtros CA na rede receptora pois podem modular uma senóide muito próxima da fundamental;
- A potência transmitida pelo sistema H²VDC pode ser entregue, diretamente, em diferentes centros de carga de um determinado sistema de potência;
- É possível haver intercâmbio de potência entre os próprios VSCs que estão conectados em configuração multiterminal, quando houver necessidade de aumento de potência em um dos VSCs e o retificador já está na sua potência máxima.

O sistema H²VDC, através das suas características operativas, pode trazer redução de custos para a operação de um determinado sistema de potência conforme é descrito adiante. A inserção de um conversor fonte de corrente no terminal retificador permite que o sistema transmita altas potências através de configurações de 12 pulsos. No caso do uso do VSC como retificador seriam necessários vários conversores. Essa característica pode trazer redução de custo por conexões de conversores, apesar do custo/MW do CSC ainda ser menor que o do VSC.

A possibilidade de operação do VSC na faixa de potências reativas capacitiva ou indutiva permite uma redução do custo do sistema CCAT com compensação shunt nos seus terminais. Com essa possibilidade não será necessária a inserção de capacitores nos seus terminais CA, como também permite maior flexibilidade operativa ao sistema de potência. Nesse caso, o próprio VSC pode controlar a tensão CA do seu ponto de conexão, mantendo assim o perfil de tensão dentro da faixa de operação nas condições de alto e baixo carregamento no VSC. Vale ressaltar que esse controle contínuo da tensão só poderá ser feito dependendo da capacidade do VSC.

A característica do VSC de não necessitar de nível mínimo de curto-circuito na rede CA receptora, para a sua operação adequada, reduz o custo global do sistema com a inserção de equipamentos como compensadores síncronos. Esses equipamentos são necessários em redes muito fracas onde os CSCs venham a ser conectados.

A capacidade de *black-start* que o VSC apresenta pode ser usada para reduzir o tempo de permanência em blecaute de uma rede CA colapsada. O VSC pode ser usado como uma fonte de tensão para que o sistema CA colapsado ou parte desse sistema seja reestabelecido o mais rápido possível sem a necessidade de partida dos geradores síncronos, reduzindo assim o tempo de blecaute e a consequente penalidade que a empresa de energia elétrica pode sofrer pelo não fornecimento de energia para seus consumidores.

Os harmônicos gerados pelos VSCs, teoricamente, estão em torno da frequência de chaveamento da modulação PWM utilizada. Assim, essa modulação pode ser usada para aumentar a ordem desses harmônicos e consequentemente reduzir o impacto na rede CA receptora e a filtragem necessária. Outro método para redução dos harmônicos dos VSCs é o uso de conversores com multiníveis ou multimódulos. Com isso, a necessidade de filtros CA nos terminais dos VSCs será eliminada e consequentemente o seu custo total.

Em relação ao CSC, a filtragem de harmônicos na rede CA deve ser feita normalmente para os harmônicos característicos de ordens mais baixas do processo de conversão CA/CC e também para alguns não característicos que venham a existir devido a desequilíbrios ou outros fenômenos na rede. Assim, nesse tipo de conversor, o processo de filtragem dos harmônicos não é alterado.

A configuração multiterminal adotada para a conexão dos conversores VSCs permite a entrega de potência diretamente nos principais centros de carga de um determinado sistema de potência. Com isso, o número de reforços no sistema receptor CA associado a essa conexão do VSC pode ser reduzido ocasionando redução nos custos dessa alternativa de transmissão. Nesse caso, o custo com conversores deve aumentar.

Nessa configuração multiterminal é possível haver intercâmbio de potência entre

os próprios VSCs. Essa característica pode ser aplicada quando houver a necessidade de aumento de potência em um dos VSCs e o retificador já estiver na sua máxima potência. Assim, se algum VSC ainda estiver operando com folga, ele pode suprir o aumento da potência do outro VSC. Num sistema de potência real, deve-se tomar cuidado com o impacto que esse intercâmbio de potência pode ocasionar nas redes CA receptoras dos VSCs que estão envolvidos nessa operação.

Baseado nas características debatidas anteriormente é suposto que o sistema H²VDC aumenta a confiabilidade do sistema de potência, melhora o seu desempenho operativo e pode reduzir o custo com a inserção de equipamentos de compensação de potência reativa. Outro benefício que o sistema H²VDC pode ocasionar é a redução das penalidades aplicadas no caso de uma operação inadequada em uma rede CA receptora. O estudo e o desenvolvimento do sistema H²VDC pode trazer grandes benefícios para a operação do sistema de potência. Esse intercâmbio de potência pode ser feito manualmente por operadores que ajustam a nova ordem de potência do VSC ou através da aplicação de controles mestres.

Em relação ao sistema CCAT-CSC, o sistema H²VDC apresenta inúmeras vantagens conforme já mostrado anteriormente. Quanto ao CCAT-VSC, a grande vantagem está na possibilidade da transmissão de grandes blocos de energia sem a necessidade do uso de vários conversores VSCs em conjunto.

Para que haja transmissão normal de potência no sistema H²VDC, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$P_{ret} + P_{VSC-T1} + P_{VSC-T2} + P_{PTR} + \dots + P_{VSC-Tn} = 0, \quad (1)$$

em (1), tem-se:

P_{ret} é a potência CC do retificador;

P_{VSC-T1} é a potência CC do VSC conectado ao terminal 1;

P_{VSC-T2} é a potência CC do VSC conectado ao terminal 2;

P_{PTR} é a perda total em todos os trechos da linha de transmissão CC;

P_{VSC-Tn} é a potência CC do VSC conectado ao terminal n .

A corrente nos capacitores dos VSCs é dada por:

$$i_{(C-Tn)} = C_{Tn} \frac{dV_{(C-Tn)}}{dt}, \quad (2)$$

ou

$$\frac{dV_{(C-Tn)}}{dt} = \frac{i_{(C-Tn)}}{C_{Tn}}, \quad (3)$$

$$V_{(C-Tn)} = \frac{1}{C_{Tn}} \int i_{(C-Tn)} dt, \quad (4)$$

em (2), (3) e (4), tem-se:

$i_{(C-Tn)}$ é a corrente no capacitor do VSC do terminal n ;

C_{Tn} é a capacitância do capacitor do VSC do terminal n ;

$V_{(C-Tn)}$ é a tensão CC nos terminais do capacitor do VSC do terminal n ;

$\frac{dV_{(C-Tn)}}{dt}$ é a derivada temporal da tensão CC dos terminais do capacitor do VSC do terminal n .

Nesse caso, considerando a operação do sistema H²VDC em regime permanente, e satisfeita (1), a corrente em todos os capacitores dos VSCs dada por (2) deverá ser zero e conseqüentemente, esses capacitores estarão todos carregados e trabalhando com potência zero. Nessa condição, não haverá variação da tensão CC, conforme (3), nos terminais dos capacitores e a tensão deverá estar no seu valor de regime. Vale ressaltar que as condições descritas anteriormente desconsideram a existência de “ripple” da tensão CC.

Se houver alguma emergência no sistema H²VDC, que ocasione um desequilíbrio de potência no lado CC, esse desequilíbrio de potência será transmitido pelos capacitores dos VSCs e conseqüentemente aparecerá corrente nesses elementos. Essa corrente transmitida nos capacitores dos VSCs ocasionará uma variação de tensão CC nos terminais dos capacitores, conforme dada por (3). Essa variação da tensão CC nos terminais dos capacitores poderá ser positiva (aparecerá como sobretensões) ou negativa em relação ao seu valor de regime permanente, que dependerá das condições do sistema CC e das características de carga e descarga dos capacitores nessa condição (constantes de tempo, assim como representação de resistências).

Assim, o comportamento da tensão CC nos VSCs durante as condições de operação em regime permanente e transitório pode ser determinado por (1), (2), (3) e (4).

As ações de controle que podem ser aplicadas no sistema H²VDC para tentar minimizar essas sobretensões que em algumas vezes podem até ser proibitivas, podendo ocasionar queima de equipamentos ou até mesmo por causa de critérios técnicos aplicados, devem atuar sempre no sentido de reduzir esse desequilíbrio de potência, transitório ou permanente, ocasionado por alguma emergência no sistema. Ações que não apresentam essa finalidade, provavelmente não terão sucesso no controle das sobretensões. Mais a frente, no capítulo de simulações, é mostrado o desenvolvimento de uma lógica de proteção que atua no controle dos VSCs no sentido reduzir esse desequilíbrio de potência no sistema H²VDC.

O sistema H²VDC, conforme mostrado na Figura 5, é composto por elementos já tradicionais aos sistemas elétricos de potência. A função de cada componente que forma o sistema H²VDC é mostrada no Apêndice A.2. O conjunto de equações que rege o conversor fonte de corrente aplicado ao retificador do sistema H²VDC e os conversores fonte de tensão aplicados como inversores desse sistema (em regime permanente),

considerando o modo escalar, é mostrado no Apêndice A.3. Nesse tipo, as grandezas como tensão, potência e ângulo são definidas, simplesmente, como grandezas escalares.

3-FILOSOFIAS DE CONTROLE

Nesse item da tese são desenvolvidas as filosofias de controle que podem ser aplicadas ao sistema H²VDC. Essas filosofias de controle são desenvolvidas tomando como base várias pesquisas teóricas sobre os modos de operação que podem ser implementados para o bom funcionamento do sistema H²VDC. Nos subitens a seguir são mostradas as filosofias de controle desenvolvidas para a aplicação nos conversores fonte de corrente e fonte de tensão.

3.1- Conversor fonte de corrente (CSC)

Tomando como base algumas pesquisas teóricas desenvolvidas sobre os modos de operação que poderiam ser implementados em elos CCAT convencionais (CSC) foi estabelecido que o conversor fonte de corrente, preferencialmente, operando como retificador em regime permanente, deve ser composto por dois modos de controle. O primeiro modo é o controle da tensão CC referente à partida do sistema H²VDC e o segundo, em controle de corrente, para a sua posterior operação de rampeamento e regime normal. Para a aplicação em um outro modo de operação do retificador, que será explicado mais detalhadamente adiante, é desenvolvido um outro modo de controle de tensão CC que apresenta a capacidade para duas ordens de tensão, sendo uma para o processo de carga dos capacitores e depois para a operação em regime permanente. Os diagramas de blocos desenvolvidos para o controle da corrente CC e as duas aplicações para o controle da tensão CC na operação de retificador do sistema H²VDC são mostrados na Figura 7, Figura 10 e Figura 11, respectivamente.

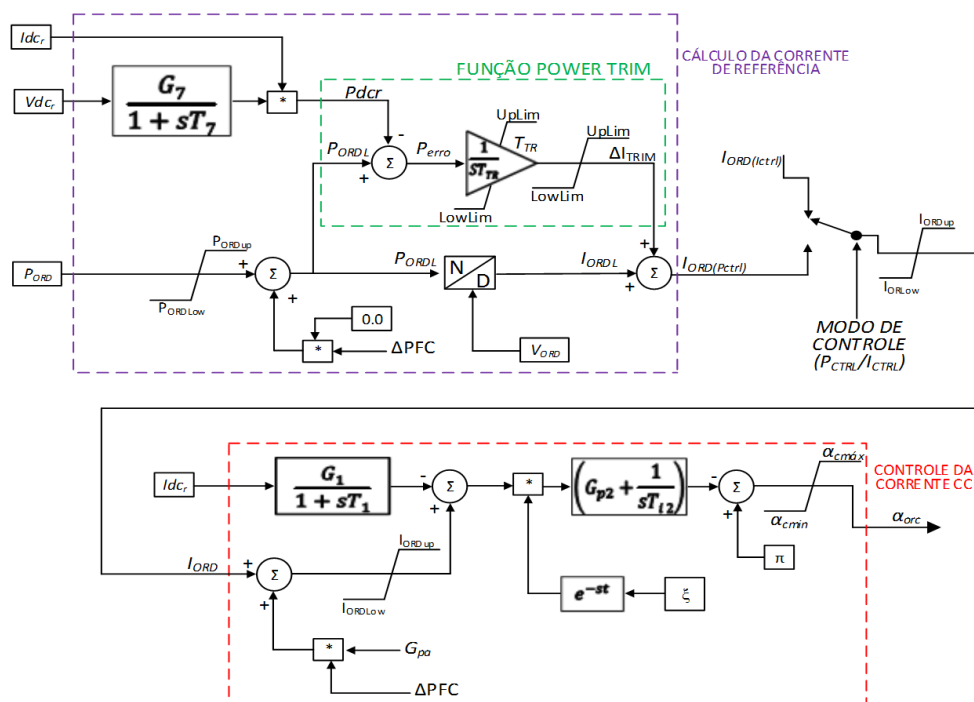


Figura 7- Diagrama de blocos da filosofia de controle de corrente aplicado ao retificador.

Na Figura 7, referente ao diagrama de blocos relacionado à filosofia do controle de corrente aplicado ao retificador, as variáveis são:

I_{ORD} é a ordem de corrente do retificador;

I_{dc_r} é a corrente CC medida na saída do retificador;

I_{ORDup} é o limite mínimo da ordem da corrente CC do retificador;

I_{ORDLow} é o limite máximo da ordem da corrente CC do retificador;

G_{pa} é o ganho aplicado à entrada do controle de frequência referente ao valor nominal da corrente CC;

ΔPFC é o sinal proveniente do controle de frequência stab60;

ξ é o sinal de comando para a troca do controle de tensão CC para corrente CC no retificador;

e^{-st} é o atraso no envio do sinal de comunicação para habilitação do controle de corrente do retificador;

α_{orc} é o ângulo de disparo proveniente da malha do controle de corrente;

$\alpha_{cmáx}$ é o limite máximo do ângulo de disparo;

α_{cmin} é o limite mínimo do ângulo de disparo;

G_1 é o ganho aplicado ao filtro de medição da corrente do retificador;

T_1 é a constante de tempo do filtro de medição da corrente do retificador;

G_{p2} é o ganho proporcional do controlador PI da relação entre ângulo e corrente;

T_{i2} é a constante de tempo integral do controlador PI da relação entre ângulo e corrente;

I_{dc_r} é a corrente CC medida na saída do retificador;

V_{dc_r} é a tensão CC medida na saída do retificador;

P_{dcr} é a potência CC calculada;

P_{ORDL} é o valor da ordem de potência corrigido pelo sinal de saída do stab60;

$Perro$ é o erro de potência para a atuação da função POWER TRIM;

$U_p L_{im}$ é o limite máximo da saída do integrador da função POWER TRIM;

$L_{ow} L_{im}$ é o limite mínimo da saída do integrador da função POWER TRIM;

ΔI_{TRIM} é o sinal de saída da função POWER TRIM;

P_{ORD} é a ordem de potência do retificador;

P_{ORDup} é o limite máximo da ordem de potência CC do retificador;

P_{ORDLow} é o limite mínimo da ordem de potência CC do retificador;

ΔPFC é o sinal proveniente do controle de frequência stab60;

V_{ORD} é a ordem de tensão aplicada ao retificador;

I_{ORDL} é o sinal de corrente corrigido pela ordem de tensão;

$I_{ORD(Pctrl)}$ é o sinal da ordem de corrente proveniente do controle de potência;

$I_{ORD(Ictrl)}$ é o sinal fixo da ordem de corrente;

I_{ORD} é o sinal gerado da ordem de corrente que será a entrada para a malha do controle da corrente CC;

T_{TR} é o valor da constante de tempo do integrador da função POWERTRIM, com característica mais lenta;

G_7 é o ganho aplicado ao filtro de medição da tensão do retificador;

T_7 é a constante de tempo do filtro de medição da tensão do retificador.

O diagrama de blocos do controle da corrente CC do retificador tem como entrada a referência de corrente I_{ORD} , que é um sinal de saída proveniente de uma malha de potência ou simplesmente por uma ordem. Esse sinal de I_{ORD} entra num bloco somador com um sinal proveniente do controle de frequência (stab60) que dá uma característica de carga ao sistema CCAT. O sinal de saída desse somador é comparado com o valor filtrado da medição de corrente na saída do retificador CSC (I_{dcr} filtrado). A saída desse somador é um erro que passa pelo sinal de bloqueio e desbloqueio desse controle. Esse sinal de bloqueio e desbloqueio é inserido nessa lógica para que esse controle seja ligado somente no tempo desejado e também evitar que o bloco PI comece a fazer a integração antes do tempo de operação do controle. A partir da habilitação desse controle (0 ou 1), esse erro passa a ser a entrada de um bloco PI (proporcional-integral) que deve ser ajustado para limitar o overshoot de corrente e garantir um valor de erro de regime permanente. A saída desse bloco PI será o valor do ângulo em radianos, que será subtraído do valor de π para que se obtenha a referência do ângulo do retificador em termos de β . A saída desse controle de corrente CC em termos de β , ao invés de α diretamente, foi usada após várias pesquisas em artigos na literatura que usam topologias de controle clássico aplicado em CSC operando como retificador ou inversor [15], [17], [21] e [28] e após a execução de alguns testes no controle desta tese considerando a saída em α e β . O desempenho desse controle foi melhor quando se usou a saída em β . Assim, essa referência do ângulo do retificador em β passa por um limitador com os seus valores de máximo e mínimo ($\alpha_{cmáx}$ e α_{cmin} , respectivamente) e depois será a entrada de disparo para cada ponte de 6 pulsos do retificador.

A entrada da ordem de corrente (I_{ORD}) mostrada na malha do controle da corrente CC da Figura 7 pode ser proveniente da saída do controle para cálculo da corrente de referência, conforme é feito normalmente nos elos CCAT convencionais, ou simplesmente por um valor fixo ajustado como referência de corrente. Na aplicação do sistema H²VDC foi definido que o sinal de I_{ORD} deve ser proveniente da ordem de potência. A Figura 7 [29] também mostra a malha para o cálculo da corrente de referência adotado para o retificador e a chave seletora para a determinação da origem da ordem de corrente do CSC.

A entrada da malha do controle de potência mostrado na Figura 7 é a ordem da potência CC do retificador (P_{ORD}) e a sua saída é o sinal da ordem de corrente CC ($I_{ORD(Pctrl)}$). Em algumas condições de operação, essa ordem de corrente poderá ser trocada, simplesmente, para um valor de entrada de corrente, que na Figura 7 está descrita como $I_{ORD(Ictrl)}$. Essa seleção da origem da ordem de corrente é feita pela chave MODO DE CONTROLE (P_{CTRL}/I_{CTRL}). O sinal de potência P_{ORDL} é comparado com a potência CC calculada P_{dcr} e gera um erro de potência chamado de $Perro$. Quando esse erro de potência passa pelo integrador da função POWERTRIM, com características mais lentas, é gerada uma variação de corrente que é comparada com a corrente corrigida pela tensão.

No controle mostrado na Figura 7 foi adotada a função POWERTRIM. Segundo [29] essa função serve para garantir que a potência CC calculada (P_{dcr}) seja igual a ordem de potência (P_{ORD}) em regime permanente, através de uma função integral com atuação lenta (T_{TR}). A Figura 8 mostra a malha de controle para geração dos limites UpLim e

LowLim da função POWERTRIM.

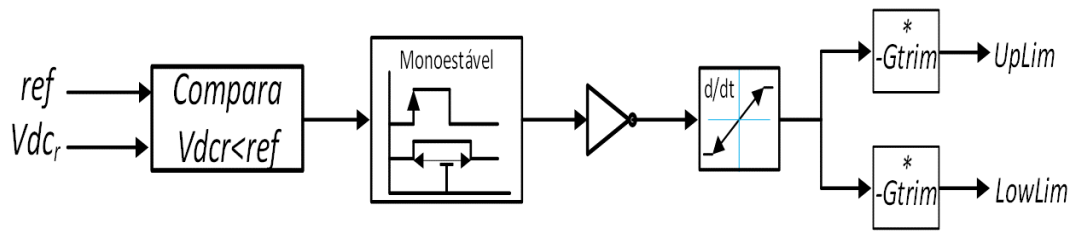


Figura 8- Diagrama de blocos referente à malha de controle para geração dos limites $UpLim$ e $LowLim$ da função POWERTRIM.

Na Figura 8, referente ao diagrama de blocos da malha de controle para a geração dos limites da função POWERTRIM, as variáveis inseridas nesse controle são:

Vdc_r é a tensão CC medida na saída do retificador;

ref é o valor da referência de tensão para início do congelamento dos limites da função POWERTRIM;

$Gtrim$ é o valor do ganho aplicado para a correção dos limites função POWERTRIM.

Esses limites internos ($UpLim$ e $LowLim$) servem para garantir uma margem de correção apropriada e ao mesmo tempo minimizar o impacto durante grandes perturbações. Essa função é congelada temporariamente durante distúrbios que provoquem redução acentuada na tensão CC do retificador. Maiores detalhes sobre a operação da função POWERTRIM podem ser vistos em [29]. A função do bloco **Monoestável**, conforme mostrado na Figura 8, é gerar um sinal de saída com valor 1 quando o sinal da sua entrada muda o seu status de 0 para 1. O tempo de duração do sinal de saída 1 desse bloco deve ser especificado e dependerá de cada projeto. Vale ressaltar que mesmo se a entrada do bloco Monoestável voltar para o valor 0, a saída ainda continuará com valor 1 durante o tempo especificado.

O termo ΔPFC mostrado na Figura 9 é referente ao controle de frequência do elo CCAT convencional. Os sistemas CCAT são, naturalmente, insensíveis a variações na frequência da rede CA associada [29]. Por esse motivo foi colocado no retificador CSC um controle de frequência para modular a potência CC quando houver algum desvio da frequência em relação ao seu valor nominal, dando uma característica de carga dependente da frequência ao sistema CCAT. Com isso, o elo auxilia os reguladores de velocidade das usinas geradoras a limitar as excursões de frequência após os distúrbios.

O controle de frequência de um elo CCAT é composto por duas parcelas: Uma parcela proporcional que é implementada no controle de pólo e uma parcela integral que é implementada em nível de controle de bipolo. Como nessa tese a representação do sistema H^2VDC é feita somente a nível de pólo, o controle de frequência será feito apenas pela parte proporcional. A Figura 9 mostra a malha da parte proporcional do controle de frequência aplicado ao retificador do sistema H^2VDC , assim como os parâmetros adotados.

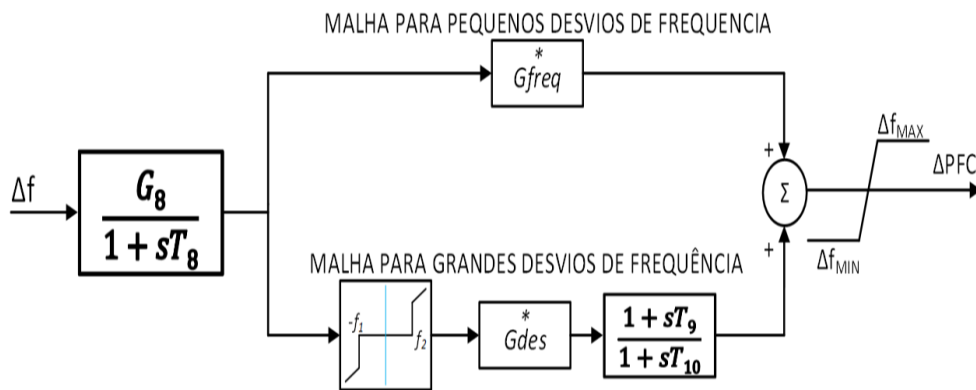


Figura 9- Diagrama de blocos referente à parte proporcional do controle de frequência stab60 do retificador CSC.

Na Figura 9, que é referente ao diagrama de blocos do controle de frequência stab60, as variáveis inseridas nesse controle são:

- Δf é a variação de frequência;
- G_{freq} é o ganho associado à malha para pequenos desvios de frequência;
- f_1 é o ajuste superior da banda morta;
- f_2 é o ajuste inferior da banda morta;
- G_{des} é o ganho associado à malha para grandes desvios de frequência;
- Δf_{MAX} é o limite superior do sinal de saída do controle de frequência, em pu;
- Δf_{MIN} é o limite inferior do sinal de saída do controle de frequência, em pu;
- ΔPFC é o sinal de saída da parte proporcional do controle de frequência do elo CCAT no retificador CSC;
- G_8 é o ganho aplicado ao filtro de medição da frequência da rede CA do retificador;
- T_8 é a constante de tempo do filtro de medição da frequência da rede CA do retificador;
- T_9 é a constante de tempo de avanço do bloco avanço-atraso;
- T_{10} é a constante de tempo de atraso do bloco avanço-atraso.

O controle de frequência mostrado na Figura 9 serve para dar uma característica de carga ao elo CCAT. Basicamente, a parte proporcional do controle de frequência é uma característica de estatismo positivo no plano $P \times f$. Com essa característica, um aumento da frequência da rede CA produz um aumento da potência despachada pelo sistema CCAT e uma redução da frequência, conseqüentemente, produz uma redução na potência despachada. Na entrada do controle de frequência proporcional, conforme mostrado na Figura 9, tem-se o desvio de frequência Δf . A saída do controle de frequência é dada por ΔPFC e poderá participar da modulação da ordem de potência ou corrente do elo CCAT. O sinal de saída ΔPFC é composto por duas parcelas, uma que responde a pequenos desvios de frequência e uma outra que responde a grandes variações de frequência para aumentar o ganho efetivo do controlador somente nesta condição. Nesse caso, a malha de grandes perturbações atua somente quando a frequência for maior que f_1 e menor que f_2 ajustada por uma banda morta.

Conforme citado anteriormente foram desenvolvidas duas filosofias de controle de

tensão CC para o retificador CSC. A primeira filosofia é o controle da tensão CC referente somente à partida do sistema H²VDC para uma determinada condição de operação. Para um outro modo de operação do sistema H²VDC, que será explicado mais detalhadamente adiante, é desenvolvida uma outra filosofia de tensão CC que apresenta a capacidade para duas ordens de tensão, sendo uma para o processo de carga dos capacitores e depois para a operação em regime permanente do sistema. Essas malhas de tensão são mostradas na Figura 10 e na Figura 11.

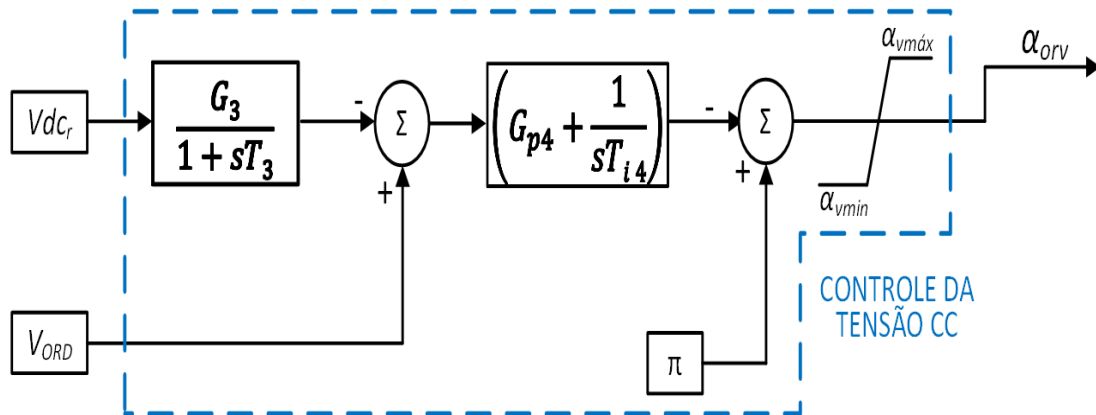


Figura 10- Diagrama de blocos da filosofia de controle de tensão CC aplicado ao retificador, somente para a carga dos capacitores.

Na Figura 10, que é referente ao diagrama de blocos da filosofia de tensão, as variáveis inseridas nesse controle são:

- V_{dc_r} é a tensão CC medida na saída do retificador;
- V_{ORD} é a ordem de tensão aplicada ao retificador;
- $\alpha_{vmáx}$ é o limite máximo do ângulo de disparo;
- α_{vmin} é o limite mínimo do ângulo de disparo;
- α_{orv} é o ângulo de disparo proveniente da filosofia de tensão;
- G_3 é o ganho aplicado ao filtro de medição da tensão CC do retificador;
- T_3 é a constante de tempo do filtro de medição da tensão CC do retificador;
- G_{p4} é o ganho proporcional do controlador PI da relação entre ângulo e tensão;
- T_{i4} é a constante de tempo integral do controlador PI da relação entre ângulo e tensão.

A malha de controle mostrada na Figura 10 tem como entrada o valor medido da tensão CC nos terminais do retificador CSC e como saída o ângulo de disparo dos tiristores em termos de β (V_{dcr} e α_{orv} , respectivamente). Inicialmente, a tensão CC medida na saída do retificador CSC (V_{dcr}) passa por um filtro de medição de primeira ordem. Essa tensão CC filtrada é comparada num bloco somador com o valor de referência da tensão CC (V_{ORD}). O erro originado nessa comparação passa por um bloco PI (proporcional-integral) que deve ser ajustado para limitar o overshoot de tensão e garantir um valor aceitável de erro de regime permanente. A saída desse bloco PI será o valor do ângulo, em radianos, que será subtraído do valor de π para que se obtenha a referência do ângulo de disparo do retificador em termos de β . Essa referência de disparo

β passa por um limitador com os seus valores de máximo e mínimo e depois servirá como entrada para cada ponte de 6 pulsos dos tiristores do retificador CSC.

A malha de controle mostrada na Figura 11 apresenta o mesmo princípio de funcionamento do controle de tensão apresentado na Figura 10, diferenciando apenas pela inserção de uma chave seletora que permite fazer uma seleção entre dois valores de ordens de tensão. Esse controle foi desenvolvido para permitir que duas ordens de tensão possam ser aplicadas à mesma filosofia, considerando duas necessidades operativas do sistema H²VDC. A partir desse chaveamento, o diagrama de blocos do controle de tensão é o mesmo que o apresentado na Figura 10.

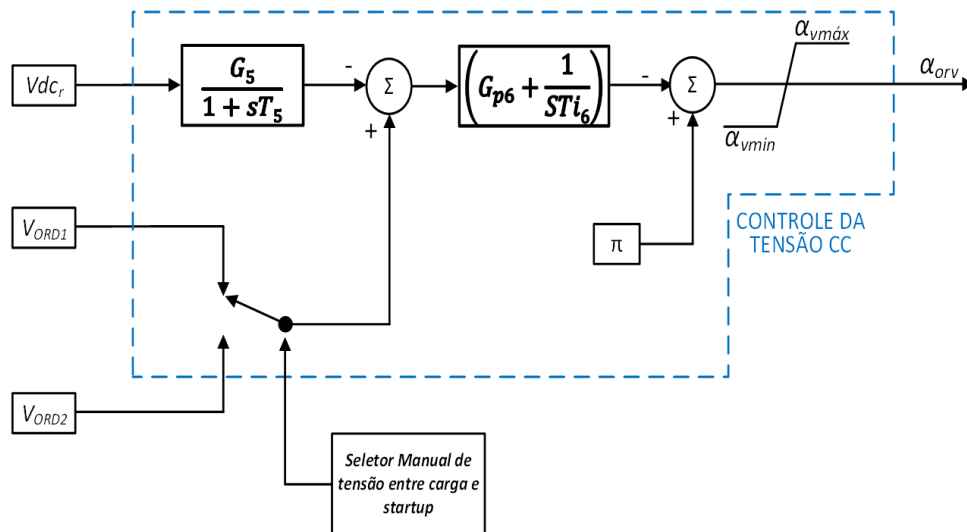


Figura 11- Diagrama de blocos da filosofia de controle de tensão CC aplicado ao retificador para a carga dos capacitores e operação normal em regime permanente, considerando outro modo de operação do sistema H²VDC.

Na Figura 11, que é referente ao diagrama de blocos da filosofia de tensão CC, as variáveis inseridas nesse controle são:

- V_{dc_r} é a tensão CC medida na saída do retificador;
- V_{ORD1} é a ordem de tensão 1 aplicada ao retificador;
- V_{ORD2} é a ordem de tensão 2 aplicada ao retificador;
- $\alpha_{vmáx}$ é o limite máximo do ângulo de disparo;
- α_{vmin} é o limite mínimo do ângulo de disparo;
- α_{orv} é o ângulo de disparo proveniente da filosofia de tensão;
- G_5 é o ganho aplicado ao filtro de medição da tensão CC do retificador;
- T_5 é a constante de tempo do filtro de medição da tensão CC do retificador;
- G_{p6} é o ganho proporcional do controlador PI da relação entre ângulo e tensão;
- T_{i6} é a constante de tempo integral do controlador PI da relação entre ângulo e tensão.

Um sistema CCAT convencional a tiristores é formado por várias malhas de controle em sua topologia para que as várias funções de operação para as quais esse sistema foi projetado possam ser exercidas. Algumas dessas funções de operação foram

inseridas e tratadas com mais detalhes nessa tese, como o STAB-F e o POWERTRIM. Algumas outras funções como o VDCOL, RIAC, Forced Retard e STOL também são amplamente utilizados em sistemas CCAT a tiristores e podem ser analisadas com mais detalhes em [29]. É de conhecimento que a inserção dessas funções no retificador CSC poderia melhorar o desempenho do sistema H²VDC nessa tese. Apesar dessa característica, se optou por não utilizar essas funções por causa do esforço computacional dessas simulações, assim como para se ter um maior detalhamento nas redes inversoras com os VSCs.

Uma das funções de controle mais usadas em sistemas CCAT a tiristores é o **VDCOL** (VOLTAGE DEPENDENT CURRENT ORDER LIMITER) que segundo [29] tem a função de reduzir a ordem de corrente proveniente do controle de potência em função da tensão CC, auxiliando na recuperação da tensão CA ao reduzir a potência reativa dos conversores após as faltas. Em [29] é mostrada, com mais detalhes, as características de operação do VDCOL, assim como de outras funções que são aplicadas nos controles de elos CCAT.

Uma ação de controle que também pode ser aplicada ao retificador do sistema H²VDC é o *Forced Retard*. Ainda segundo [29] essa ação é utilizada para extinguir a corrente CC quando ocorrem curtos-circuitos na linha de transmissão CC. Quando ocorre um curto-circuito na linha de transmissão, a corrente CC entre o ponto de curto e o terminal retificador irá aumentar bruscamente. A ação do controle de corrente aplicado ao retificador tentará limitar o aumento dessa corrente, buscando mantê-la igual a ordem de corrente gerada pelo VDCOL. A ação exclusiva desse controle de corrente não é capaz de extinguir totalmente a corrente de curto-circuito do retificador. Para permitir a rápida extinção dessa corrente CC de curto-circuito pelo terminal retificador, o sistema de proteção força o retificador a operar na região de inversão ($\alpha > 90^\circ$) por um determinado período de tempo para permitir a deionização do arco elétrico e extinção do curto-circuito. Vale ressaltar que na tentativa de religamento da linha de transmissão, a ação do *Forced Retard* é removida. No sistema de transmissão CCAT das usinas hidrelétricas do rio Madeira, em caso de curto-circuito na linha de transmissão, são realizadas até quatro tentativas de religamento da linha de transmissão caso as tentativas anteriores não sejam bem-sucedidas. A quarta tentativa de religamento é feita com tensão reduzida, alterando a ordem de tensão do pólo para 0,7 pu. Se após a última tentativa de religamento a corrente de curto-circuito ainda não tiver sido extinta (indica falta permanente), inicia-se a sequência de bloqueio e trip do pólo e a remoção de filtros CA do conversor. No caso da aplicação do sistema H²VDC em um sistema de potência real, a ação do *Forced Retard* deve ser analisada juntamente com o sistema de proteção aplicado ao retificador.

O CCA, basicamente, tem a função de fazer o controle da corrente do elo CCAT através de um controlador proporcional-integral. Se a corrente medida no retificador é menor do que a referência, α deve ser reduzido para que a tensão do retificador seja aumentada através do $\cos \alpha$, e pela diferença entre as tensões do retificador e inversor essa corrente seja aumentada.

O RIAC tem como finalidade aumentar o amortecimento do controle de corrente através da alteração do limite inferior do ramo integral do CCA para seu valor de regime

permanente. Com esse ramo integral limitado, o CCA é essencialmente um amplificador proporcional, ocasionando mais amortecimento em condições transitórias. Vale ressaltar que este controle só atua no retificador.

O STOL, basicamente, atua como um limitador de sobrecarga de curta duração [30]. Esse controle gerencia a ordem de corrente do elo CCAT através da leitura do aquecimento das válvulas e dos transformadores. Esse controle aumenta a ordem de corrente acima do valor nominal. Essa característica permanece por um determinado período de tempo em função da capacidade de sobrecarga dos equipamentos.

O CIA, segundo [30], é um dispositivo aplicado ao retificador para evitar que o ângulo de disparo α assuma valores menores que o seu valor mínimo (5° por exemplo). Esse valor mínimo do ângulo de disparo α deve ser assegurado para que a tensão anodo-catodo do tiristor tenha um valor mínimo e necessário para produzir uma ignição simultânea desses elementos. Ainda por [30], esse controle começa a atuar quando o ângulo α , por algum motivo, assume valores menores que o α mínimo, mantendo assim o valor de α nesse limite mínimo. Quando o valor de α é maior que o valor mínimo, esse dispositivo é desligado.

Vale ressaltar que em um sistema CCAT convencional a tiristores, a aplicação de uma ou mais malhas de controle no retificador ou inversor deve ser feita analisando, inicialmente, o desempenho do sistema sem essas malhas. Se for constatado algum comportamento impróprio desse sistema, a malha de controle que irá corrigir esse comportamento deverá ser inserida. Nesta tese não foi feita nenhuma análise mais detalhada sobre a necessidade de inserção de alguma malha de controle adicional no retificador CSC. No caso da aplicação de algumas dessas malhas de controle no retificador CSC deve ser avaliado o desempenho conjunto do sistema H²VDC com os controles dos VSCs na configuração multiterminal.

3.2- Conversor fonte de tensão (VSC)

As filosofias de controle desenvolvidas para os VSCs do sistema H²VDC foram baseadas na aplicação da teoria do controle vetorial, juntamente com a estratégia de modulação por lagura de pulso senoidal (SPWM – Sinusoidal Pulse Width Modulation). O controle vetorial desenvolvido nessa tese teve como base [31], [32] e [33].

O princípio básico do controle vetorial é a transformação das grandezas elétricas referenciadas aos eixos estacionários abc para um sistema de referências ortogonais rotacionais dq, através da Transformada de Park, que giram sincronizadas com a frequência da rede CA. Esse tipo de controle permite que as potências ativa e reativa do sistema sejam controladas de forma desacoplada uma da outra.

Para o desenvolvimento do controle vetorial, considerou-se, inicialmente, um sistema trifásico a três fios com as três fases balanceadas:

$$x_a + x_b + x_c = 0, \tag{5}$$

onde x pode ser tensão ou corrente.

Considerando que as variáveis de tensão ou corrente no eixo de referência estacionário abc é dado por:

$$\begin{aligned} x_a &= X_a \sin(\theta) \\ x_b &= X_b \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ x_c &= X_c \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right), \end{aligned} \quad (6)$$

onde $\theta = \omega t$ e ω é a frequência angular da rede CA.

A transformação dessas variáveis a partir do eixo de referência estacionário abc para o eixo estacionário $\alpha\beta$ é dada pela transformada de Clarke:

$$x_{\alpha\beta} = x_\alpha + jx_\beta = K [X_a + X_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + X_c e^{j\frac{4\pi}{3}}], \quad (7)$$

onde K é um número constante. Em (7) há somente um uso “simplificado” de um número complexo para representar a transformada de Clarke. Vale ressaltar que essa representação em números complexos não se trata de um fasor. A Figura 12 mostra a representação dos eixos de referência abc e $\alpha\beta$.

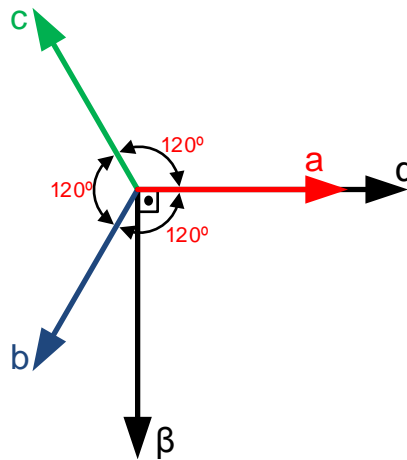


Figura 12- Representação dos eixos de referência estacionários ($\alpha\beta$) e (abc).

A transformada de Clarke na forma matricial é dada por:

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Por outro lado, a transformação entre os eixos de referência estacionários $\alpha\beta$ para os eixos rotacionais síncronos dq é dada pela transformada de Park, como mostrado em:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}, \quad (9)$$

sendo θ o ângulo entre os eixos de referência $\alpha\beta$ e dq e será dado por ωt , onde ω é a frequência angular do sistema CA, em rad/s.

A representação das coordenadas dos eixos de referência estacionários abc , $\alpha\beta$ e rotacionais síncronos dq pode ser vista na Figura 13.

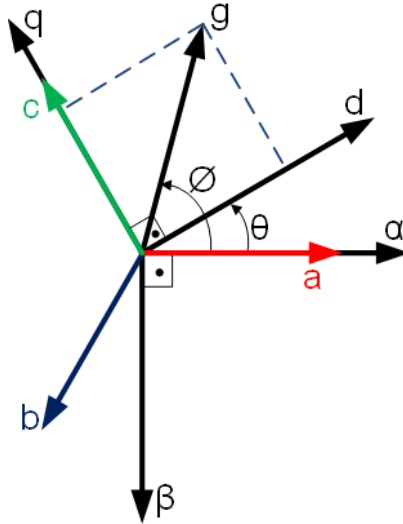


Figura 13- Coordenadas dos eixos de referência estacionário (abc , $\alpha\beta$) e síncrono (dq).

A transformada direta entre os eixos de referência estacionário abc para o síncrono dq é dada por:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad (10)$$

onde θ é o ângulo da transformada entre os eixos de referência abc e dq e é dado por ωt , onde ω é a frequência angular do sistema CA, em rad/s. Substituindo a matriz de transformação apresentada em (10) por variáveis de tensão e corrente, tem-se:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (12)$$

Outra característica muito importante sobre a transformada de Park é o valor da constante k . Se k for igual a $\sqrt{\frac{2}{3}}$, a potência calculada nos eixos dq tem a mesma magnitude que a potência calculada nos eixos abc e a transformada de Park é dita invariante em potência. A matriz de transformação inversa de Park, considerando a invariância em potência, é:

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix}. \quad (13)$$

Por outro lado, se o valor da constante k for $\frac{2}{3}$ a amplitude das tensões nos eixos abc e dq é igual e a transformação de Park é dita como invariante em tensão. As matrizes de transformação direta e inversa de Park, considerando a invariância em tensão, são mostradas a seguir:

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad (14)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix}. \quad (15)$$

Em todo desenvolvimento dos controles aplicados nos VSCs dessa tese de doutorado é considerada a transformada direta e inversa de Park por invariância de tensão, ou seja, $k = \frac{2}{3}$. A representação trifásica do circuito do VSC é mostrada na Figura 14.

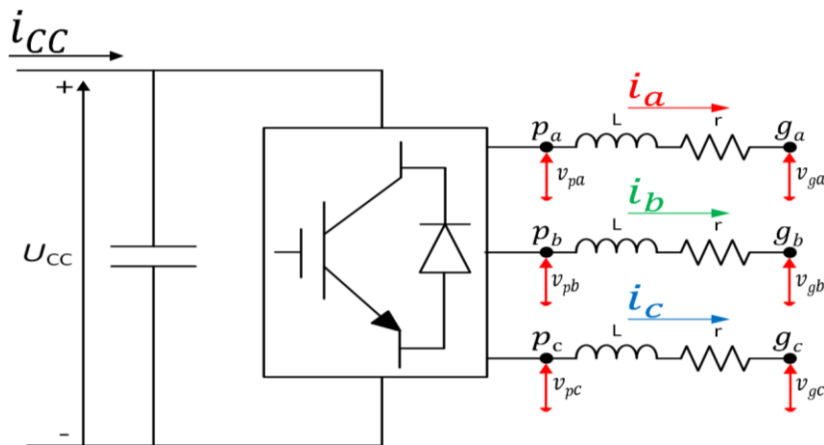


Figura 14- Circuito trifásico do VSC com os pontos de referência de tensão.

As variáveis mostradas na Figura 14 são definidas como:

U_{CC} é a tensão nos terminais do capacitor CC;

i_{CC} é a corrente na linha CC;

p_a é o ponto de medição da tensão na fase a nos terminais do VSC;

p_b é o ponto de medição da tensão na fase b nos terminais do VSC;

p_c é o ponto de medição da tensão na fase c nos terminais do VSC;

v_{p_a} é a tensão da fase a no ponto de medição p_a ;

v_{p_b} é a tensão da fase b no ponto de medição p_b ;

v_{p_c} é a tensão da fase c no ponto de medição p_c ;

g_a é o ponto de medição da tensão na fase a da conexão do VSC à rede CA equivalente;

g_b é o ponto de medição da tensão na fase b da conexão do VSC à rede CA equivalente;

g_c é o ponto de medição da tensão na fase c da conexão do VSC à rede CA equivalente;

v_{g_a} é a tensão da fase a no ponto de medição g_a ;

v_{g_b} é a tensão da fase b no ponto de medição g_b ;

v_{g_c} é a tensão da fase c no ponto de medição g_c ;

i_a é a corrente instantânea na fase a;

i_b é a corrente instantânea na fase b;

i_c é a corrente instantânea na fase c;

L é a indutância total da rede CA receptora do VSC;

r é a resistência total da rede CA receptora do VSC;

Conforme já citado, o valor de L na Figura 14 representa a indutância total do sistema CA receptor do VSC que é composta pela indutância do transformador de acoplamento, juntamente com um reator adicional de fase que venha a ser inserido nesse sistema. O valor de r é referente à resistência total do sistema CA receptor do VSC entre os pontos p e g . O ponto g representa a conexão do VSC ao seu sistema receptor CA e onde são feitas todas as medições para o controle vetorial, assim como para o circuito de sincronismo (PLL).

Segundo [34], o objetivo principal do circuito de sincronismo (PLL-Phase Locked Loop) é gerar um sinal sincronizado com a componente fundamental de um sinal de referência que seja capaz de seguir de maneira precisa a sua frequência e o ângulo de fase mesmo durante defeitos. O diagrama de blocos de um PLL convencional é mostrado na Figura 15. Esse tipo de PLL é utilizado em todo controle desenvolvido nessa tese para a obtenção do ângulo θ das transformadas.

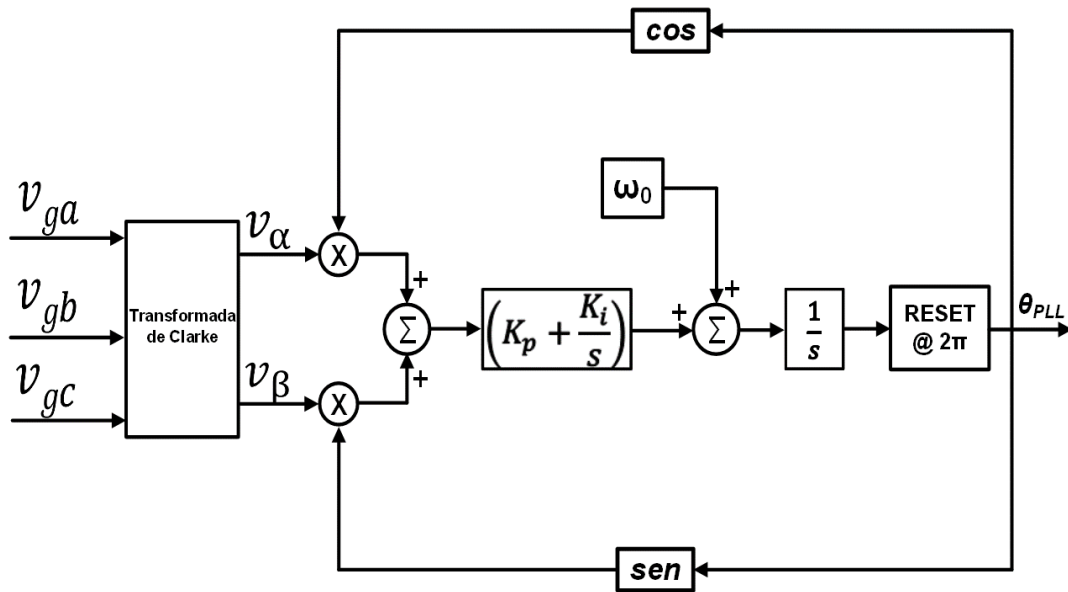


Figura 15- Diagrama de blocos do PLL convencional.

No diagrama de blocos do PLL mostrado na Figura 15 ω_0 é a frequência angular da rede CA, K_p e K_i são, respectivamente, os ganhos proporcional e integral do bloco PI. θ_{PLL} é o ângulo de fase dado por um sinal em rampa que varia de 0 a 360° (com reset a cada 360° ou 2π) e está em fase com a senóide da fase a da tensão trifásica de entrada. A resposta de saída do PLL é mostrada na Figura 16, juntamente com a senóide da fase a de entrada. Esse ângulo de saída do PLL, θ_{PLL} , conforme mostrado na Figura 15, é o mesmo ângulo θ aplicado nas transformadas de Clarke e Park descritas anteriormente em (9) a (15). Na Figura 16, a rampa na cor preta é a saída do PLL, dada por θ_{PLL} , enquanto a curva em vermelho é a senóide da fase a da tensão trifásica de entrada do PLL cujo ponto de medição é g_a , g_b e g_c . As tensões v_{ga} , v_{gb} e v_{gc} são definidas na Figura 14. As tensões v_α e v_β são as tensões nos eixos estacionários $\alpha\beta$ e calculadas por (8).

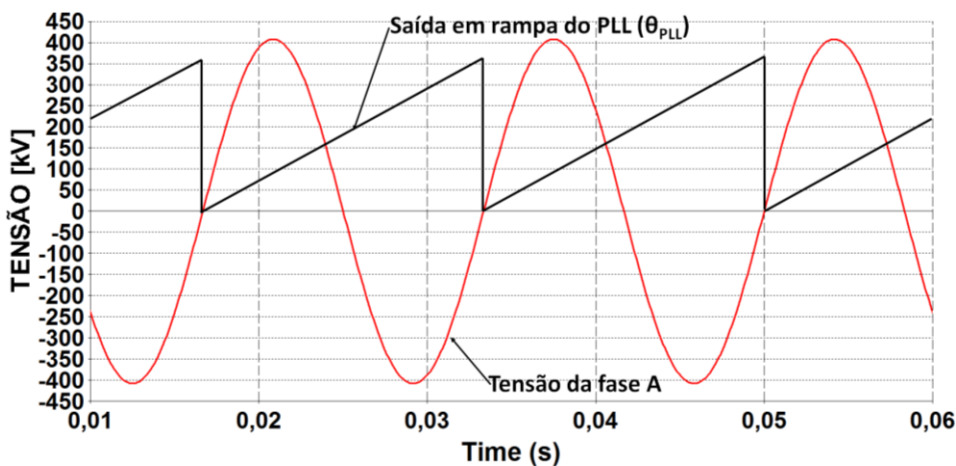


Figura 16- Rampa de saída do PLL que está sincronizada com a senóide da fase a da rede CA.

Na literatura existem várias técnicas de chaveamento PWM (Optimized PWM ou OPWM com cancelamento de harmônico e Space Vector PWM ou SVPWM). Essas

técnicas podem ser estudadas com mais detalhes em [32]. Apesar do estudo dessas diversas técnicas que podem ser aplicadas para o chaveamento PWM, a tendência atual dos sistemas CCAT-VSC é o uso de conversores modulares multiníveis por questão de eliminação de harmônicos e redução de perdas.

Os sinais de condução e corte dos IGBTs foram gerados a partir do chaveamento SPWM que resulta em pulsos com larguras que são resultados da comparação entre a referência senoidal do sistema e uma portadora triangular (em inglês, *carrier*) com frequência n vezes a fundamental. A Figura 17 [35] mostra o princípio de funcionamento da técnica de chaveamento SPWM e as ordens de condução e corte geradas para os IGBTs. Em um VSC convencional de dois níveis, que é o conversor aplicado nessa tese, se a referência senoidal (V_{cont}) for maior do que a triangular (V_{tri}) será gerado um pulso de condução para o IGBT superior de um determinado ramo e um pulso de corte para o IGBT inferior do mesmo ramo. Quando a referência senoidal for menor do que a triangular será gerado um pulso de condução para o IGBT inferior e um pulso de corte para o IGBT superior do mesmo ramo. Dessa maneira são geradas as ordens de disparo e corte para os IGBTs que compõem o conversor e a forma de onda de saída.

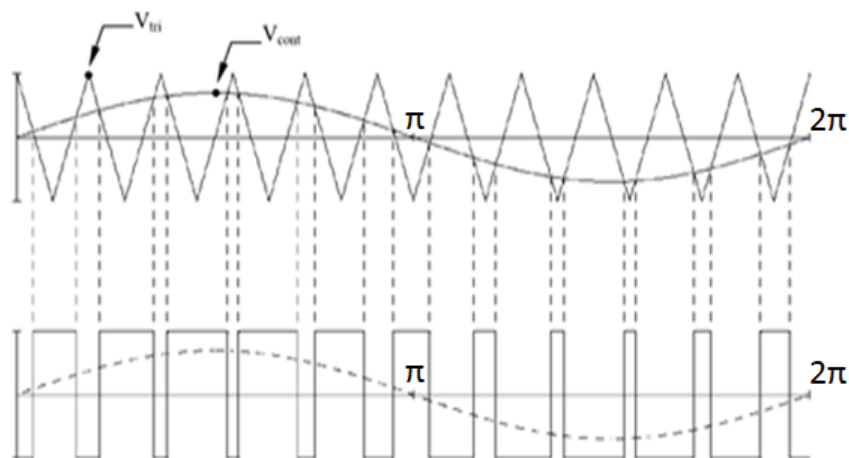


Figura 17- Gráfico da modulação SPWM e geração dos pulsos de disparo dos IGBT's.

A portadora triangular é gerada a partir de uma malha de controle que faz o sincronismo desse sinal com a sequência positiva da tensão CA da rede através de um PLL, assim como determina o múltiplo da frequência fundamental que será aplicado à essa portadora. O processo para obtenção do sinal triangular da portadora é mostrado na Figura 18.

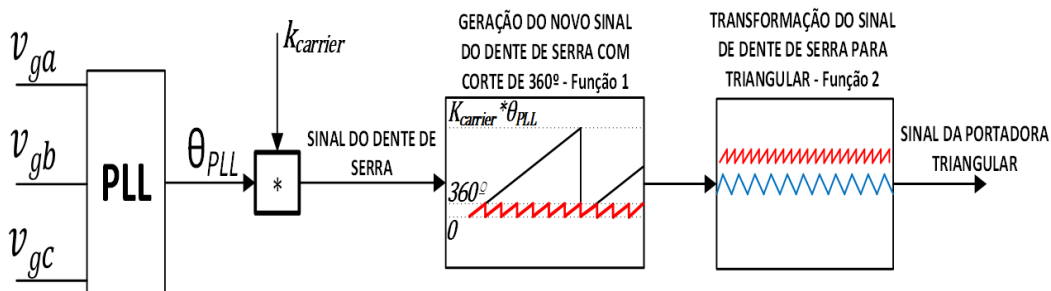


Figura 18- Gráfico com as etapas para a obtenção do sinal da portadora triangular ou Carrier.

Na Figura 18 as tensões v_{ga} , v_{gb} e v_{gc} são definidas na Figura 14 e $K_{carrier}$ é a relação entre a frequência de chaveamento do VSC e a frequência fundamental da rede CA. Para uma boa performance do controle, o valor adotado para $K_{carrier}$ deve ser múltiplo de 3 e ímpar. O valor da frequência de chaveamento do VSC tem impacto direto na geração de harmônicos, assim como nas perdas internas do conversor. A medida que esse valor vai se tornando mais alto, as perdas internas do VSC aumentam e os harmônicos gerados serão de ordens mais altas (estão em torno da frequência de chaveamento do VSC), conseqüentemente necessitando de filtros menores. O diagrama de blocos do PLL usado para a geração da portadora triangular é mostrado na Figura 15. θ_{PLL} é a saída em rampa do PLL. O sinal de saída da multiplicação entre θ_{PLL} e $K_{carrier}$ é uma forma de onda tipo dente de serra.

Na Figura 18, a “Função 1” é responsável por transformar a saída em rampa do PLL (dente de serra) que está amplificada pelo valor $K_{carrier}$ em pequenos dentes de serra com amplitude de 360° (2π) e frequência $K_{carrier}$ maior que a fundamental. A “Função 2” é responsável por transformar esses pequenos dentes de serra de amplitude 360° e frequência $K_{carrier}$ vezes a fundamental na portadora triangular com a mesma frequência e amplitude igual a 1 e -1. O controle mostrado na Figura 18, além de gerar a portadora triangular, sincroniza esse sinal com a sequência positiva da tensão CA de fase do respectivo ponto de medição.

Após definido todo processo para a geração da portadora triangular e os pontos de medição desse sistema serão desenvolvidas as estratégias de controle aplicadas para os três VSCs na configuração multiterminal. Nesse sistema é considerado que há componentes de sequência positiva, negativa e zero nas redes CA receptoras conectadas aos VSCs. Outra consideração no desenvolvimento desses controles é que os VSCs somente operam na faixa de modulação linear, ou seja, não há sobremodulação. Para tal procedimento, considere o circuito trifásico do VSC mostrado na Figura 14 e as suas variáveis. O ponto g , dado por g_a , g_b e g_c , representa a conexão do VSC ao seu sistema receptor CA e onde são feitas todas as medições para o controle vetorial, assim como para o circuito de sincronismo (PLL). O ponto p , dado por p_a , p_b e p_c , é o ponto de referência para a tensão de saída modulada pelo conversor VSC. Através da aplicação da lei de Kirchoff da tensão entre os pontos p e g , tem-se:

$$\vec{v}_{p,abc} - \vec{v}_{g,abc} = r\vec{i}_{abc} + L \frac{d\vec{i}_{abc}}{dt}, \quad (16)$$

sendo, em (16), $\vec{v}_{g,abc}$ o vetor tensão instantânea nos eixos abc medida no ponto g , $\vec{v}_{p,abc}$ o vetor tensão instantânea nos eixos abc e \vec{i}_{abc} o vetor da corrente instantânea nos eixos abc. Abaixo é mostrada a representação matricial dos elementos de cada vetor de (16).

$$\vec{v}_{p,abc} = \begin{bmatrix} v_{pa} \\ v_{pb} \\ v_{pc} \end{bmatrix},$$

$$\vec{v}_{g,abc} = \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix},$$

$$\vec{i}_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}.$$

Na forma matricial, (16) pode ser reescrita por:

$$L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{pa} \\ v_{pb} \\ v_{pc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{ga} \\ v_{gb} \\ v_{gc} \end{bmatrix} - r \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}. \quad (17)$$

Em (17) os termos são descritos por:

- i_a é a corrente instantânea na fase a;
- i_b é a corrente instantânea na fase b;
- i_c é a corrente instantânea na fase c;
- v_{pa} é a tensão da fase a no ponto de medição p_a ;
- v_{pb} é a tensão da fase b no ponto de medição p_b ;
- v_{pc} é a tensão da fase c no ponto de medição p_c ;
- v_{ga} é a tensão da fase a no ponto de medição g_a ;
- v_{gb} é a tensão da fase b no ponto de medição g_b ;
- v_{gc} é a tensão da fase c no ponto de medição g_c .

Analogamente, considerando essa aplicação nos eixos rotacionais síncronos $\alpha\beta$, tem-se:

$$\vec{v}_{p,\alpha\beta} - \vec{v}_{g,\alpha\beta} = r\vec{i}_{\alpha\beta} + L \frac{d\vec{i}_{\alpha\beta}}{dt}, \quad (18)$$

sendo, em (18), $\vec{v}_{g,\alpha\beta}$ o vetor tensão nos eixos rotacionais $\alpha\beta$ medida no ponto g , $\vec{v}_{p,\alpha\beta}$ o vetor tensão nos eixos $\alpha\beta$ e $\vec{i}_{\alpha\beta}$ o vetor da corrente nos eixos $\alpha\beta$. Abaixo é mostrada a representação matricial dos elementos de cada vetor de (18).

$$\vec{v}_{p,\alpha\beta} = \begin{bmatrix} v_{p\alpha} \\ v_{p\beta} \end{bmatrix},$$

$$\vec{v}_{g,\alpha\beta} = \begin{bmatrix} v_{g\alpha} \\ v_{g\beta} \end{bmatrix},$$

$$\vec{i}_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}.$$

Transformando os termos de $\alpha\beta$ apresentados em (18) por termos em dq, tem-se:

$$\vec{v}_{p,dq} - \vec{v}_{g,dq} = r\vec{i}_{dq} + j\omega L\vec{i}_{dq} + L\frac{d\vec{i}_{dq}}{dt}. \quad (19)$$

Na forma matricial, (19) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$L\frac{d}{dt}\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{pd} \\ v_{pq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{gd} \\ v_{gq} \end{bmatrix} - r\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \omega L\begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}, \quad (20)$$

onde $\begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}$ é a forma matricial de j e tem o efeito de rotacionar os vetores em 90° . Em (20) os termos são descritos por:

- i_d é a corrente no eixo de referência d ;
- i_q é a corrente no eixo de referência q ;
- v_{gd} é a tensão no eixo de referência d , no ponto de medição g ;
- v_{gq} é a tensão no eixo de referência q , no ponto de medição g ;
- v_{pd} é a tensão no eixo de referência d , no ponto de medição p ;
- v_{pq} é a tensão nos eixo de referência q , no ponto de medição p .

A partir da forma matricial mostrada em (20), os circuitos equivalentes do VSC para os eixos síncronos dq, vistos pelo lado da rede CA, são dados pela Figura 19 e Figura 20.

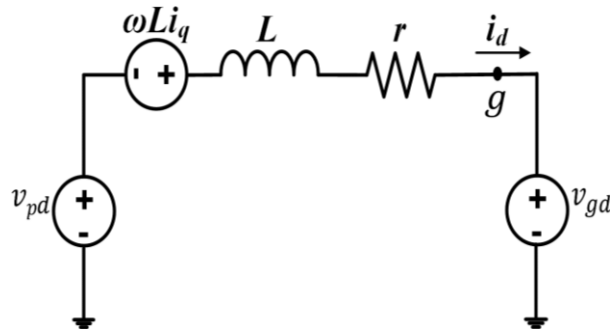


Figura 19- Circuito equivalente da rede CA para o eixo d.

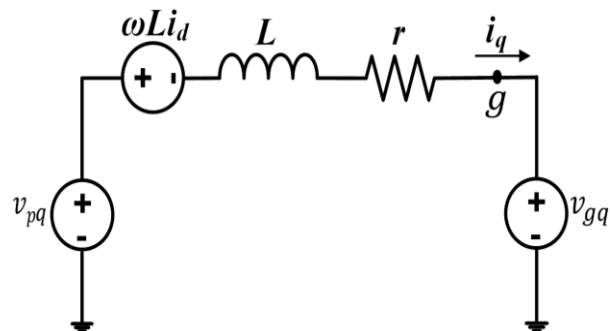


Figura 20- Circuito equivalente da rede CA para o eixo q.

A potência aparente medida nos eixos dq, no ponto g , é dado por:

$$\begin{aligned}
 S_{dq} &= \frac{3}{2} \vec{v}_{g,dq} i_{dq}^* \\
 S_{dq} &= \frac{3}{2} (v_{gd} + jv_{gq})(i_d - ji_q) \\
 S_{dq} &= \frac{3}{2} \{(v_{gd}i_d + v_{gq}i_q) + j(v_{gq}i_d - v_{gd}i_q)\},
 \end{aligned} \tag{21}$$

onde:

S_{dq} é a potência aparente nos eixos de referência dq ;

$\vec{v}_{g,dq}$ é o vetor tensão nos eixos de referência síncronos dq , no ponto de medição g ;

\vec{i}_{dq} é o vetor corrente nos eixos de referência rotacionais dq ;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;

v_{gq} é a tensão no eixo q , no ponto de medição g ;

i_d é o vetor corrente no eixo d ;

i_q é o vetor corrente no eixo q .

Em regime permanente, e desconsiderando as perdas, a potência ativa transmitida pela rede CA é igual à potência ativa CC despachada pelo conversor VSC. Logo:

$$\begin{aligned}
 P_{dq} &= P_{CC} \\
 \frac{3}{2} (v_{gd}i_d + v_{gq}i_q) &= U_{CC}i_{CC}.
 \end{aligned} \tag{22}$$

A partir da equação (22), pode ser obtida a corrente CC do sistema HVDC na condição de regime permanente.

$$i_{CC} = \frac{P_{dq}}{U_{CC}} = \frac{3(v_{gd}i_d + v_{gq}i_q)}{2U_{CC}}, \tag{23}$$

onde:

P_{dq} é a potência ativa nos eixos de referência dq ;

P_{CC} é a potência CC no conversor VSC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;

i_d é a corrente no eixo de d ;

v_{gq} é a tensão no eixo q , no ponto de medição g ;

i_q é a corrente no eixo de q ;

U_{CC} é a tensão nos terminais do capacitor CC;

i_{CC} é a corrente na linha CC;

Após o desenvolvimento do modelo matemático nos eixos abc, dq e $\alpha\beta$, devem ser

determinadas as bases de cálculo que serão usadas como referência para o projeto dos controles adotados nos VSCs. Essas bases foram determinadas através de [31] e [32].

O sistema pu é baseado no cálculo de valores por unidade para as grandezas elétricas (potência, tensão, corrente e impedância), considerando uma determinada base aplicada ao sistema. As malhas de controle aplicadas aos VSCs serão projetadas considerando os valores por unidade (pu). A formulação matemática que é usada para o cálculo das bases das grandezas em pu dos controles é dada por:

$$\begin{aligned}V_{d,b} &= V_{q,b} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_n \\I_{d,b} &= I_{q,b} = \sqrt{2} I_n \\Z_{d,b} &= Z_{q,b} = \frac{V_{d,b}}{I_{d,b}} = \frac{V_n}{\sqrt{3} I_n} = Z_n \\S_{d,b} &= S_{q,b} = \frac{2}{3} S_n \\S_n &= \sqrt{3} V_n I_n = \frac{3}{2} V_{d,b} I_{d,b}\end{aligned}\tag{24}$$

onde:

$V_{d,b} = V_{q,b}$ são as bases de tensão nos eixos de referência rotacionais dq ;

V_n é a tensão nominal ou base do sistema nos eixos de referência estacionários abc (valor de linha);

$Z_{d,b} = Z_{q,b}$ são as impedâncias bases nos eixos de referência rotacionais dq ;

$S_{d,b} = S_{q,b}$ são as potências bases nos eixos de referência rotacionais dq .

O sistema H²VDC apresenta n conversores VSCs em configuração multiterminal, o que acarreta algumas particularidades na concepção das suas filosofias de controle e que devem ser analisadas mais profundamente. Após várias pesquisas na literatura técnica sobre os possíveis modos de operação dos VSCs em configuração multiterminal, com aplicação principalmente em geradores eólicos, conforme [31] e [32], podem ser adotadas as seguintes estratégias de controle para os VSCs:

- 1) Controle das potências ativa e reativa do VSC;
- 2) Controle da potência ativa e da tensão da rede CA receptora;
- 3) Controle da tensão do capacitor e da potência reativa;
- 4) Controle da tensão do capacitor e da tensão da rede CA receptora;
- 5) Controle de frequência da rede CA receptora e da potência reativa do VSC;

6) Controle de frequência e da tensão da rede CA receptora.

Considerando que o circuito de sincronismo (PLL) está sincronizado com a sequência positiva da tensão CA da rede e o vetor tensão \vec{v} é coincidente com o eixo d das referências dq, o controle vetorial aplicado nos VSCs do sistema H²VDC apresentará a seguinte configuração de eixos de referência *abc* e *dq*, conforme mostrado na Figura 21.

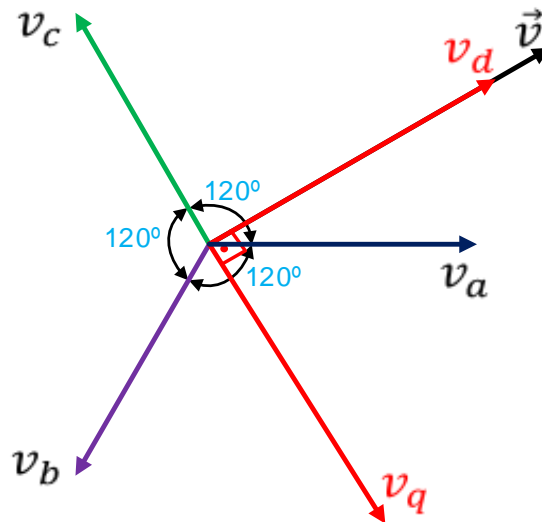


Figura 21- Configuração dos eixos de referências abc e dq aplicada no controle vetorial dos VSCs.

A partir da configuração dos eixos de referência apresentada na Figura 21 podem ser estabelecidas as seguintes relações das tensões no ponto *g* da Figura 14.

$$\begin{aligned} v_{gq} &= 0, \\ v_{gd} &= v_g. \end{aligned} \tag{25}$$

Os circuitos equivalentes para os eixos dq, considerando as relações de tensão no ponto *g* do sistema, conforme descrito em (25), são mostrados na Figura 22 e na Figura 23.

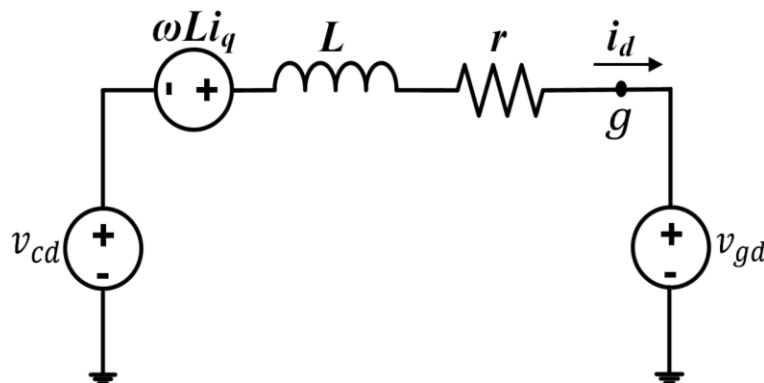


Figura 22- Circuito equivalente do VSC para o eixo d para o caso do vetor tensão ser coincidente com o eixo d.

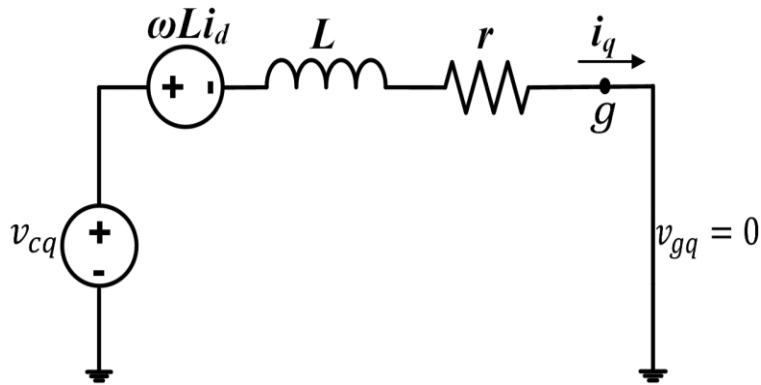


Figura 23- Circuito equivalente do VSC para o eixo q para o caso do vetor tensão ser coincidente com o eixo d.

A partir dos circuitos equivalentes mostrados na Figura 22 e na Figura 23, assim como a relação mostrada em (25), as potências ativa e reativa podem ser calculadas nos eixos dq por:

$$\begin{aligned}
 P_{dq} &= \frac{3}{2} v_{gd} i_d, \\
 Q_{dq} &= -\frac{3}{2} v_{gd} i_q.
 \end{aligned}
 \tag{26}$$

Conforme já descrito anteriormente, para a operação dos VSCs, podem ser adotados seis conjuntos de estratégias de controle que calculam as correntes de referência para os eixos dq e que atuam indiretamente no controle das potências ativa e reativa, respectivamente. Abaixo são apresentados os diagramas de bloco usados para o cálculo das correntes de referência dos eixos dq, a partir da leitura de cada grandeza determinada para as estratégias de controle.

A potência ativa nos eixos de referência dq é dada por (26). A tensão no ponto *g* da rede é dada por (25) e é desejável que tenha valor constante. A malha de controle da potência ativa, tendo como saída a referência de corrente no eixo d (*i_d*), é mostrada na Figura 24.

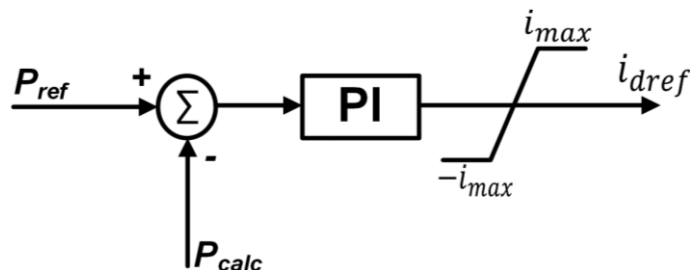


Figura 24- Malha de controle da potência ativa do VSC.

Na Figura 24 as variáveis são:

P_{calc} é a potência ativa calculada nos eixos dq, conforme *P_{dq}* em (26);

P_{ref} é a referência de potência ativa nos eixos dq;

i_{dref} é a referência de corrente no eixo d;

i_{max} é o valor máximo da referência de corrente no eixo d;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

A saída do controle da potência ativa será a referência de corrente para o eixo d. Para limitar a magnitude dessa corrente é colocado um limitador na sua saída, cujos limites são $\pm i_{max}$ de tal maneira que esta corrente não ultrapasse seu valor nominal. O valor de i_{max} deve ser o valor nominal do conversor. O valor de i_{max} deve obedecer a seguinte relação entre as referências de correntes nos eixos dq:

$$i_{m\acute{a}x} = \sqrt{i_{dm\acute{a}x}^2 + i_{qm\acute{a}x}^2} \quad (27)$$

Em (27) os termos mostrados são:

$i_{m\acute{a}x}$ é a corrente nominal do conversor;

$i_{dm\acute{a}x}$ é a corrente máxima no eixo d;

$i_{qm\acute{a}x}$ é a corrente máxima no eixo q.

O cálculo da potência reativa nos eixos dq é dada por (26) e a sua saída é a referência de corrente no eixo q (i_q). A implementação desse controle em diagrama de blocos é mostrada na Figura 25.

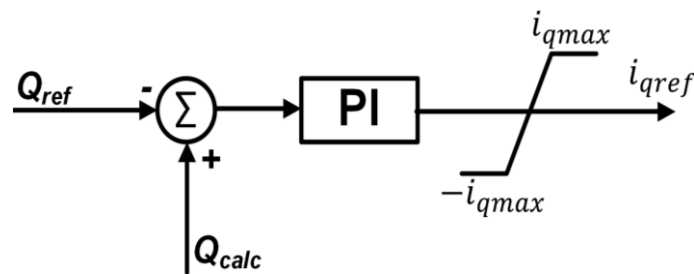


Figura 25- Malha de controle da potência reativa do VSC.

Na Figura 25 as variáveis são:

Q_{calc} é a potência reativa calculada nos eixos dq, conforme Q_{dq} em (26);

Q_{ref} é a referência de potência reativa nos eixos dq;

i_{qref} é a referência de corrente no eixo q;

i_{qmax} é o valor máximo da referência de corrente no eixo q;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e

K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Outra forma de controle indireto da potência reativa é o controle da tensão no ponto de conexão do VSC com a sua rede CA. Nesse caso, o erro de tensão da rede CA é a referência de entrada para a malha de controle da potência reativa do VSC. Por esse controle indireto de potência reativa é gerado o sinal de referência para a corrente no eixo q (i_q). O diagrama de blocos dessa malha é mostrado na Figura 26.

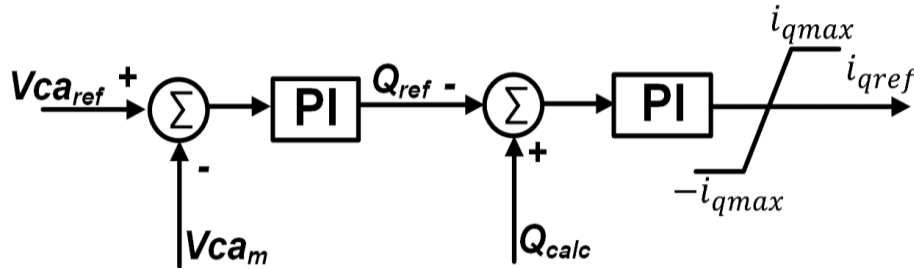


Figura 26- Malha de controle da tensão CA no ponto de conexão do VSC à rede CA.

Na Figura 26 as variáveis são:

Vca_{ref} é a referência da tensão CA na rede equivalente do VSC;

Vca_m é a tensão CA medida no ponto g ;

Q_{calc} é a potência reativa calculada nos eixos dq, conforme Q_{dq} em (26);

Q_{ref} é a referência de potência reativa nos eixos dq gerada pelo controle de tensão;

i_{qref} é a referência de corrente no eixo q;

i_{qmax} é o valor máximo da referência de corrente no eixo q;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e

K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Na maioria dos casos, o controle da potência reativa pela tensão da rede é usado quando a rede CA conectada aos terminais do VSC é fraca (baixo nível de SCR-Short Circuit Ratio), ou seja, apresenta grandes flutuações de tensão quando ocorrem pequenas variações nas condições de operação. Apesar dessa característica, esse tipo de controle pode ser também usado em conversores VSCs conectados a redes CA fortes.

Outro tipo de controle que pode ser usado nos VSCs é o da tensão CC do capacitor. Esse tipo de controle tem a característica de regular, indiretamente, a potência ativa despachada pelo VSC e, conseqüentemente, também fornece a referência de corrente para o eixo direto (i_d). A partir do cálculo do balanço de energia no VSC, tem-se:

$$P_{ca} + P_{cc} + P_{cap} = 0, \quad (28)$$

$$\frac{3}{2} v_{gd} i_d + U_{cc} i_{cc} + U_{cc} i_{cap} = 0 \quad (29)$$

onde:

P_{ca} é a potências ativa nos eixos dq;

P_{cc} é a potência na linha CC;

P_{cap} é a potência no capacitor do VSC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;

i_d é a corrente no eixo de d ;

U_{CC} é a tensão CC nos terminais do capacitor do VSC;

i_{CC} é a corrente na linha CC;

i_{cap} é a corrente no capacitor do VSC.

A partir de (29), a corrente no capacitor é dada por:

$$i_{cap} = -\left(\frac{3v_{gd}i_d}{2U_{CC}} + i_{CC}\right), \quad (30)$$

e essa mesma corrente, em termos da tensão nos terminais do capacitor, é dada por:

$$i_{cap} = C \frac{dU_{CC}}{dt}. \quad (31)$$

A partir de (30) e (31), pode ser determinada a equação diferencial para a tensão cc no capacitor do VSC:

$$\begin{aligned} \frac{dU_{CC}}{dt} &= -\frac{1}{C} \left(\frac{3v_{gd}i_d}{2U_{CC}} + i_{CC} \right) \\ &= -\frac{3v_{gd}i_d}{2CU_{CC}} \left(\frac{2U_{CC}}{3v_{gd}} i_{CC} + i_d \right) \end{aligned} \quad (32)$$

A análise de (32) mostra que a tensão CC pode ser regulada pelo controle da corrente de eixo direto i_d . O termo i_{cc} dessa equação deve ser compensado por uma malha de *feedforward* que regula, no controle, as variações de potência existentes no lado CC, aumentando assim a robustez desse controle e melhorando a performance do VSC. A Figura 27 mostra o diagrama de blocos da malha de controle da tensão CC do capacitor.

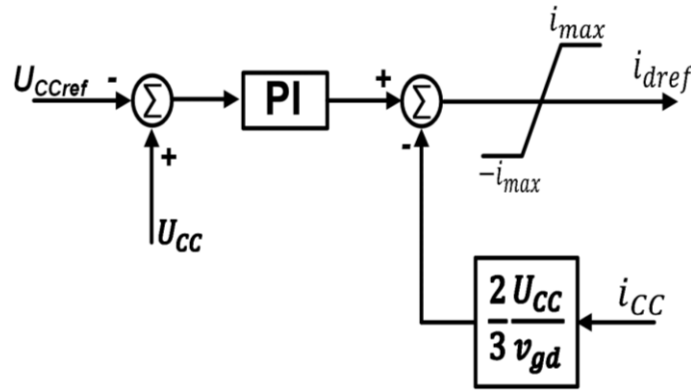


Figura 27- Malha de controle da tensão CC do capacitor do VSC.

Na Figura 27 as variáveis são:

U_{CCref} é a referência da tensão no capacitor do VSC;

U_{CC} é a tensão medida no capacitor do VSC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;

i_{dref} é a referência de corrente no eixo d ;

$i_{m\acute{a}x}$ é a corrente nominal do conversor;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Num sistema HVDC-VSC em configuração multiterminal, que é o caso proposto para o sistema H²VDC, podem ser feitas combinações de filosofias de controle entre os VSCs. Nesse caso, mais de um VSC pode ser habilitado a participar do controle da tensão CC do sistema. Essa característica pode ocasionar interferência e mau funcionamento dos VSCs que estão habilitados a participar do controle da tensão CC. Assim, em um determinado sistema multiterminal, quando há 2 VSCs ou mais habilitados a participarem do controle de tensão CC, será necessário que seja introduzida uma característica de “droop” na malha de controle de tensão dos VSCs. A Figura 28 mostra a malha de controle da tensão CC com “droop”. Uma teoria sobre o controle de “droop” pode ser analisada com mais detalhes no Apêndice A.4 desta tese.

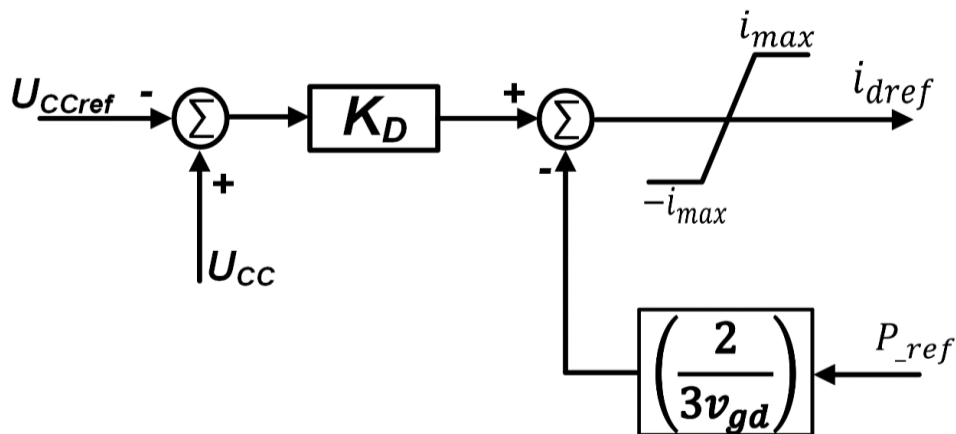


Figura 28- Malha de controle da tensão CC do capacitor, considerando a característica de “droop”.

Na Figura 28 as variáveis são:

U_{CCref} é a referência da tensão no capacitor do VSC;

U_{CC} é a tensão medida no capacitor do VSC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;

i_{dref} é a referência de corrente no eixo d ;

$i_{m\acute{a}x}$ é a corrente nominal do conversor;

P_{ref} é a referência de potência ativa do conversor;

K_D é o ganho proporcional aplicado ao controle de “droop” de tensão CC.

Na Figura 28 o valor de K_D aplicado ao controle de “droop” representa, indiretamente, a relação da participação do VSC na potência total despachada pela configuração multiterminal.

Um sistema CA ativo é composto por geradores síncronos que apresentam características de “droop” em relação à sua frequência nominal, com atuação na potência ativa despachada. O VSC também pode ser projetado para contribuir com as características de “droop” de frequência do sistema CA conectado aos seus terminais. O diagrama de blocos do controle do “droop” de frequência aplicado ao VSC é mostrado na Figura 29.

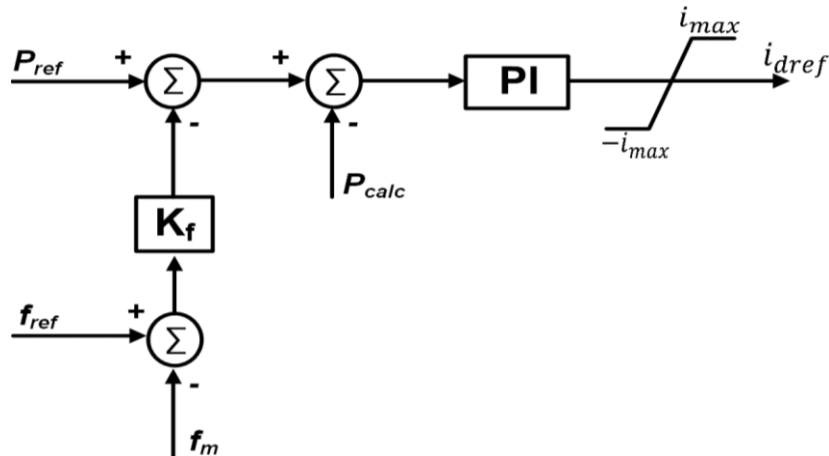


Figura 29- Malha de controle do “droop” de frequência que pode ser aplicado ao VSC.

Na Figura 29 as variáveis são:

P_{ref} é a referência de potência ativa nos eixos dq ;

f_{ref} é a referência de frequência do sistema CA receptor;

f_m é a frequência medida na rede CA do sistema receptor;

P_{calc} é a potência ativa calculada nos eixos dq , conforme P_{dq} em (26);

i_{dref} é a referência de corrente no eixo d ;

$i_{m\acute{a}x}$ é a corrente nominal do conversor;

K_f é o fator de bias de frequência do sistema;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e

K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

O termo K_f na Figura 29 é chamado de fator *bias* de frequência e deve ser especificado de acordo com a participação desejada para o VSC no controle de frequência de um determinado sistema.

As malhas de controle apresentadas anteriormente geram os sinais de referência para as correntes de eixo direto (i_d^*) e em quadratura (i_q^*). Esses sinais de referências de correntes são as entradas para a malha conjunta do controle de corrente nos eixos d e q , cujas saídas são as tensões nesses respectivos eixos. Essas tensões nos eixos d e q serão as tensões senoidais de referência para o controle SPWM utilizado. A malha conjunta do controle de corrente foi desenvolvida tendo como base (20). A malha completa desse controle de corrente pode ser vista na Figura 30.

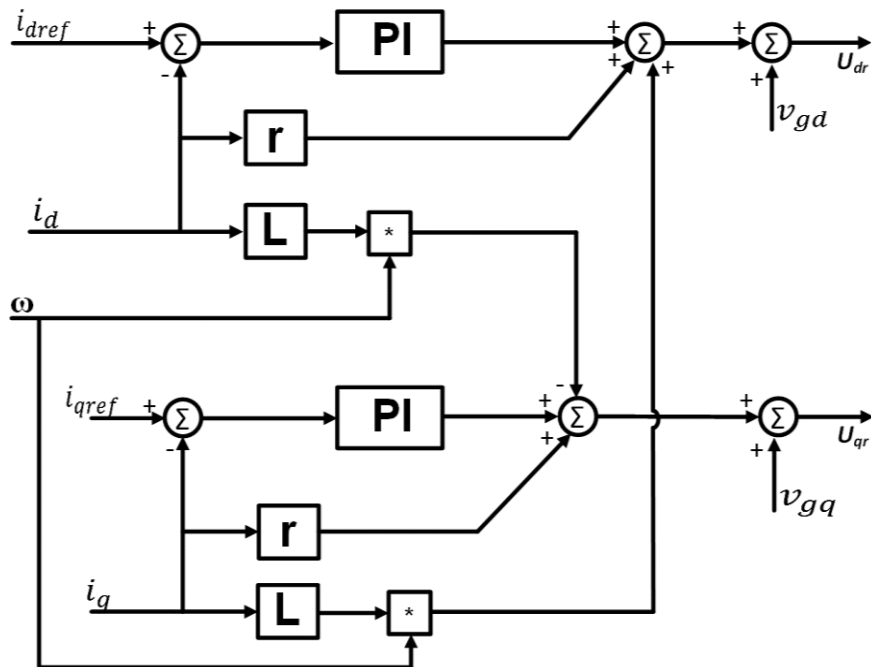


Figura 30- Malha completa do controle de corrente com as referências i_{dref} e i_{qref} .

Na Figura 30 as variáveis são:

- i_{dref} é a referência de corrente no eixo d ;
- i_d é a corrente no eixo d obtida a partir da transformação direta de Park;
- i_{qref} é a referência de corrente no eixo q ;
- i_q é a corrente no eixo q obtida a partir da transformação direta de Park;
- r é a resistência total do sistema CA receptor do VSC;
- L é a indutância total do sistema CA receptor do VSC;
- v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g ;
- v_{gq} é a tensão no eixo q , no ponto de medição g ;
- ω é a frequência angular da rede CA;

U_{dr} é a referência de tensão no eixo d gerada pelo controle de corrente e é a entrada para o controle SPWM;

U_{qr} é a referência de tensão no eixo q gerada pelo controle de corrente e é a entrada para o controle SPWM;

PI é um bloco proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

4-SISTEMA H²VDC ESTUDADO

Após o desenvolvimento teórico do sistema H²VDC nos capítulos anteriores será mostrada uma aplicação prática possível no sistema elétrico brasileiro, com a sua topologia, as características do sistema de transmissão e dos equipamentos utilizados e os controles aplicados para a operação desse sistema.

4.1- Sistema H²VDC com a topologia de 1 CSC e 3 VSCs

4.1.1- Características do sistema estudado

O sistema H²VDC, na sua concepção, conforme mostrado na Figura 5, é formado por um CSC e n VSCs em configuração multiterminal fornecendo potência ativa para diferentes centros de carga de um sistema elétrico. Para o estudo do comportamento desse sistema e demonstração da sua aplicação prática é desenvolvida uma configuração monopolar com um CSC em ponte de 12 pulsos operando como retificador e três VSCs que normalmente operam como inversores e fornecem potência para 3 centros de carga. A conexão desses conversores é feita através de trechos de linhas de transmissão CC aérea. Esses centros de carga poderiam ser, hipoteticamente, os estados brasileiros de São Paulo (conexão na SE Araraquara), Rio de Janeiro (conexão na SE Adrianópolis) e Minas Gerais (conexão na SE Bom Despacho). O CSC está conectado, hipoteticamente, na SE de Porto Velho, no estado de Rondônia, onde está localizada a usina hidrelétrica de Santo Antônio. A Figura 31 mostra com mais detalhes a configuração do sistema de transmissão H²VDC estudado.

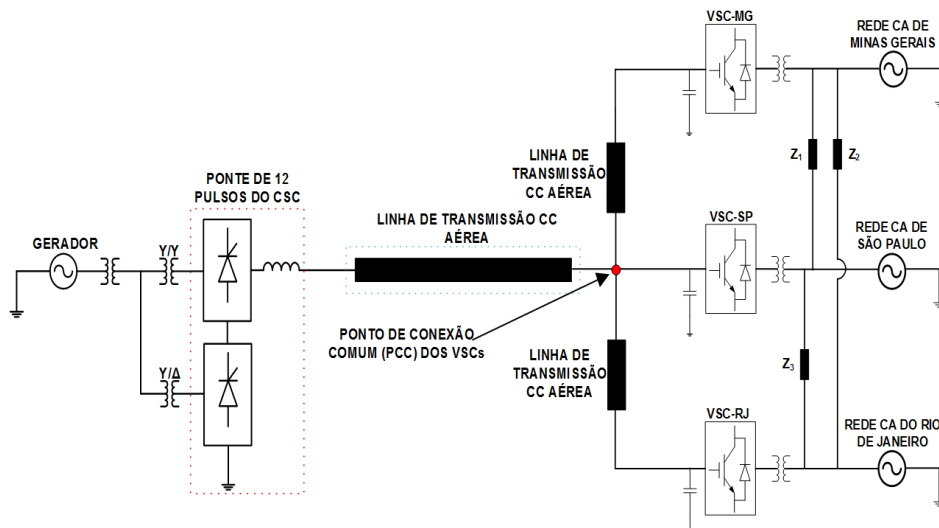


Figura 31- Configuração do sistema de transmissão H²VDC estudado com um CSC e três VSCs.

Na Figura 31, **Z1** representa a impedância equivalente entre as redes CA de Minas Gerais e São Paulo, **Z2** representa a impedância equivalente entre as redes CA do Rio de

Janeiro e Minas Gerais e **Z3** a impedância equivalente entre as redes CA de São Paulo e Rio de Janeiro.

O ponto de conexão comum (PCC) dos VSCs, conforme mostrado na Figura 31, é o ponto a partir do qual ocorre a ramificação da configuração multiterminal dos VSCs pelo sistema elétrico brasileiro. Nesse sistema, o PCC foi escolhido como sendo na SE Araraquara (SP) que ramifica para as SEs Adrianópolis (RJ) e Bom Despacho (MG). O traçado das rotas para as SEs de Adrianópolis e Bom Despacho, a partir da SE Araraquara (PCC), é feito através do programa Google™ earth tendo como premissa o trajeto de rodovias ou outros caminhos que possibilitam o menor impacto ambiental para a instalação da faixa de passagem para essas linhas de transmissão. A Figura 32 mostra o traçado das linhas para as SEs de Adrianópolis e Bom Despacho.

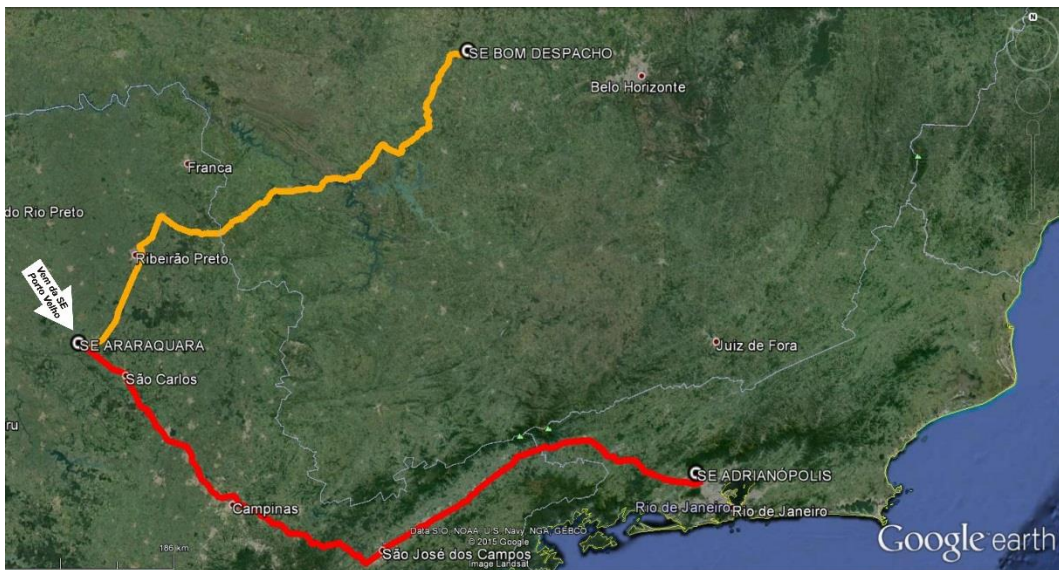


Figura 32- Traçado das linhas de transmissão CC aéreas entre a SE Araraquara (SP) para SE Adrianópolis (RJ) e SE Bom Despacho (MG).

As distâncias entre as SEs de Porto Velho, Araraquara, Adrianópolis e Bom Despacho, a partir dos traçados mostrados na Figura 32, são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1- Distância entre as subestações do sistema H²VDC

Distância entre as subestações	
Locais	Distância
Porto Velho para Araraquara	2450 km
Araraquara para Adrianópolis	645 km
Araraquara para Bom Despacho	455 km

O condutor usado em todos os trechos de linha de transmissão foi o 4-Trasher-2312 MCM ACSR a 50°C. Vale ressaltar que a ramificação para a conexão de cada VSC poderia ser feita a partir de diferentes pontos ao longo da linha de transmissão CC principal (entre as SEs de Porto Velho e Araraquara) e não necessariamente no mesmo ponto como está sendo representado aqui nessa tese (SE Araraquara). O melhor ponto

para a conexão dos VSCs vai depender de várias características e deve ser determinado através de estudos mais detalhados, que podem incluir impacto ambiental do respectivo corredor, custo e cargas a serem atendidas, por exemplo.

Conforme citado anteriormente, o sistema H²VDC estudado nesta tese utiliza as duas tecnologias existentes atualmente para transmissão em corrente contínua. Com o surgimento desse sistema, o desenvolvimento da sua teoria se torna muito importante. Há também a necessidade de mostrar o seu comportamento em regime permanente e dinâmico frente a diversas condições operativas. Nesse sistema serão feitas algumas análises que mostrarão a sua aplicação como uma possível alternativa de transmissão para um sistema de potência.

Para o estudo do comportamento do sistema H²VDC, conforme mostrado na Figura 31, foram adotados, inicialmente, com algumas adaptações, os mesmos parâmetros de um polo do sistema de transmissão CCAT usado para o escoamento da potência gerada pelas usinas hidrelétricas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) [2]. Esse aproveitamento hidrelétrico (AHE) terá uma potência total de 6900 MW quando todas as máquinas tipo Kaplan-Bulbo estiverem em operação, no ano de 2016. A Tabela 2 descreve os principais dados que serão adotados no sistema H²VDC estudado nesta tese.

Tabela 2- Dados do sistema de transmissão H²VDC

DADOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO H²VDC	
Dados	Valores
Potência nominal do retificador CSC	1860 MW
Tensão CC nominal no retificador CSC	600 kV
Corrente CC nominal no retificador CSC	3100 A
Ângulo de disparo nominal do retificador CSC	15°
Ângulo de disparo máximo do retificador CSC	175°
Ângulo de disparo mínimo do retificador CSC	5°
VSCs na configuração multiterminal	3
Potência aparente nominal dos VSCs	1800 MVA
Potência ativa nominal dos VSCs	1800 MW
Tensão CC nominal dos VSCs	520 kV
Corrente nominal dos VSCs	3461 A
Tensão nominal da rede CA receptora dos VSCs	500 kV
Capacitância dos VSCs	400 µF
Constante de inércia dos VSCs	30 ms
Frequência do chaveamento PWM dos VSCs	3060 Hz

Considerando os dados apresentados na Tabela 2, algumas análises técnicas podem ser feitas sobre a potência nominal considerada para todos os VSCs do sistema H²VDC. Em todos os VSCs está sendo considerada a potência nominal de 1800 MVA, sem sobrecarga, que é um valor bem próximo da potência nominal do CSC. Essa consideração,

do ponto de vista de uma análise econômica, que é um item muito importante em qualquer projeto de engenharia, não apresenta boa relação pois tem um alto custo atrelado à capacidade máxima de cada VSC em relação ao valor de potência que realmente deverá ser transmitido por cada VSC e será mostrado mais adiante no capítulo de simulações. Como não está sendo considerada nenhuma análise de custo nesta tese, e está sendo feita uma pesquisa para o desenvolvimento de um sistema de transmissão CCAT que pode trazer muitos benefícios operativos para um sistema de potência, foi estabelecido, no início dos trabalhos, que apenas um VSC deveria ser capaz de despachar toda a potência transmitida pelo retificador, ou seja, a relação entre as potências nominais do retificador e um inversor é igual a 1. Essa relação estabelecida de 1:1 entre as potências nominais do retificador e um inversor não causa nenhum problema ou prejudica a análise técnica desse sistema que é realizada nesta tese. Outro ponto importante sobre esta tese é que ela não se trata de um projeto de engenharia e sim um trabalho de pesquisa onde se tem a intenção de estudar e desenvolver um sistema de transmissão CCAT, analisando os seus detalhes operativos. Na hipótese do sistema H²VDC ser aplicado na operação de um sistema de potência real deverá ser feita uma análise técnica-econômica na qual deve ser determinado o melhor valor de potência nominal a ser estabelecido em cada VSC, sua capacidade de sobrecarga, os critérios adotados, assim como a potência total que deverá ser transmitida pelo sistema H²VDC. Como a topologia do sistema desenvolvido nessa tese apresenta 3 VSCs em configuração multiterminal, essa consideração equivaleria a um critério n-2, ou seja, foi assumido que o sistema deve ser capaz de suportar a perda de dois VSCs.

Em um sistema de potência real, uma análise detalhada do custo x potência a ser transmitida x capacidade de sobrecarga aplicada em cada VSC x critério do sistema elétrico deverá ser feita para que seja estabelecido um ponto ótimo de projeto e operação do sistema H²VDC. No sistema elétrico brasileiro, por exemplo, é adotado o critério n-1, ou seja, o sistema de potência, por ele mesmo, deve ser capaz de suportar a perda de um elemento (conversor CC, linha de transmissão, transformador etc.) sem a aplicação de nenhuma medida operativa no sistema como corte automático de geração ou atuação de esquemas de proteção.

Uma configuração bem plausível de ser aplicada no sistema H²VDC seria a distribuição igualitária da potência convertida pelo retificador CSC em 1/3 para cada VSC, mais uma capacidade de sobrecarga de regime permanente de 1/6 no caso de não poder aplicar alguma medida operativa para redução ou corte na potência transmitida pelo sistema H²VDC. Essa capacidade de sobrecarga aplicada poderá ou não ocasionar aumento no custo do sistema de transmissão CCAT. O valor dessa sobrecarga dependerá dos critérios de planejamento e operação aplicados no país. No caso do sistema de transmissão CCAT das usinas hidrelétricas do Rio Madeira, composto por dois bipolos, na perda de um polo, os outros 3 polos remanescentes apresentam capacidade de sobrecarga de 33% em regime permanente (duração de 30 minutos) para assumirem toda potência do polo perdido.

Por toda justificativa mostrada anteriormente, a consideração da relação 1:1 entre as potências do retificador e um inversor não trará problemas para a análise e

desenvolvimento do sistema H²VDC.

4.1.2- Modelagem dos componentes do sistema de transmissão H²VDC

O estudo do sistema H²VDC apresentado na Figura 31 será feito na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. Para a representação desse sistema, a partir deste ponto, é mostrada a modelagem de cada elemento passivo ou ativo do sistema H²VDC.

➤ Geradores e transformador elevador da usina

Os geradores síncronos conectados ao retificador são acionados por turbinas do tipo Kaplan-Bulbo e foram representados através de um único gerador equivalente. Para o atendimento da potência transmitida pelo retificador do sistema H²VDC (1860 MW) foi considerada a conexão de 30 geradores com potência nominal de 79 MVA, perfazendo um total de 2370 MVA. Esses geradores apresentam uma constante de inércia de 1,4s, tensão nominal de 13,8 kV nos seus terminais e corrente nominal de 3,3051 kA. Os parâmetros internos adotados para esses geradores são iguais aos dos geradores síncronos da UHE Santo Antônio. Esses geradores foram modelados juntamente com o seu regulador de tensão e regulador de velocidade. A modelagem do regulador de tensão e do regulador de velocidade aplicado a esses geradores síncronos pode ser vista na Figura 237 e na Figura 238, respectivamente, no Apêndice A.5.

Para a conexão dos geradores síncronos à rede CA do retificador foi usado um transformador elevador de 3460 MVA, com configuração $\Delta/Y(\text{terra})$ e reatância de 0,14 pu na sua própria base e tensões nominais de 13,8 kV no primário e 525 kV no secundário. Esse transformador não possui *tapchanger* (tap variável).

➤ Transformadores Conversores do CSC e de acoplamento dos VSCs

Para a conexão da ponte de 12 pulsos do conversor fonte de corrente à rede foram usados dois transformadores conversores de 945 MVA cada, sendo um na configuração $Y(\text{terra})/Y$ e o outro $Y(\text{terra})/\Delta$. A reatância considerada para cada transformador foi de 0,14 pu na sua própria base e tensões nominais de 500 kV no terminal conectado à rede e 280 kV no terminal conectado em cada conversor de 6 pulsos. Nessa tese foi considerado que cada transformador conversor possui um *tapchanger*, no enrolamento de 500 kV, cuja relação de transformação é dada por [2]:

$$R = -0,0125 \cdot TCP + 1,3250, \quad (33)$$

onde $TCP = 1, \dots, 31$. A posição 26 de TCP fornece o tap na posição nominal.

Para a conexão de cada VSC a sua rede equivalente é usado um transformador de acoplamento de 1800 MVA, com configuração Δ/Y . A reatância considerada é de 0,15 pu na sua própria base e tensões nominais de 500 kV no lado conectado à rede CA

equivalente e 250 kV no lado conectado ao VSC. O valor da tensão CA modulada pelo VSC (250 kV) foi escolhida a partir da tensão CC do sistema e atendendo a (34):

$$V_{CC} = \sqrt{2} \cdot V_{CA} \cdot 1,4 \quad (34)$$

onde V_{CC} é a tensão CC nos terminais do capacitor do VSC e V_{CA} é o valor rms da tensão CA modulada pelo VSC. O fator 1,4 proporciona maior margem do controle da tensão pelo VSC e evita que o diodo conduza em algumas condições indesejáveis.

➤ **Conversor fonte de corrente (CSC)**

O conjunto do conversor fonte de corrente (CSC) é representado através da conexão série de duas pontes de tiristores de seis pulsos, juntamente com os seus circuitos de *snubbers*, existentes na biblioteca interna do PSCAD, formando a ponte de 12 pulsos do retificador. Em regime permanente esse conversor é projetado para operar como retificador, possui tensão nominal de +600 kV (entre o reator de alisamento e a terra da ponte de 12 pulsos) e corrente nominal de 3100 A. O ângulo de disparo nominal projetado para se obter essas características de tensão CC e corrente CC é de 15°. Nesta tese, o conversor fonte de corrente está sendo estudado somente para operar como retificador, apesar do seu ângulo máximo ir até 175°, conforme mostrado na Tabela 2. A Figura 33 mostra a configuração da ponte de 12 pulsos do conversor fonte de corrente e os seus respectivos transformadores conversores em configuração Y(terra)/Y e o outro Y(terra)/Δ.

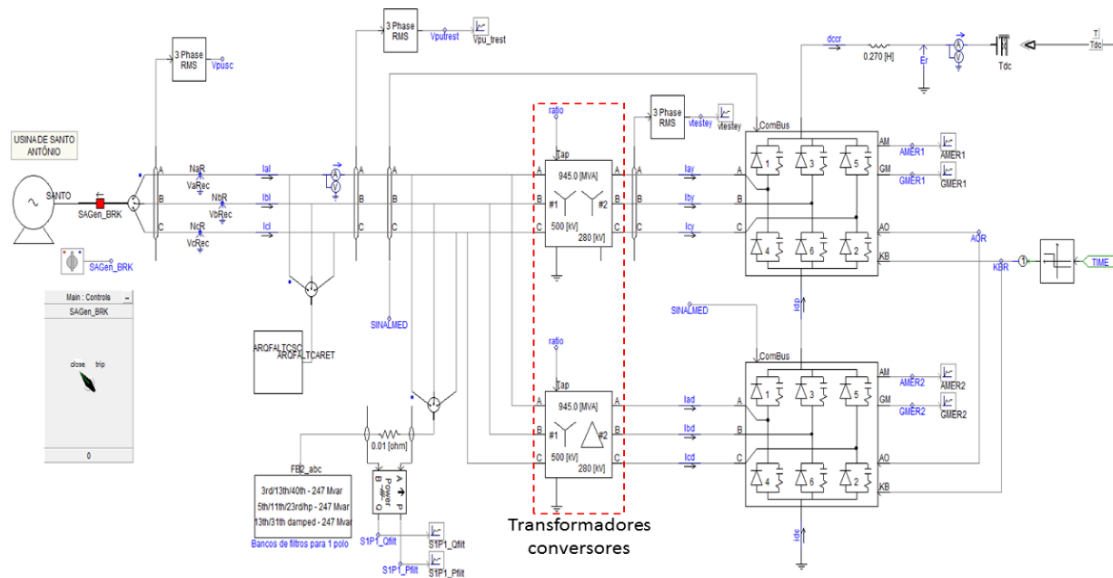


Figura 33- Configuração da ponte de 12 pulsos do conversor fonte de corrente e o seu sistema receptor CA.

A relação entre a tensão CC e o ângulo de disparo aplicado aos tiristores da ponte de 12 pulsos é dada por:

$$V_{dcr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{s1} \cdot \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{L1} \cdot I_{dc}, \quad (35)$$

onde:

V_{dcr} é a tensão CC do retificador;

U_{s1} é a tensão rms trifásica medida no lado da rede CA do transformador conversor;

α é o ângulo de disparo aplicado aos tiristores da ponte de 12 pulsos;

X_{L1} é a reatância de comutação do sistema CA;

I_{dc} é a corrente CC na saída da ponte de 12 pulsos.

A reatância de comutação do sistema CA (X_{L1}) usada em (35) se refere a reatância equivalente do sistema CA que está inserida no processo de comutação. Na maioria dos estudos somente é usado o valor da reatância do transformador conversor conectado aos terminais da ponte de 12 pulsos, pelo fato desse valor ser muito maior que a reatância equivalente da rede CA.

➤ Linhas de transmissão CC

A modelagem da linha de transmissão CC aérea no PSCAD pode ser feita através de 3 modelos que são mostrados a seguir e cujas características de cálculo e representação podem ser vistas com mais detalhes em [28]:

- *Bergeron Model;*
- *Frequency Dependent (Phase) Model;*
- *Frequency Dependent (Mode) Model;*

A modelagem usada nessa tese para os trechos de linha transmissão entre as subestações de Porto-Velho para Araraquara, Araraquara para Adrianópolis e Araraquara para Bom Despacho foi o *Frequency Dependent (phase) model*. Esse tipo é, basicamente, um modelo de linha de transmissão de ondas trafegantes com parâmetros RLC distribuídos, o qual considera a dependência de todos os parâmetros da linha com a frequência. Esse modelo também considera essa dependência nas matrizes de transformação interna e é muito usado para estudos onde a análise transitória ou harmônica da linha é a mais importante.

Essa modelagem é usada aqui pelo fato de ser a mesma usada para as linhas do sistema de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira. Para todos os trechos de linha

de transmissão do sistema H²VDC são adotados os mesmos dados de um pólo do sistema de transmissão CCAT do Rio Madeira, cujas distâncias aplicadas entre os trechos das subestações são apresentadas na Tabela 1. A Figura 34 mostra a disposição dos cabos usada para os trechos da linha de transmissão CC.

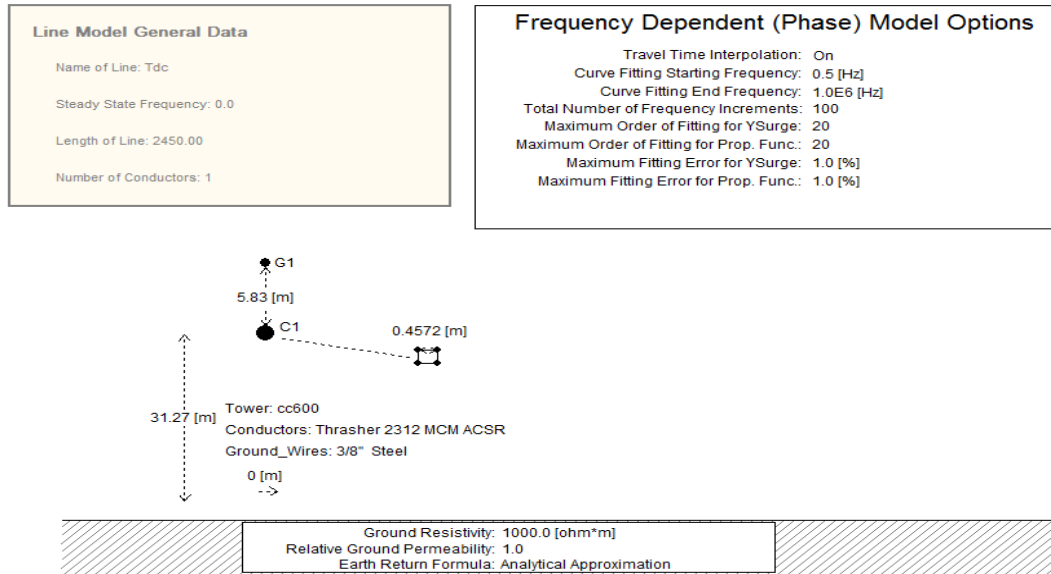


Figura 34- Representação dos condutores de todos os trechos da linha de transmissão CC aérea do sistema H²VDC.

A linha de transmissão CC é representada por 4 cabos do condutor Trasher 2312 MCM ACSR, espaçados numa forma quadrangular de 0,4572 m a uma distância de 31,27 m do solo. Também é modelado o seu cabo para-raio de 3/8" Steel. Por se tratar de uma representação monopolar, somente existirá um cabo para essa representação.

➤ Conversor fonte de tensão (VSC)

Nesta tese, o conversor fonte de tensão usado é o VSC convencional de dois níveis. Os dispositivos semicondutores aplicados nesses conversores são os IGBTs com os seus respectivos diodos em antiparalelo e circuitos de *snubbers*. Para os valores de potência e tensão nominais adotados, 1800 MVA e 520 kV, respectivamente, conforme mostrado na Tabela 2, foi considerado, nesta tese (sem estudos mais específicos), que a constante de inércia de cada VSC é de aproximadamente 30 ms. Está sendo considerado nesta tese que essa constante de inércia é referente unicamente ao capacitor que está conectado aos terminais do próprio VSC, sendo descartada, nesse cálculo, qualquer influência mútua que possa ser exercida pelos capacitores dos outros VSCs. Estudos mais detalhados sobre o valor desse capacitor podem ser realizados com a finalidade de redução de custo do equipamento, mas deve ser levado em conta o desequilíbrio relacionado ao 2ω . Desequilíbrios de tensão podem ocorrer, frequentemente, em sistemas de potência trifásicos devido a fontes de potência desequilibradas, cargas desequilibradas e curtos-circuitos no sistema CA dos VSCs. Em condições de desequilíbrios, harmônicos de baixa

ordem irão aparecer em ambos os lados CC e CA. Nessas condições irão aparecer oscilações na tensão CC ou “ripple” com frequência igual a duas vezes a frequência da rede CA (2ω). Esse “ripple” pode se propagar na rede CC ocasionando aumento nas perdas e impactos bem severos na estabilidade do sistema. Em [36] e [37] são mostrados mais detalhes sobre os efeitos de desequilíbrios em sistemas CC com VSC. Outro ponto importante sobre o valor adotado para o capacitor do VSC, e que deve ser levado em conta na especificação e projeto desse componente, é o valor do “ripple” da tensão CC. Quanto maior o valor da capacitância adotada, menor será o valor do “ripple” da tensão CC e vice-versa. Em [34] é desenvolvido um estudo detalhado sobre a influência do valor do capacitor do VSC no valor do “ripple” da tensão CC. Devido aos altos valores de potência (1800 MVA), tensão (520 kV) e corrente (3461 A) e o estado da arte ainda não contemplar esses valores foi considerado que cada VSC desse estudo representa um equivalente de vários conversores conectados em paralelo.

Para o cálculo do capacitor do VSC é considerado que a constante de inércia é de 30 ms, a tensão CC é igual a 520 kV e a sua potência é de 1800 MVA. A capacitância dos capacitores CC dos VSCs é dada por uma relação entre a constante de inércia do VSC, a potência aparente do VSC e a tensão CC do capacitor. Essa relação é dada por:

$$H = \frac{1}{2} \frac{C V_{cc}^2}{S}, \quad (36)$$

resultando em

$$C = 400 \mu F,$$

onde:

H é a constante de inércia do VSC;

C é a capacitância do VSC;

V_{cc} é a tensão CC nos terminais do capacitor;

S é a potência aparente do conversor.

Quanto maior o valor da capacitância mais estável e menos oscilatório será o sistema H²VDC durante os distúrbios. O valor da capacitância aplicada também é importante quando há emergências que causem desequilíbrios no sistema. A constante de inércia do capacitor tem o mesmo significado físico da constante de inércia do gerador, ou seja, é o tempo pelo qual o equipamento ainda consegue manter a potência em MVA mesmo em condições de distúrbios. Quanto maior essa constante de inércia, mais estável e menos oscilatório será o sistema.

➤ Sistemas CA receptores equivalentes

Conforme apresentado anteriormente, a configuração do sistema H²VDC que será estudada é composta por 3 VSCs que fornecem, hipoteticamente, energia para os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Nesta tese a representação desses sistemas CA é feita através do acoplamento de modelagens de fontes de tensão nos respectivos pontos de conexão dos VSCs (SE Adrianópolis-RJ, SE Araraquara-SP e SE Bom Despacho-MG), cujos valores de impedâncias de sequência são obtidos através do cálculo de redes equivalentes no programa ANAFAS [38]. Para tal finalidade foi considerada a base de dados de curto-circuito usada para os estudos de integração da UHE BELO MONTE ao SIN, referente ao ano de 2020, na carga leve, constante em [39]. Os valores das impedâncias de sequência positiva e zero das redes CA de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais podem ser vistos na Tabela 3 e na Tabela 4, respectivamente. Os valores de impedância de sequência negativa são iguais aos da sequência positiva.

Tabela 3- Impedâncias equivalentes de sequência positiva das redes de SP, RJ e MG

Conexão	R ₁ (Ω)	X ₁ (Ω)	Z ₁ (Ω)	θ (°)
SP →Terra	0,7385	13,54325	13,56337	86,87880901
RJ →Terra	0,661	15,7625	15,776353	87,59871001
MG →Terra	1,538	22,42925	22,481919	86,07730164
SP → RJ	4,23125	58,8275	58,979473	85,88600583
SP → MG	13,8655	152,07	152,70081	84,7902674
RJ → MG	16,01325	154,7375	155,56387	84,09168918

Tabela 4- Impedâncias equivalentes de sequência zero das redes de SP, RJ e MG

Conexão	R ₀ (Ω)	X ₀ (Ω)	Z ₀ (Ω)	θ (°)
SP →Terra	1,54925	15,88525	15,96062	84,4297
RJ →Terra	1,08175	9,864	9,923139	83,74158
MG →Terra	3,20725	21,832	22,06632	81,64269
SP → RJ	753,275	1726,575	1883,742	66,42918
SP → MG	12260,75	17491	21360,27	54,97051
RJ → MG	22260,75	24058,75	32777,5	47,22295

Após a etapa do cálculo das impedâncias de sequência das redes CA equivalentes foi feito um ajuste dos fluxos de potência nessas redes utilizando o programa ANAREDE [40]. Conforme citado anteriormente, nesta tese, a rede CA equivalente de cada VSC foi representada apenas pela sua própria impedância de sequência para a terra, com uma modelagem de fonte de tensão, juntamente com as suas impedâncias de sequência de conexão entre esses sistemas (São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais). Para a representação desses sistemas CA equivalentes no programa PSCAD/EMTDC foi usado o modelo 1 de fonte de tensão [28] com a inserção dos parâmetros de sequência mostrados na Tabela 3 e na Tabela 4. Nessas fontes de tensão são fornecidos os valores de impedância de sequência positiva e zero, assim como os valores de frequência, tensão e ângulo da tensão que podem ser referidos aos terminais dessa fonte ou atrás da impedância

equivalente da respectiva sequência. A Figura 35 mostra a representação da rede CA equivalente de São Paulo através de uma fonte de tensão. Vale ressaltar que as redes CA do Rio de Janeiro e Minas Gerais apresentam a mesma forma de representação e apenas mudam os valores das impedâncias conforme a Tabela 3, a Tabela 4 e os valores terminais de tensão e fase.

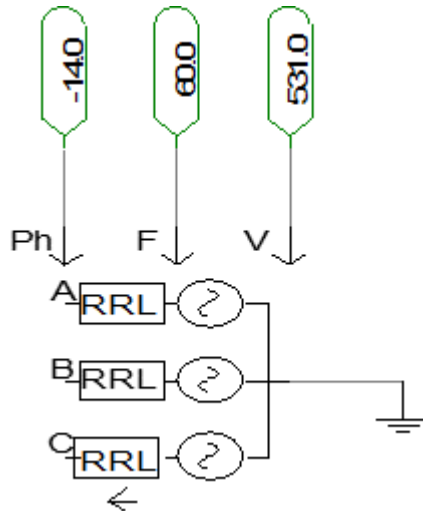


Figura 35 – Representação adotada para as redes CA equivalentes dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais no PSCAD/EMTDC.

No circuito equivalente de São Paulo, conforme mostrado na Figura 35, foi adotado que a frequência dessa rede é de 60 Hz, o valor da tensão é de 531 kV (1.061 pu/base 500 kV) e o ângulo de fase é de -14° . A Tabela 5 mostra os valores adotados para a fase, frequência e tensão das redes CA receptoras de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Tabela 5- Valores de fase, frequência e tensão para as redes CA equivalentes.

Rede CA	Fase ($^\circ$)	Frequência (Hz)	Tensão (kV)
SP	-15	60	530
RJ	-14	60	530,5
MG	-14	60	531

Apesar desta consideração feita nas análises da tese, vale ressaltar que, num estudo de performance dinâmica de um sistema de potência real em programas EMTDC, geralmente, é considerada uma representação real do sistema com seus elementos até a segunda ou terceira vizinhança dos pontos de conexão de cada conversor (linhas de transmissão, reatores, transformadores, capacitores e cargas) para se ter uma representação mais próxima possível do real desse sistema. Também são inseridas as máquinas síncronas (geradores ou compensadores síncronos), com os seus respectivos controladores. Nesses casos onde estão sendo representadas máquinas síncronas e seus controladores, deve-se tomar muito cuidado com essas representações pois podem ser inseridas oscilações na rede CA, proveniente, simplesmente, por algum ajuste ou parâmetro inadequado desses controles.

➤ Filtros CA do CSC

Na rede CA do retificador CSC, conforme especificado nos estudos de filtros do sistema de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira [2], foram inseridos dois conjuntos de filtros de tripla sintonia, em 3rd/13th/40th e 5th/11th/23rd/hp, juntamente com outro filtro amortecido de dupla sintonia configurado para 13th/33th. Cada um desses três conjuntos de filtros apresenta uma potência reativa de aproximadamente 247 Mvar cada, totalizando 741 Mvar nessa rede CA. As configurações RLC utilizadas para esses filtros são mostradas na Figura 36, Figura 37 e Figura 38. Em [41], [42] e [44] são analisados mais detalhes sobre a teoria e a operação de filtros CA em elos CCAT convencionais.

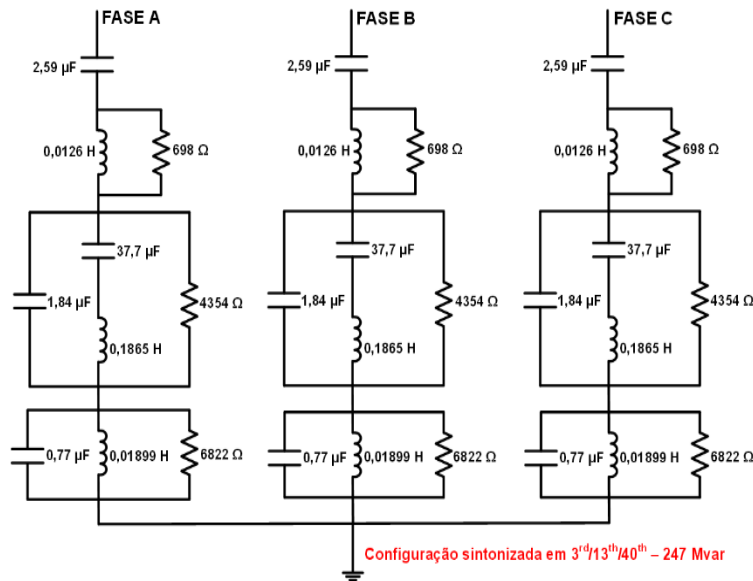


Figura 36 - Configuração dos filtros CA de tripla sintonia sintonizados em 3rd, 13th e 40th aplicada na rede CA do CSC.

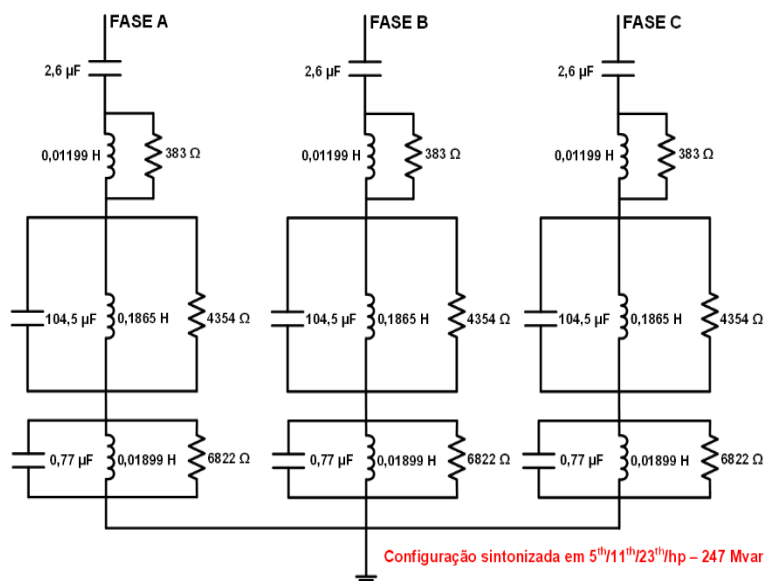


Figura 37- Configuração dos filtros CA de tripla sintonia sintonizados em 5th, 11th e 23th aplicada na rede CA do CSC.

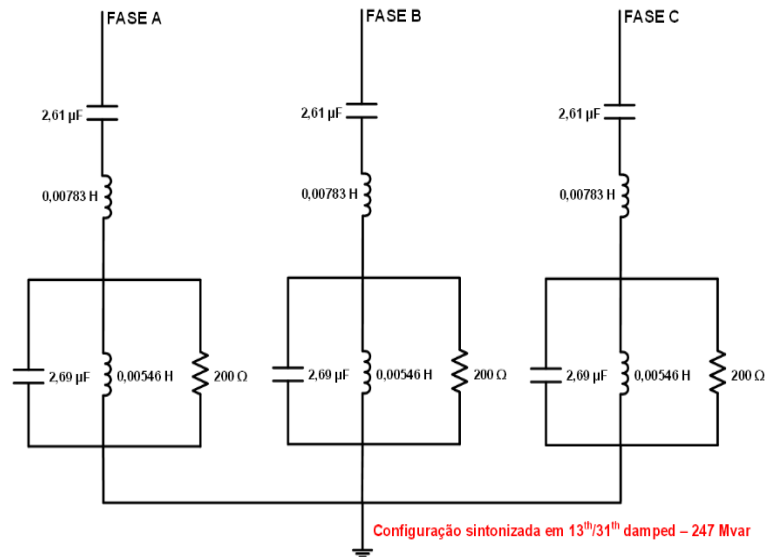


Figura 38- Configuração dos filtros CA de dupla sintonia sintonizados em 13th e 31th amortecidos aplicada na rede CA do CSC.

A configuração dos filtros CA do conversor fonte de corrente, conforme mostrada na Figura 36, Figura 37 e Figura 38 é referente a topologia de 1 pólo do sistema de transmissão CCAT do Rio Madeira.

➤ **Filtros harmônicos dos VSCs**

Para a filtragem dos harmônicos gerados pelos conversores fonte de tensão, que teoricamente estão na região da sua frequência de chaveamento e seus múltiplos, é utilizado filtro CA do tipo RLC em configuração passa-altas amortecidas que apresenta característica de baixa impedância para altas frequências, ou seja, absorve as altas frequências não permitindo que as mesmas sejam transmitidas para o sistema CA. A topologia deste tipo de filtro é apresentada na Figura 39.

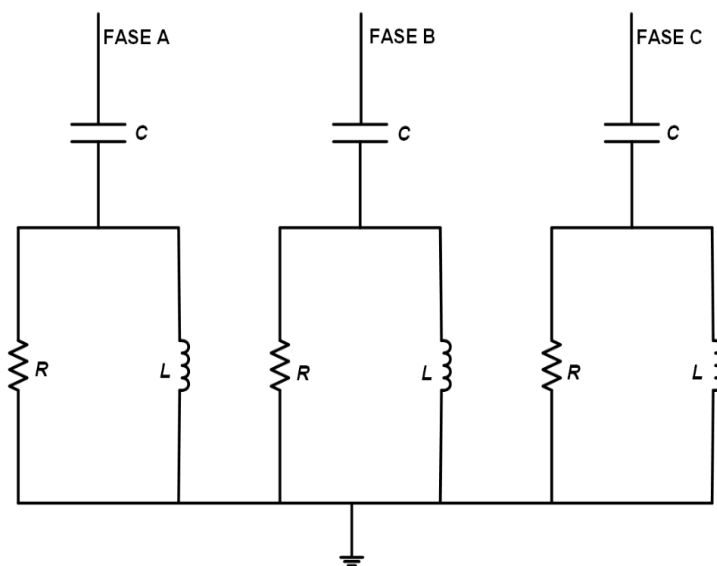


Figura 39- Topologia trifásica do filtro CA passa-altas amortecido utilizado para os VSCs.

Na Figura 39 os parâmetros que devem ser fornecidos para o filtro são:

- R – Resistência em ohms;
- L – Indutância em mH;
- C – Capacitância em μF .

A Figura 40 mostra a configuração de impedâncias do circuito RLC tipo passa-alta usado para os filtros.

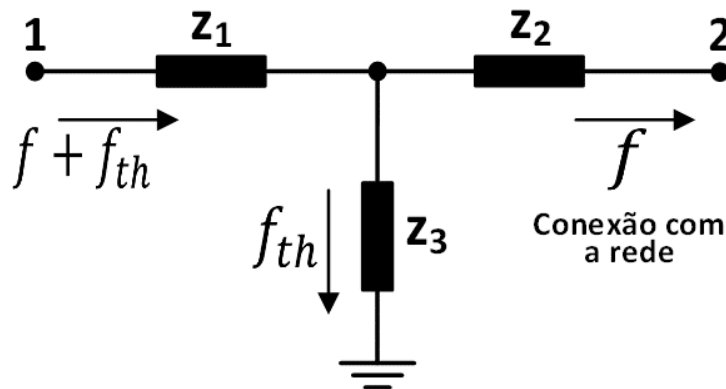


Figura 40 - Configuração de impedâncias do circuito RLC tipo passa-alta amortecidas com a rede.

Na Figura 40 as impedâncias são:

- Z_1 – É uma impedância que fica entre o filtro e o VSC e normalmente é uma indutância;
- Z_2 – É a impedância equivalente da rede e depende exclusivamente das características da rede;
- Z_3 – Impedância equivalente do filtro.

Ainda na Figura 40, f representa a frequência fundamental e f_{th} representa a frequência do th harmônico.

Para a utilização de filtros passivos no sistema deve-se tomar cuidado com a nomenclatura utilizada e o entendimento da sua função em relação à rede CA. O tipo de filtro utilizado aqui é o RLC em configuração tipo passa-altas amortecidas, conforme mostrado na Figura 39. Esse tipo de filtro se comporta como uma baixa impedância para as correntes harmônicas com frequências acima da frequência de corte, logo essas correntes serão “drenadas” através dessa baixa impedância. Em relação à rede CA, que está conectada ao ponto 2 da Figura 40, esse tipo de filtro funciona como um filtro passa-baixa pois ele “drena” as correntes de alta frequência e deixa passar para a rede as de baixa frequência. Como nesse caso somente são geradas correntes de alta frequência pelos elementos conversores (VSCs), a rede CA deve estar com um nível harmônico baixo e de acordo com os critérios adotados para a operação de cada sistema de potência. Abaixo é desenvolvido todo o cálculo de impedância e frequência relacionados com esse tipo de filtro.

O filtro tipo passa-alta amortecida, conforme mostrado na Figura 39, segue o

cálculo de (37) a (41) e teve como base [34]:

$$Z_f = \frac{R_f j \omega L_f}{R_f + j \omega L_f} - \frac{j}{\omega C_f} \quad (37)$$

ou

$$Z_f = \frac{R_f \omega^2 L_f^2}{R_f^2 + \omega^2 L_f^2} + j \left(\frac{R_f^2 \omega L_f}{R_f^2 + \omega^2 L_f^2} - \frac{1}{\omega C_f} \right). \quad (38)$$

Na condição de ressonância desse filtro, tem-se:

$$\frac{R_f^2 \omega L_f}{R_f^2 + \omega^2 L_f^2} - \frac{1}{\omega C_f} = 0. \quad (39)$$

A partir da condição de ressonância apresentada em (39), a frequência ressonante desse filtro será obtida por:

$$\omega_r = \sqrt{\frac{R_f^2}{R_f^2 L_f C_f - L_f^2}}. \quad (40)$$

Para um melhor desempenho do filtro CA, a parte real de Z deve atender a:

$$\frac{R_f}{\omega_r L_f} = 1. \quad (41)$$

Considerando as condições de projeto apresentadas em (40) e (41), os valores da capacitância, resistência e indutância do filtro CA, a partir dos valores da frequência de chaveamento do VSC e da frequência de ressonância do filtro CA, são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6- Parâmetros do filtro tipo passa-alta amortecido usado nos VSCs

Descrição dos filtros		
Parâmetro do filtro	São Paulo e Minas Gerais	Rio de Janeiro
Potência Reativa na frequência fundamental	50 Mvar	60 Mvar
U _n (tensão nominal)	500 kV	500 kV
f ₀ (frequência nominal)	60 Hz	60 Hz
freq. de ressonância filtro CA, f _r	900 Hz	900 Hz
Capacitância (C)	0,5305 µF	0,6366 µF
Resistência (R)	30,00 Ω	50,00 Ω
Indutância (L)	5,3 mH	8,8 mH

O comportamento da impedância e da fase do filtro amortecido tipo passa-alta adotado para os VSCs é mostrado na Figura 41. Para o estudo dessa característica foi considerada uma variação de frequência de 10 até 9000 Hz para contemplar as baixas e altas frequências, assim como a frequência de chaveamento do VSC em 3060 Hz.

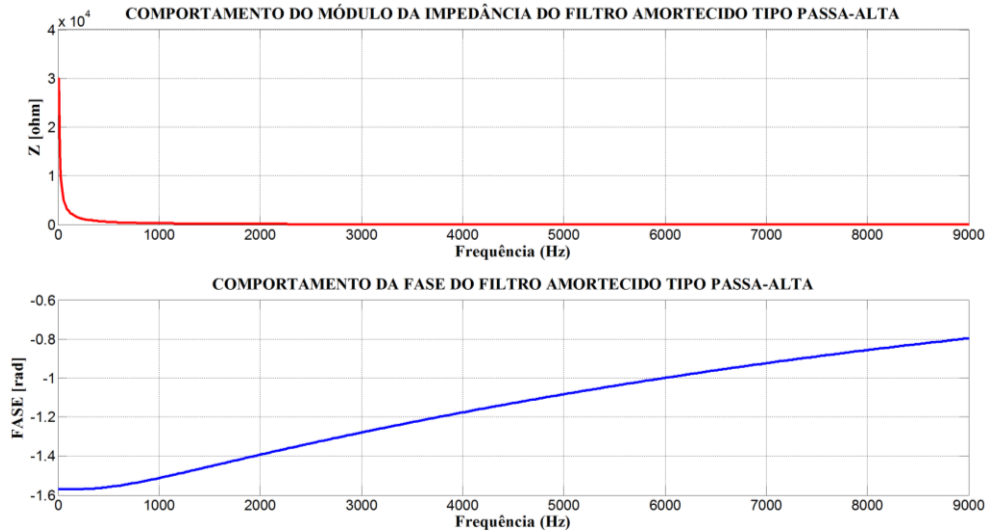


Figura 41- Comportamento da impedância e da fase do filtro “passa-altas” amortecido em função da frequência para os VSCs de São Paulo e Minas Gerais.

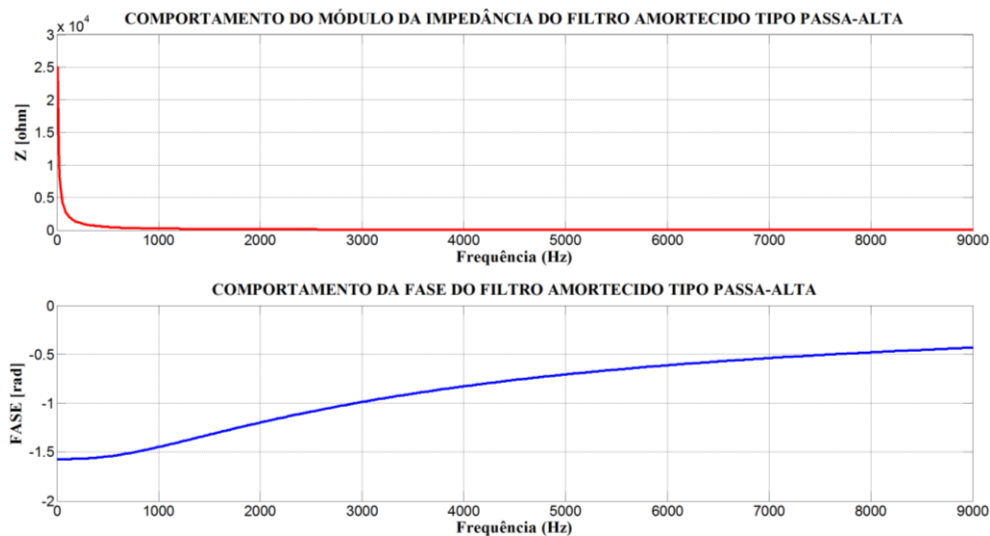


Figura 42- Comportamento da impedância e da fase do filtro “passa-altas” amortecido em função da frequência para o VSC do Rio de Janeiro.

A análise da Figura 41 e da Figura 42 mostra que o comportamento dos filtros tipo “passa-altas” amortecido projetados para os VSCs está coerente com todo o desenvolvimento matemático apresentado anteriormente. A partir da frequência de corte, a impedância equivalente do filtro se torna mais baixa e o seu equivalente tende ao valor da resistência adotada (30 e 50 Ω , respectivamente para São Paulo-Minas Gerais e Rio de Janeiro). O gráfico da fase também mostra que a medida que a frequência vai aumentando, o seu valor vai tendendo a zero, mostrando que a impedância total vista está se tornando resistiva dando a sua característica de amortecimento.

4.2- CONTROLE DO SISTEMA H²VDC ESTUDADO

Neste item será feita a aplicação das filosofias de controle desenvolvidas no capítulo anterior no sistema H²VDC estudado e mostrado na Figura 31. Nesta parte serão mostrados os ajustes e os parâmetros aplicados às malhas de controle do CSC e dos VSCs, assim como as suas características de operação.

Conforme já citado anteriormente, o sistema H²VDC, na sua concepção, é formado por um CSC e n VSCs em configuração multiterminal fornecendo potência ativa para diferentes centros de carga de um sistema elétrico de potência. O desempenho operativo do sistema H²VDC mostrado na Figura 31 será analisado considerando dois casos, que são chamados de *Caso 1* e *Caso 2*, e serão descritos com mais detalhes no capítulo de simulações. Como esses casos influenciam diretamente nos controles aplicados ao sistema H²VDC, eles são descritos resumidamente a seguir:

- ***Caso 1-*** O retificador CSC opera, inicialmente, em modo de controle da tensão CC para a carga dos capacitores dos VSCs e finalizado esse período, o controle do CSC é mudado de controle de tensão CC para corrente CC. Em regime permanente, o VSC-SP opera em modo de controle da tensão CC, enquanto o VSC-RJ e o VSC-MG operam em modo de controle de potência. No caso de bloqueio do VSC-SP, que estava operando em modo de controle da tensão CC, o modo de controle do VSC-RJ deve ser mudado de controle de potência para tensão CC para reestabelecer a referência de tensão CC do sistema H²VDC e continuar a transmissão normal de potência. Sempre deve haver pelo menos um conversor controlando a tensão CC, que conseqüentemente será o slack em potência do sistema. No caso de um curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP, os controles do VSC-RJ e VSC-MG podem ser mudados ou não, dependendo das características do sistema, de controle de potência para tensão CC para reduzir as sobretensões transitórias.
- ***Caso 2-*** O retificador opera somente em modo de controle da tensão CC e conseqüentemente é o conversor “slack” em potência. Nesse *Caso 2*, o VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG operam em modo de controle de potência. No caso de bloqueio do VSC-SP, o déficit de potência ocasionado por essa emergência será compensado pelo retificador que obrigará os geradores conectados aos seus terminais reduzir a sua potência elétrica gerada. Como os reguladores de velocidade não atuam instantaneamente para equilibrar a potência mecânica, esse fenômeno acarreta sobrevelocidade aos geradores. Assim, para tentar reduzir o impacto do bloqueio de um dos VSCs nos geradores, será adotada uma ação de redespacho no VSC-RJ. Esse redespacho será feito através da aplicação de uma nova ordem de potência no controle desse conversor, assim que houver o bloqueio do VSC-SP.

Assim, após uma breve descrição sobre as características operativas que serão aplicadas ao sistema H²VDC (serão mostradas com mais detalhes no capítulo de simulações) para a sua análise, são apresentadas todas as filosofias de controle do capítulo anterior para o CSC e os VSCs com os respectivos ajustes e parâmetros aplicados especificamente para o sistema H²VDC nesses *Casos* de operação. Os valores dos parâmetros adotados em todas as malhas de controle desenvolvidas nessa tese foram obtidos através do método de tentativa e erro, ou seja, era adotado um determinado valor do parâmetro e analisada a resposta do sistema. Assim, nesta tese, não foi aplicado nenhum método mais específico para um ajuste robusto e estável desses parâmetros, o que pode ocasionar alguns overshoots de magnitude indesejável ou até mesmo respostas muito oscilatórias com tempos extensos para atingir o valor desejável de regime permanente. No caso da aplicação do sistema H²VDC com essas malhas de controle devem ser feitos ajustes mais robustos desses parâmetros.

4.2.1- Conversor fonte de corrente (CSC)

Nessa tese é considerado que o sistema H²VDC desenvolvido para os estudos deverá ter três etapas de operação, sendo a primeira etapa o processo de carga dos capacitores dos VSCs, a segunda etapa composta pelo rampeamento da potência dos conversores até os respectivos valores de operação e finalmente a sua operação em regime permanente. Na primeira etapa de operação os capacitores dos VSCs devem ser carregados pela energia proveniente do retificador até atingirem os seus respectivos valores nominais de tensão. Assim, para esse processo de carga dos capacitores, o CSC deverá operar, inicialmente, em modo de controle de tensão. Quando a tensão do capacitor do VSC-SP atingir o seu valor nominal é enviado um sinal para que o controle do CSC seja chaveado de controle de tensão para corrente e comece o rampeamento da potência do CSC, assim como dos VSCs. Para tal procedimento foi montada uma lógica que une as duas filosofias de controle (corrente e tensão), mostradas na Figura 7 e na Figura 10, respectivamente, e seleciona, através de um chaveamento, qual o tipo de filosofia deve operar dependendo do estado de algum elemento da rede. A Figura 43 mostra o diagrama de blocos dessa lógica de controle, assim como os respectivos valores adotados nos blocos PI, filtros de primeira ordem, limitadores e sinais de entrada. Os valores adotados para os ganhos proporcionais e as constantes de tempo são determinados unicamente pelo método de tentativa e erro.

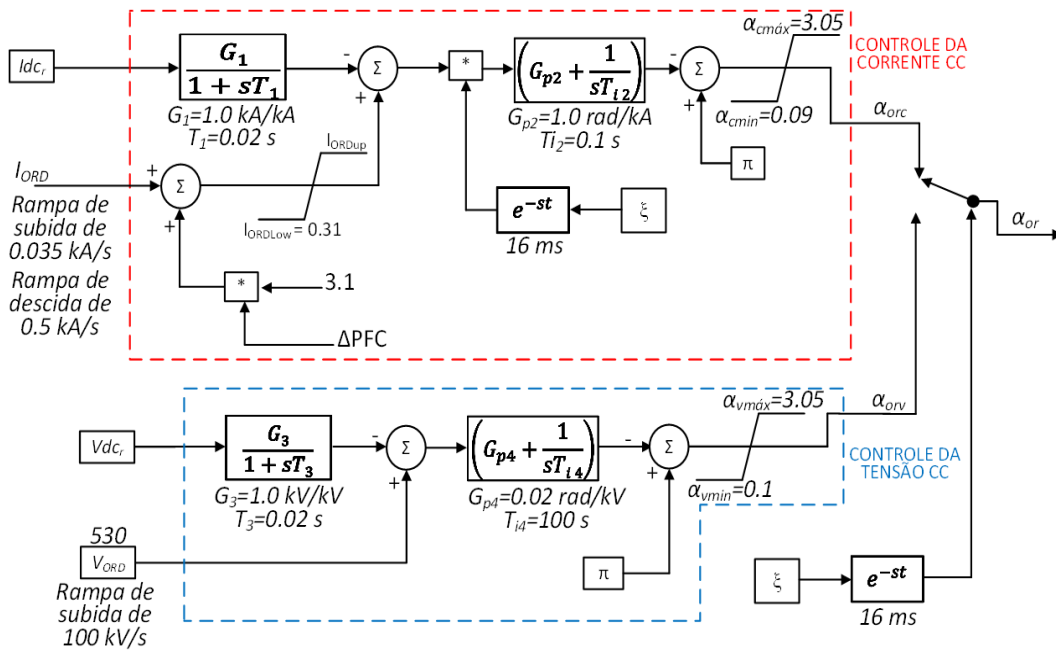


Figura 43- Diagrama de blocos referente ao controle de tensão e corrente CC no retificador CSC.

Inicialmente, para o processo de carga dos capacitores, o controle do CSC está operando em modo de controle de tensão, como destacado na linha azul da Figura 43. Durante esse processo, a referência da tensão CC do CSC é ajustada em 530 kV numa rampa de subida de 100 kV/s. Nessa etapa, o ângulo de saída do controle, chamado de α_{or} , será igual a α_{orv} que é o ângulo de saída da filosofia de controle de tensão CC. Quando a tensão no capacitor do VSC de São Paulo atinge o seu valor nominal (520 kV), é enviado um sinal de comando para que o controle do retificador troque a sua filosofia de controle de tensão CC para corrente CC e a partir desse instante, comece a transmissão normal de potência no sistema H²VDC. Esse sinal, conforme mostrado no diagrama de blocos da Figura 43, é representado pela letra ξ . Apesar desse comando ser gerado instantaneamente quando a tensão CC no capacitor do VSC-SP atinge o seu valor nominal, o segundo estágio do controle do retificador (corrente CC) somente será habilitado depois de 16 ms que é o tempo necessário para que o sinal trafegue os 2450 km entre as subestações do VSC-SP ou PCC para o retificador em Porto Velho. Esse atraso no sinal de comunicação é dado por e^{-st} , que é igual a 16 ms. Esse valor é o mesmo usado no sistema de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira para os 2450 km [2].

O sinal de habilitação foi colocado nessa malha para que esse modo de controle de corrente seja habilitado somente quando o capacitor do VSC de São Paulo estiver totalmente carregado e na sua respectiva tensão nominal (520 kV). Logo após o chaveamento do controle do retificador de tensão CC para corrente CC, somente o VSC-SP está habilitado para transmitir potência e os outros VSCs permanecem bloqueados. A ordem de corrente (I_{ORD}) mostrada na Figura 43 pode ser proveniente de uma malha de controle para cálculo da referência de corrente, conforme é feito normalmente nos elos CCAT convencionais, ou simplesmente por um valor fixo ajustado como referência de corrente. A Figura 44 [29] mostra a malha para o cálculo da corrente de referência adotado para o retificador e a chave seletora para a determinação da origem da ordem de corrente

do CSC. Nessa tese é considerado que a ordem de corrente está sendo gerada pela malha de cálculo. A ordem de corrente está sendo fornecida ao controle através da aplicação de um rampeamento de 0,035 kA/s, que em termos de potência CC no retificador equivale a 19 MW/s. Essa ordem da corrente CC é dada através de uma característica de rampeamento para não provocar afundamento acentuado de frequência no sistema CA conectado aos terminais do retificador, assim como reduzir transitórios de tensão que venham aparecer no sistema. Esse rampeamento da ordem de corrente é somado ao sinal do controle de frequência, stab60, dado por ΔPFC . Esse valor é multiplicado por 3,1 para se ter esse sinal em quiloampères (kA). Os limites máximos $\alpha_{cmáx}$ e $\alpha_{vmáx}$ e os limites mínimos α_{cmin} e α_{vmin} fornecem a excursão do ângulo de cada filosofia de controle aplicada ao VSC durante transitórios. Em regime permanente, o valor de $\alpha_{or} = \alpha_{orc}$ deve estar próximo de 15°.

A ordem de corrente I_{ORD} mostrada na Figura 43 pode ser proveniente da saída da malha de cálculo da corrente de referência, conforme é feito normalmente nos elos CCAT convencionais, ou simplesmente por um valor fixo ajustado como referência de corrente. A Figura 44 [29] mostra a malha para o cálculo da corrente de referência adotado para o retificador e a chave seletora para a determinação da origem da ordem de corrente do CSC.

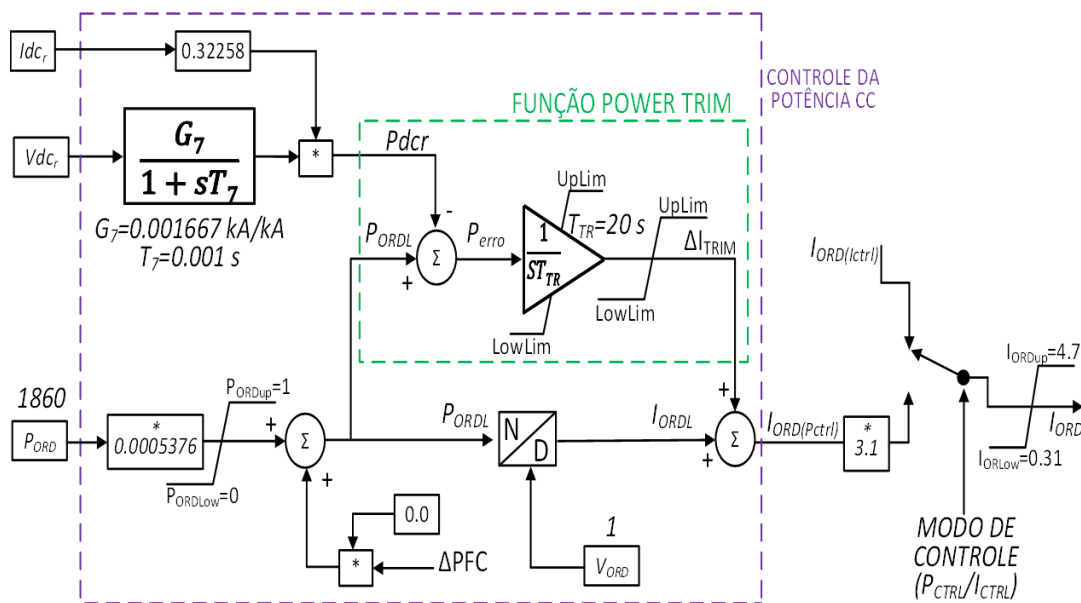


Figura 44- Diagrama de blocos referente à malha de controle para cálculo da corrente de referência aplicada ao retificador CSC.

A entrada da malha do cálculo da corrente de referência mostrado na Figura 44 é a ordem da potência CC do retificador ($P_{ORD}=1860$ MW) e a sua saída é o sinal da ordem de corrente CC ($I_{ORD(Pctrl)}$). Esse sinal de corrente é a ordem de entrada da malha de controle de corrente mostrada na Figura 43, destacada pelo pontilhado em vermelho. Em algumas condições de operação, essa ordem de corrente poderá ser trocada, simplesmente, para um valor de entrada de corrente, que na Figura 44 está descrita como $I_{ORD(Ictrl)}$. Essa seleção da origem da ordem de corrente é feita pela chave *MODO DE*

CONTROLE(P_{CTRL}/I_{CTRL}). Na Figura 44 a referência de potência é transformada em pu e pode ser comparada ou não com o sinal do controle de frequência stab60, ΔPFC . Deve-se tomar cuidado quanto a representação do estabilizador de frequência pois ele pode ser inserido tanto na comparação com a referência de potência ou corrente, fazendo as devidas transformações de base. Nessa tese, o sinal do controle de frequência stab60 foi inserido na filosofia de corrente apresentada na Figura 43. Os limites máximo e mínimo da ordem de corrente, I_{ORDup} e I_{ORLOW} , respectivamente, são 4,7 e 0,31. O valor mínimo é referente ao mínimo valor de corrente que deverá ser aplicado à ordem de corrente. O valor máximo é referente a uma sobrecarga que poderia ser aplicada na ordem de potência durante algum transitório. Esses valores foram dados em relação ao valor nominal de corrente que é de 3,1 kA, ou seja, 10% para o valor mínimo e 150% para o valor máximo transitório. Esses valores devem ser bem analisados no caso de uma aplicação prática desse sistema.

Na malha do cálculo da corrente de referência mostrada na Figura 44 foi adotada a função POWER TRIM. Segundo [29], e conforme já citado anteriormente, essa função serve para garantir que a potência CC medida (P_{dcr}) seja igual a ordem de potência (P_{ORD}) em regime permanente, através de uma função integral lenta (T_{TR}) de 20s. A Figura 45 mostra a malha de controle para geração dos limites $UpLim$ e $LowLim$ da função POWERTRIM com os respectivos parâmetros adotados para o caso do retificador do sistema H²VDC.

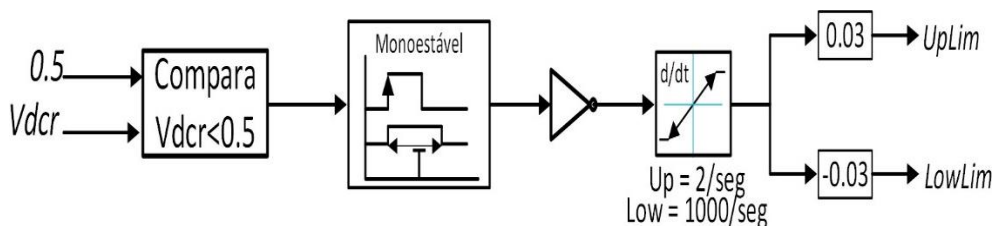


Figura 45- Diagrama de blocos referente à malha de controle para geração dos limites $UpLim$ e $LowLim$ da função POWERTRIM.

Na Figura 45, quando a tensão CC no retificador for menor que 0.5 pu, é gerado um sinal de valor zero numa taxa de 1000/s. Essa característica, na prática, representa um congelamento rápido dos limites $UpLim$ e $LowLim$ da função POWERTRIM. Quando há a recuperação do sistema é gerado um sinal de valor 1 na taxa de 2/s e os limites $UpLim$ e $LowLim$ voltam aos valores ajustados para a operação em regime permanente. Vale ressaltar que os valores adotados nesse controle são os mesmos utilizados em [29] e que não foi feito nenhum ajuste mais detalhado ou aplicada alguma técnica de ajuste nesses valores para serem adotados no sistema H²VDC.

A Figura 46 mostra o diagrama de blocos referente ao controle de frequência stab60 aplicado ao retificador do sistema H²VDC, juntamente com os seus respectivos parâmetros.

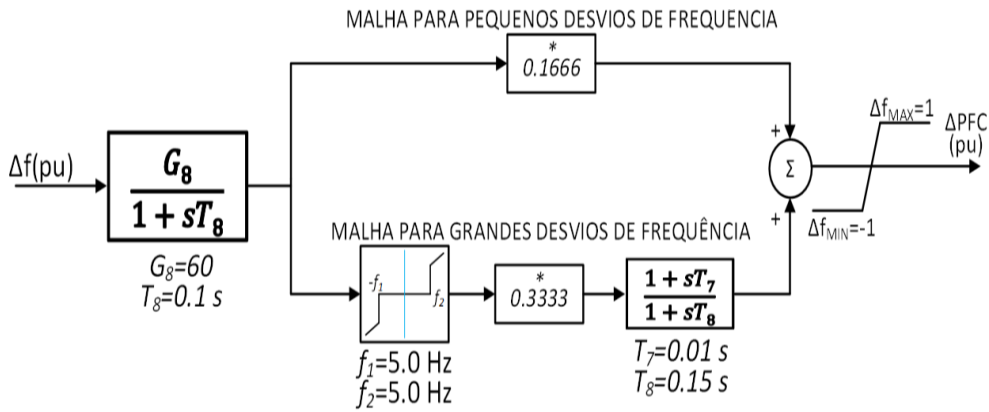


Figura 46- Diagrama de blocos referente à parte proporcional do controle de frequência stab60 do retificador CSC.

No caso desse controle sendo aplicado ao retificador do sistema H²VDC, a malha de grandes desvios de frequência atuará somente quando a frequência for maior que 65 Hz e menor que 55 Hz ajustada por uma banda morta de mais ou menos 5 Hz. Na malha para grandes desvios de frequência, o valor de 0,3333 representa o ganho aplicado ao bloco de avanço e atraso. A malha desenvolvida para pequenos desvios de frequência é formada somente por um ganho, que no caso do sistema H²VDC o valor aplicado é de 0,1666. A saída desse controle é a variação de frequência em pu que é aplicada na filosofia de corrente da Figura 43. Vale ressaltar que não foi feito nenhum ajuste mais detalhado ou aplicada alguma técnica de ajuste nesses valores para serem adotados no sistema H²VDC.

O diagrama de blocos da Figura 47 mostra a malha de controle da tensão CC aplicada ao retificador, considerando a operação do sistema H²VDC no **Caso 2**.

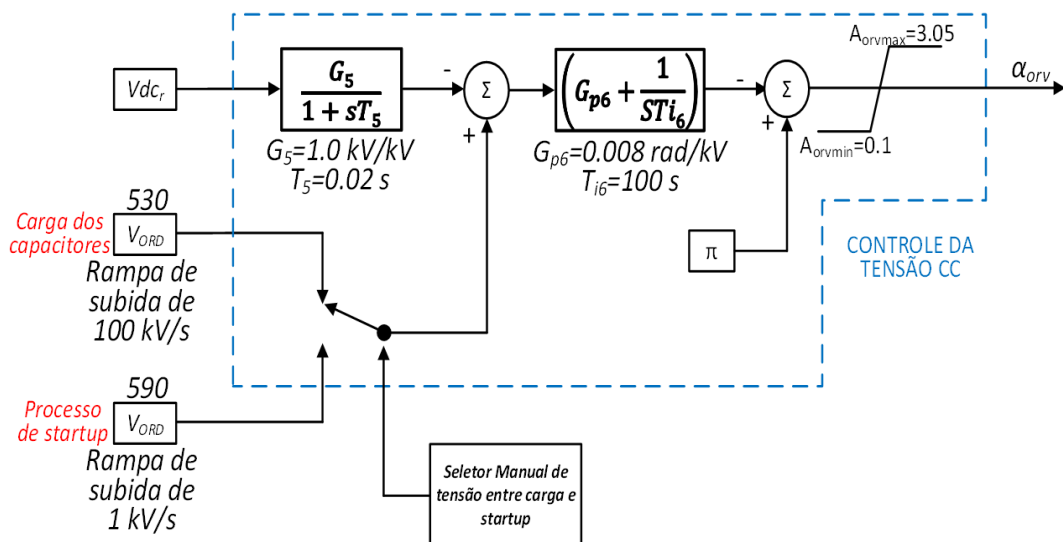


Figura 47- Diagrama de blocos referente ao controle da tensão CC, no retificador CSC, considerando a operação do retificador apenas em controle de tensão.

A principal diferença entre a modelagem descrita na Figura 43 e na Figura 47 é referente a existência de um seletor para duas ordens de tensão e a inexistência da chave

seletora que existia para a determinação entre os controles de corrente e tensão. Inicialmente, durante o processo de carga dos capacitores, a chave seletora deve estar na posição na qual a ordem de tensão é 530 kV. Após a carga dos capacitores, a chave seletora deve ser mudada de posição de tal maneira que o valor de referência para o controle de tensão seja 590 kV para que seja efetuado o rampeamento da tensão no processo de partida do sistema. No controle mostrado na Figura 47 foram feitos alguns ajustes nos blocos PI da malha principal do controle de tensão. O ganho proporcional G_{p4} que é de 0,02 rad/kV na Figura 43 passou para 0,008 rad/kV que é G_{p6} na Figura 47.

Uma outra forma de controle que poderia ser aplicada nesse sistema para o processo de carga dos capacitores é a disposição série das filosofias de corrente CC e tensão CC. A Figura 48 mostra o diagrama de blocos inicial concebido para esse tipo de controle.

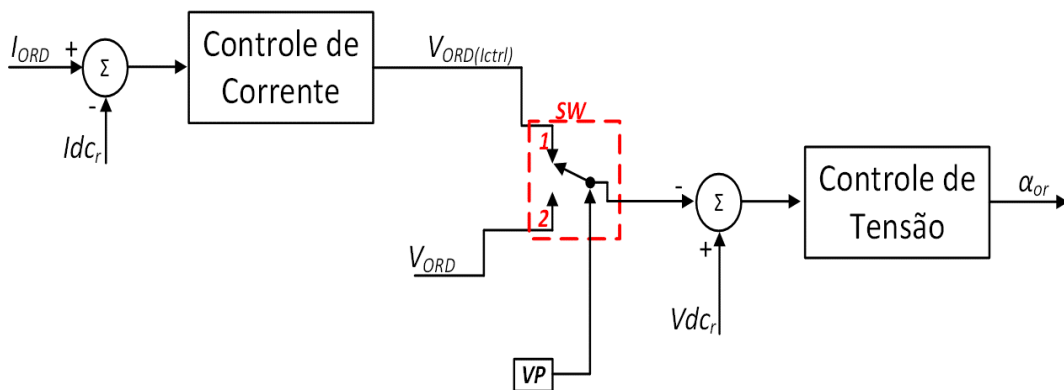


Figura 48- Diagrama de blocos para um controle série entre as filosofias de corrente CC e tensão CC para ser aplicado no retificador do sistema H²VDC.

Na Figura 48, as variáveis apresentadas são:

- I_{ORD} é a ordem de corrente do retificador;
- I_{dc_r} é a corrente CC medida na saída do retificador;
- V_{ORD} é a ordem direta de tensão aplicada ao retificador;
- $V_{ORD(I_{ctrl})}$ é a ordem de tensão proveniente do controle de corrente;
- VP é o sinal para o chaveamento entre ordens de tensão direta e calculada;
- V_{dc_r} é a tensão CC medida na saída do retificador;
- α_{or} é o ângulo de disparo proveniente da malha de controle série entre as filosofias de corrente CC e tensão CC.

O diagrama de blocos apresentado na Figura 48 apresenta a vantagem de controlar indiretamente a corrente CC durante o processo de carga dos capacitores. Nesse caso, pode ser aplicada uma característica de rampa ao valor da corrente CC até a carga total dos capacitores. O controle usado nesta tese, e mostrado na Figura 43, atua somente na tensão CC para o processo de carga dos capacitores e conseqüentemente a corrente pode atingir qualquer valor pois não há nenhum controle sobre essa variável que dependerá somente das características do sistema. O comportamento desse controle para a carga dos capacitores pode ser estudado em alternativa ao controle usado atualmente.

4.2.2- Conversores fonte de tensão (VSC)

➤ **VSC-SP**

Conforme mostrado anteriormente, o conversor fonte de tensão de São Paulo foi habilitado para efetuar o controle da tensão CC do sistema, no **Caso 1**, e o controle da potência CA no **Caso 2**. Os diagramas de blocos das malhas de controle da tensão CC e potência CA, que foram desenvolvidas no PSCAD, podem ser vistas na Figura 49 e na Figura 50.

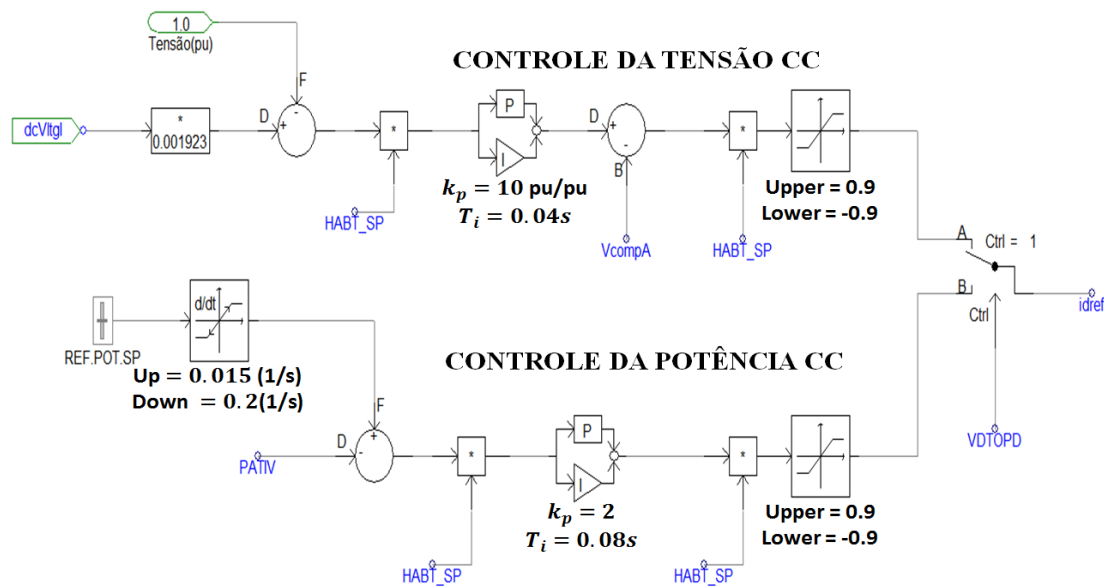


Figura 49- Malha do controle da tensão CC e potência aplicada ao VSC-SP para geração de idref no Caso 1.

A Figura 49 mostra que os VSCs podem operar com duas filosofias de controle, sendo uma em controle de tensão CC e a outra em controle de potência. Essa característica permite maior flexibilidade à operação dos VSCs, pois em um determinado momento um VSC pode operar em modo de controle da tensão CC e em outro, modo de controle de potência. Em condições normais de operação, o VSC de São Paulo (na Figura 31) opera com controle da tensão CC do sistema e ao mesmo tempo, é a barra “slack” em termos de potência. A malha de controle de potência foi colocada somente para dar flexibilidade à operação do sistema H²VDC e é usada simplesmente de forma complementar.

No **Caso 2**, o conversor fonte de tensão de São Paulo muda a sua filosofia de controle principal que passa de controle de tensão para controle de potência. A Figura 50 mostra as malhas de controle principal de potência e secundária de tensão desenvolvidas no PSCAD/EMTDC para o **Caso 2**, assim como os respectivos ajustes dos parâmetros dos blocos PI, limitadores e as rampas de subida e descida.

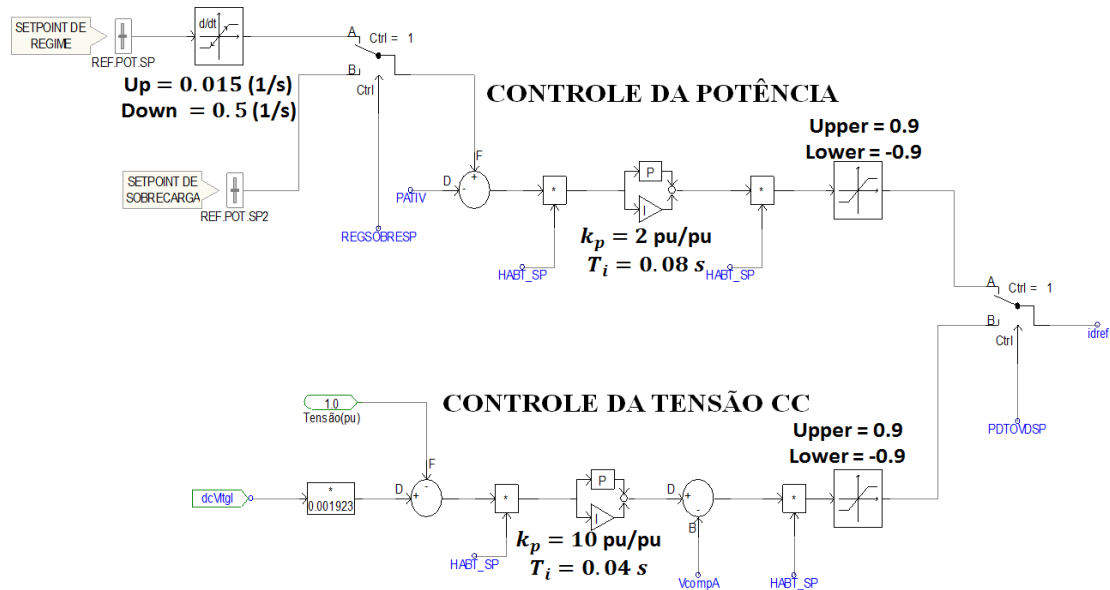


Figura 50- Malhas do controle de potência e tensão CC aplicadas ao VSC-SP para geração da corrente de referência no eixo d, idref, no Caso 2.

O significado das variáveis das malhas de controle apresentadas na Figura 49 e na Figura 50 são:

- dcVtgl é o valor medido da tensão CC nos terminais do VSC-SP;
- HABT_SP é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-SP;
- idref é a referência de corrente no eixo direto;
- PATIV é a potência ativa calculada nos eixos dq conforme (26);
- REF.POT.SP é o valor da referência de potência no controle;
- REF.POT.SP2 é o valor da outra referência de potência no controle;
- VcompA é a entrada da malha de feedforward no controle da tensão CC;
- PDTOVDSP é o sinal de comando para a troca de filosofia de controle.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

A variável **REGSOBRESP** existente na malha de controle da Figura 50 é responsável por fazer a seleção entre as ordens de potência do controle de potência. Ainda considerando a malha de controle apresentada na Figura 50, quando o valor de **REGSOBRESP** for ZERO, a ordem de potência é trocada do “SETPOINT DE REGIME” para “SETPOINT DE SOBRECARGA” e a ordem de potência é levada para esse novo valor. Os outros sinais são referentes as mesmas funções usadas para a Figura 49.

O outro controle que é aplicado ao VSC de São Paulo é o da tensão CA da sua rede equivalente. Esse controle atua diretamente na potência reativa do conversor e consequentemente na modulação da corrente do eixo em quadratura, considerando os

eixos de referência dq, portanto controlando a tensão CA indiretamente. Nesse tipo de controle, a referência de entrada da potência reativa é proveniente do erro da tensão CA do sistema. Nesse diagrama de blocos há dois controladores do tipo PI, sendo um atuando no erro da tensão CA e o outro no erro da potência reativa. A Figura 51 mostra o diagrama de blocos do controle da tensão CA aplicada ao VSC de São Paulo.

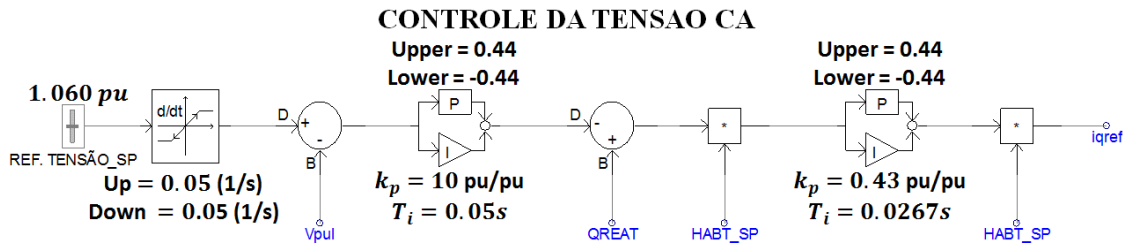


Figura 51- Malha do controle da tensão CA do VSC-SP para geração do sinal de iqref para os Casos 1 e 2.

Na Figura 51, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

- VpuI é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-SP;
- HABT_SP é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-SP;
- QREAT é a potência reativa calculada nos eixos dq conforme (26);
- REF. TENSÃO_SP é a referência de tensão CA aplicada ao controle do VSC-SP;
- Iqref é a referência de corrente no eixo em quadratura.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Os sinais de referência de corrente nos eixos dq (i_{dref} e i_{qref}), obtidos a partir dos diagramas de blocos apresentados na Figura 49, Figura 50 e Figura 51 serão as entradas para a malha completa do controle de corrente. A saída desse controle de corrente irá gerar as referências de tensão nos eixos dq. A partir da transformação inversa de Park, essas referências de tensão nos eixos dq irão gerar as senóides de entrada para o controle SPWM. A Figura 52 mostra o diagrama de blocos para a malha completa do controle de corrente.

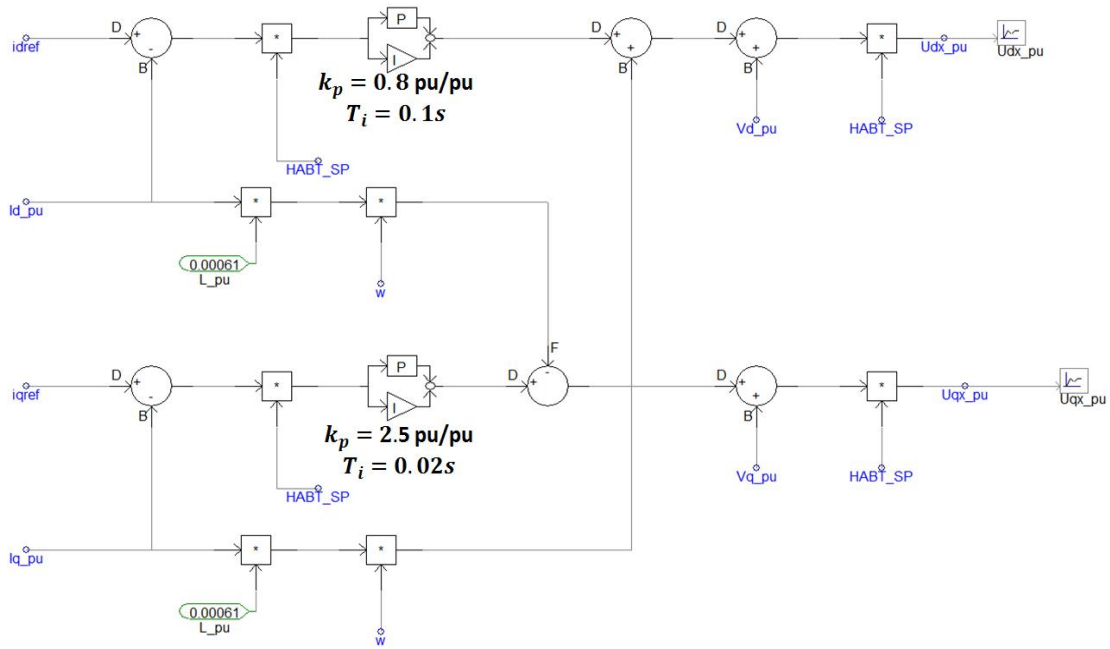


Figura 52- Malha completa do controle de corrente do VSC-SP com as referências idref e iqref.

Na Figura 52, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

- idref é a referência de corrente no eixo direto;
- iqref é a referência de corrente no eixo em quadratura;
- id_pu é o valor em pu da corrente no eixo direto;
- iq_pu é o valor em pu da corrente no eixo em quadratura;
- HABT_SP é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-SP;
- ω é o valor da frequência angular da rede CA;
- Vd_pu é o valor em pu da tensão no eixo direto;
- Vq_pu é o valor em pu da tensão no eixo em quadratura;
- Udx_pu é a referência da tensão no eixo direto em pu;
- Uqx_pu é a referência da tensão no eixo em quadratura em pu;
- L_pu é o valor total da indutância na rede CA em pu;

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Os valores base para os cálculos das grandezas em pu, nos eixos de referência dq, para o VSC de Araraquara, podem ser vistos a seguir [31]:

$$S_b = V_{db} \cdot I_{db} = \frac{2\sqrt{3}}{3} V_n \cdot I_n = \frac{2}{3} S_n = \frac{2 * 1800}{3} = 1200 \text{ MVA}, \quad (42)$$

$$V_{db} = V_{qb} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot V_n = \sqrt{\frac{2}{3}} * 500 = 408,25 \text{ kV}, \quad (43)$$

$$I_{db} = I_{qb} = \sqrt{2} \cdot I_n = \frac{S_b}{V_{db}} = \frac{1200}{408.25} = 2,939 \text{ kA}, \quad (44)$$

$$Z_{db} = Z_{qd} = \frac{V_{db}}{I_{db}} = \frac{V_n}{I_n \sqrt{3}} = Z_{sb} = \frac{408.25}{2.939} = 138,91 \ \Omega, \quad (45)$$

$$L(\text{reator}) = \frac{0.10 \cdot 138.91}{120 \cdot \pi} = 0,03684 \text{ H}, \quad (46)$$

$$L_{pu}(\text{reator}) = \frac{0.03684}{138.91} = 0,0002652 \text{ pu} \cdot \frac{\text{s}}{\text{rad}}, \quad (47)$$

$$L(\text{transf}) = \frac{0.15 \cdot 138.91}{120 \cdot \pi} = 0,05526 \text{ H}, \quad (48)$$

$$L_{pu}(\text{transf}) = \frac{0.05526}{138.91} = 0,0003978 \text{ pu} \cdot \frac{\text{s}}{\text{rad}}, \quad (49)$$

$$L_{pu}(\text{transf} + \text{reator}) = 0,000663 \text{ pu} \cdot \frac{\text{s}}{\text{rad}}. \quad (50)$$

No conjunto de (42) a (45), os termos apresentam os seguintes significados:

S_b é a potência base para os eixos de referência dq;

$V_{db} = V_{qb}$ é a tensão base para os eixos de referência dq;

$I_{db} = I_{qb}$ é a corrente base para os eixos de referência dq;

$Z_{db} = Z_{qb}$ é a impedância base para os eixos de referência dq.

Conforme explicado anteriormente, as referências de tensão nos eixos dq (U_{dx_pu} e U_{qx_pu}) do controle de corrente mostrado na Figura 52 geram as senóides de referência para o controle SPWM a partir da transformada inversa de Park. No controle SPWM, conforme mostrado na Figura 17, as senóides de referência (U_{a_ref} , U_{b_ref} e U_{c_ref}) são comparadas com o sinal da portadora triangular. Nessa tese é adotada que a frequência da portadora triangular é de 3060 Hz, ou 51 vezes a frequência fundamental do sistema. Para um bom desempenho do conversor fonte de tensão (VSC) recomenda-se que a frequência adotada para a portadora triangular deve ser ímpar e múltipla de 3 [62].

➤ VSC-RJ

O conversor fonte de tensão do Rio de Janeiro (conectado na SE Adrianópolis) foi escolhido, juntamente com o VSC de Minas Gerais, para controlar a sua potência ativa e a tensão CA da sua rede equivalente. As malhas de controle da potência ativa e tensão CA, que foram desenvolvidas no PSCAD, podem ser vistas na Figura 53 e na Figura 55.

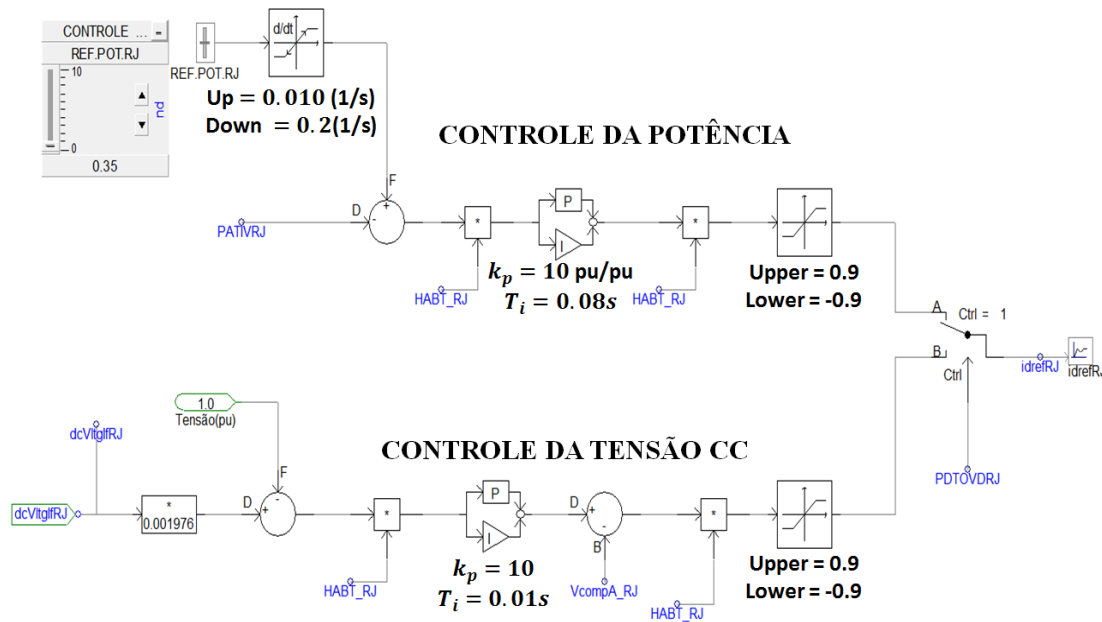


Figura 53- Malhas do controle da potência e tensão CC aplicadas ao VSC-RJ para geração do sinal de idref no Caso 1.

O significado das variáveis da malha de controle apresentada na Figura 53 é:

- dcVltglRJ é o valor medido da tensão CC nos terminais do VSC-RJ;
- HABT_RJ é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-RJ;
- idrefRJ é a referência de corrente no eixo direto;
- PATIVRJ é a potência ativa calculada nos eixos dq conforme (26);
- REF.POT.RJ é o valor da referência de potência no controle;
- VcompA_RJ é a entrada da malha de feedforward no controle da tensão CC;
- PDOVDRJ é o sinal de comando para a troca de filosofia de controle.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Conforme mostrado na Figura 53 foram consideradas duas malhas de controle para a operação do VSC do Rio de Janeiro (controle da potência ativa e controle da tensão CC). Em condições normais de regime permanente, o VSC do Rio de Janeiro deve operar, juntamente com o VSC de Minas Gerais, em controle de potência ativa e o VSC de São Paulo em controle de tensão CC (slack). Quando há um curto-circuito (monofásico ou trifásico) na rede CA equivalente do VSC de São Paulo, ou um bloqueio permanente desse VSC, ocorre um excesso de potência no sistema H²VDC que acarreta em sobretensões no lado CC desse sistema. Com a finalidade de minimizar essa sobretensão no sistema CC algum conversor que inicialmente estava em controle de potência deve ter o seu controle comutado, transitória ou permanentemente, para controle de tensão CC para que ele se torne “slack” em potência. Com essa ação de controle, o desequilíbrio de potência é anulado e a sobretensão CC é eliminada, voltando ao seu valor nominal. Essa

forma de atuação de mudança do controle é mostrada com mais detalhes mais à frente.

A malha de controle mostrada na Figura 53 foi definida com a seguinte operação: quando o sinal **PDTOVDRJ** recebe valor igual a 1, a malha de controle da potência é ativada e o VSC do Rio de Janeiro passa a atuar no controle da sua potência ativa. Vale ressaltar que, pelo projeto desse sistema, essa é a filosofia que deve atuar quando o sistema está operando em condições normais de operação. Quando esse sinal (**PDTOVDRJ**) recebe valor 0, a malha de controle de potência é desativada e a malha de controle de tensão CC é acionada. Essa malha de controle de tensão CC deve atuar automaticamente somente quando houver algum problema no VSC de São Paulo (bloqueio) ou curto-circuito na sua rede CA equivalente. Na concepção dessa malha de controle é considerado que essa comutação entre as filosofias de controle de tensão e potência também poderá ser feita manualmente pelo operador.

No **Caso 2**, o conversor fonte de tensão do Rio e Janeiro (Adrianópolis) não muda o seu modo de controle principal que continua em controle de potência. A Figura 54 mostra as malhas de controle principal de potência e secundária de tensão desenvolvidas no PSCAD/EMTDC para o **Caso 2**, assim como os respectivos ajustes dos parâmetros dos blocos PI, limitadores e as rampas de potência de subida e descida.

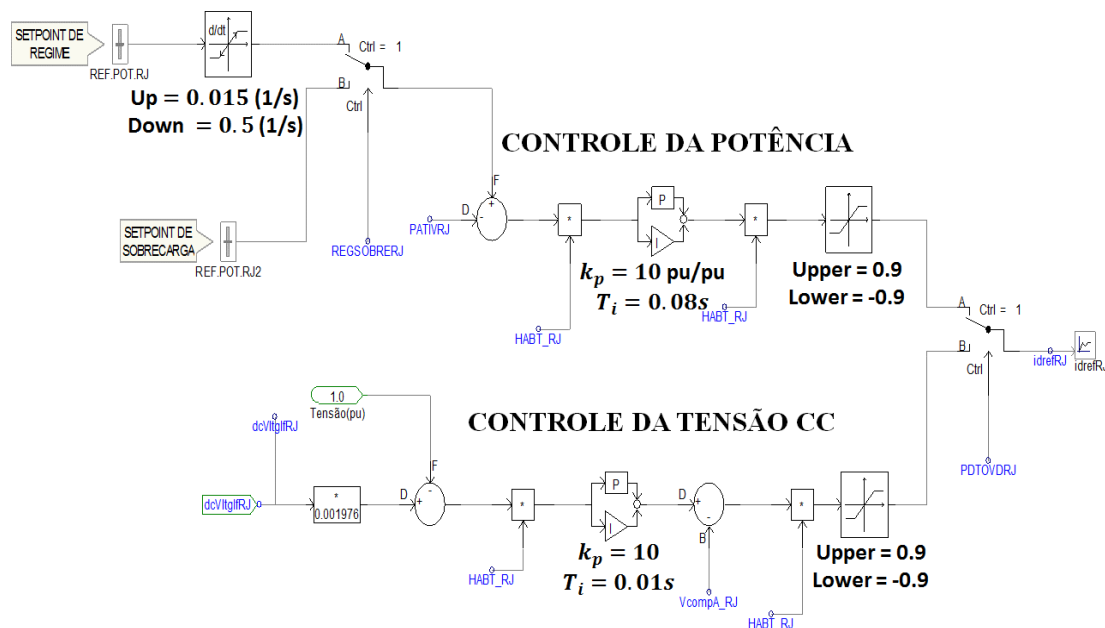


Figura 54- Malhas do controle de potência e tensão CC aplicadas ao VSC-RJ para geração do sinal de idref no Caso 2.

Na Figura 54, as variáveis dessa malha de controle apresentam o seguinte significado:

- dcVltglRJ é o valor medido da tensão CC nos terminais do VSC-RJ;
- HABT_RJ é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-RJ;
- idrefRJ é a referência de corrente no eixo direto;
- PATVRJ é a potência ativa calculada nos eixos dq conforme (26);
- REF.POT.RJ é o valor da referência de potência no controle;

REF.POT.RJ2 é o valor da segunda referência de potência no controle;
 VcompA_RJ é a entrada da malha de feedforward no controle da tensão CC;
 PDTOVDRJ é o sinal de comando para a troca de filosofia de controle.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

A variável **REGSOBRERJ** existente na malha de controle da Figura 54 é responsável por fazer a seleção entre as ordens de potência do controle desse controle de potência. Quando o valor desse sinal é ZERO, a ordem de potência é trocada do “SETPOINT DE REGIME” para “SETPOINT DE SOBRECARGA” e a ordem de potência é levada para esse valor de sobrecarga.

O outro controle que foi aplicado ao VSC do Rio de Janeiro é o da tensão CA da sua rede equivalente. Esse controle atua diretamente na potência reativa do conversor e consequentemente na modulação da corrente do eixo em quadratura, considerando os eixos de referência dq, portanto controlando a tensão CA indiretamente. Nesse tipo de controle, a referência de entrada da potência reativa é proveniente do erro da tensão CA do sistema. Outra característica desse controle é a existência de dois blocos do tipo PI, sendo um atuando na correção do erro da tensão CA e o outro na potência reativa. A Figura 55 mostra o diagrama de blocos do controle da tensão CA aplicada ao VSC do Rio de Janeiro.

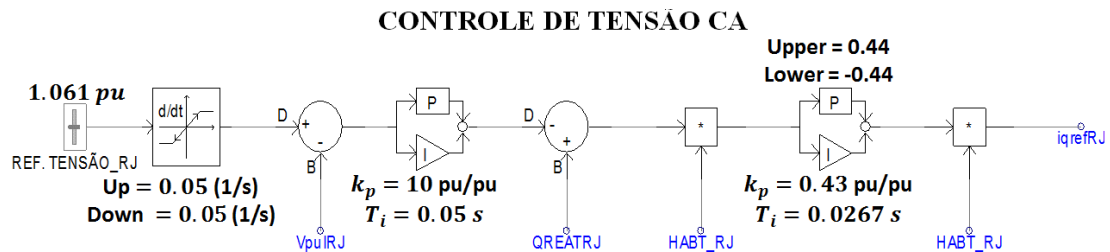


Figura 55- Malha do controle de tensão CA do VSC-RJ para geração do sinal de iqref nos Casos 1 e

2.

Na Figura 55, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

VpuIRJ é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-RJ;
 HABT_RJ é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-RJ;
 QREATRJ é a potência reativa calculada nos eixos dq conforme (26);
 Ref. TensaoRJ é a referência de tensão CA aplicada ao controle do VSC-RJ;
 IqrefRJ é a referência de corrente no eixo em quadratura.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Os sinais das referências de corrente nos eixos dq (i_{dref} e i_{qref}), obtidos a partir dos diagramas de blocos apresentados nas Figura 53, Figura 54 e Figura 55 são as entradas para a malha do controle de corrente. Esse controle de corrente gera as referências de tensão nos eixos dq. A partir da transformação inversa de Park, essas referências de tensão nos eixos dq geram os sinais de referência para o controle SPWM. A Figura 56 mostra o diagrama de blocos para a malha de controle de corrente.

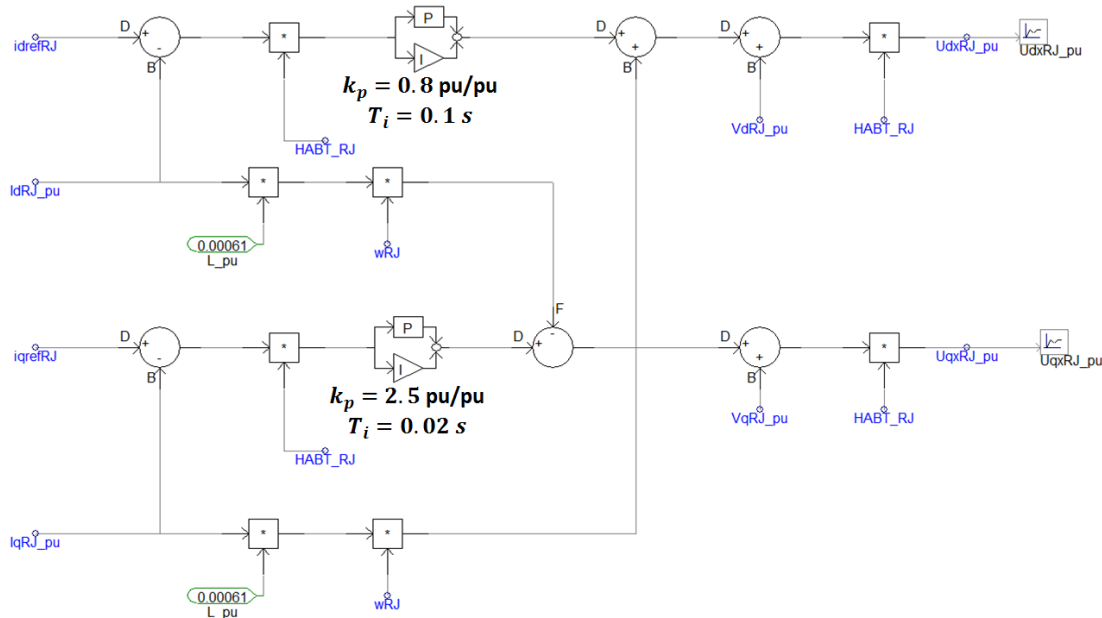


Figura 56- Malha de controle de corrente do VSC-RJ com as referências i_{dref} e i_{qref} .

Na Figura 56, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

- i_{drefRJ} é a referência de corrente no eixo direto;
- i_{qrefRJ} é a referência de corrente no eixo em quadratura;
- i_{dRJ_pu} é o valor em pu da corrente no eixo direto;
- i_{qRJ_pu} é o valor em pu da corrente no eixo em quadratura;
- $HABT_RJ$ é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-RJ;
- ω_{RJ} é o valor da frequência angular da rede CA;
- V_{dRJ_pu} é o valor em pu da tensão no eixo direto;
- V_{qRJ_pu} é o valor em pu da tensão no eixo em quadratura;
- U_{dxRJ_pu} é a referência da tensão no eixo direto em pu;
- U_{qxRJ_pu} é a referência da tensão no eixo em quadratura em pu;
- L_{pu} é o valor total da indutância na rede CA em pu.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $(K_p + \frac{K_i}{s})$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Pelo fato dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais apresentarem a mesma capacidade nominal de potência, os valores base para os cálculos das grandezas em pu para o VSC-RJ também são descritos por (42) a (50).

➤ VSC-MG

O conversor fonte de tensão de Minas Gerais (conectado na SE Bom Despacho) foi escolhido, juntamente com o VSC do Rio de Janeiro, para controlar a sua potência ativa e a tensão CA da sua rede equivalente. As malhas de controle da potência ativa e tensão CA, que foram desenvolvidas no PSCAD, podem ser vistas na Figura 57, Figura 58 e Figura 59.

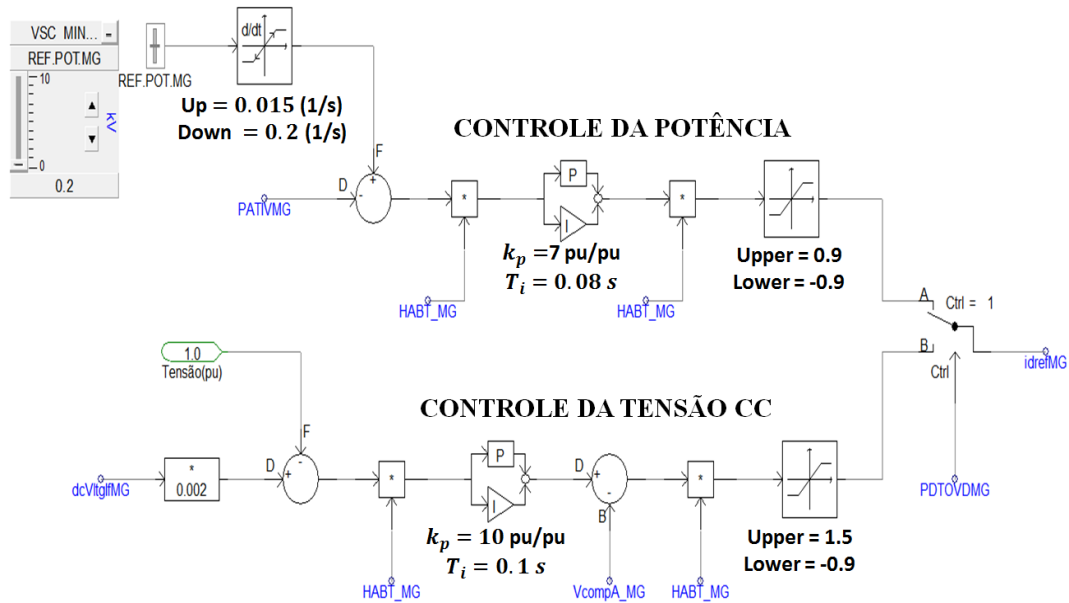


Figura 57- Malhas do controle de potência e tensão CC aplicadas ao VSC-MG para geração do sinal de idref no Caso 1.

O significado das variáveis da malha de controle apresentada na Figura 57 é:

- dcVltgIMG é o valor medido da tensão CC nos terminais do VSC-MG;
- HABT_MG é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-MG;
- idrefMG é a referência de corrente no eixo direto;
- PATIVMG é a potência ativa calculada nos eixos dq conforme (26);
- REF.POT.MG é o valor da referência de potência no controle;
- VcompA_MG é a entrada da malha de feedforward no controle da tensão CC;
- PDTOVDMG é o sinal de comando para a troca de filosofia de controle.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Conforme mostrado na Figura 57 foram consideradas duas malhas de controle para a operação do VSC de Minas Gerais (controle da potência ativa e controle da tensão CC). Em condições normais de regime permanente, o VSC de Minas Gerais deve operar, juntamente com o VSC do Rio de Janeiro, em controle de potência ativa e controle de tensão CA. Quando há um curto-circuito trifásico na rede CA equivalente do VSC de São

Paulo, o controle do VSC de Minas Gerais deverá ser trocado, automaticamente, de controle de potência ativa para controle de tensão CC para que o desequilíbrio de potência no sistema CC seja anulado. Essa medida tem a finalidade de limitar as sobretensões na rede CC quando há desequilíbrio de potência. Durante o tempo em que o controle é modificado de potência para tensão CC, o VSC de Minas Gerais também se torna “slack” em potência.

A malha de controle mostrada na Figura 57 é definida com a seguinte operação: quando o sinal **PDTOVDMG** tem valor igual a 1, a malha de controle de potência é ativada e o VSC de Minas Gerais passa a atuar no controle de sua potência ativa. Vale ressaltar que, pelo projeto desse sistema, esse é o modo de controle que deve atuar quando o sistema está operando em condições normais. Quando esse sinal (**PDTOVDMG**) tem valor 0, a malha de controle de potência é desativada e a malha de controle de tensão é acionada para atuar no controle da tensão do capacitor CC. Essa malha de controle de tensão deve atuar, automaticamente, somente quando houver algum bloqueio no VSC de São Paulo ou curto-circuito trifásico na sua rede CA equivalente. Igualmente ao caso do VSC do Rio de Janeiro, essa comutação entre os modos de controle de tensão e potência também pode ser feita manualmente pelo operador.

No **Caso 2**, o conversor fonte de tensão de Minas Gerais (Bom Despacho) não muda seu modo de controle principal que continua em controle de potência. A Figura 58 mostra as malhas de controle de potência e tensão desenvolvidas no PSCAD/EMTDC para o **Caso 2**, assim como os respectivos parâmetros dos blocos PI, limitadores e as rampas de potência de subida e descida.

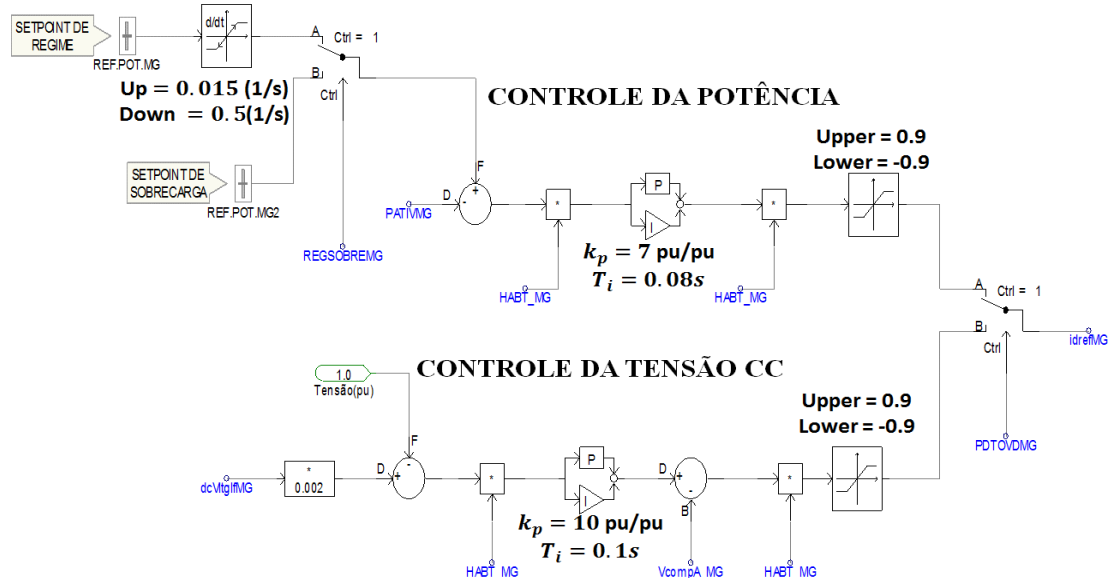


Figura 58- Malhas do controle de potência e tensão CC aplicadas ao VSC-MG para geração do sinal de idref no caso 2.

Na Figura 58, as variáveis dessa malha de controle apresentam o seguinte significado:

dcVltglfMG é o valor medido da tensão CC nos terminais do VSC-MG;

HABT_MG é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-MG;
 idrefMG é a referência de corrente no eixo direto;
 PATIVMG é a potência ativa calculada nos eixos dq conforme (26);
 REF.POT.MG é o valor da referência de potência no controle;
 REF.POT.MG2 é o valor da segunda referência de potência no controle;
 VcompA_MG é a entrada da malha de feedforward no controle da tensão CC;
 PDTOVDMG é o sinal de comando para a troca de filosofia de controle.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

O sinal **REGSOBREM** existente na malha de controle da Figura 58 é responsável por fazer a seleção entre as ordens de potência desse controle. Quando o valor desse sinal é ZERO, a ordem de potência é trocada do “SETPOINT DE REGIME” para “SETPOINT DE SOBRECARGA” e a ordem de potência é levada para esse valor de sobrecarga. Os outros sinais são referentes às mesmas funções usadas para a Figura 57.

O outro controle que foi aplicado ao VSC de Minas Gerais é o da tensão CA da sua rede equivalente. A corrente de referência no eixo em quadratura é obtida por esse controle da mesma forma como citado para os VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro. A Figura 59 mostra o diagrama de blocos do controle da tensão CA aplicada ao VSC de Minas Gerais.

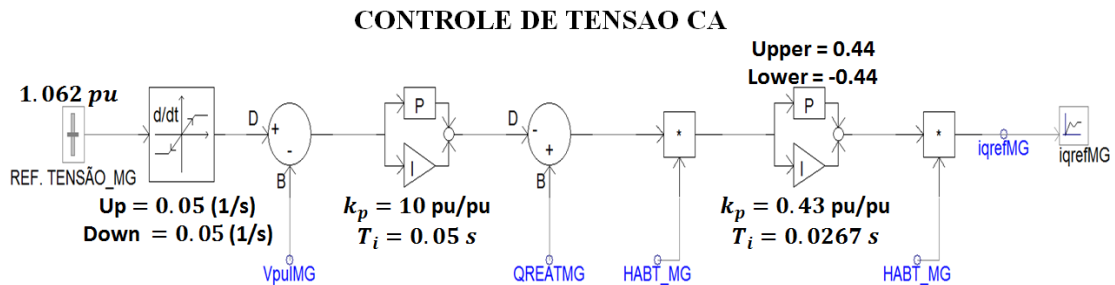


Figura 59- Malha do controle da tensão CA do VSC-MG para geração do sinal de iqref nos casos 1 e 2.

Na Figura 59, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

VpuIMG é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-MG;
 HABT_MG é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-MG;
 QREATMG é a potência reativa calculada nos eixos dq conforme (26);
 Ref. Tensao_MG é a referência de tensão CA aplicada ao controle do VSC-MG;
 IqrefMG é a referência de corrente no eixo em quadratura.

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Os sinais das referências de corrente nos eixos dq (i_{dref} e i_{qref}), obtidos a partir dos diagramas de blocos apresentados nas Figura 57 a Figura 59 são as entradas para a malha do controle de corrente. Esse controle de corrente gera as referências de tensão nos eixos dq. A partir da transformação inversa de Park, essas referências de tensão nos eixos dq geram as senóides de referência para o controle SPWM. A Figura 60 mostra o diagrama de blocos para a malha de controle de corrente.

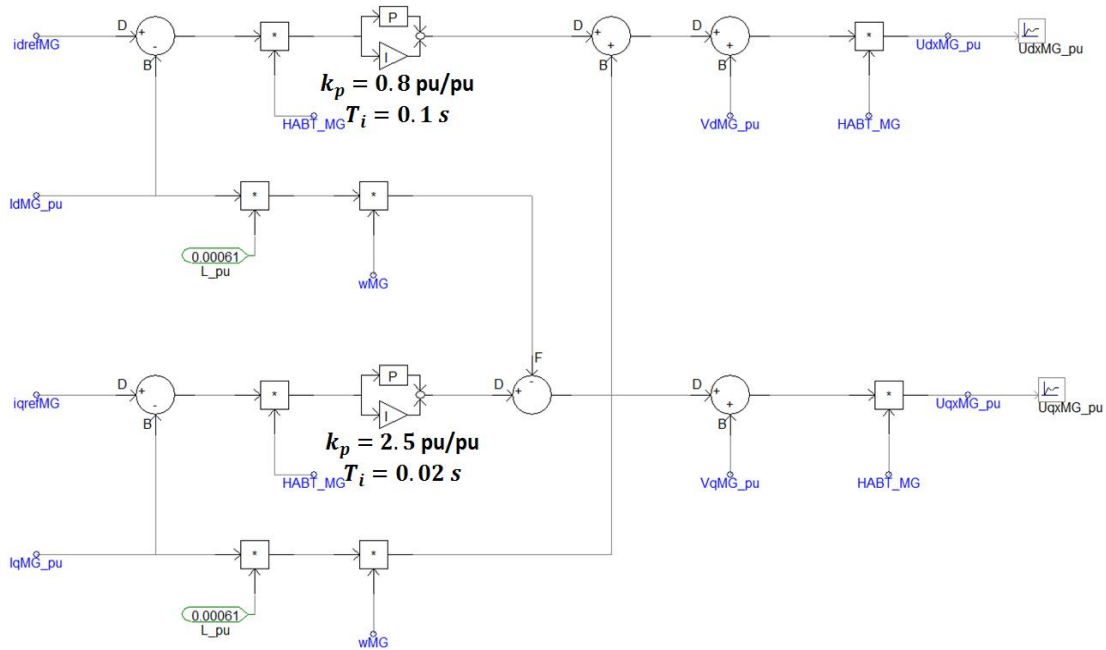


Figura 60- Malha completa do controle de corrente do VSC-MG com as referências i_{dref} e i_{qref} .

Na Figura 60, as variáveis mostradas apresentam os seguintes significados:

- i_{drefMG} é a referência de corrente no eixo direto;
- i_{qrefMG} é a referência de corrente no eixo em quadratura;
- i_{dMG_pu} é o valor em pu da corrente no eixo direto;
- i_{qMG_pu} é o valor em pu da corrente no eixo em quadratura;
- $HABT_MG$ é o sinal de habilitação da malha de controle do VSC-MG;
- ω_{MG} é o valor da frequência angular da rede CA;
- V_{dMG_pu} é o valor em pu da tensão no eixo direto;
- V_{qMG_pu} é o valor em pu da tensão no eixo em quadratura;
- U_{dxMG_pu} é a referência da tensão no eixo direto em pu;
- U_{qxMG_pu} é a referência da tensão no eixo em quadratura em pu;
- L_pu é o valor total da indutância na rede CA em pu;

O bloco PI é um proporcional-integral do tipo $\left(K_p + \frac{K_i}{s}\right)$, onde K_p é o ganho proporcional e K_i é o ganho integral igual a $\frac{1}{T_i}$ sendo T_i a constante de tempo integral do bloco.

Pelo fato dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais apresentarem a

mesma capacidade nominal de potência, os valores base para os cálculos das grandezas em pu para o VSC-RJ também são descritos por (42) a (50).

4.2.3- Troca de modo de Controle

Pelo fato do VSC-SP estar em modo de controle de tensão CC e os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais estarem em modo de controle de potência, estes dois últimos VSCs devem trocar o modo de controle quando ocorrem certos distúrbios no VSC de São Paulo, como curto-circuito trifásico ou bloqueio permanente. Quando ocorre essa interrupção temporária ou permanente na transmissão de potência do VSC de São Paulo, essa potência é injetada nos capacitores CC, o que acarreta aumento da tensão no lado CC do sistema H²VDC. Isso ocorre pelo fato de que os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais estão em modo de controle de potência e conseqüentemente não permitem aumento da potência transmitida por eles. Outro ponto importante sobre essa troca de filosofia de controle é a manutenção da referência de tensão do lado CC, pois quando o VSC-SP é bloqueado o sistema H²VDC perde essa referência de tensão e o sistema não consegue transmitir potência. Uma forma de evitar que ocorram essas sobretensões seria colocar os dois VSCs da configuração multiterminal em modo de controle de tensão CC utilizando características de “droop” nesses controles, conforme descrito em [49], [50], [51], [52] e [54]. Nessas referências são mostradas a teoria e algumas aplicações desse tipo de controle. No Apêndice A.4 desta tese é desenvolvida uma teoria sobre aplicação do controle de “droop”. Na aplicação do conceito de “droop”, pelo menos dois VSCs de uma configuração multiterminal estão em modo de controle de tensão com uma determinada porcentagem de participação no valor da potência total transmitida. Para tal procedimento, os blocos PI do controle de tensão são trocados simplesmente por blocos proporcionais. Assim, quando há a perda de um VSC que está participando desse controle, os outros VSCs remanescentes ainda mantêm a referência de tensão para o sistema. Essa característica de “droop” foi testada anteriormente no sistema H²VDC, mas os resultados obtidos mostraram que esse controle não é muito preciso no controle da tensão CC e da potência do lado CC, sempre resultando numa porcentagem de erro de tensão em relação ao seu valor nominal. Vale ressaltar que, como característica desse controle, quanto maior a potência transmitida pelo VSC maior será a porcentagem do erro da tensão CC. Esse comportamento pode ser melhor analisado no Apêndice A.4. Assim, por esse motivo, e também para se ter mais uma forma de controle para operar esse sistema, partiu-se para o desenvolvimento de alternativas para a operação da configuração multiterminal sem usar essa característica de “droop”.

Nesta tese foi utilizada a mudança de modo de controle. Nesse caso, alguns VSCs são selecionados, através da inserção de uma lógica de proteção, para trocar o seu modo de controle quando ocorre algum distúrbio em um determinado VSC dessa configuração multiterminal. A implementação dessa filosofia é necessária para evitar que o desequilíbrio de potência no sistema, em caso de distúrbios, possa ocasionar sobretensões maiores que os valores suportáveis pelos equipamentos. No caso do sistema H²VDC estudado, conforme já discutido anteriormente, há 3 VSCs conectados em configuração

multiterminal sendo um em controle de tensão (VSC de São Paulo) e os outros dois em controle de potência (VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais). Em operação normal, considerando os modos de controle para os VSCs de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, a tensão no lado CC do sistema H²VDC é controlada pelo VSC de São Paulo. Para a operação estável de um sistema de transmissão CC multiterminal é de extrema importância que pelo menos um conversor esteja operando em modo de controle de tensão CC.

No caso de curto-circuito trifásico na rede CA equivalente de São Paulo, os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais devem, transitoriamente, mudar o seu modo de controle de potência ativa para controle de tensão CC. No caso de um bloqueio do VSC de São Paulo, somente o VSC do Rio de Janeiro é selecionado para mudar o modo de controle permanentemente de controle de potência para tensão CC. No caso do bloqueio permanente do VSC de São Paulo, o VSC do Rio de Janeiro assume toda a potência que era transmitida pelo conversor de São Paulo além de garantir o controle da tensão CC para todo sistema, o que é necessário para o funcionamento estável do sistema H²VDC.

Conforme mostrado na Figura 53 e na Figura 57 há duas malhas de controle, sendo uma em controle de potência e a outra em controle de tensão. A mudança entre esses dois modos ocorre através do valor das variáveis **PDTOVDRJ** e **PDTOVDMG**. Quando o valor dessas duas variáveis for igual a 1, os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais vão atuar em modo de controle de potência. Quando essas variáveis forem iguais a 0, esses VSCs operam em modo de controle de tensão (“slack” em potência). Logo, o que determina o modo de operação desses VSCs é o valor dessas variáveis.

A obtenção do valor dessas variáveis, que conseqüentemente determina se o conversor deve operar em controle de potência ou tensão, é feita através de uma lógica de proteção que analisa as condições do sistema e a classifica como um curto-circuito (monofásico ou trifásico) em uma rede CA equivalente ou bloqueio permanente de algum VSC. A Figura 61 mostra as características que são analisadas por essa lógica de proteção e as devidas regiões de classificação. Para exemplificar a operação da lógica de proteção no VSC-RJ e VSC-MG, considere também as seguintes rotinas:

- **Lógica automática no VSC-RJ**

Se **dcVltglfRJ** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ** (rotina a)
e **VpuIRJ** maior ou igual **REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ**
então há bloqueio do VSC-SP e gera sinal 1;

ou

Se **dcVltglfRJ** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_CURTO_RJ** (rotina b)
e **VpuIRJ** menor **REF. TENSAO CA_CURTO_RJ**
então há curto circuito trifásico nos terminais CA do VSC-SP e gera sinal 1;

Senão

Sistema normal e gera sempre sinal 0. (rotina c)

- **Lógica automática no VSC-MG**

Se **dcVltglfMG** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_CURTO_MG** (rotina d)

e V_{puIMG} menor **REF. TENSAO CA_CURTO_MG**

então há curto circuito trifásico nos terminais CA do VSC-SP e gera sinal 1;

Senão

Sistema normal e gera sempre sinal 0.

(rotina e)

Nas rotinas citadas anteriormente, as variáveis de ajuste são:

$dcVltglfRJ$ é a tensão CC medida no VSC-RJ;

REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ é a referência da tensão CC para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-RJ;

V_{puIRJ} é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-RJ;

REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-RJ;

REF. TENSAO CC_CURTO_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-RJ;

REF. TENSAO CA_CURTO_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-RJ;

$dcVltglfMG$ é a tensão CC medida no VSC-MG;

REF. TENSAO CC_BLOCK_MG é a referência da tensão CC para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-MG;

V_{puIMG} é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-MG;

REF. TENSAO CA_BLOCK_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-MG;

REF. TENSAO CC_CURTO_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-MG;

REF. TENSAO CA_CURTO_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-MG;

Assim, a operação da lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ e ao VSC-MG pode ser exemplificada pelas rotinas acima.

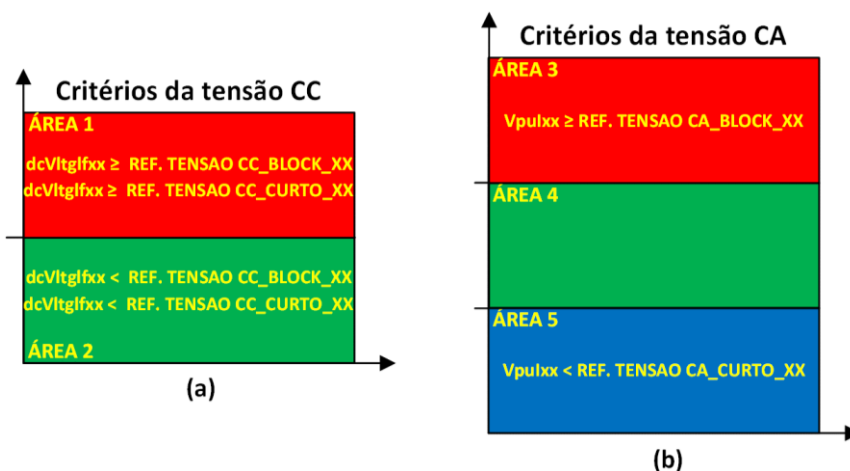


Figura 61- Definição dos critérios de atuação das lógicas de proteção através de áreas relativas à tensão CC(a) e CA(b).

Na Figura 61, as letras XX representam que essa variável está sendo aplicada ao VSC-RJ (XX=RJ) ou ao VSC-MG (XX=MG).

A definição dos critérios para atuação das lógicas de proteção foi baseada no comportamento da tensão CC e CA do respectivo VSC nas condições de curto-circuito nas 3 redes CA equivalentes e bloqueio permanente dos 3 VSCs. Quando o sistema opera nas áreas em vermelho nos gráficos (a) e (b), a lógica de proteção reconhece que há um bloqueio permanente de algum VSC e como saída manda um sinal para que a variável de mudança de controle mude seu status de 1 para 0. Consequentemente, quando há a mudança do “status” das variáveis **PDTOVDRJ** e **PDTOVDMG**, o modo de controle do VSC muda de potência para tensão CC. Com a operação do sistema nas áreas em verde nos gráficos (a) e (b), a lógica de proteção reconhece que o sistema está em condições normais de operação e mantém a variável de mudança de controle com valor 1. O valor 1 dessa variável significa que o respectivo VSC deve estar em modo de controle de potência. A operação do sistema nas áreas em vermelho e azul, nos gráficos (a) e (b), respectivamente, significa que há um curto-circuito trifásico em alguma rede CA equivalente e como saída da lógica de proteção há um sinal para que a variável de mudança de controle mude seu “status” de 1 para 0 enquanto o sistema permanecer dentro dessas áreas. Assim, essa lógica de proteção atua nos VSCs mudando ou mantendo a filosofia de controle do respectivo VSC.

Para a concepção dessa lógica de proteção foram consideradas algumas premissas importantes sobre a operação dos VSCs:

- Os VSCs devem operar de forma totalmente autônoma, ou seja, não deve haver nenhuma comunicação de operação entre eles;
- A lógica de atuação por bloqueio deve ser impedida de funcionar durante alguns segundos após a sensibilização da lógica de atuação por curto-circuito;
- A lógica de atuação por curto-circuito pode ser sensibilizada durante a atuação da lógica de bloqueio do conversor;
- A troca de modo de controle deve ser feita automaticamente, mas também pode ser feita manualmente por um operador;
- Para o sistema H²VDC com as características adotadas nessa tese, a lógica de proteção deve atuar somente para um curto-circuito trifásico na rede CA de São Paulo ou bloqueio permanente do VSC de São Paulo (lógica da Figura 62). Os outros eventos não devem sensibilizar essa lógica.
- Para o curto-circuito trifásico na rede CA de São Paulo, os VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais foram habilitados a terem suas filosofias de controle mudadas transitoriamente;

- Considerando o bloqueio permanente do VSC de São Paulo, somente o VSC do Rio de Janeiro está habilitado a ter a sua filosofia de controle trocada e com isso ele passa a controlar a tensão CC do sistema e será um conversor slack em potência;

A Figura 62 mostra o diagrama de blocos dessa lógica de proteção para aplicação no VSC do Rio de Janeiro. Para o VSC de Minas Gerais pode ser adotado o mesmo diagrama de blocos. Essa lógica também permite que a troca de filosofia de controle seja feita manualmente pelo operador numa situação mais restrita de operação. A lógica de proteção mostrada na Figura 62 foi aplicada ao sistema H²VDC, na configuração na qual o retificador CSC opera em modo de controle de potência, o VSC-RJ e o VSC-MG operam também em modo de controle de potência e o VSC-SP opera em modo de controle de tensão.

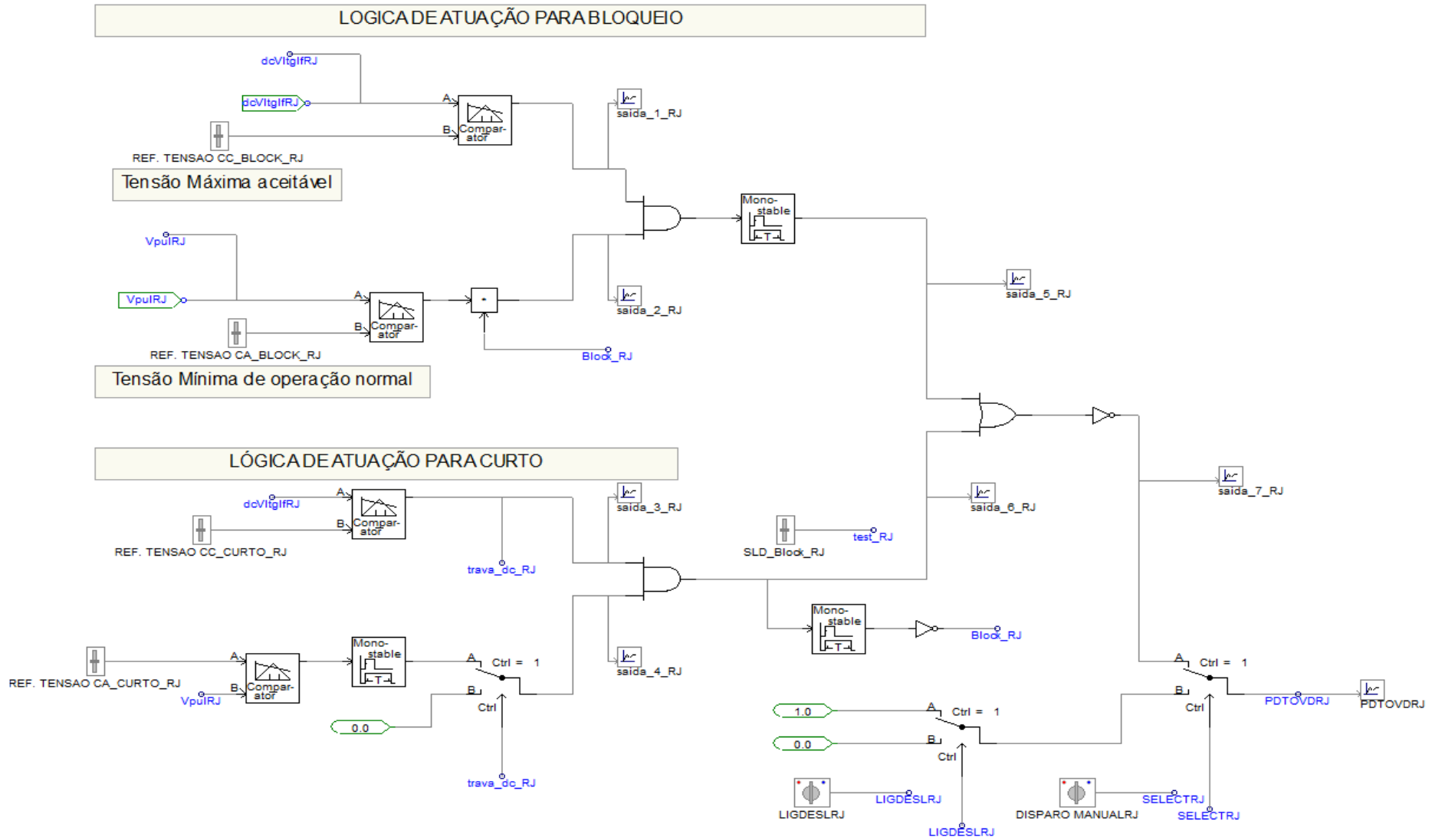


Figura 62- Diagrama de blocos da lógica de proteção aplicada aos VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais para a troca de filosofia de controle no caso I.

Em um dos casos desenvolvidos para a operação do sistema H²VDC, o retificador irá operar em modo de controle de tensão e os VSCs irão operar em modo de controle de potência. O comportamento do sistema H²VDC considerando esse caso é analisado mais adiante no item de simulações. Nesse mesmo caso, quando há o bloqueio do VSC-SP, as simulações mostram que é necessário aplicar uma ordem de redespacho no VSC-RJ para evitar que a potência seja reduzida drasticamente no retificador e os geradores acelerem de tal maneira que o sistema não consiga mais transmitir potência. Essa operação de redespacho está considerando que a rede CA do Rio de Janeiro é capaz de absorver toda essa potência.

Outra característica considerada nessas simulações é que o redespacho de potência no VSC-RJ se mostrou necessário somente quando ocorrer o bloqueio do VSC-SP, pois na condição de curto-circuito, o próprio retificador reduz a sua potência transitoriamente e depois da eliminação do curto-circuito, em 100 ms, o sistema volta ao normal.

Quando ocorrer um curto-circuito trifásico na rede CA equivalente do VSC-SP, a ordem de redespacho do VSC-RJ não deve ser dada. Para garantir uma maior seletividade de atuação do redespacho no bloqueio do VSC-SP e evitar sobreposições de atuação entre o curto-circuito trifásico e o bloqueio permanente do VSC-SP foi desenvolvida uma nova lógica de proteção, conforme mostrado na Figura 63, tomando como base a lógica apresentada na Figura 62. Basicamente, esse controle também apresenta duas lógicas sendo uma de atuação por curto-circuito trifásico (intertravamento) e a outra por bloqueio permanente (redespacho). A grande diferença de filosofia e construtiva entre as lógicas da Figura 62 e da Figura 63 é que a lógica de atuação por curto-circuito apenas gera um sinal de intertravamento para a lógica de bloqueio, impedindo assim que ela redespache o VSC-RJ no caso de um curto-circuito trifásico no VSC-SP. O sinal de saída da lógica apresentada na Figura 63 é proveniente apenas da atuação por bloqueio do VSC-SP e para essa finalidade, a porta tipo **OU** de saída na Figura 62 que seleciona a saída entre bloqueio ou curto é retirada no diagrama de blocos da Figura 63. Assim, essa figura mostra o diagrama de blocos da lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ e a descrição completa do seu princípio de funcionamento é analisada adiante. Basicamente, o diagrama de blocos mostrado na Figura 63 pode ser descrito pela seguinte rotina:

- **Lógica automática no VSC-RJ**

Se **dcVltgIRJ** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ** (rotina a)
e **VpuIRJ** maior ou igual **REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ**
então há bloqueio do VSC-SP e gera sinal 1;

ou

Se **dcVltgIRJ** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_CURTO_RJ** (rotina b)
e **VpuIRJ** menor **REF. TENSAO CA_CURTO_RJ**
então há curto circuito trifásico nos terminais CA do VSC-SP e gera sinal 1;

Senão
Sistema normal e gera sempre sinal 0. (rotina c)

- **Lógica automática no VSC-MG**

Se **dcVltglfMG** maior ou igual a **REF. TENSAO CC_CURTO_MG** (rotina d)
e **VpuIMG** menor **REF. TENSAO CA_CURTO_MG**
então há curto circuito trifásico nos terminais CA do VSC-SP e gera sinal 1;

Senão
Sistema normal e gera sempre sinal 0. (rotina e)

Nas rotinas citadas anteriormente, as variáveis de ajuste são:

dcVltglfRJ é a tensão CC medida no VSC-RJ;
REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ é a referência da tensão CC para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-RJ;
VpuIRJ é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-RJ;
REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-RJ;
REF. TENSAO CC_CURTO_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-RJ;
REF. TENSAO CA_CURTO_RJ é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-RJ;
dcVltglfMG é a tensão CC medida no VSC-MG;
REF. TENSAO CC_BLOCK_MG é a referência da tensão CC para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-MG;
VpuIMG é o valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do VSC-MG;
REF. TENSAO CA_BLOCK_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de bloqueio aplicada ao VSC-MG;
REF. TENSAO CC_CURTO_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-MG;
REF. TENSAO CA_CURTO_MG é a referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito aplicada ao VSC-MG;

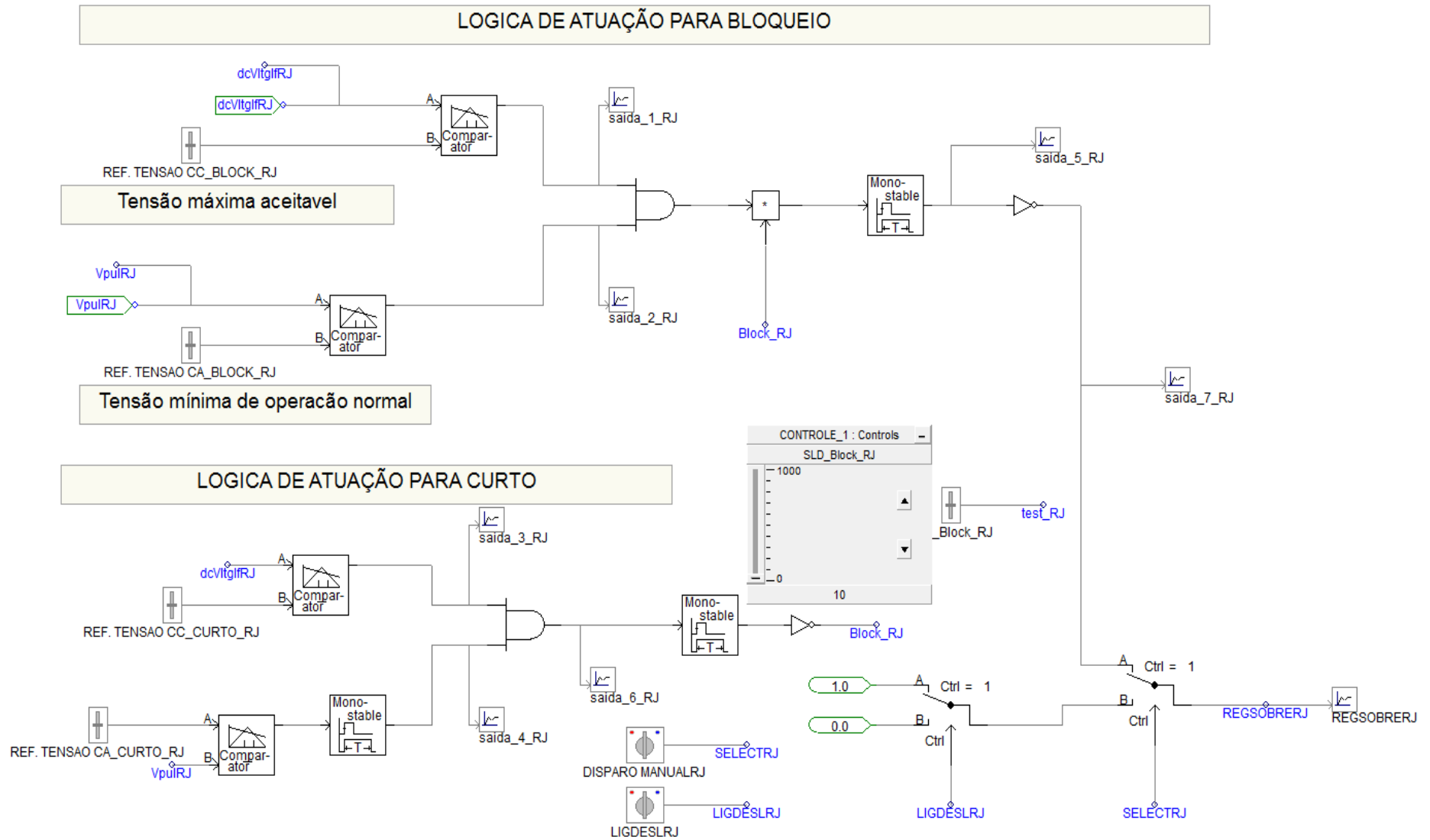


Figura 63- Diagrama de blocos da lógica de proteção aplicada aos VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais para a ativação do redespatch no caso 2.

A Tabela 7 descreve o significado de todos os sinais contidos nos diagramas de bloco mostrados na Figura 62 e na Figura 63 com o propósito de facilitar o entendimento da operação dessas lógicas de proteção.

Tabela 7- Parâmetros da lógica de proteção aplicada ao inversor VSC do Rio de Janeiro

Parâmetros	Descrição
BLOCK_RJ	Sinal para desabilitação da lógica de bloqueio a partir da atuação da lógica de curto
DcVltglfRJ	Valor medido da tensão CC
LIGDESLRJ	Seleção manual da filosofia de controle
PDTOVDRJ	Sinal de comando para a troca da filosofia de controle
REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ	Referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de bloqueio
REF. TENSAO CA_CURTO_RJ	Referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito
REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ	Referência da tensão CC para atuação de um ramo da lógica de bloqueio
REF. TENSAO CC_CURTO_RJ	Referência da tensão CA para atuação de um ramo da lógica de curto-circuito
SELECTRJ	Comando para seleção manual ou automática para a troca de filosofia de controle
Test_RJ	Temporização do sinal de desabilitação da lógica de bloqueio a partir da atuação da lógica de curto
Trava_dc_RJ	Sinal de hold para atuação da lógica de curto-circuito durante a sobretensão CC
VpuIRJ	Valor eficaz da tensão CA da rede equivalente do Rio de Janeiro
REGSOBRERJ	Sinal para a ordem de redespacho do VSC-RJ

A lógica de proteção mostrada na Figura 62 atua quando ocorrem os seguintes problemas no sistema:

- Aumento da tensão CC juntamente com a manutenção do valor da tensão CA – Esse comportamento é traduzido pela lógica de proteção como um bloqueio do VSC de São Paulo;
- Aumento da tensão CC juntamente com a queda acentuada da tensão CA – Esse comportamento é traduzido pela lógica de proteção como um curto-circuito monofásico ou trifásico na rede CA receptora de São Paulo.

A descrição do funcionamento do controle mostrado na Figura 62 é feita considerando a sua aplicação no VSC do Rio de Janeiro. Vale ressaltar que o princípio de funcionamento é o mesmo para o controle aplicado no VSC de Minas Gerais. Se a tensão CC medida do VSC do Rio de Janeiro (dcVltglfRJ) for maior que o valor de referência

(REF. TENSAO CC_BLOCK_RJ) da tensão CC e a tensão CA medida do VSC do Rio de Janeiro (VpuIRJ) for maior que o valor de referência (REF. TENSAO CA_BLOCK_RJ) da tensão CA é gerado um sinal com valor 1 para a porta OU. Esse sinal 1 é invertido para 0 e é atribuído à variável PDTOVDRJ que faz a troca do modo de controle de potência para tensão CC no VSC do Rio de Janeiro. Esse é o princípio de funcionamento da lógica de atuação para bloqueio do VSC de São Paulo.

Se a tensão CC medida do VSC do Rio de Janeiro (dcVltglfRJ) for maior que o valor de referência (REF. TENSAO CC_CURTO_RJ) da tensão CC e a tensão CA medida do VSC do Rio de Janeiro (VpuIRJ) for menor que valor de referência (REF. TENSAO CA_CURTO_RJ) da tensão CA é enviado um sinal com valor 1 para a porta OU. Esse sinal 1 é invertido para 0 e é atribuído à variável PDTOVDRJ que faz a troca do modo de controle de potência para tensão CC no VSC do Rio de Janeiro. Esse é o princípio de funcionamento da lógica de atuação para curto-circuito trifásico na rede CA equivalente do VSC de São Paulo.

A variável BLOCK_RJ é um sinal que desabilita a lógica de atuação por bloqueio durante um determinado período de tempo ajustado e contado a partir da atuação da lógica de curto-circuito. O tempo de desabilitação da lógica de atuação por bloqueio é dado pela variável test_RJ. A variável trava_dc_RJ é um sinal que mantém ativa a lógica de atuação para curto durante todo o tempo em que a tensão CC (dcVltglfRJ) ainda está maior que a referência (REF. TENSAO CC_CURTO_RJ) de tensão CC, mesmo que a tensão CA medida seja maior que a referência (REF. TENSAO CA_CURTO_RJ) da tensão CA.

Para que a mudança da filosofia de controle do VSC do Rio de Janeiro possa ser feita manualmente pelo operador, basta que seja atribuído o valor 0 à variável SELECTRJ e depois seja atribuído o valor de 0 ou 1 à variável LIGDESLRJ. Se o valor de LIGDESLRJ for igual a 1, esse valor é atribuído à variável PDTOVDRJ e consequentemente o VSC do Rio de Janeiro opera em modo de controle de potência. Se LIGDESLRJ for igual a 0, esse valor é atribuído à variável PDTOVDRJ e o modo de controle do VSC do Rio de Janeiro é trocado para controle de tensão.

A Figura 64 mostra os resultados de alguns testes executados na lógica de proteção da Figura 62 com a finalidade de analisar o seu comportamento frente às condições de sobretensões CC e sobretensões na rede CA. Essas condições refletem o comportamento das tensões no VSC do Rio de Janeiro devido a um bloqueio permanente do VSC de São Paulo.

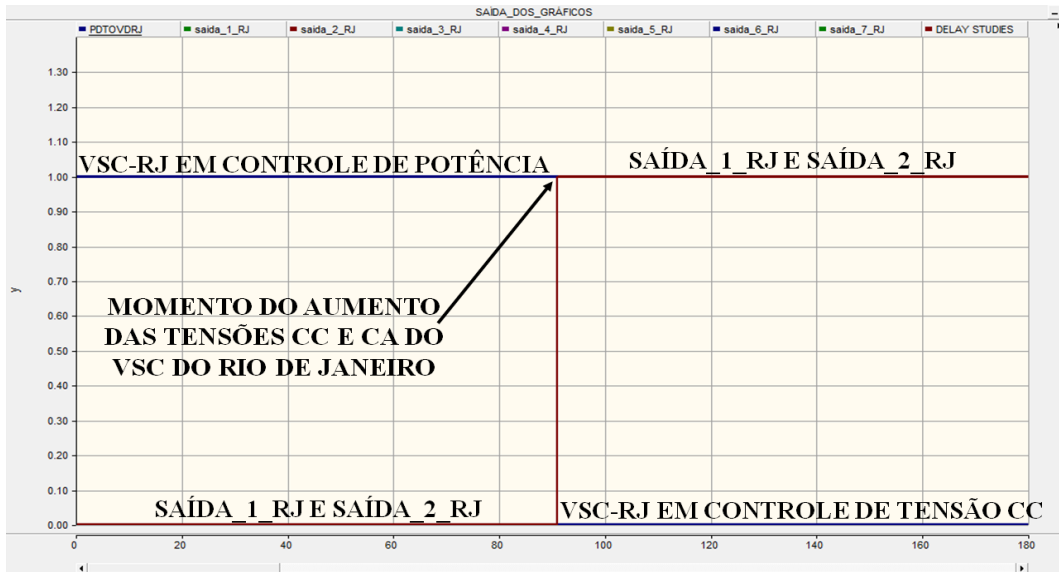


Figura 64- Atuação da lógica de proteção do VSC do Rio de Janeiro, através da simulação de bloqueio de um VSC.

A outra operação estudada nesses testes foi a simulação de um curto-circuito trifásico na rede CA equivalente do VSC de São Paulo. Nessa condição operativa ocorre uma sobretensão CC e um afundamento da tensão CA no VSC do Rio de Janeiro. A Figura 65 mostra os resultados dos testes executados na lógica de proteção da Figura 62, considerando essa sobretensão CC e o afundamento de tensão na rede CA equivalente do VSC do Rio de Janeiro.

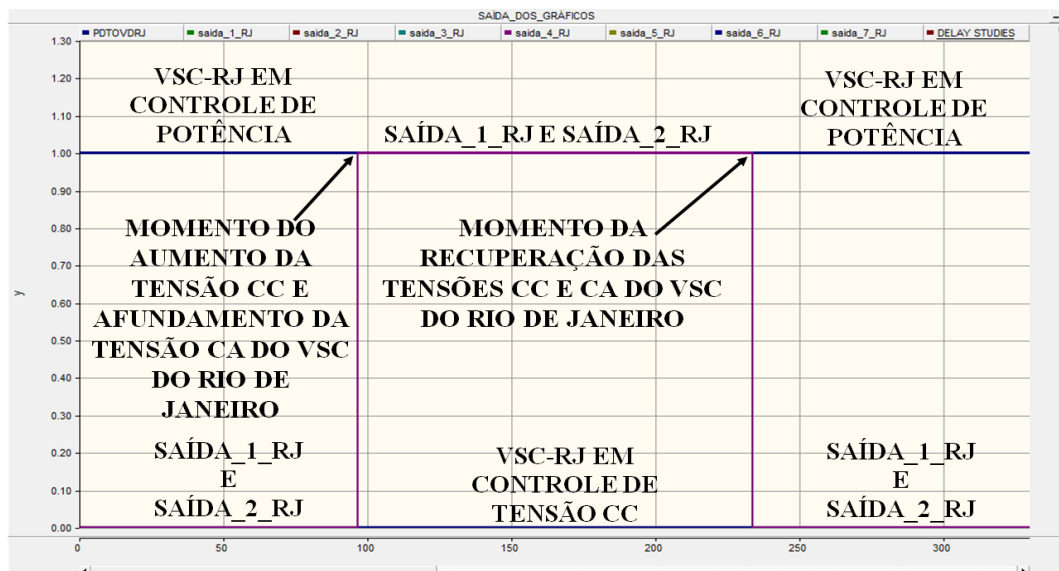


Figura 65- Atuação da lógica de proteção do VSC do Rio de Janeiro, através da simulação de um curto-circuito.

Conforme citado nas premissas adotadas para a concepção dessa lógica foi montada uma proteção para o impedimento do funcionamento da lógica de bloqueio durante a atuação da lógica de curto-circuito. Após a pesquisa do comportamento desse sistema nas

condições de curto-circuito trifásico na rede CA equivalente e bloqueio do VSC de São Paulo foi verificado que pode haver alguns pontos operativos que sensibilizam as duas lógicas de proteção. Para evitar que haja a atuação dessas duas lógicas por um mesmo evento foi montada essa proteção que impede a atuação da lógica de bloqueio durante o curto-circuito trifásico. A Figura 66 mostra a operação dessa proteção.

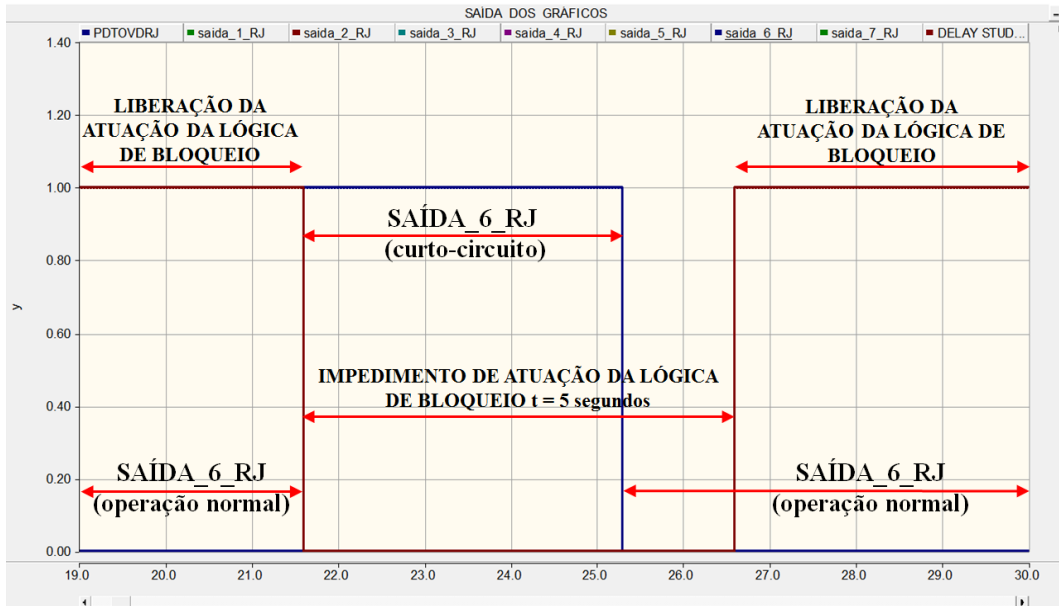


Figura 66- Operação da proteção para atuação e impedimento da lógica do bloqueio no VSC do Rio de Janeiro.

Os resultados apresentados na Figura 64, Figura 65 e Figura 66 mostram que o projeto da lógica de proteção da Figura 62 foi considerado adequado para os requisitos de operação dos VSCs do sistema H²VDC (sem comunicação entre eles e troca da filosofia de controle em caso de emergências). O tempo adotado para o impedimento da lógica de atuação de bloqueio, chamado de *Blockage time off logic*, é de 5 segundos, pois considerando as condições do sistema H²VDC esse é um bom tempo para que o sistema volte as suas condições normais de regime. Esse tempo vai depender das características elétricas de cada sistema e deve ser determinado através de estudos de regime permanente e estabilidade.

A lógica de proteção mostrada na Figura 62 também foi projetada visando outras finalidades, pelo fato dela poder detectar uma determinada condição do sistema e gerar um determinado sinal de saída (0 ou 1) a partir dessa condição. O sinal de saída dessa lógica pode ser usado para enviar uma ordem de aumento de potência de um determinado VSC no caso do bloqueio de um outro VSC. Como essa lógica foi concebida com a finalidade de identificar uma condição de curto-circuito ou bloqueio e tomar uma determinada decisão, a lógica de identificação de curto-circuito pode ser congelada e habilitada apenas a lógica de bloqueio. Nesse esquema de funcionamento, a lógica de proteção está em modo de *atuação por bloqueio*. No outro lado, quando somente a lógica de atuação de curto-circuito está habilitada, ela está em modo de *atuação por curto-circuito*. Quando as duas lógicas (*atuação por bloqueio e curto-circuito*) estão

habilitadas para atuar, ela está em modo de operação *normal*.

Esse tipo de procedimento será usado em um dos casos de simulação para análise do comportamento do sistema H²VDC. Nesse caso, o retificador estará em controle de tensão, ou seja, será um conversor slack em potência e qualquer desequilíbrio de potência no sistema H²VDC será compensado pela potência despachada por ele. No caso de curto-circuitos em redes CA receptoras, esse retificador atua transitória e mantendo esse equilíbrio. Por premissa adotada nessa tese, que é explicada com mais detalhes no capítulo 5, no caso de um bloqueio de um VSC, outro VSC deve assumir essa potência e nesse caso a lógica de proteção deve atuar somente para bloqueio (modo de *atuação por bloqueio*).

Para a obtenção dos valores da tensão CC e tensão CA, que são adotados como referências para a lógica de proteção no caso 2, foram aplicados testes de bloqueio permanente e curto-circuitos monofásico e trifásico em cada VSC. Durante a aplicação desses testes foram mapeados os valores dessas tensões em cada VSC sem a atuação de nenhuma proteção. A partir do mapeamento desses valores foram determinadas as condições de tensão nas quais a lógica de proteção deveria atuar para curto-circuito trifásico e bloqueio permanente do VSC-SP, conseqüentemente mudando a filosofia de controle do VSC-RJ. No sistema H²VDC, uma característica bem marcante ao desequilíbrio de potência é o aparecimento de sobretensões nos terminais CC. Nesse mapeamento realizado foi observado que no caso do bloqueio permanente de um VSC, além das sobretensões CC, também são visualizadas sobretensões na rede CA do VSC. No caso de um curto-circuito na rede CA receptora, o mapeamento das tensões mostrou que além das sobretensões CC, também é visualizado afundamento de tensão nessa rede CA. Assim, baseadas nessas características apresentadas, a Tabela 8 mostra os valores adotados para atuação da lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ para um bloqueio ou curto-circuito trifásico no VSC-SP.

Tabela 8- Ajuste dos valores de tensão para a lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ e VSC-MG

Atuação para	Valores adotados			
	VSC-RJ		VSC-MG	
	Tensão CC	Tensão CA	Tensão CC	Tensão CA
Bloqueio Permanente	580 kV	1.062 pu	-	-
Curto-circuito trifásico	570 kV	0.9 pu	570 kV	1.0 pu

O comportamento da tensão CA foi usado para dar uma maior distinção ao controle entre as características de um bloqueio ou curto-circuito no sistema. Em um primeiro momento foi utilizada a atuação para curto-circuito e bloqueio considerando somente o valor da sobretensão CC, mas em alguns casos foram percebidas atuações errôneas principalmente para a atuação da lógica de curto quando na verdade estava ocorrendo um bloqueio de um VSC. Assim, para melhorar a seleção do evento no sistema, também foi inserida uma lógica do tipo and que considera também a tensão CA da rede receptora.

A lógica de proteção mostrada na Figura 63 apresenta os mesmos princípios de funcionamento da lógica de proteção mostrada na Figura 62 e serão descritos

resumidamente abaixo:

- Aumento da tensão CC juntamente com aumento da tensão CA – Esse comportamento é traduzido pela lógica de proteção como um bloqueio do VSC de São Paulo e gera um sinal para o redespacho do VSC-RJ;
- Aumento da tensão CC juntamente com a queda acentuada da tensão CA – Esse comportamento é traduzido pela lógica de proteção como um curto-circuito trifásico na rede CA receptora de São Paulo e gera um sinal de intertravamento do sinal de redespacho por bloqueio.

Os valores de ajuste para a atuação da lógica de proteção que é aplicada no *Caso 2* são mostrados na Tabela 9.

Tabela 9- Ajuste do valor de tensão para a lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ para o *Caso 2*

Atuação para	Valores adotados	
	VSC-RJ	
	Tensão CC	Tensão CA
Bloqueio Permanente	580 kV	1.065 pu
Curto-circuito trifásico	580 kV	0.95 pu

Esse item da tese é referente apenas aos controles adotados para o funcionamento do sistema H²VDC. Por conseguinte, a descrição completa sobre as características operativas dos *Casos 1 e 2* é feita com mais detalhes no capítulo 5.

5-SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo será avaliado o desempenho do sistema H^2VDC frente às condições operativas de “start-up” ou inicialização do sistema, regime de operação normal e emergências. Todo processo de operação desse sistema é considerado importante, pois pode determinar se esse sistema idealizado tem condições de se tornar, no futuro, uma nova alternativa de transmissão em corrente contínua ou até mesmo identificar alguns pontos mais débeis que necessitam ser melhorados ou melhor desenvolvidos. Neste capítulo, também, são descritas as conclusões mais específicas sobre o comportamento do sistema H^2VDC frente a essas condições operativas.

Nesta tese são sugeridas e desenvolvidas duas formas de operação, chamadas de *Caso 1* e *Caso 2*, para o estudo do desempenho do sistema H^2VDC , considerando a sua operação em regime permanente e as emergências. Cada um dos casos é descrito e explicado abaixo para análise do desempenho do sistema H^2VDC :

- 1) *Caso 1* – Nesse caso de operação, o retificador CSC opera em modo de controle de corrente. A operação do sistema H^2VDC é feita totalmente sem sinais de comunicação entre os VSCs. No bloqueio de um VSC (São Paulo, que em regime permanente está operando em modo de controle de tensão), algum outro VSC (Rio de Janeiro ou Minas Gerais) deve trocar o seu modo de controle de potência para controle de tensão CC. Esse procedimento de troca de controle é obrigatório pois o sistema CC em configuração multiterminal deve ter pelo menos um conversor operando em modo de controle de tensão para controlar a tensão do elo CC. Além dessa característica, essa troca de controle faz com que esse VSC em controle de tensão transmita a potência do VSC bloqueado fazendo com que não haja sobretensões danosas ao sistema. Neste caso foi aplicado um controle, conforme mostrado na Figura 62 e sua lógica de operação é descrita com mais detalhes em 4.2.3. Este controle mede a tensão no elo CC e rede CA para inferir se houve bloqueio de outro VSC, curto-circuitos monofásico ou trifásico na rede CA receptora de outro VSC. Dependendo da situação, o controle toma alguma decisão para reestabelecer o equilíbrio de potência no sistema e evitar sobretensões danosas ao mesmo;
- 2) *Caso 2* – Nesse caso, a operação do sistema H^2VDC totalmente sem sinais de comunicação entre os VSCs e o retificador. Neste caso o retificador opera continuamente em modo de controle de tensão, sem comutação para o controle de potência na operação em regime permanente. Portanto, o retificador opera apenas em modo de controle de tensão e todos os VSCs operam em modo de controle de potência. Assim, qualquer desequilíbrio de potência no sistema H^2VDC (bloqueio de conversor ou curto-circuito) é compensado por uma redução ou aumento automático da potência no retificador pois ele será um conversor em “slack” de potência e assim o equilíbrio de potência será

reestabelecido. Como o retificador opera em controle de tensão, ele opera, na verdade, como um CSC com controle de tensão. De fato, esse é o caso dual ao caso do VSC com controle de corrente. Para esta operação na qual o retificador está em modo de controle de tensão foi desenvolvida uma lógica de controle que gera um sinal de redespacho num determinado VSC quando ocorre o bloqueio de outro VSC com o objetivo de manter a potência transmitida constante. Para as condições de curto-circuito monofásico e trifásico, o retificador compensa automaticamente o desequilíbrio de potência do sistema e volta às condições normais de operação se o curto for eliminado. No caso do bloqueio de um VSC, o retificador reduz, automaticamente, a potência transmitida e em seguida, a lógica de controle atua para redespachar a potência de um outro VSC de tal maneira que todas as redes CA equivalentes continuem ainda a ser atendidas. Naturalmente, esse redespacho depende da capacidade de sobrecarga de cada VSC.

Uma etapa importante da operação do sistema H²VDC é o seu processo de tomada de carga de zero até os seus valores de potência transmitida em regime permanente. Esse processo é composto pela partida dos geradores e estabilização dos seus controles, conexão desses geradores à rede CA do retificador CSC para o processo de carga dos capacitores dos VSCs e posterior transmissão de potência para os VSCs do sistema. As etapas operativas que são mostradas a seguir foram determinadas após vários estudos teóricos conceituais e de simulações sobre como partir esse sistema da condição de potência zero e chegar ao seu estado de regime permanente (operação contínua) de forma controlada. Esta forma “controlada” de partida do sistema H²VDC significa causar o menor transitório possível de tensão, corrente e potência ao sistema em geral. Assim, com esta finalidade, foi determinada a seguinte sequência de partida para o sistema H²VDC, operando no Caso 1, desde o valor zero de potência até o seu estado de regime permanente.

1. Partida dos geradores síncronos e estabilização dos seus respectivos controladores (regulador de tensão e regulador de velocidade);
2. Conexão desses geradores à rede CA do retificador CSC do sistema H²VDC;
3. Definição da ordem de tensão do retificador CSC em 530 kV para início do processo de carga dos capacitores;
4. Carregamento simultâneo dos capacitores do elo CC;
5. Quando a tensão nominal do PCC do elo CC, definido como a tensão no capacitor do VSC-SP, é atingida (520 kV), um sinal para que ocorra uma troca automática do modo de controle do retificador que passa de controle de tensão CC (usado para o processo de carga dos capacitores) para controle de corrente CC (transmissão de potência pelo sistema) é enviado;
6. O retificador, logo após esta troca do modo de controle, é ajustado para operar em 10% da corrente nominal (0.31 kA) e no mesmo instante apenas

- o VSC-SP é desbloqueado para transmitir toda potência enviada pelo retificador (em condições normais de operação, este VSC-SP está em modo de controle tensão sendo o “slack” do sistema);
7. Após um período de operação do CSC em 10% da corrente nominal, o controle de potência é ajustado para rampear a potência do retificador CSC para o seu valor nominal (1860 MW), numa taxa de aproximadamente 19 MW/s que também ocasiona o mesmo rampeamento de potência no VSC-SP nessa mesma taxa;
 8. Quando a potência do VSC-SP atinge o valor de 300 MW (escolhido aleatoriamente), o VSC-RJ deve ser desbloqueado e a sua potência, inicialmente, ajustada para operar com valor zero;
 9. Após um determinado período de operação do VSC-RJ com potência zero, o seu controle de potência é ajustado para fazer o rampeamento de potência do valor zero até 480 MW numa taxa de aproximadamente 18 MW/s;
 10. Durante o período no qual a potência do VSC-RJ está sendo rampeada até o valor de 480 MW, o controle do retificador continua rampeando a sua potência;
 11. A potência de 480 MW é o valor definido para a operação em regime permanente;
 12. Após a potência do VSC-RJ atingir 480 MW, o VSC de Minas Gerais é desbloqueado e a sua potência, inicialmente, ajustada para operar com valor zero;
 13. Após um determinado tempo em operação igual a zero, o VSC-MG é ajustado para a operação com potência de 308 MW quando ocorre o seu rampeamento de potência de zero até esse valor numa taxa de 18 MW/s;
 14. Após todos esses procedimentos, o sistema H²VDC deve operar, em regime permanente, com potência de 1860 MW na saída do retificador CSC, 486 MW na entrada do VSC-RJ, 308 MW na entrada do VSC-MG e 840 MW na entrada do VSC-SP.

Nessa operação de tomada de carga do sistema H²VDC foi considerado que, durante o rampeamento de potência nos VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais, conforme descrito nos itens 9 e 13, não deveria haver variação no valor da potência transmitida pelo VSC de São Paulo (“slack” em potência). Assim, os valores adotados para os rampeamentos de potência do VSC-RJ e VSC-MG, a saber 18 MW/s, foram suficientes para que não ocasionassem variação no VSC-SP.

Considerando o **Caso 2** no qual o retificador opera em controle de tensão e os VSCs operam em controle de potência é determinada a seguinte sequência de partida para o sistema H²VDC do seu valor zero de potência até que o seu estado de regime permanente seja atingido:

1. Processo de partida dos geradores e estabilização dos seus respectivos controladores (regulador de tensão e regulador de velocidade);

2. Conexão dos geradores à rede CA do retificador do sistema H²VDC;
3. Definição da ordem de tensão final do retificador em 530 kV e rampeamento até este valor;
4. Carregamento simultâneo (durante o rampeamento da tensão) dos capacitores dos VSCs de SP, RJ e MG até as suas respectivas tensões nominais (520 kV);
5. Quando a tensão nominal do PCC, ou do VSC-SP, é atingida (520 kV) o VSC de São Paulo é desbloqueado e começa a operar com ordem de potência zero;
6. A definição da ordem de tensão do retificador é mudada de 530 kV para 590 kV e a ordem de potência do VSC de São Paulo passa de zero para 846 MW, em uma característica de rampa;
7. O retificador começa a rampear a tensão CC numa taxa de 1 kV/s, enquanto o VSC de São Paulo está rampeando a sua potência numa taxa de aproximadamente 18 MW/s;
8. Quando a potência do VSC-SP atingir o valor de 846 MW (escolhido aleatoriamente), o VSC-RJ deverá ser desbloqueado e a sua potência, inicialmente, ajustada para operar com valor zero;
9. Após um período de operação do VSC-RJ com potência zero, o seu controle de potência é ajustado para fazer o rampeamento de potência do valor zero até 482 MW numa taxa de aproximadamente 18 MW/s;
10. Durante o período no qual a potência do VSC-RJ está sendo rampeada até o valor de 482 MW, a tensão CC do retificador atinge o seu valor de ajuste (590 kV) e fica estabilizada nesse valor;
11. Durante o rampeamento da potência do VSC-RJ, a tensão CC dos VSCs é reduzida;
12. Após a potência do VSC-RJ atingir 482 MW, o VSC de Minas Gerais é desbloqueado e a sua potência é ajustada para rampear de zero até a referência de regime permanente de 304 MW, numa taxa de aproximadamente 17 MW/s;
13. Após o VSC-MG atingir o seu valor de potência em regime permanente, a tensão CC do sistema H²VDC se estabiliza;
14. Assim, na operação em regime permanente, a potência do retificador deve operar com 1860 MW, o VSC-SP em 846 MW, o VSC-RJ em 482 MW e o VSC-MG em 304 MW e esse somatório é menor que 1860 MW por causa das perdas na linha.

Vale ressaltar que os valores adotados para a operação em regime permanente do sistema H²VDC foram arbitrados de tal maneira que representassem as características de carga da região sudeste do sistema elétrico brasileiro. Nessas considerações, o VSC de São Paulo transmite o maior valor de potência, seguido pelo VSC do Rio de Janeiro e o VSC de Minas Gerais com a potência mais baixa. Outros valores de potência transmitida pelos VSCs poderiam ser adotados dependendo das características do sistema de

transmissão e do seu sistema receptor CA a ser representado.

No *Caso 1* e no *Caso 2*, quando um determinado VSC é desbloqueado, foi determinado que ele deve operar um determinado período de tempo com potência zero até o início do rampeamento da sua potência. No momento que o respectivo conversor é desbloqueado são visualizadas pequenas oscilações de potência e tensão que logo são eliminados. Esse procedimento de operar um determinado período de tempo com potência zero é adotado, simplesmente, para que o rampeamento da potência seja feito com os respectivos controles (potência e tensão CA) totalmente estabilizados e sem oscilações. O tempo no qual esse conversor deve operar com potência zero deve ser determinado através de estudos e simulações.

Para análise do comportamento do sistema H²VDC em regime transitório foram aplicadas as seguintes emergências considerando a total ausência de sinais de comunicação entre os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais:

- Aplicação de curto-circuito monofásico, não simultâneo, na rede CA receptora de 500 kV do CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG;
- Aplicação de curto-circuito trifásico, não simultâneo, na rede CA receptora de 500 kV do CSC, VSC-SP, VSC-RJ E VSC-MG;
- Bloqueio não simultâneo do VSC-SP e VSC-RJ;
- Curto-circuito na linha CC no trecho entre o retificador e o PCC;
- Curto-circuito no PCC;
- Intercâmbio de potência entre os VSCs da configuração multiterminal.

Essas emergências fornecem um diagnóstico do comportamento transitório do sistema H²VDC frente às condições operativas adversas, assim como, através dessa pesquisa, podem ser identificados pontos adversos para a aplicação prática desse sistema. Esta tese não tem a finalidade nem o propósito de determinar se o *Caso 1* é melhor ou pior que o *Caso 2* e sim pesquisar algumas formas de operação que podem ser aplicadas ao sistema H²VDC, assim como determinar os pontos fortes e fracos de cada *caso* numa eventual aplicação desse sistema num sistema de potência real.

Conforme mencionado nessa tese foram utilizadas três configurações de filtros de 247 Mvar (3rd/13th/40th, 5th/11th/23th/hp, 13th/31th damped) cada na rede CA do retificador para a filtragem dos harmônicos gerados por esse equipamento. Após várias pesquisas sobre as possíveis maneiras de inserir esses filtros no sistema CA do retificador do sistema H²VDC foi usado o critério do nível de potência transmitida pelo retificador, ou seja, assim que a potência transmitida pelo retificador atinge um determinado valor é enviado um sinal para que seja inserido um determinado montante de filtro. No CSC, o valor da

potência reativa indutiva está em torno de 0,5 a 0,6 da sua potência ativa despachada. Assim, para determinar o valor da potência ativa no qual os filtros deveriam ser inseridos, foi determinado que os próprios filtros deveriam, aproximadamente, equilibrar esse montante de potência reativa indutiva do conversor. A Tabela 10 mostra a relação entre a potência ativa convertida pelo retificador e o montante de filtro inserido.

Tabela 10- Relação entre a potência convertida pelo retificador e o montante de filtro inserido

Potência ativa convertida pelo retificador	Montante de filtro inserido
P = 20 MW	Primeiro montante de 247 Mvar (13th/31th damped)
P = 900 MW	Segundo montante de 247 Mvar (5th/11th/23th/hp)
P = 1700 MW	Terceiro montante de 247 Mvar (3rd/13th/40th)

A Tabela 10 mostra que o primeiro montante de filtro a ser inserido no sistema, de 247 Mvar, é com a potência ativa de 20 MW no retificador. Esse valor inicial de potência ativa (20 MW) foi escolhido, somente, para evitar que o conversor comece a fazer a retificação de potência sem algum filtro conectado aos seus terminais. Pela sequência da Tabela 10, com 900 MW de potência ativa é inserido um total de 494 Mvar. Com 1700 MW é inserido o terceiro montante, perfazendo um total de 741 Mvar. Vale ressaltar que os valores de Mvar fornecidos na Tabela 10 são os valores nominais e referentes a 1 pu de tensão no seu ponto de conexão e que o Mvar capacitivo efetivo será dado pelo produto do Mvar nominal com o quadrado da tensão medida nesse ponto de conexão, em pu. Maiores detalhes sobre as características construtivas aplicadas aos filtros dos CSCs podem ser vistos na seção 4.1.2.

Os filtros referentes aos VSCs foram inseridos manualmente nas suas respectivas redes CA, logo no início da simulação, sem nenhum automatismo ou critério mais específico para sua inserção. Maiores detalhes sobre as características construtivas aplicadas aos filtros do CSC e VSC podem ser vistos no item 4.1.2.

Todo o estudo do comportamento do sistema H²VDC foi realizado na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. Para a análise do desempenho desse sistema são plotadas algumas variáveis que descrevem o comportamento do retificador e dos inversores VSCs nas condições de regime permanente e emergências. Com a proposta de facilitar a análise dessas variáveis e, conseqüentemente, o comportamento desse sistema, foi desenvolvida a Figura 67 que enumera e associa a localização dos respectivos pontos de medição adotados nesse sistema.

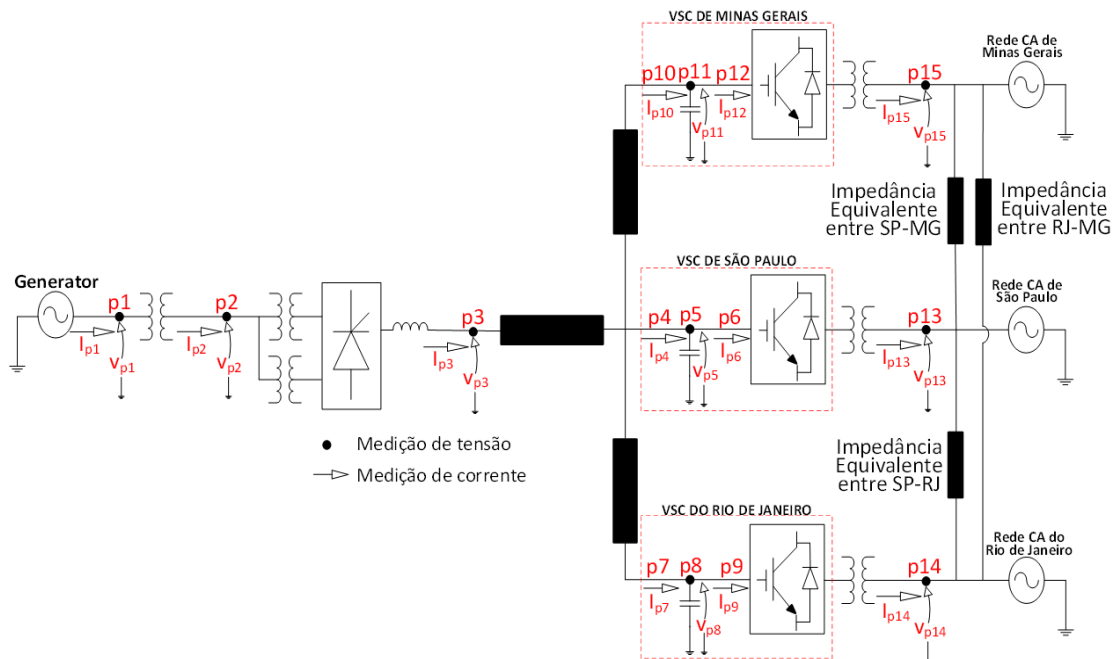


Figura 67 – Sistema H²VDC com os seus respectivos pontos de medição.

A descrição de cada ponto de medição inserido na Figura 67 e o seu respectivo significado é detalhada abaixo:

p1 é o ponto de medição de corrente, tensão e potência na saída do gerador equivalente;

p2 é o ponto de medição de corrente, tensão e potência no lado de alta tensão do transformador elevador da usina;

p3 é o ponto de medição de corrente, tensão e potência no lado CC do retificador incluindo o reator de alisamento;

p4 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-SP antes do respectivo capacitor CC (do lado da linha CC);

p5 é o ponto de medição da tensão do capacitor CC no VSC-SP;

p6 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-SP depois do respectivo capacitor CC (entre o capacitor e o VSC);

p7 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-RJ antes (lado da linha CC) do respectivo capacitor CC;

p8 é o ponto de medição da tensão do capacitor CC no VSC-RJ;

p9 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-RJ depois (entre o capacitor e o VSC) do respectivo capacitor CC;

p10 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-MG antes (do lado da linha CC) do respectivo capacitor CC;

p11 é o ponto de medição da tensão do capacitor CC no VSC-MG;

p12 é o ponto de medição de corrente e potência no VSC-MG depois do respectivo capacitor CC;

p13 é o ponto de medição de tensão, corrente e potência na rede CA equivalente do VSC-SP;

p14 é o ponto de medição de tensão, corrente e potência na rede CA equivalente do

VSC-RJ;

p15 é o ponto de medição de tensão, corrente e potência na rede CA equivalente do VSC-MG.

Nas respostas simuladas, o ponto de medição das curvas é identificado com a letra **p** juntamente com o seu número indicativo. Por exemplo, **p1** significa que o ponto de medição da respectiva curva está referenciado à saída dos geradores.

5.1- Análise do sistema H²VDC para o Caso 1

Conforme citado anteriormente foram pesquisadas duas formas para análise do desempenho do sistema H²VDC, considerando a sua operação em regime permanente e emergências. No Caso 1, o retificador CSC está em modo de controle de corrente e o VSC-RJ e o VSC-MG estão em modo de controle de potência. O VSC-SP está em modo de controle de tensão CC. A análise do processo de “start-up” do sistema H²VDC, que será mostrada em 5.1.1, é referente somente ao Caso 1. Inicialmente, o VSC de São Paulo está em modo de controle de tensão CC e conseqüentemente fornece a referência de tensão para o sistema H²VDC. Quando o VSC-SP é bloqueado, algum VSC que está em controle de potência deve mudar o seu modo de controle para controle de tensão CC e garantir o controle de tensão do elo CC. No caso de curto-circuito trifásico na rede CA do VSC de São Paulo, outro VSC deve se tornar, transitoriamente, “slack” de potência para manter o equilíbrio e evitar sobretensões no elo CC danosas ao sistema.

5.1.1- Processo de “start-up” do sistema H²VDC

Nesta tese está sendo considerado que os geradores da usina hidrelétrica estão, inicialmente, desconectados do sistema H²VDC e operam inicialmente como fontes de tensão. Em 0,05 s eles passam a operar como gerador equivalente de frequência constante e igual a 1 pu. Nesse caso, a frequência da máquina permanece inalterada em 1 pu mesmo se ocorrer um distúrbio nos seus terminais. Quando $t=2,0$ s é enviado um sinal de controle para que o gerador equivalente passe a operar como máquinas com dinâmica mecânica (com frequência variável). Nesse caso, dependendo do distúrbio, podem ocorrer grandes excursões de frequência e a atuação do regulador de velocidade (regulação primária) é de extrema importância para a operação do sistema. Em $t=2,1$ s é enviado um sinal para o fechamento do disjuntor da usina que acopla o gerador equivalente ao lado CA do retificador. Vale ressaltar que esse comando para o fechamento do disjuntor é dado manualmente (poderia ser fornecido automaticamente através de uma lógica de controle). A Figura 68, Figura 69, Figura 70 e Figura 71 mostram as respostas da frequência, a tensão terminal, as potências ativa e reativa e a potência ativa no lado de alta tensão do transformador elevador da usina.

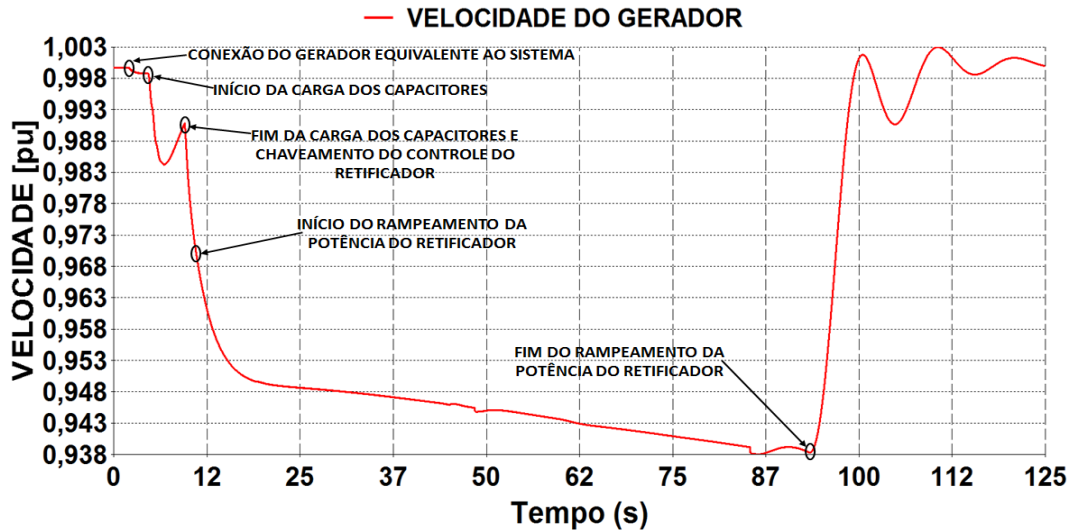


Figura 68 – Frequência do gerador durante o processo de partida do sistema H²VDC.

O comportamento da frequência do gerador equivalente durante o rampeamento da potência, conforme mostrado na Figura 68, pode ser explicado pela equação de oscilação da máquina, a saber:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e, \quad (51)$$

onde

J é o momento de inércia do conjunto gerador e turbina;

ω_m é a velocidade angular do rotor;

T_a é o torque de aceleração;

T_m é o torque mecânico;

T_e é o torque eletromagnético.

Pela análise de (51) é possível entender o comportamento do gerador mostrado na Figura 68. Quando a carga no gerador está aumentando, ou seja, a sua potência elétrica está aumentando, o torque eletromagnético (T_e) também aumenta. Como o torque mecânico (T_m) não acompanha esse aumento pelo fato de ser de ordem mais lenta, isso ocasiona uma variação negativa no torque de aceleração da máquina (T_a), que consequentemente irá ocasionar uma derivada negativa da velocidade $\frac{d\omega_m}{dt}$. Essa derivada negativa será vista como uma redução na velocidade do gerador. Esse é o fenômeno que ocorre quando o gerador está tomando carga e a sua velocidade diminui em relação ao seu valor nominal. Por outro lado, quando há algum problema no qual a sua potência elétrica é interrompida ou reduzida e o torque mecânico não acompanha essa redução pelo fato de ser de ordem mais lenta, isso ocasiona uma variação positiva no torque de

aceleração da máquina (T_a), que conseqüentemente irá ocasionar uma derivada positiva da velocidade $\frac{d\omega_m}{dt}$. Essa derivada positiva será vista como um aumento na velocidade do gerador.

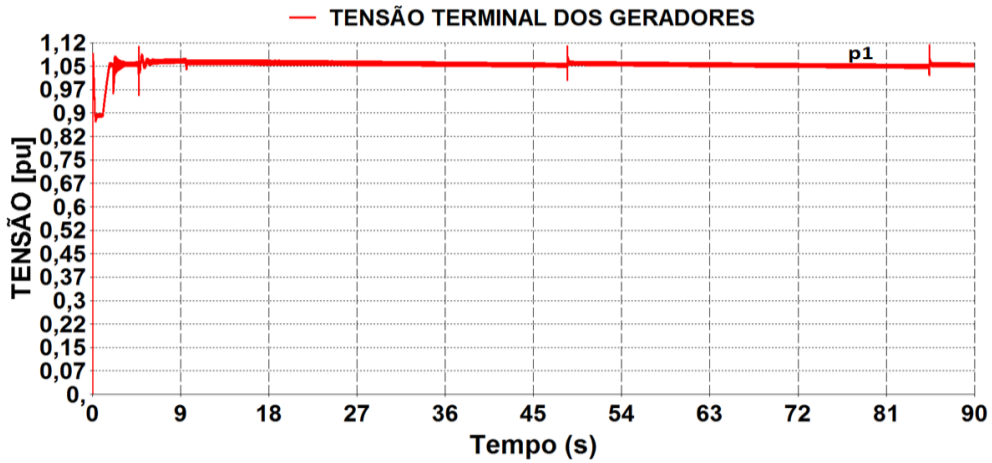


Figura 69 – Tensão CA rms nos terminais dos geradores.

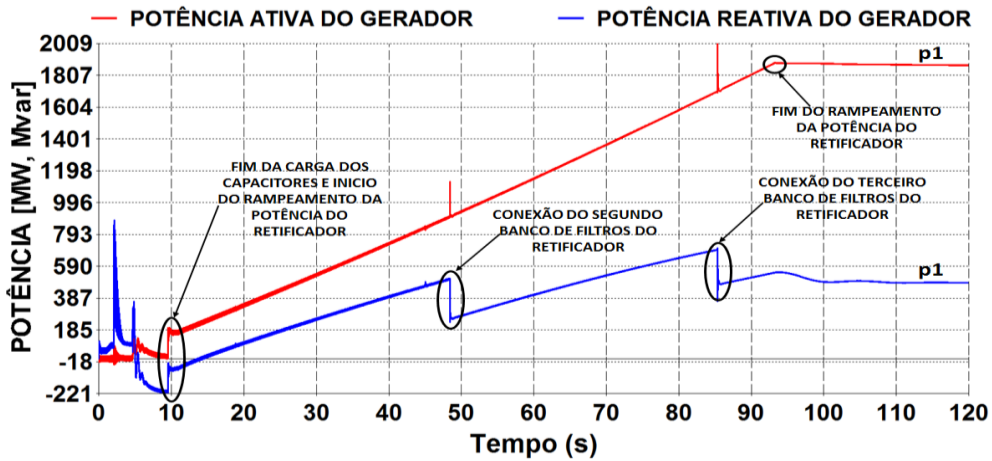


Figura 70 – Potências ativa e reativa nos terminais do gerador.

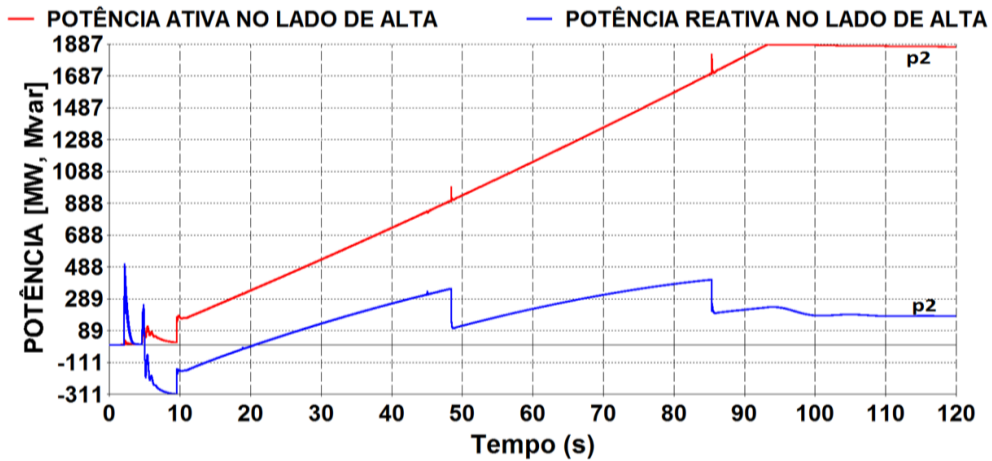


Figura 71 – Potências ativa e reativa no terminal de 500 kV do transformador elevador da usina.

A análise das Figura 68 a Figura 71 mostra que a inicialização dos geradores e a sua posterior conexão à rede CA do sistema retificador ocorreram sem maiores problemas. Durante o rampeamento da carga no retificador do sistema H²VDC houve uma queda controlada na frequência dos geradores síncronos, que atingiu o valor mínimo de 0,938 pu. No instante que a potência do retificador CSC atingiu o seu valor de ajuste de regime permanente (em torno de 1860 MW), o regulador de velocidade atuou com a finalidade de levar a frequência dos geradores para o valor próximo de 1 pu (valor de equilíbrio entre carga e geração em regime permanente).

A taxa negativa de variação da frequência, durante o processo de rampeamento da potência, é influenciada principalmente por 4 fatores:

- Parâmetros utilizados para o ajuste do regulador de velocidade;
- Inércia dos geradores síncronos;
- Valor da taxa do rampeamento de potência do retificador;
- Inserção de controle adicional no retificador que venha a dar uma característica de carga ao elo CCAT;

A modelagem utilizada para o regulador de velocidade dos geradores síncronos dessa tese é proveniente dos estudos iniciais do sistema de transmissão CCAT das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau (Rio Madeira) [2]. Nesse estudo, não foi feito nenhum ajuste mais preciso nos parâmetros com a finalidade de melhorar o desempenho e conseqüentemente a resposta dos geradores para a queda de frequência. Vale ressaltar que a resposta desses geradores frente ao rampeamento de potência poderia ser melhorada com ajustes mais precisos nos seus parâmetros. Reguladores de velocidade com atuações mais rápidas podem causar instabilidade ao sistema.

Os geradores síncronos são do tipo Kaplan-bulbo, que possuem baixa inércia, e conseqüentemente estão sujeitos a grandes variações de frequência quando há algum desequilíbrio de potência no sistema. A constante de inércia adotada para esses geradores é de 1,4 s conforme especificado nos estudos do sistema de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira [2]. Com a aplicação de geradores síncronos com maiores constantes de inércia, provavelmente essa queda na frequência seria menos acentuada.

A taxa do rampeamento de potência do retificador também é um fator que influencia diretamente a queda de frequência do gerador. Quanto menor for a taxa de rampeamento de potência do retificador menor será a queda da frequência durante esse processo. Conforme citado anteriormente, a taxa utilizada nessa tese para o rampeamento da potência do retificador foi de 19 MW/s. Em sistemas de transmissão em corrente contínua, essa taxa de subida, assim como a taxa de descida, é um parâmetro muito importante pois influencia diretamente no desempenho do sistema CA conectado aos seus terminais. Se essa taxa de subida for muito rápida ela pode ocasionar afundamento de tensão e perda da estabilidade dependendo das características do sistema (SCR, nível de tensão etc.). No caso da rampa ser muito lenta, esse sistema pode demorar muito na tomada de carga. Devem ser feitos estudos mais detalhados para se determinar a melhor taxa de rampeamento da potência.

A inserção de controle adicional no sistema de transmissão CCAT, que venha a introduzir uma característica de carga nesse sistema, ajuda o regulador de velocidade a reduzir a queda da frequência durante o rampeamento da carga, assim como ajuda na estabilização do sistema. Nessa tese, por causa do alto tempo gasto nas simulações computacionais, o controle stab60, conforme mostrado na seção 4.2.1, não está sendo considerado durante o processo de inicialização do gerador e “start-up” do sistema H²VDC. Esse controle é habilitado somente após o sistema H²VDC atingir os seus valores de regime permanente e atua durante distúrbios para ajudar na estabilização no sistema. O funcionamento do controle stab60 pode ser estudado com mais detalhes no item 4.2.1. A inserção desse controle no sistema CCAT ajuda a reduzir a queda da frequência durante o processo de partida, mesmo tornando essa operação bem mais lenta, assim como eliminaria as oscilações de frequência visualizadas a partir de 100 s na Figura 68. Nessa mesma curva, a subida da frequência a partir de 0,938 até 1 pu seria feita de forma mais suave e sem oscilações.

O gráfico da tensão terminal dos geradores, conforme visualizado na Figura 69, mostrou que o regulador de tensão atuou corretamente e manteve essa tensão terminal estável no valor de 1.05 pu (14.49 kV) durante todo o processo de tomada de carga. Os pequenos picos de tensão visualizados durante a simulação são referentes ao chaveamento dos filtros na rede CA do retificador, conforme mostrado na Tabela 10.

As respostas obtidas para a potência ativa e reativa na rede de 13.8 kV (terminais do gerador) e 500 kV (lado de alta do transformador elevador da usina) foram consideradas normais durante o processo de carga estudado para o sistema H²VDC. Os pequenos picos visualizados nos gráficos de potência ativa e os degraus visualizados nos gráficos de potência reativa da Figura 70 e Figura 71, durante o rampeamento da potência do sistema H²VDC, são referentes ao processo de chaveamento dos filtros na rede CA do retificador.

A análise do processo de “start-up” do sistema H²VDC tem a finalidade de mostrar o comportamento desse sistema em todas as etapas operativas, desde a partida e conexão dos geradores da usina hidrelétrica no sistema até a sua operação contínua em regime permanente. Outros métodos para partida do sistema H²VDC podem ser analisados e aplicados nesse sistema. As figuras a seguir mostram o comportamento do sistema H²VDC durante o processo de start-up.

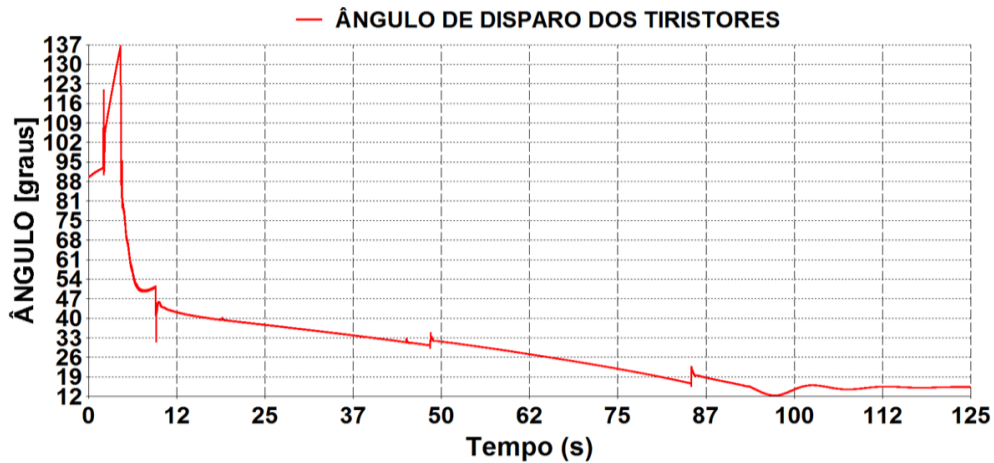


Figura 72 – Ângulo de disparo dos tiristores do retificador CSC.

O valor de regime permanente do ângulo de disparo dos tiristores do retificador ficou em torno de 15°, conforme seu projeto e descrito na Tabela 2. A Figura 72 mostra que o controle de potência reduz esse ângulo suavemente para que a tensão CC no retificador aumente, ocasionando aumento da corrente até a potência do retificador atingir o seu valor de ajuste. Os pequenos “saltos” visualizados na Figura 72, em aproximadamente 47 e 85 segundos, são ocasionados pela inserção do 2° e 3° conjunto de filtros, respectivamente, conforme descrito na Tabela 10. O transitório mostrado em aproximadamente 10 segundos é referente à mudança do controle do retificador de tensão para potência. A Figura 73 mostra o efeito da redução do ângulo de disparo no aumento da tensão CC do retificador.

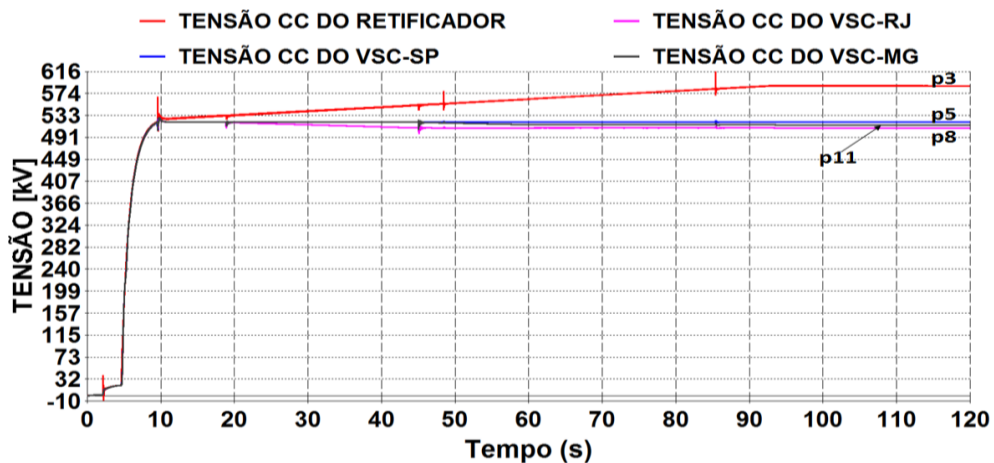


Figura 73 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 73 mostra o comportamento da tensão CC no retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nessa mesma figura, na curva em vermelho, é mostrado o efeito da redução do ângulo de disparo, Figura 72, no aumento da tensão CC do retificador. O aumento da potência do sistema é dado pelo aumento da corrente CC, que é calculada por (60). Nesse caso, U_{dr} é a tensão CC nos terminais do retificador CSC e U_{di} é a tensão no PCC ou nos terminais do capacitor CC do VSC-SP. Como a tensão CC nos terminais do

PCC é mantida constante em 520 kV (VSC-SP em controle de tensão), para se ter o aumento da corrente, a tensão do retificador deve ser aumentada. Esse é o princípio de funcionamento do controle de potência do retificador CSC.

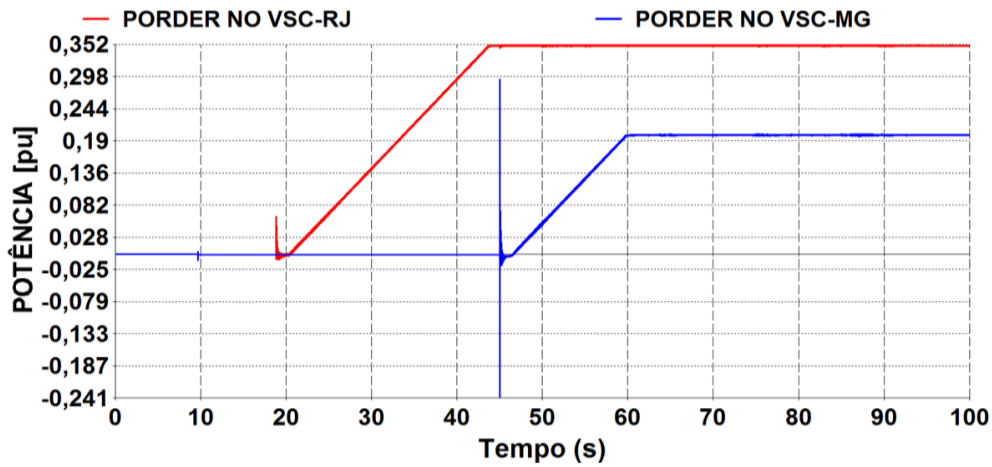


Figura 74 – Ordem de potência no VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 74 mostra a ordem de rampeamento da potência de zero até o valor de regime permanente no VSC-RJ e VSC-MG, ou seja, 0.35 pu e 0.20 pu, respectivamente. O valor considerado para o rampeamento é de 19 MW/s em ambos os VSCs. Os transitórios observados no momento de turn on desses controles são originados pelos valores adotados para os parâmetros das malhas do controle de potência dos VSCs. Conforme observado anteriormente, esses parâmetros foram adotados considerando apenas o método de tentativa e erro sem nenhuma otimização mais detalhada nesses valores. As respostas apresentadas na Figura 74 mostram que as malhas do controle de potência adotadas para o VSC-RJ e o VSC-MG, conforme descritas na Figura 53 e Figura 57, respectivamente, obtiveram bom desempenho no controle da potência.

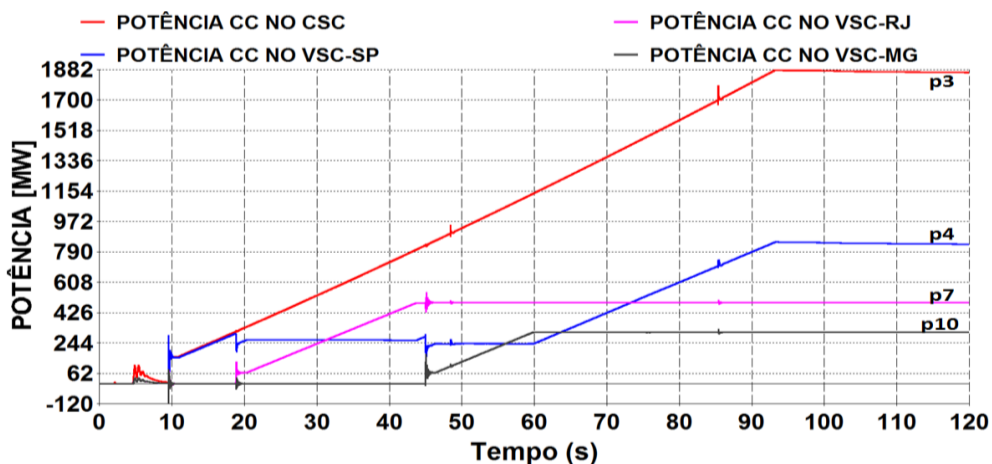


Figura 75 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

As respostas obtidas para as potências CC no CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG são mostradas na Figura 75. Essa figura mostra todo processo de partida da potência CC

do valor zero até o valor ajustado para a operação em regime permanente. Inicialmente, o primeiro VSC a ser rampeado é o de São Paulo, até a potência de 300 MW. Depois, o VSC do Rio de Janeiro é disparado e começa a rampear potência na ordem de 19MW/s até o seu valor de ajuste em regime permanente que é de 486MW. Quando o VSC do Rio de Janeiro atinge o seu valor de regime permanente, o VSC de Minas Gerais é disparado e começa a rampear potência na ordem de 19 MW/s até o seu valor de regime permanente. A partir desse ponto, o aumento de potência no retificador ocasiona aumento na potência transmitida pelo VSC-SP (“slack” de potência) enquanto o VSC-RJ e o VSC-MG ficam estabilizados nos seus valores de regime permanente (controle de potência). O valor do rampeamento da potência do VSC-RJ e do VSC-MG, 19 MW/s, foi adotado considerando a premissa na qual a derivada de potência do VSC de São Paulo deve ser igual a zero durante o rampeamento de potência do VSC-RJ ou VSC-MG. Os rampeamentos de potência aplicados nesse sistema, de um pequeno valor até o regime permanente, são necessários para evitar grandes transitórios de tensão, assim como evitar problemas de colapso de tensão na rede CA receptora quando a potência é elevada muito rapidamente. Conforme já citado anteriormente, o rampeamento de potência no CSC tem consequência direta na variação de frequência dos geradores conectados aos seus terminais. Quanto maior a taxa de variação positiva da rampa de potência, maior será o afundamento da frequência dos geradores. O valor do rampeamento de potência para o CSC foi aplicado observando a queda de frequência nos geradores síncronos conectados aos seus terminais. Esse valor de 19 MW/s está na ordem de grandeza das taxas adotadas para os elos CCAT existentes no Brasil, por exemplo, o rampeamento aplicado no elo CCAT de Itaipú é de aproximadamente 10 MW/s. Outro fator que também deve ser levado em consideração na aplicação de um rampeamento de potência para o CSC e VSC é o impacto desse rampeamento no sistema CA que está conectado aos seus terminais. Um rampeamento mais rápido pode ocasionar problemas na rede CA como afundamentos de tensão ou afundamentos de frequência. Os pequenos transitórios observados durante o rampeamento de potência são originados pela inserção do 2º e 3º conjuntos de filtros CA do retificador.

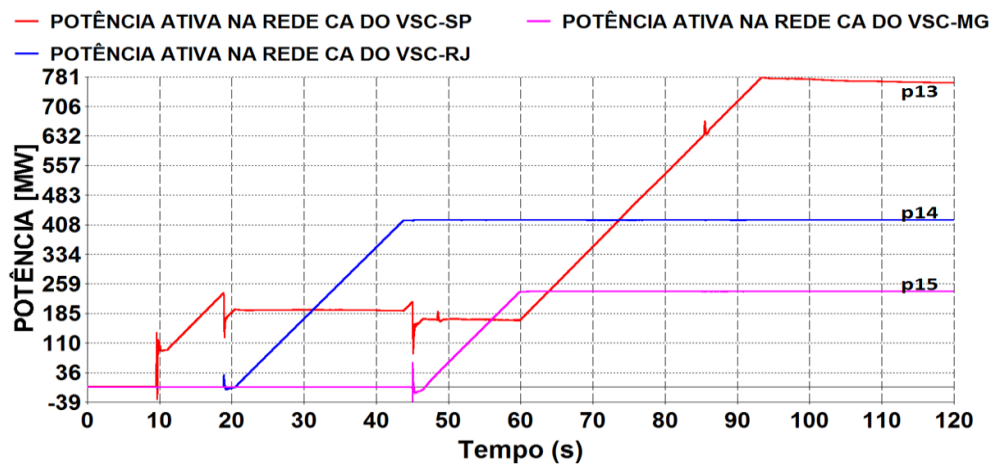


Figura 76 – Potência ativa na rede CA do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 76 mostra o comportamento da potência ativa nas redes CA equivalentes do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. O comportamento da potência ativa CA é semelhante aos gráficos apresentados na Figura 75.

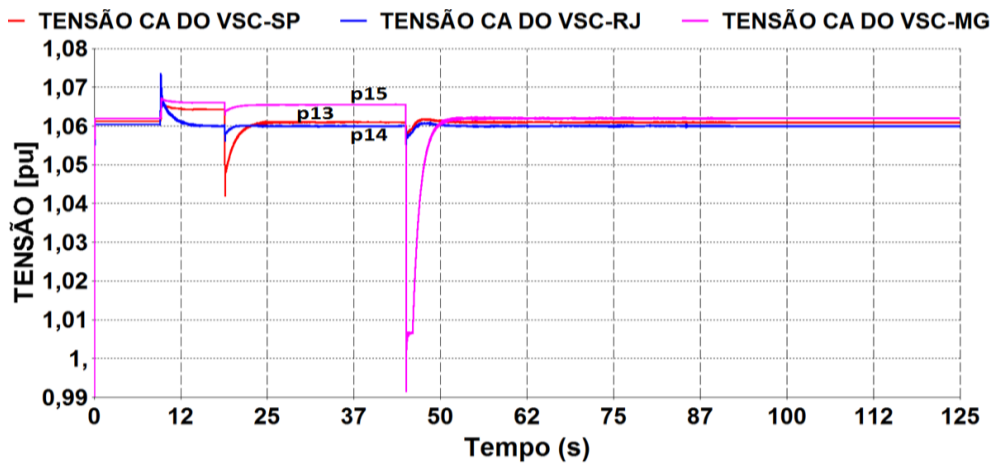


Figura 77 – Tensão rms na rede CA equivalente do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 77 mostra o comportamento da tensão CA das redes equivalentes do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Durante a simulação são visualizados três transientes que são originados pela partida de cada VSC (SP, RJ e MG). As curvas apresentadas na Figura 77 mostram que as malhas de controle desenvolvidas para a tensão CA, a partir do controle indireto da potência reativa, conforme mostrado na Figura 51, Figura 55 e Figura 59 obtiveram bom desempenho no controle da tensão nos seus respectivos valores de regime permanente. A partir de otimizações nos ajustes dos parâmetros dessas malhas de controle, essas respostas poderiam ser melhoradas e esses transientes reduzidos.

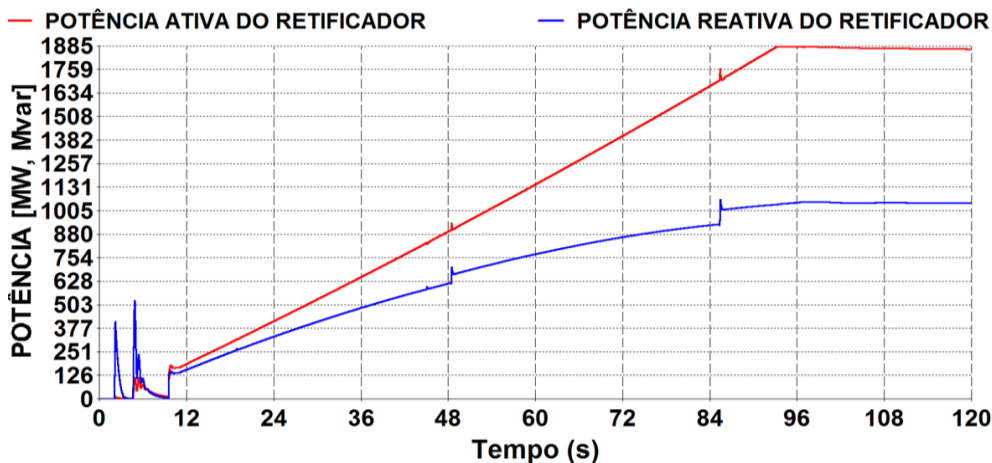


Figura 78 – Potências ativa e reativa do retificador.

A Figura 78 mostra o rampeamento da potência ativa no retificador CSC, assim como o comportamento da potência reativa indutiva desse conversor. Ainda pela análise dessa figura é possível ver que a relação entre as potências reativa indutiva e ativa ficou em torno de 0,55 (1046 Mvar). Esse valor está, aproximadamente, de acordo com a teoria

apresentada por [45] que mostra que a potência reativa indutiva de um CSC está em torno de 50% a 60% da potência ativa transmitida. Os picos visualizados durante a simulação são referentes à inserção dos filtros CA na rede CA do retificador.

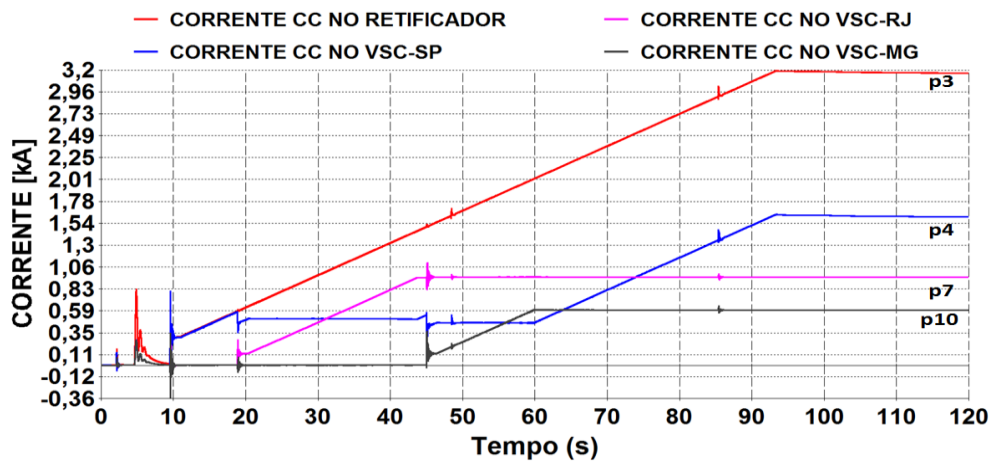


Figura 79 – Corrente CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 79 mostra o comportamento das correntes CC no CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Basicamente, o comportamento dessas correntes é bem parecido com o da potência CC nos respectivos pontos de medição, conforme mostrado na Figura 75. Os pequenos picos de corrente visualizados são ocasionados pelo chaveamento do 2º e 3º conjuntos de filtros CA, conforme apresentado pela Tabela 10. O respectivo ponto de medição descrito em cada curva de cada figura pode ser relacionado no sistema H²VDC pela Figura 67.

Com a finalidade de complementar a análise do desempenho do sistema H²VDC, a Tabela 11 mostra os valores de regime permanente considerando o *Caso 1* descrito anteriormente.

Tabela 11- Resultados da análise de regime permanente do sistema H²VDC

Descrição da grandeza	Valor
Tensão CC nos terminais do retificador CSC	589 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-SP	520 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-RJ	509 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-MG	515 kV
Corrente na linha CC entre o CSC e o PCC	3160 A
Potência no lado CC do CSC	1860 MW
Potência CC medida no PCC	1644 MW
Potência no lado CC do VSC-SP	840 MW
Potência no lado CC do VSC-RJ	486 MW
Potência no lado CC do VSC-MG	308 MW
Potência reativa no retificador	1046 Mvar
Corrente CC no VSC-SP	1610 A
Corrente CC no VSC-RJ	955 A
Corrente CC no VSC-MG	598 A
Potência ativa no lado CA do VSC-SP	766 MW
Potência ativa no lado CA do VSC-RJ	420 MW
Potência ativa no lado CA do VSC-MG	240 MW
Ângulo de disparo α dos retificadores CSC	15,37°
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-SP	1,060 pu
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-RJ	1,061 pu
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-MG	1,062 pu

Os valores mostrados na Tabela 11 são referentes a um determinado ponto de operação que foi escolhido para a análise do comportamento do sistema H²VDC, obedecendo a característica do sistema elétrico brasileiro na qual o montante da carga na região sudeste obedece a seguinte relação:

$$L_{SP} > L_{RJ} > L_{MG}$$

onde:

L_{SP} é o montante de carga no estado de São Paulo;

L_{RJ} é o montante de carga no estado do Rio de Janeiro;

L_{MG} é o montante de carga no estado de Minas Gerais.

Vale ressaltar que esses valores representam apenas um determinado ponto de

operação para o sistema H²VDC e que podem ser alterados a qualquer momento para adequação às características de um outro sistema de potência ou um outro estudo a ser realizado.

A Tabela 11 mostra que a potência transmitida pelos VSCs, nesse ponto de operação determinado, é bem menor que a potência nominal de cada VSC (1800 MVA). Vale ressaltar que esse ponto de operação, do ponto de vista econômico, não se justifica, pois teria um custo muito alto aplicado no projeto de cada VSC em relação ao valor de potência que realmente está sendo transmitido por cada VSC. Como esta tese não está considerando nenhuma análise de custo, assim como o aspecto financeiro dessa alternativa, e no início dos trabalhos tinha sido estabelecido que apenas um VSC poderia despachar toda a potência transmitida pelo retificador, a relação entre as potências do retificador e inversor será igual a 1. Considerando que o sistema H²VDC venha a se tornar uma alternativa real de transmissão CCAT no futuro deverão ser feitas análises mais detalhadas do custo da alternativa que levam em consideração a potência a ser transmitida, a capacidade de sobrecarga aplicada em cada VSC e os critérios que devem ser adotados no estudo do sistema.

Conforme já mencionado e desenvolvido no capítulo anterior, a técnica adotada nessa tese para o controle dos VSCs é a técnica do controle vetorial, juntamente com a modulação SPWM para gerar as referências de corrente e tensão, assim como os sinais de disparo e corte para os IGBTs. Na Figura 49, Figura 51, Figura 53, Figura 55, Figura 57 e Figura 59 são geradas as referências de corrente nos eixos dq para os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. A partir da transformada direta de Park das correntes de linha i_a , i_b e i_c são geradas as correntes nos eixos dq que deverão seguir as referências de corrente geradas pelo controle vetorial. As tensões u_a , u_b e u_c que são as senóides de referência para a modulação SPWM, e geram os sinais de condução e corte dos IGBTs quando comparadas com a portadora triangular, são geradas pela transformada inversa de Park das tensões de saída dos controles mostrados na Figura 52, Figura 56 e Figura 60. A Figura 80, Figura 81, Figura 82, Figura 83, Figura 84 e Figura 85 mostram as tensões senoidais de referência usada para o disparo PWM, assim como as referências de corrente e as correntes medidas nos eixos dq.

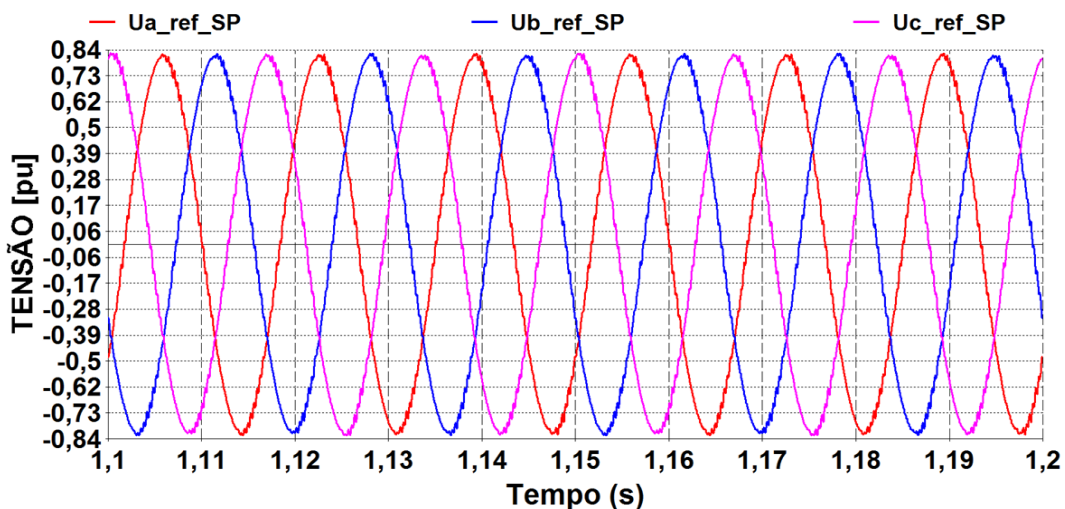


Figura 80 – Tensão de referência usada no controle PWM do VSC-SP.

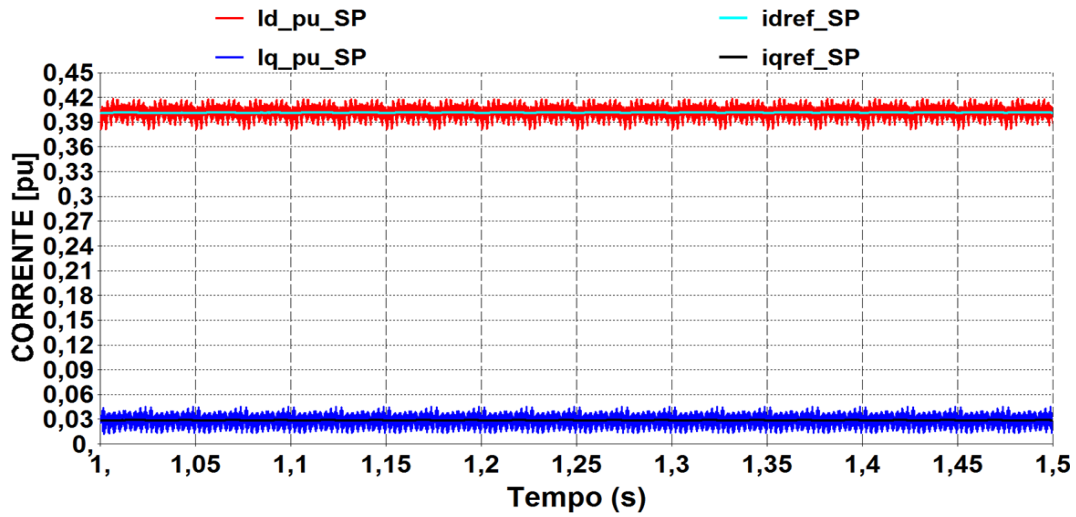


Figura 81 – Referências de corrente geradas pelo controle vetorial e as correntes medidas nos eixos d e q no VSC-SP.

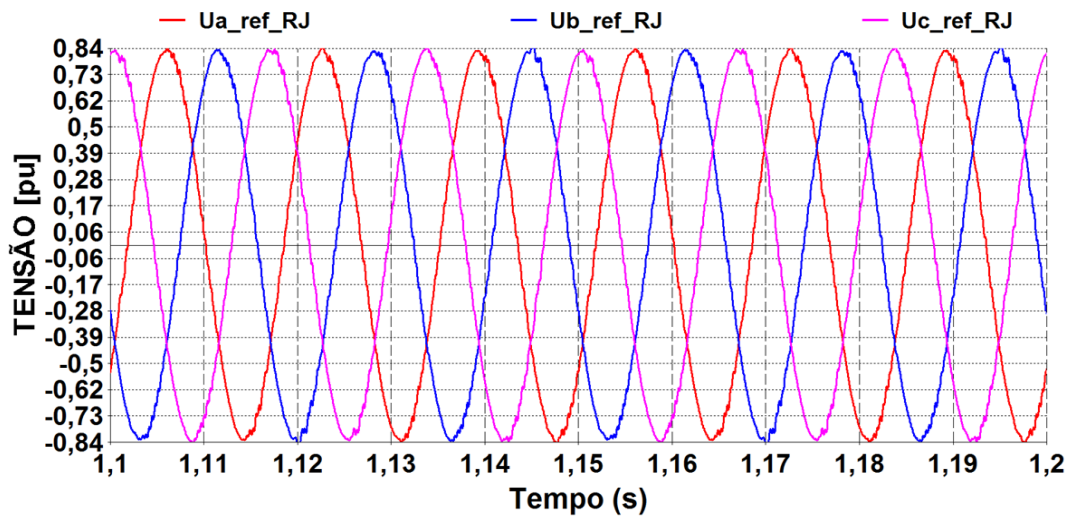


Figura 82 – Tensão de referência usada no controle PWM do VSC-RJ.

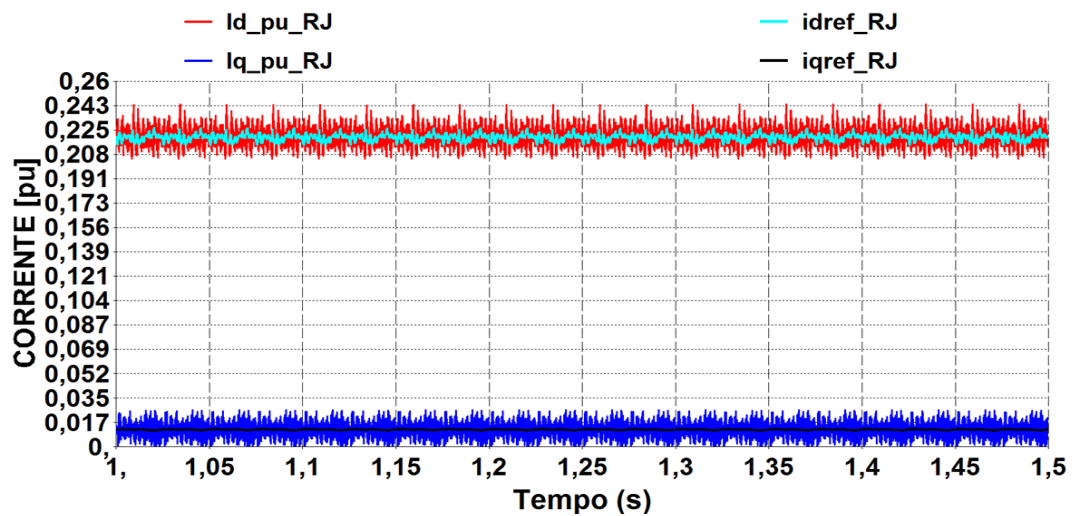


Figura 83 – Referências de corrente geradas pelo controle vetorial e as correntes medidas nos eixos d e q no VSC-RJ.

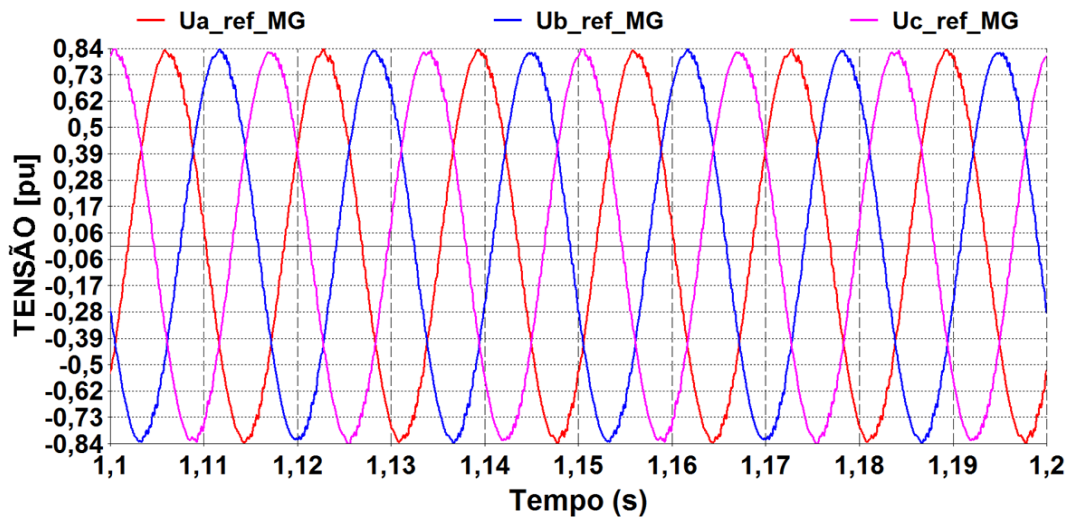


Figura 84 – Tensão de referência usada no controle PWM do VSC-MG.

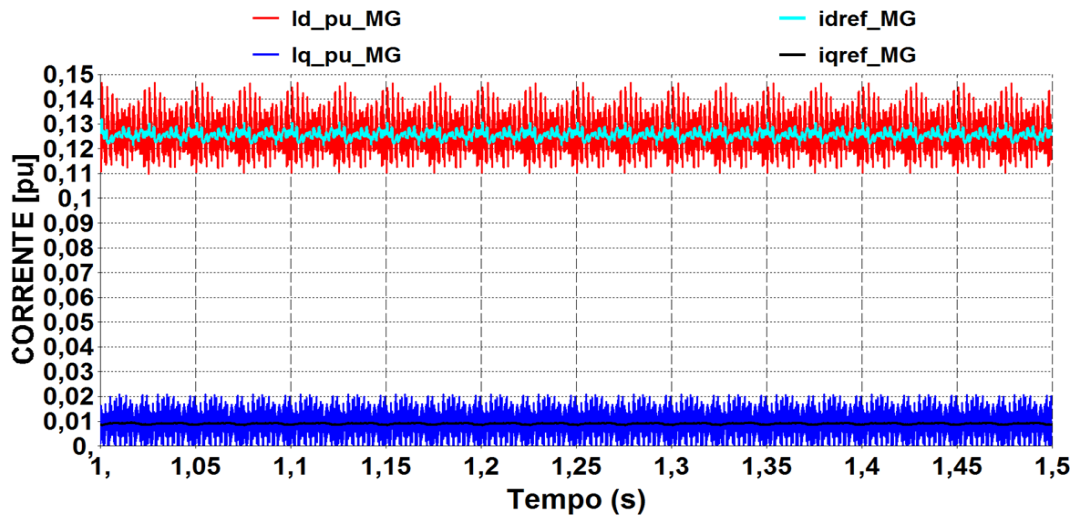


Figura 85 – Referências de corrente geradas pelo controle vetorial e as correntes medidas nos eixos d e q no VSC-MG.

A Figura 80, Figura 82 e a Figura 84 mostram que as referências para os sinais de controle dos IGBTs foram geradas com sucesso pelo controle vetorial aplicado nessa tese. As pequenas distorções visualizadas nessas referências são ocasionadas por ruídos ou pequenos desequilíbrios que normalmente podem estar contidos no controle. A Figura 81, Figura 83 e a Figura 85 mostram que as correntes medidas nos eixos dq seguiram, na média, as referências de corrente geradas pelo controle vetorial, o que mostra que o controle vetorial adotado para os VSCs dessa tese está correto.

Após a análise dos resultados de partida e operação em regime permanente do sistema H²VDC podem ser feitas as seguintes observações sobre a operação desse sistema:

- Os resultados obtidos mostraram que o sistema H²VDC apresentou bom comportamento em todas as etapas descritas desde a sua partida até a sua operação em regime permanente, conforme os valores apresentados na

Tabela 11;

- Na aplicação de um sistema de potência real, os rampeamentos de potência adotados para o CSC e o VSC devem ser analisados mais detalhadamente observando as características de frequência dos geradores, assim como as características do sistema receptor CA (sistemas mais fracos ou mais fortes) que podem ocasionar afundamentos de tensão ou frequência;
- O percentual de perdas na linha de transmissão CC entre o retificador e o PCC (ponto de conexão comum), considerando os valores de potência mostrados na Tabela 11, pode ser obtido por:

$$P_{LT} = \frac{1870 - 1644}{1870} \approx 0,12 \approx 12\%;$$

- O ângulo de disparo α do CSC ficou dentro do seu valor de projeto, que é de 15°;
- Os valores obtidos para as tensões CA das redes equivalentes dos VSCs ficaram iguais aos valores adotados como referência para o controle da tensão CA, o que mostra que esses controles, conforme Figura 51, Figura 55 e Figura 59, apresentam bom desempenho;
- Possivelmente, os transitórios obtidos no início do chaveamento de cada VSC poderão ser reduzidos considerando projetos mais precisos dos controladores das malhas de controle (controle de tensão CC, controle de potência e controle da tensão CA);
- Outras formas de partida para o sistema H²VDC podem ser analisadas, como por exemplo a partida conjunta e o rampeamento de todos os VSCs, o que dependerá das características do sistema.

As simulações aqui apresentadas mostram que os procedimentos adotados para o processo de “startup” podem ser aplicados no caso do sistema H²VDC se tornar uma alternativa de transmissão em sistema de potência.

5.1.2- Análise das emergências

A proposta desse tópico é analisar o comportamento do sistema H²VDC, com as respectivas malhas de controle adotadas e os valores de regime permanente apresentados na Tabela 11, em algumas condições de emergências mais severas para o sistema. Em cada item serão mostradas as respostas mais importantes para a análise do desempenho

do sistema H²VDC.

- **Bloqueio permanente do VSC de São Paulo**

O bloqueio permanente do VSC-SP traz grandes problemas à operação normal do sistema H²VDC, pois no bloqueio desse conversor, pelo fato dele operar em modo de controle de tensão, o lado CC do sistema perde esse controle e, conseqüentemente, o balanço de potência fica comprometido e leva o sistema ao colapso. Outra característica visualizada nessa emergência é que a potência transmitida pelo VSC-SP é interrompida e nenhum outro VSC está habilitado, transitóriamente, a transmitir a potência do VSC-SP pois eles estão em modo de controle de potência e não recebem nenhum comando para alterar a sua ordem. A ordem para o bloqueio permanente do VSC-SP é dada em t=2 segundos de simulação e continua durante todo o tempo. A Figura 86 e a Figura 87 mostram o comportamento da tensão e potência CC no sistema H²VDC, considerando o bloqueio permanente do VSC-SP, sem nenhuma ação de controle nos VSCs remanescentes para a troca da filosofia de controle.

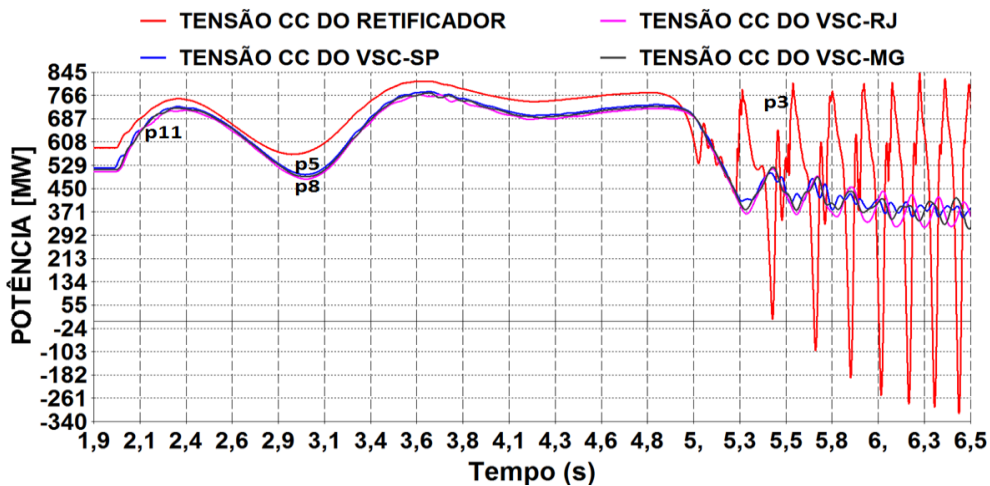


Figura 86 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

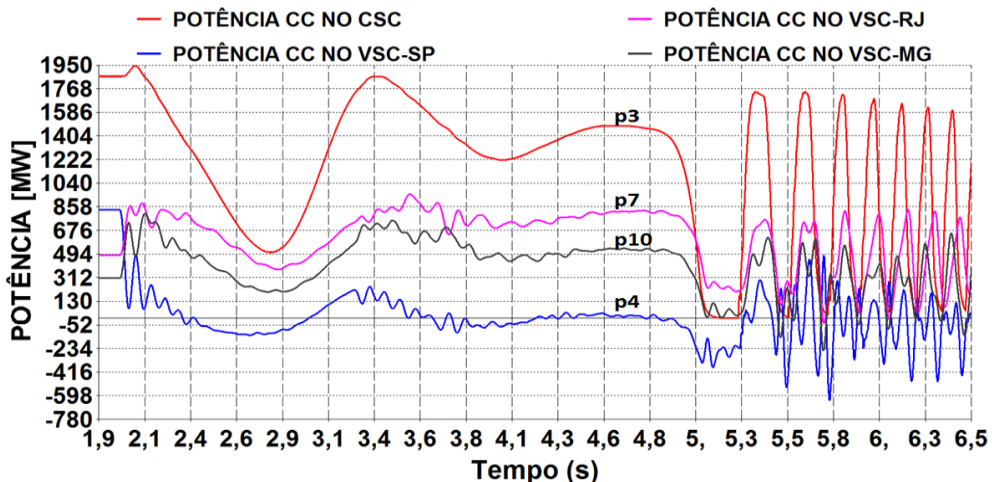


Figura 87 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 86 e a Figura 87 mostram o comportamento da tensão e potência CC do sistema H²VDC, considerando o bloqueio permanente do VSC-SP, sem nenhuma ação do controle nos VSCs remanescentes. A análise dessas figuras mostra que o sistema H²VDC entrou em colapso pelo fato do controle de tensão CC ter sido eliminado. Essas figuras mostram que alguma ação operativa deve ser feita para que o sistema continue a transmitir potência normalmente mesmo com o bloqueio do VSC-SP. Para tal finalidade foi desenvolvida uma lógica de proteção, conforme mostrado na Figura 62, que analisa o comportamento da tensão CC e CA, reconhece que há um bloqueio do VSC-SP e muda o modo de controle do seu próprio VSC que está em modo de controle de potência e passa para modo de controle de tensão. Com isso, o controle da tensão do lado CC do sistema é reestabelecido e o sistema volta a transmitir potência normalmente. A Figura 88 mostra a saída da lógica de proteção atuando por causa do bloqueio do VSC-SP para mudar o modo de controle do VSC-RJ de potência para tensão.

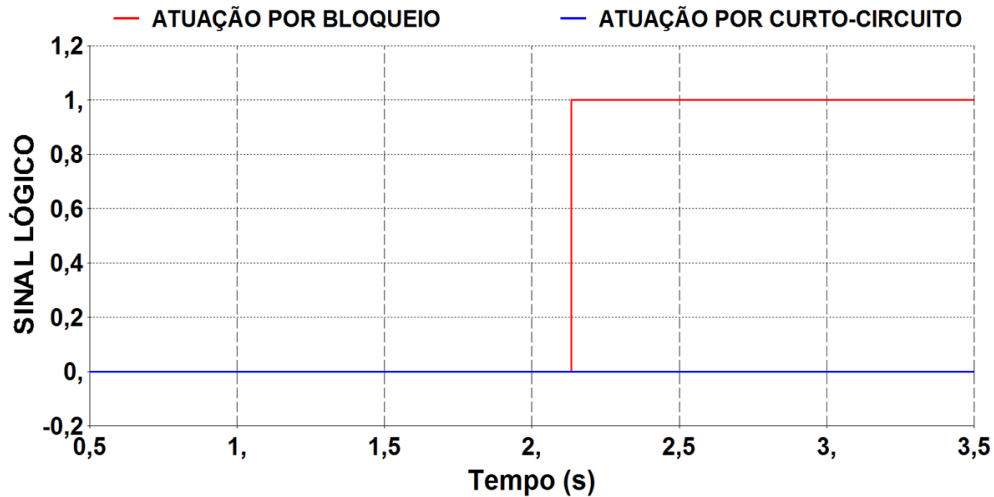


Figura 88 – Sinal de atuação da lógica de bloqueio e curto-circuito aplicada ao VSC-RJ.

Nesse caso, houve atuação da lógica por bloqueio do VSC-SP pois as variáveis de tensão CC e tensão CA do VSC-RJ atingiram os valores de ajuste que serviram como referências de atuação, conforme mostrado na Tabela 8. A atuação dessa lógica, conforme a sua concepção, foi correta pois ela foi projetada para atuar na condição de bloqueio do VSC-SP para trocar a lógica de controle do VSC-RJ. A resposta do sistema H²VDC, considerando a atuação da lógica de proteção aplicada ao VSC-RJ, é analisada nas figuras a seguir.

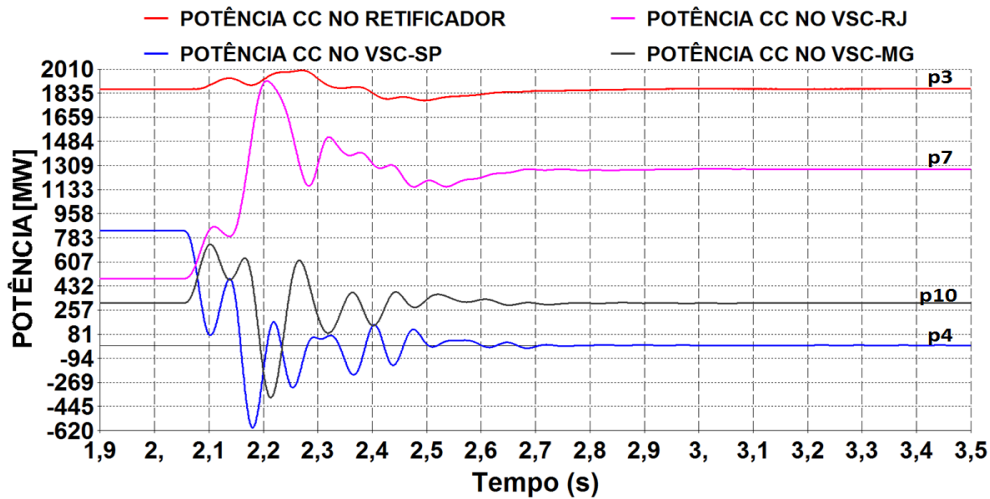


Figura 89 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

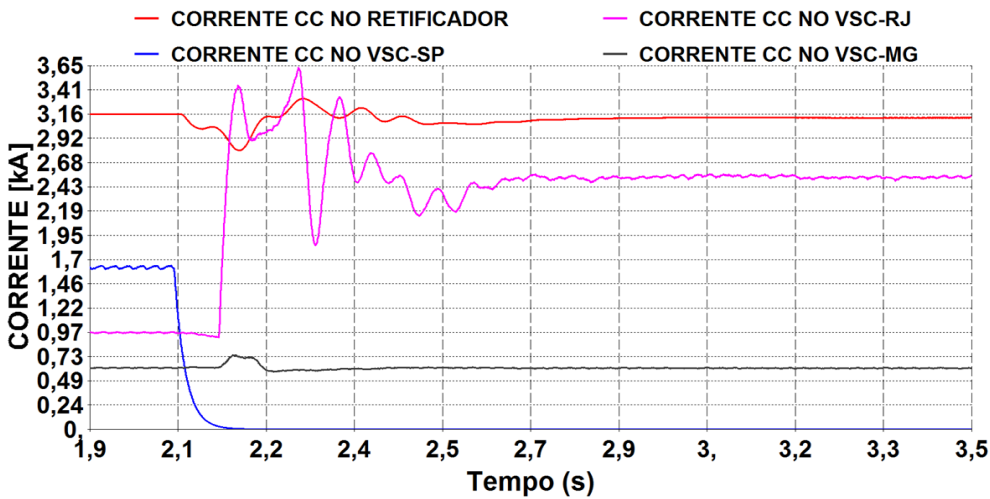


Figura 90 – Corrente CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 90 mostra o comportamento da corrente CC no sistema H²VDC com a atuação da lógica de proteção que comuta o modo de controle do VSC-RJ de potência para tensão, a partir da detecção do bloqueio permanente do VSC-SP. Após a ordem para bloqueio do VSC de São Paulo, em aproximadamente 2 segundos, a curva em azul, referente à corrente nesse mesmo VSC, vai a zero. A curva em rosa, referente à corrente no VSC-RJ, é elevada de 955 até 2511 A, após esse VSC passar de controle de potência para tensão devido à lógica de proteção. Ainda pela análise da Figura 90 é possível observar que a corrente no VSC-MG permanece inalterada, pois não há nenhuma ordem para troca de controle nesse VSC, nem ordens para aumento da referência de potência no seu controle.

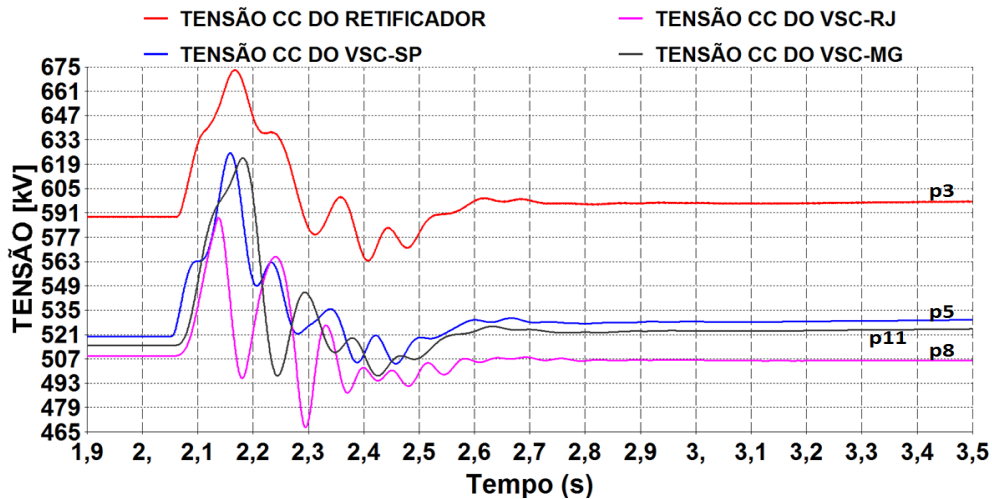


Figura 91 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 91 mostra o comportamento da tensão CC no sistema H²VDC com a atuação da lógica de proteção que comuta o modo de controle do VSC-RJ de potência para tensão, a partir da detecção do bloqueio permanente do VSC-SP. Nessa figura é observado que há sobretensões transitórias com valores elevados, porém o sistema não entrou em colapso e é capaz de transmitir potência em regime permanente diferentemente do caso quando não há essa troca de filosofia de controle. Os valores das sobretensões podem ser reduzidos através de otimizações nos ajustes dos parâmetros da malha de controle de tensão do VSC-RJ. O valor máximo observado de sobretensão foi no VSC-MG, que chegou a aproximadamente 1,24 pu (645 kV) no pico do transitório apenas e não sendo sustentada durante o regime permanente. Vale ressaltar que no sistema elétrico brasileiro a máxima sobretensão permitida é de 1,4 pu durante 3,6 segundos. Portanto, esta regra é atendida.

Uma outra forma de eliminar o problema do bloqueio permanente do VSC-SP, que está em modo de controle de tensão, seria utilizar o conceito de “droop” de tensão. Em [49], [50], [51], [52] e [54] são mostradas a teoria e algumas aplicações desse tipo de controle. No Apêndice A.4 desta tese também é mostrada uma teoria sobre o controle de “droop” de tensão que pode ser aplicada em VSCs numa configuração multiterminal. Na aplicação do conceito de “droop”, pelo menos dois VSCs de uma configuração multiterminal estão em modo de controle de tensão com uma determinada porcentagem de participação no valor da potência total transmitida. Para tal procedimento, os blocos PI do controle de tensão são trocados por blocos proporcionais que significam a porcentagem de potência que esse VSC deverá assumir em relação à potência total. Assim, quando há a perda de um VSC que está participando desse controle, os outros VSCs remanescentes ainda mantêm o controle da tensão CC para o sistema. Esse tipo de controle foi testado nesse sistema, mas os resultados obtidos não foram encorajadores no controle da tensão e da potência do lado CC, o que levou ao desenvolvimento da alternativa acima para a operação da configuração multiterminal sem usar o conceito de “droop”.

- Bloqueio permanente do VSC do Rio de Janeiro

A principal finalidade da análise do bloqueio permanente do VSC do Rio de Janeiro é mostrar que a lógica de proteção não deverá atuar, segundo a sua concepção, para essa emergência. Esse bloqueio não deve trazer problemas ao sistema, pois como o VSC-SP é um conversor em “slack” de potência, qualquer desequilíbrio de potência, transitório ou permanente, deve ser compensado pelo VSC-SP. A ordem de bloqueio é dada em t=2 segundos de simulação. As figuras a seguir mostram as respostas da atuação da lógica de proteção, corrente CC e tensão CC.

A Figura 92, referente ao comportamento da corrente CC no sistema, mostra o VSC-SP aumentando a sua corrente para compensar a perda de potência do VSC-RJ. Essa figura mostra na curva em azul que a potência do VSC-SP foi elevada para compensar a perda de potência causada pelo bloqueio do VSC-RJ, mostrada pela curva em rosa. A resposta em preto, referente à corrente do VSC-MG, permaneceu inalterada mostrando que esse VSC continuou transmitindo o mesmo montante de potência anterior pelo fato de estar em modo de controle de potência e não foi dada nenhuma ordem de redespacho no seu controle.

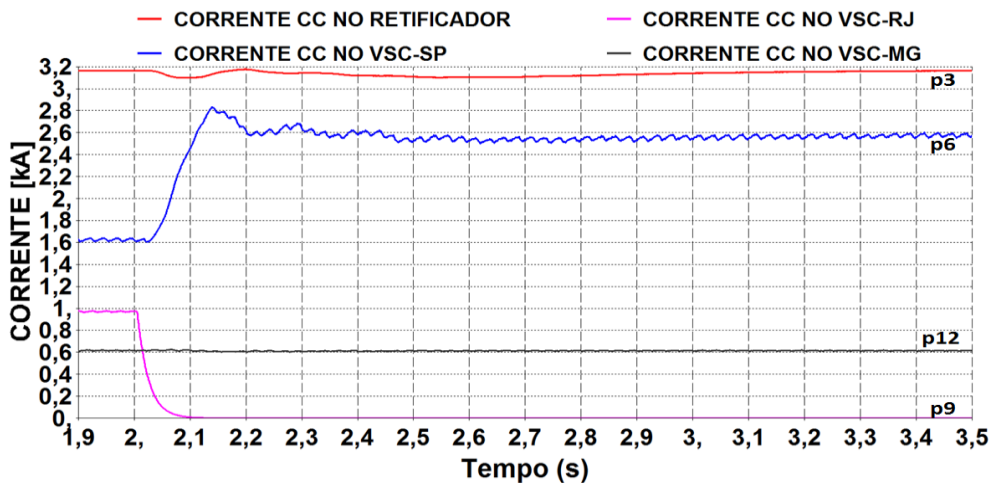


Figura 92 – Corrente CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

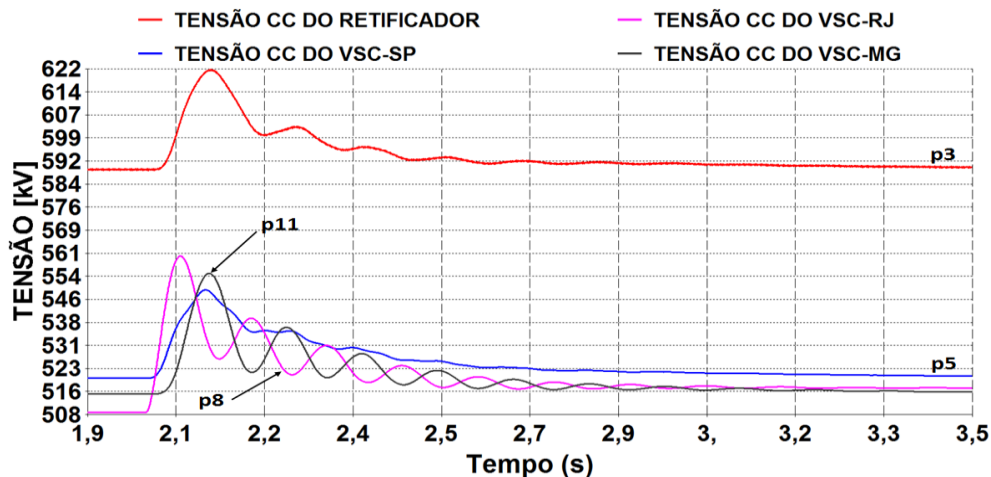


Figura 93 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 93 mostra sobretensões transitórias nas quais foi atingido o valor máximo de 1.080 pu (560 kV) no próprio VSC-RJ. Esses valores de sobretensão não trazem riscos para o equipamento, principalmente porque são de baixa duração (casa de milissegundos). Logo após esse período transitório, as tensões voltam ao regime permanente. Outra resposta importante vista nessa figura são as oscilações complementares entre o VSC-RJ e VSC-MG. Essas oscilações significam que os capacitores do VSC-RJ e VSC-SP estão trocando energia entre eles até atingirem o estado de regime permanente.

- **Curto-circuito no meio da linha de transmissão CC referente ao trecho entre as subestações Porto Velho- Araraquara.**

Como a transmissão de energia entre as subestações do sistema H²VDC está sendo feita por linhas de transmissão aérea, esse sistema está sujeito a ocorrências de curto-circuitos por causa de descargas atmosféricas (raios), queda de árvores ou queimadas embaixo da sua faixa de passagem. Assim, por esses motivos, é de grande importância a análise do comportamento do sistema H²VDC considerando um curto-circuito na linha CC. No caso desse curto-circuito é esperado que o retificador CSC seja transitoriamente bloqueado e os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas gerais continuem alimentando esse curto pelos diodos em antiparalelo dos IGBTs pelo fato de ser um VSC convencional de dois níveis. Nesses casos, como em [58], as correntes provenientes de um curto-circuito CC devem ser eliminadas pelos disjuntores da rede CA, o que demanda considerável tempo no retorno do sistema à operação normal, principalmente, se considerar que são 3 VSCs. Para essa análise é considerado um curto-circuito temporário de 100 ms no meio da linha CC entre as subestações de Porto Velho e Araraquara. A Figura 94 e a Figura 95 mostram as respostas da tensão CC e a corrente nos diodos em antiparalelo do VSC-SP para o curto-circuito no meio da linha CC.

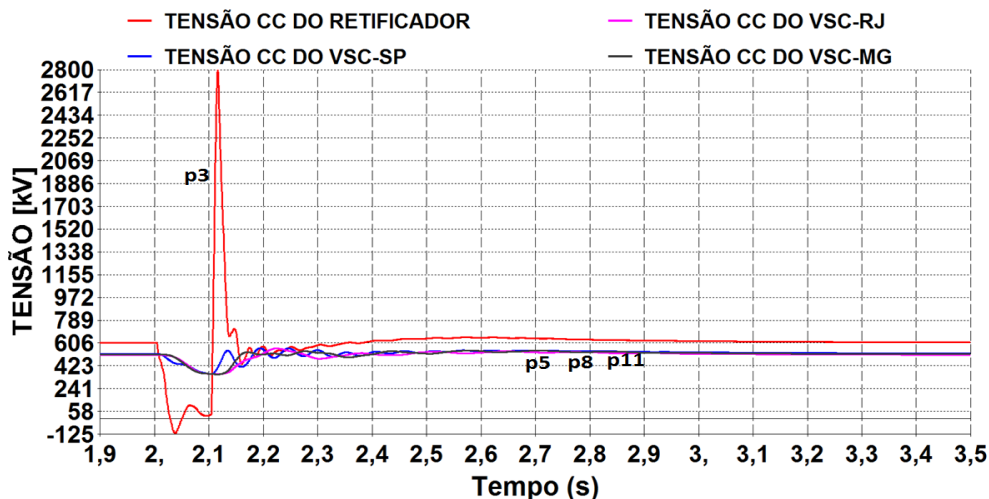


Figura 94 – Tensão CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para um curto na linha CC.

A Figura 94 mostra que, na ocorrência de curto-circuito no meio da linha CC, há o

surgimento de uma sobretensão nos terminais do retificador CSC, assim que o curto-circuito é removido, que é ocasionada pela atuação do controle de corrente CC do retificador no sentido de reestabelecer a tensão do sistema. Durante o curto-circuito na linha CC, com a finalidade de reduzir a corrente de curto-circuito no retificador, o ângulo dos tiristores é levado para a região de inversão e ocasiona a inversão da polaridade da tensão CC no retificador. Quando esse curto-circuito é eliminado, em $t=2,1$ s, a ação do controle de corrente no sentido de reestabelecer o sistema acaba ocasionando esse pico de sobretensão visualizado, apesar de ser de curta duração. Alguns ajustes mais precisos nos parâmetros do controle de corrente do retificador, provavelmente, podem reduzir essa sobretensão.

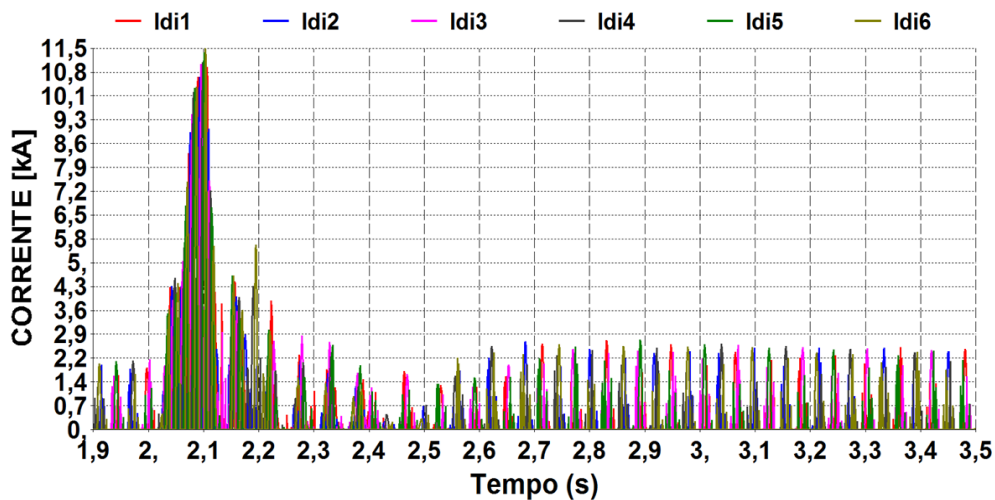


Figura 95 – Corrente nos diodos do VSC-SP.

A Figura 95 mostra que os diodos do VSC-SP fornecem um caminho sem controle para a corrente de curto-circuito CC durante esse período. O valor observado para essa corrente, um pouco antes da retirada do curto-circuito, foi de aproximadamente 11,5 kA, o que poderia ocasionar a queima desses elementos. Assim, através dessa resposta, é possível concluir que devem ser estudadas e analisadas topologias de conversores que usam o MMC (conversores multiníveis) com submódulos em ponte completa para que essa corrente de curto possa ser minimizada ou eliminada [89], [90], [91], [92], [94] e [95]. Esse tema não foi abordado com mais detalhes nesta tese. Outra solução viável, que ainda está em fase de desenvolvimento por fabricantes, seria a aplicação de um disjuntor CC nos terminais dos VSCs que atuaria assim que a corrente ultrapassa um determinado valor de ajuste. Outra solução também seria projetar os diodos do VSC para suportar toda essa corrente que passa por eles quando há esse curto-circuito na linha CC. Outra possibilidade, conforme já debatida anteriormente, seria a abertura dos disjuntores CA dos VSCs, mas isso ocasionaria muito tempo para o retorno de operação desse sistema ainda mais pelo fato de ser 3 VSCs na configuração multiterminal.

- Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo

O curto-circuito monofásico é a emergência que acontece com mais frequência no sistema elétrico brasileiro. A eliminação de um curto-circuito monofásico permanente é feita através da abertura da fase em curto-circuito da linha de transmissão. Baseado em [55] esse sistema de potência deve ser capaz de suportar a perda de um elemento da rede (linhas de transmissão, transformador ou interligação) e ainda permanecer em operação sem a necessidade de medidas operativas. No caso adotado nessa tese, por simplificação, é considerada apenas a aplicação do curto-circuito na fase a da rede CA e em seguida a retirada desse curto sem a abertura da respectiva fase da linha de transmissão. O curto-circuito é aplicado em $t=2$ segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em $t=2,1$ segundos que é o tempo adotado para a duração do curto-circuito numa rede CA de 500 kV, segundo os critérios de estudos de operação do sistema elétrico brasileiro [55]. As figuras abaixo mostram o comportamento da potência CC, tensão CC, tensão CA, resposta da lógica de proteção e a potência reativa dos conversores.

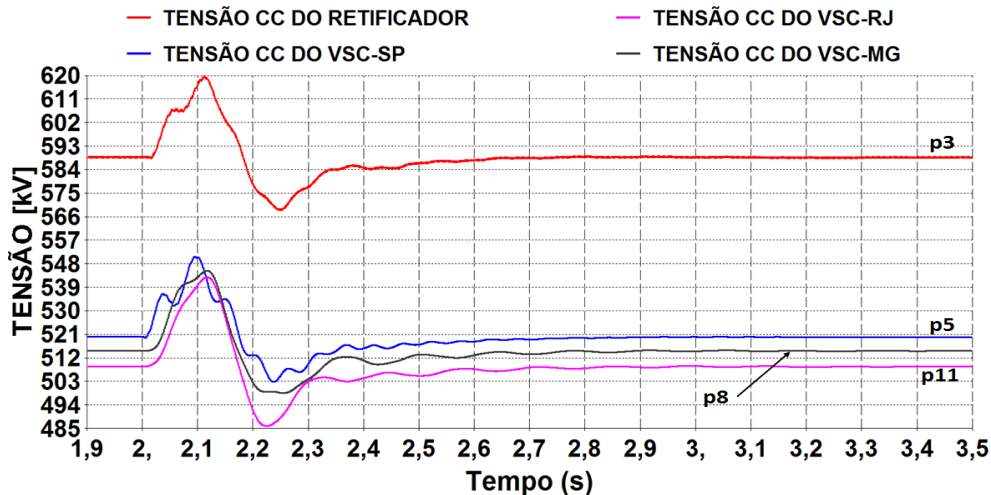


Figura 96 – Tensão CC no retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico.

A Figura 96 mostra o comportamento da tensão CC no retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nessas respostas são observados aumentos transitórios da tensão CC devido ao desequilíbrio transitório de potência no sistema, ocasionado pela interrupção de parte da potência CC no VSC-SP. Como os outros VSCs estão em modo de controle de potência e eles não “enxergam” esse desequilíbrio, a tensão CC do sistema aumenta. Conforme observado, ainda nessas curvas, o valor máximo obtido foi de 550 kV no VSC-SP e 620 kV no CSC. Esses valores não representam problema para o sistema H²VDC. Após um período de oscilações o sistema volta ao regime normal de operação com os seus valores de tensão próximos aos valores de regime permanente.

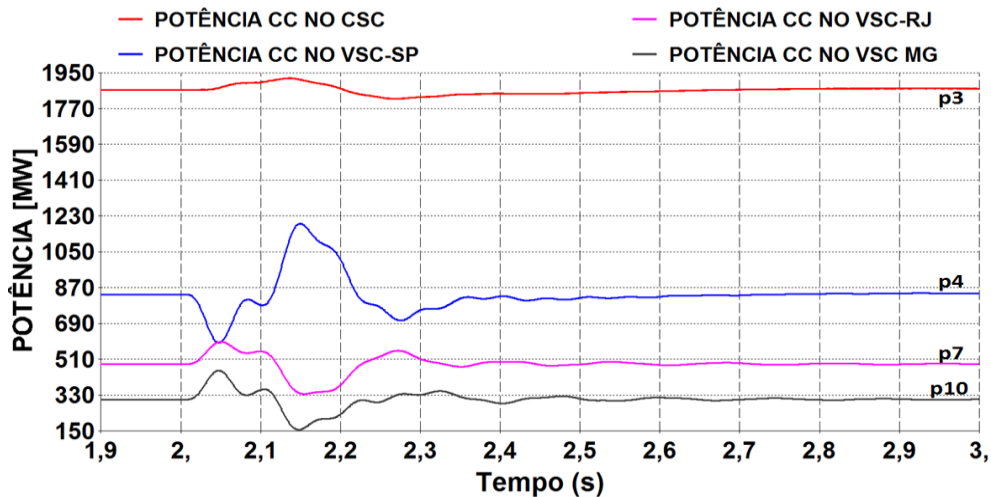


Figura 97 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico.

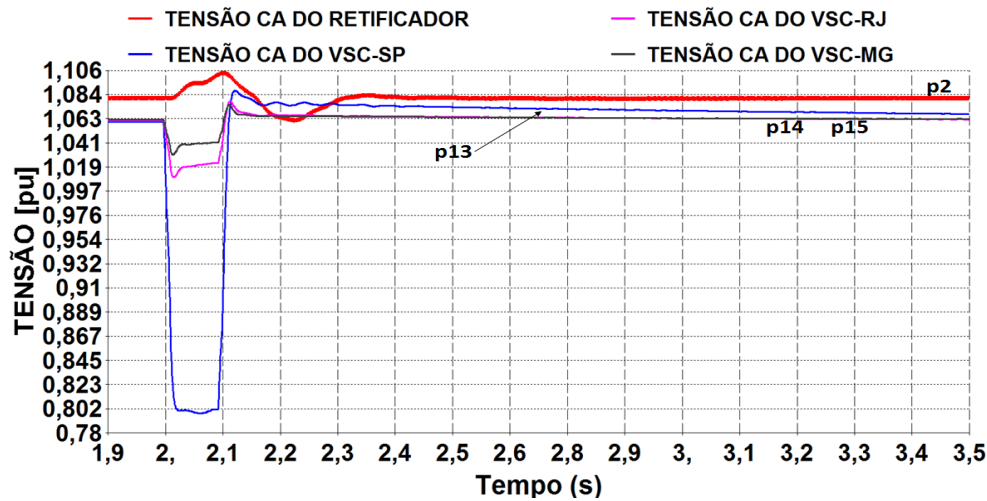


Figura 98 – Tensão rms na rede CA equivalente do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico.

A Figura 98 mostra o comportamento da tensão rms agregada na rede CA equivalente do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. A curva em azul mostra o afundamento de tensão devido à aplicação do curto-circuito na rede CA de São Paulo. Após o período de curto-circuito, as tensões são reestabelecidas e voltam ao valor de regime permanente devido à atuação do controle de tensão CA.

Nesse caso, não houve atuação da lógica de proteção pois as variáveis de tensão CC e tensão CA não atingiram os valores de ajuste e que são as referências para a tomada de decisão da lógica de proteção.

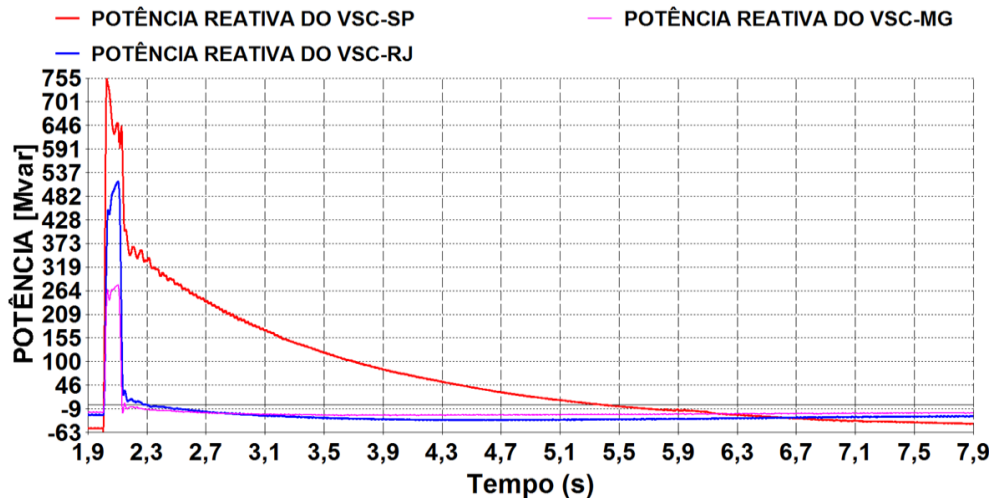


Figura 99 – Potência reativa do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico.

A Figura 99 mostra o comportamento da potência reativa do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Esse comportamento pode ser explicado pela atuação do controle de tensão em tentar manter a tensão CA da rede no seu valor de referência. Para isso, o VSC passa a operar, durante o período de aplicação do curto-circuito, no quadrante com potência reativa capacitiva. Após o período de aplicação do curto-circuito, como há o reestabelecimento do sistema, a potência reativa capacitiva volta ao seu valor de regime permanente. A malha de controle da tensão CA foi ajustada com a finalidade de ter uma atuação mais lenta em relação ao controle da tensão CC, até mesmo para se evitar interações entre esses dois controles e prover uma recuperação mais suave do sistema CA.

- **Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA do retificador CSC**

O estudo do desempenho do sistema H²VDC, considerando o curto-circuito monofásico de 100 ms na rede CA do retificador CSC é de muita importância pois ocasiona uma redução parcial da potência que está sendo transmitida pelo sistema CC. O curto-circuito foi aplicado em t=2 segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em t=2,1 segundos que é o tempo adotado de duração do curto-circuito segundo os critérios de operação do sistema elétrico brasileiro [55]. As figuras a seguir mostram o comportamento da potência CC, tensão CC, tensão CA, resposta da lógica de proteção e a potência reativa dos conversores.

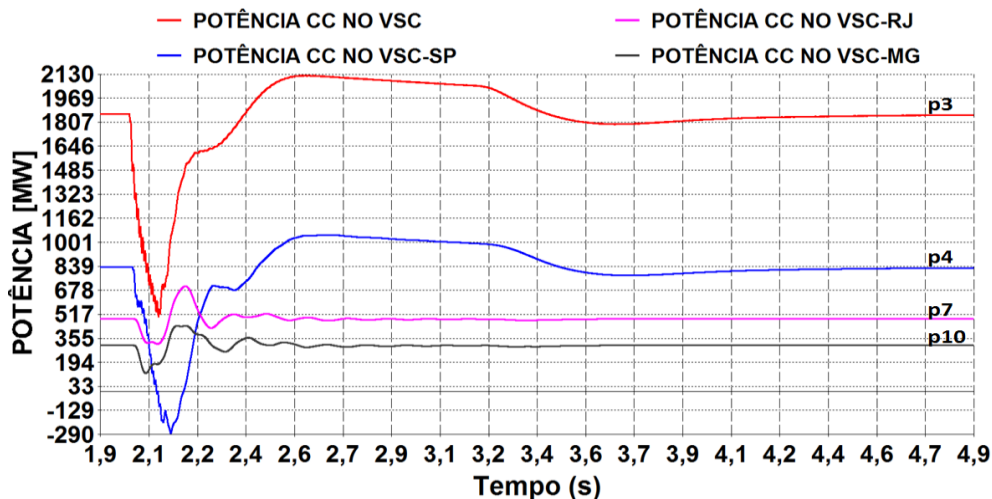


Figura 100 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 100 se refere ao comportamento da potência CC no CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nessa figura é possível ver que há uma redução transitória na potência transmitida no CSC, VSC-RJ e VSC-MG. O VSC-SP, que está em modo de controle de tensão, inverte o sentido da sua potência transmitida com a finalidade de equilibrar a redução de potência no sistema CC ocasionada pelo curto-circuito na rede CA do retificador. Isto também se deve ao fato de que o VSC-RJ e VSC-MG estão em modo de controle de potência. Após a eliminação desse curto-circuito, o sistema é reestabelecido e volta aos valores de regime permanente. A oscilação de potência observada em $t \approx 3,75$ segundos é originada pelo comportamento do ângulo de disparo do retificador, conforme mostrado mais a frente, para voltar ao seu valor de regime permanente. Alguns ajustes mais otimizados nos parâmetros desse controle pode reduzir essa oscilação.

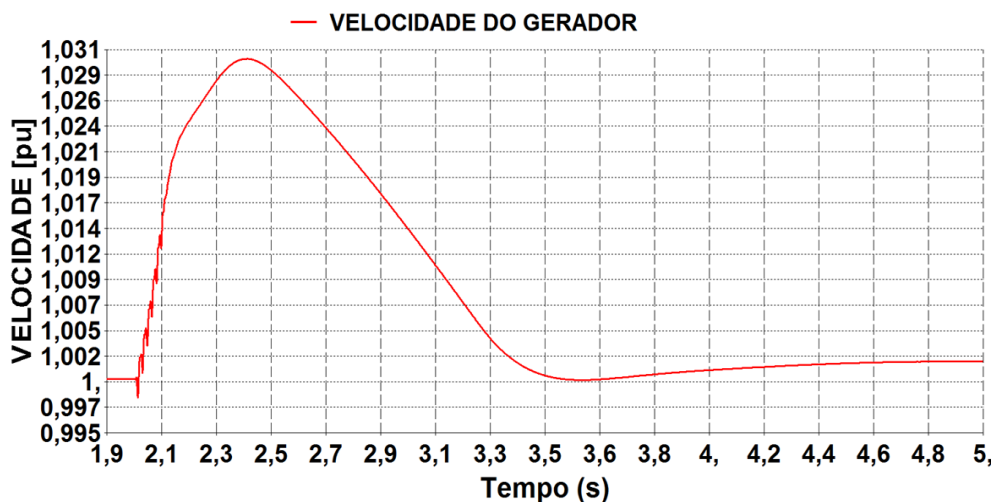


Figura 101 – Comportamento da velocidade do gerador para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 101 mostra a frequência do gerador equivalente conectado ao sistema CA do retificador. Durante a aplicação do curto-circuito monofásico e consequente redução

parcial da potência transmitida pelo sistema, os geradores sofrem uma aceleração pois ordem de regulação primária é mais lenta e não consegue ajustar a potência mecânica para esse novo patamar de potência elétrica. Durante esse período, o regulador de tensão aumenta a tensão interna da máquina para ajudar na sua frenagem. Quando o curto-circuito é eliminado, a máquina volta a desacelerar até atingir novamente a frequência nominal. Vários fatores como inércia dos geradores, modelagem do regulador de velocidade e regulador de tensão influenciam diretamente na resposta da velocidade apresentada pelas máquinas. Nessa tese está sendo considerado que os geradores síncronos apresentam baixa constante de inércia da ordem de 1,4 segundos, pois são do tipo Kaplan bulbo, e representam os geradores da usina hidrelétrica de Santo Antônio no Rio Madeira [2]. Essa característica de baixa inércia ocasiona grandes variações de velocidade nos geradores quando se tem um distúrbio.

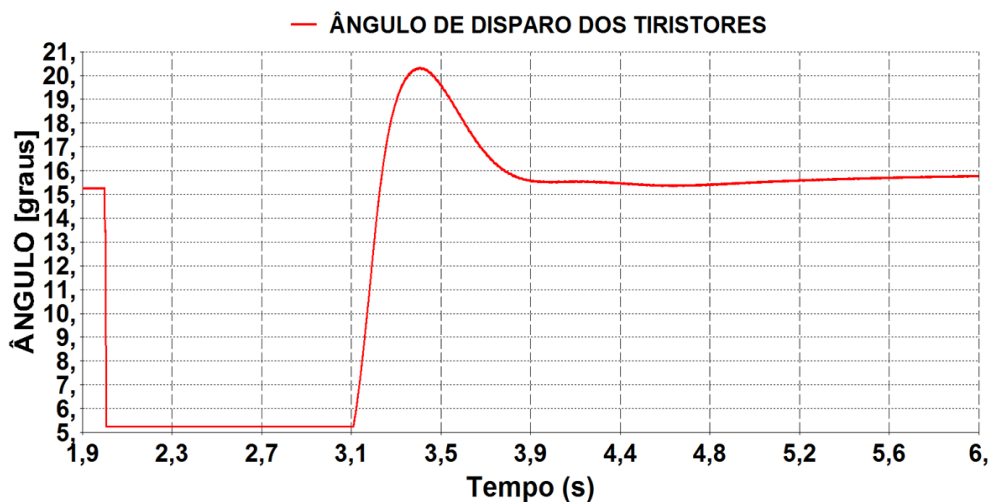


Figura 102 – Ângulo de disparo dos tiristores do retificador CSC para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 102 é referente ao ângulo de disparo do retificador CSC. No momento do curto-circuito, o controle de potência leva o ângulo de disparo ao seu valor mínimo para tentar recuperar a potência CC do sistema que foi reduzida parcialmente. Até aproximadamente 3,7 segundos, esse ângulo de disparo permanece no seu valor mínimo devido à atuação da malha de controle de potência CC. Uma otimização nos ajustes dos parâmetros (G_{p3} e T_{i3}) do bloco PI da Figura 43 pode liberar esse controle antes de 3,7 segundos.

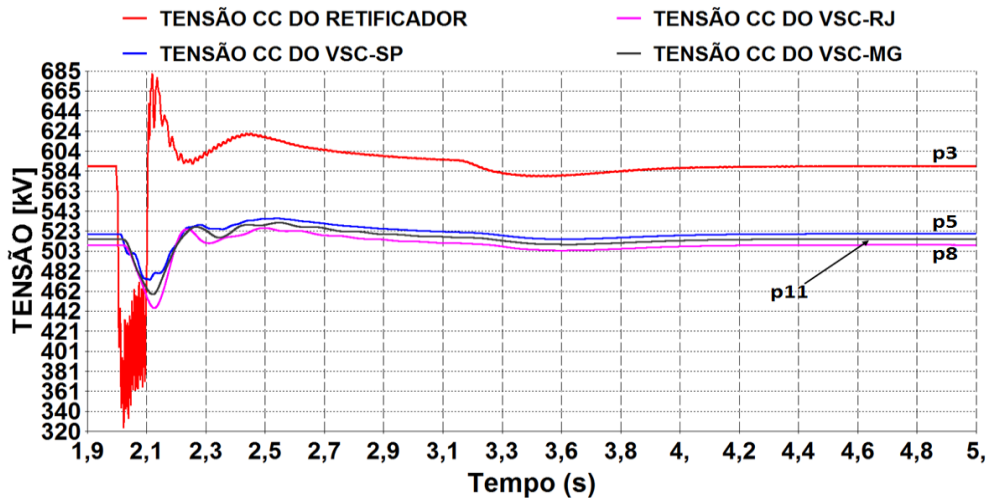


Figura 103 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 103 mostra o comportamento da tensão CC no CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Durante o período de aplicação do curto-circuito, as tensões CC em todos os pontos de medição do sistema sofrem uma redução. Depois da eliminação do curto-circuito, a tensão CC do sistema é reestabelecida e volta aos seus valores de regime permanente.

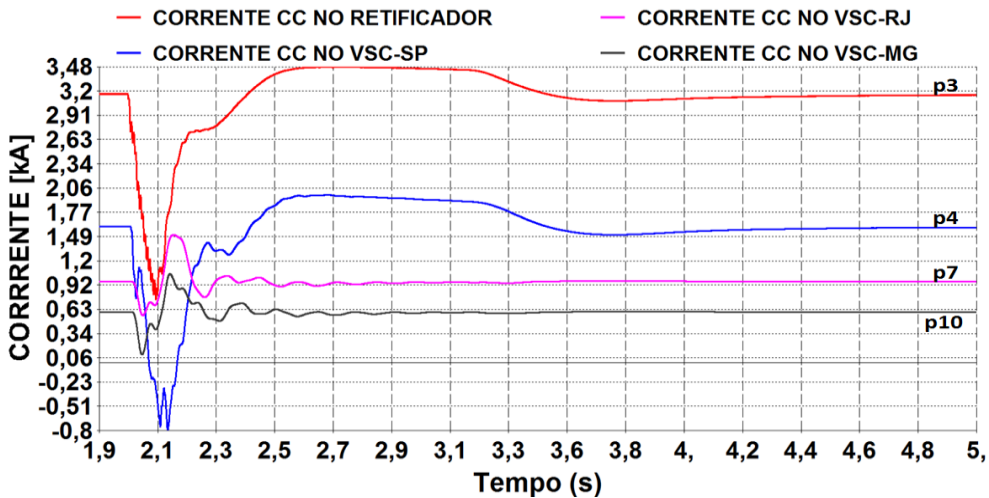


Figura 104 – Corrente CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 104 sobre a corrente CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Basicamente, o comportamento da corrente CC segue o da potência CC do sistema e todas as características citadas para a potência CC podem ser aplicadas aqui.

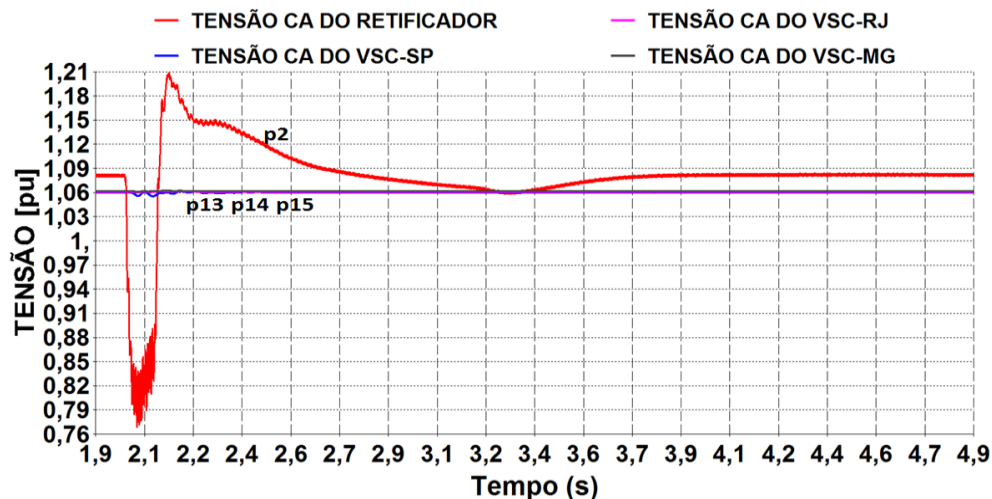


Figura 105 – Tensão rms agregada na rede CA equivalente do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito monofásico no lado do retificador.

A Figura 105 mostra o efeito do curto-circuito monofásico na rede CA do retificador nas tensões CA dos respectivos pontos de medição. O afundamento da tensão no ponto de aplicação do curto-circuito chegou a 0,77 pu. Pela análise da Figura 105 é possível visualizar que o curto-circuito na rede CA do retificador causa pouco impacto nas redes CA equivalentes do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. A tensão CA do sistema volta rapidamente aos seus valores de regime permanente.

- **Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo**

O curto-circuito trifásico é uma emergência que acontece com menos frequência, quando comparada com o curto-circuito monofásico (mais frequente). Apesar do sistema elétrico brasileiro não ser planejado para suportar um curto-circuito trifásico em sua rede, essa emergência está sendo aplicada para verificar o desempenho do sistema H^2VDC e as suas malhas de controle. O curto-circuito trifásico ocasiona uma redução total transitória da potência que está sendo transmitida pelo sistema CC. Essa emergência é aplicada em $t=2$ segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em $t=2,1$ segundos seguindo o critério de tempo de aplicação do curto-circuito monofásico. Como a lógica de proteção foi projetada para atuar em um curto-circuito trifásico do VSC-SP, e também há dois VSCs em modo de controle de potência (VSC-RJ e VSC-MG), será mostrada a influência de não se ter essa lógica de proteção em nenhum VSC, a lógica atuando apenas em um VSC ou nos dois VSCs. A Figura 106, Figura 107 e a Figura 108 mostram o comportamento da tensão CC considerando esses casos de atuação da lógica.

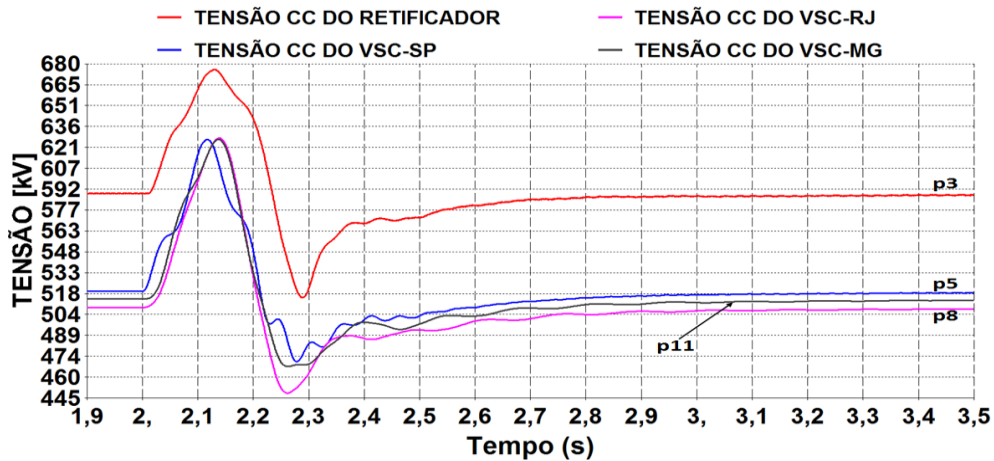


Figura 106 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG, sem a lógica de proteção atuando nos VSCs para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

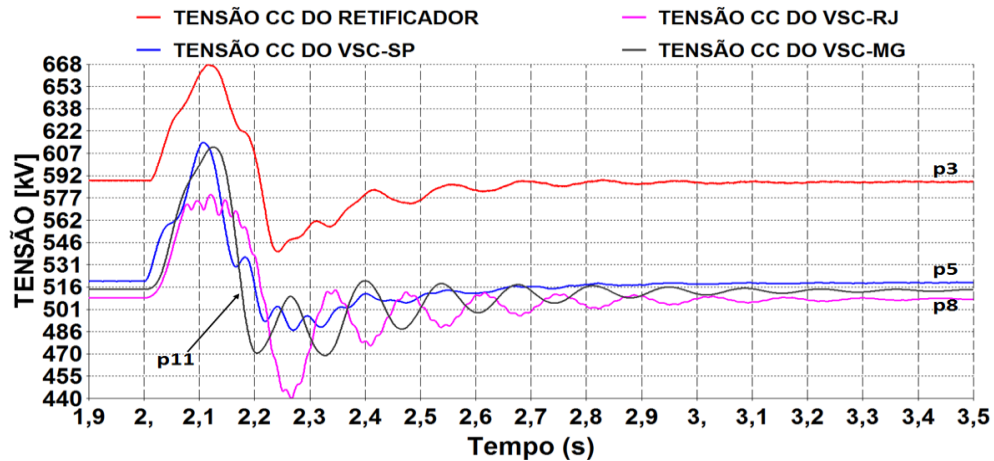


Figura 107 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG, com a lógica de proteção atuando somente no VSC-RJ para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

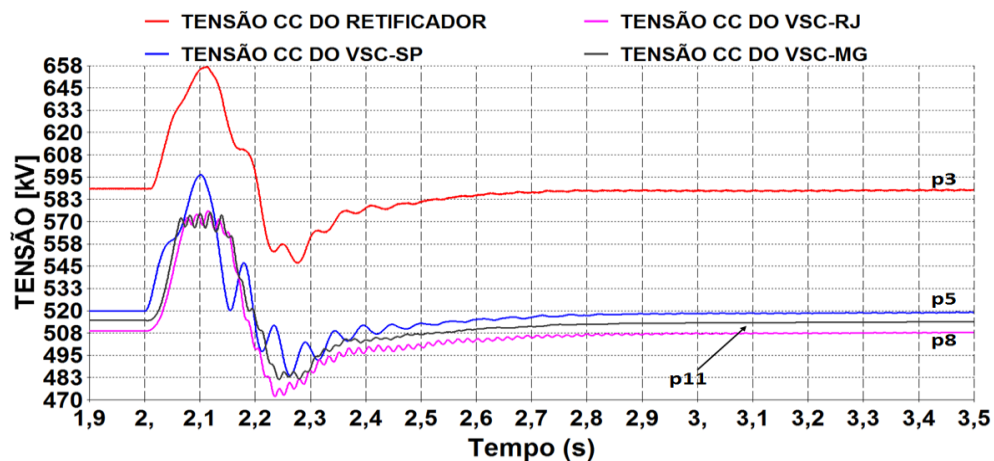


Figura 108 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG, com a lógica de proteção atuando no VSC-MG e VSC-RJ para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

A análise das figuras referentes à tensão CC do sistema H²VDC mostra que a

atuação da lógica de proteção é mais efetiva no aspecto global quando inserida nos dois VSCs (RJ e MG), em comparação com a resposta com a lógica introduzida apenas no VSC-RJ. Essa análise está correta, pois teoricamente cada lógica de proteção irá atuar fazendo com que cada VSC mude o seu modo de controle transitoriamente para controle de tensão e aumente a sua potência, reduzindo assim as sobretensões do sistema. Assim, após a análise desses resultados, é considerada, nessa tese, a configuração com duas lógicas de proteção (uma no VSC-RJ e outra no VSC-MG) pelo fato de proporcionar menores sobretensões ao sistema. Apesar de ser usada nessa tese uma configuração com duas lógicas de proteção para análise do sistema H²VDC, essa característica do número de lógicas a ser aplicada a uma determinada configuração do sistema H²VDC deve ser decidida através de estudos específicos para sobretensões, máxima suportabilidade do equipamento e critérios de operação. A partir deste ponto, todas as respostas obtidas nessa tese consideram duas lógicas de proteção (VSC-RJ e VSC-MG). Assim, a resposta das sobretensões do sistema, considerando a inserção das lógicas de proteção no VSC-RJ e VSC-MG, é mostrada na Figura 108. O valor máximo de sobretensão transitória é de 570 kV.

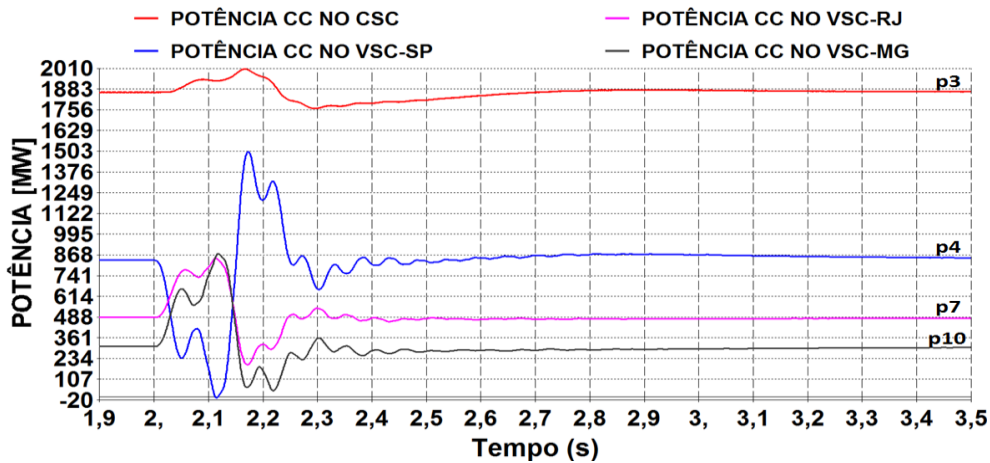


Figura 109 – Potência CC no retificador CSC, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

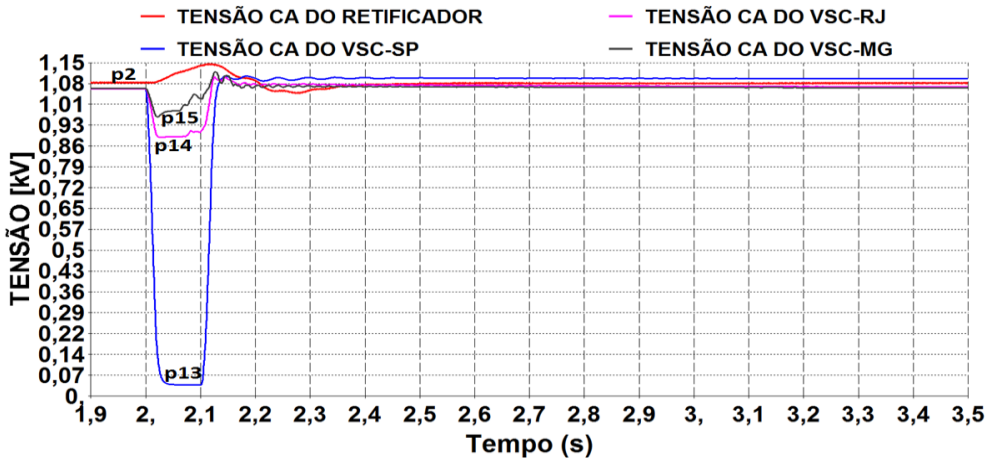


Figura 110 – Tensão rms agregada na rede CA equivalente do retificador-CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

A Figura 110 mostra a resposta da tensão CA do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito trifásico no VSC-SP. Nessa figura é visto que houve um afundamento de tensão na rede CA do VSC-SP que chega próximo a zero e atinge o valor mínimo de 0.88 pu no VSC-RJ. Nessa condição, o controle de tensão CA dos VSCs leva a operação desses equipamentos para a região de potência reativa capacitiva no sentido de tentar controlar as respectivas tensões CA.

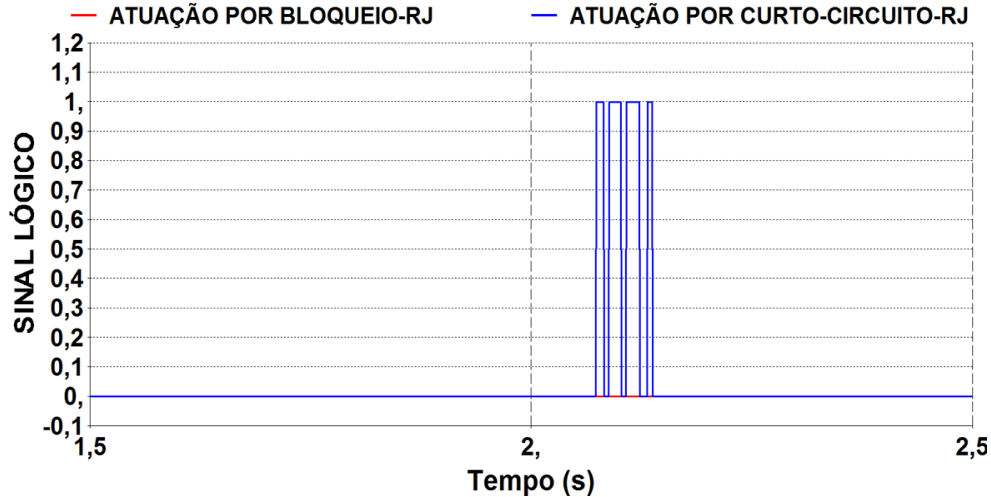


Figura 111 – Sinal da atuação pela lógica de bloqueio e curto-circuito aplicada no VSC-RJ.

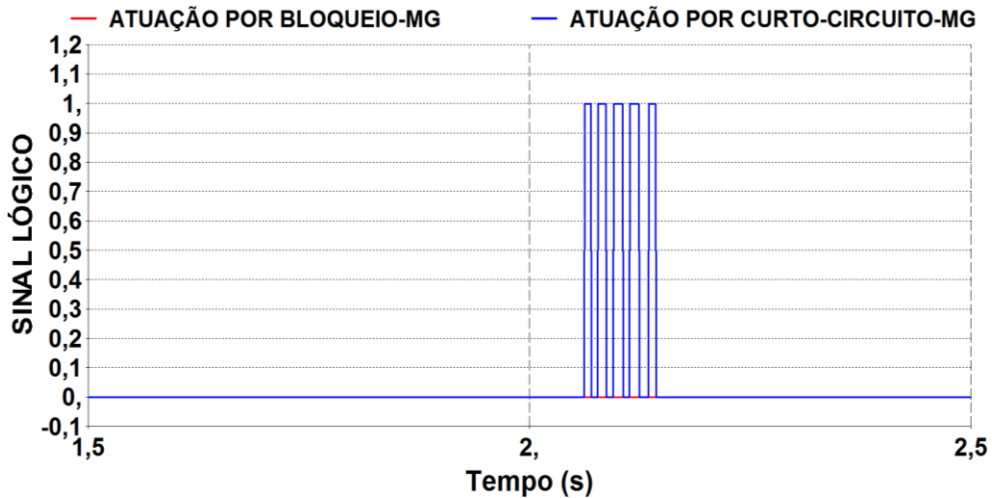


Figura 112 – Sinal da atuação pela lógica de bloqueio e curto-circuito aplicada no VSC-MG.

A Figura 111 e a Figura 112 mostram os sinais de atuação do controle da lógica de proteção da Figura 62, que na sua concepção pode atuar tanto para bloqueio permanente ou curto-circuito do VSC-SP. Nesse caso, houve atuação das lógicas de proteção nos VSCs de Minas Gerais e Rio de Janeiro por causa do curto-circuito trifásico aplicado na rede CA do VSC-SP. Essas atuações ocorreram devido as variáveis de tensão CC e tensão CA do VSC-RJ e VSC-MG atingirem os valores de ajuste que serviram como referências de atuação, conforme mostrado na Tabela 8.

- Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de Minas Gerais e Rio de Janeiro

A principal finalidade da simulação do curto-circuito trifásico na rede CA de Minas Gerais ou na rede CA do Rio de Janeiro é mostrar que as lógicas de proteção não devem atuar, segundo a sua concepção, para essas emergências. Elas não devem trazer problemas ao sistema, pois como o VSC-SP é um conversor em “slack” de potência, qualquer desequilíbrio de potência, transitório ou permanente, deve ser compensado pela potência nesse conversor. Conforme já explicado anteriormente, esse curto-circuito é aplicado em t=2 segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirado em t=2,1 segundos seguindo o critério de tempo do curto-circuito monofásico.

Nas simulações dos dois curto-circuitos não houve atuação das lógicas de proteção nos VSCs de Minas Gerais e Rio de Janeiro por causa do curto-circuito trifásico aplicado na rede CA do VSC-MG ou na rede do VSC-RJ, conforme esperado.

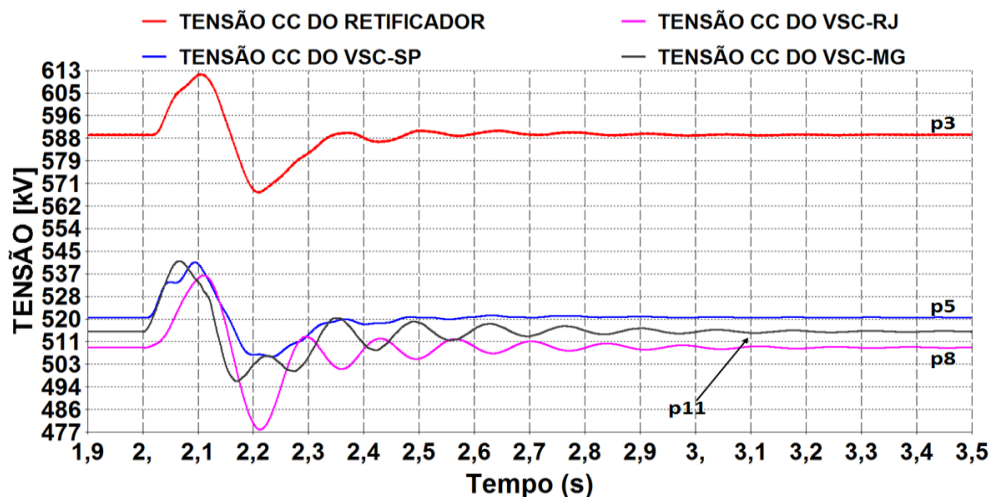


Figura 113 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-MG.

Pela análise da Figura 113 é possível visualizar que mesmo sem a atuação da lógica de proteção, o sistema H²VDC apresenta bom comportamento para o curto-circuito trifásico na rede CA receptora de Minas Gerais. Esse comportamento se deve ao fato que o VSC-SP está em “slack” de potência e compensa qualquer desequilíbrio de potência do sistema.

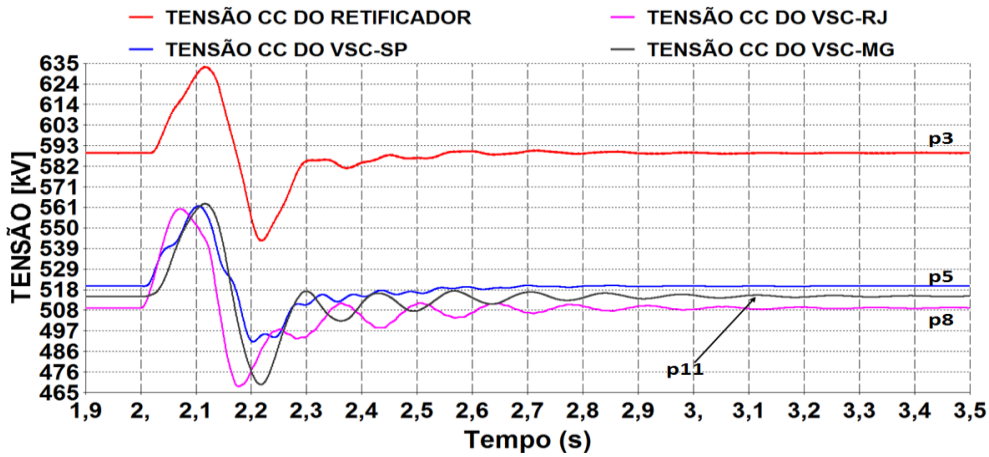


Figura 114 – Tensão CC do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-RJ.

A Figura 114, referente a tensão CC do sistema, mostra que mesmo sem a atuação da lógica de proteção, os valores das sobretensões no lado CC encontram-se dentro dos valores permitidos. Após o período transitório, as tensões voltam aos valores de regime permanente.

- **Intercâmbio de potência entre os VSCs da configuração multiterminal**

Uma das características operativas do sistema H²VDC, que pode trazer flexibilidade à operação de um sistema de potência, é a possibilidade de intercâmbio de potência entre os próprios VSCs da configuração multiterminal. Se algum VSC da configuração multiterminal precisar converter mais potência para atender um aumento da carga na rede CA equivalente conectada aos seus terminais, e o retificador já estiver operando na sua capacidade máxima, outro VSC dessa configuração multiterminal que esteja operando abaixo da sua capacidade nominal poderá fornecer essa potência. A Figura 115 mostra um exemplo de intercâmbio de potência que pode ser aplicado entre os VSCs do Rio de Janeiro e São Paulo.

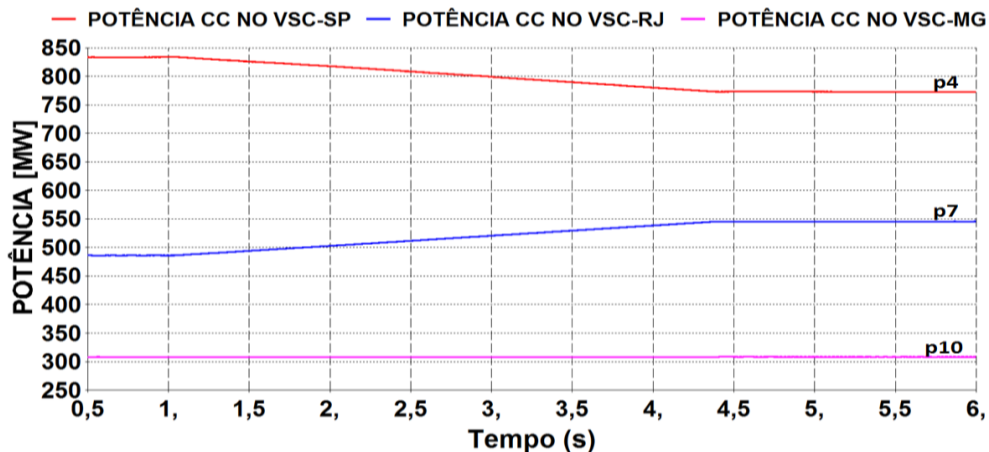


Figura 115 – Potência CC no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para um intercâmbio de potência entre os VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro.

Na Figura 115 é mostrada a operação de intercâmbio de potência entre os VSCs do Rio de Janeiro e São Paulo. O VSC-RJ recebeu uma ordem para aumentar a sua potência de 486 MW para 546 MW. Como o VSC-SP é o conversor “slack” do sistema, ele reduziu automaticamente a sua potência de 840 MW para 773 MW na mesma taxa que o aumento de potência do VSC-RJ (19 MW/s). A Figura 116 mostra o comportamento da tensão CC em todos os VSCs do sistema H²VDC.

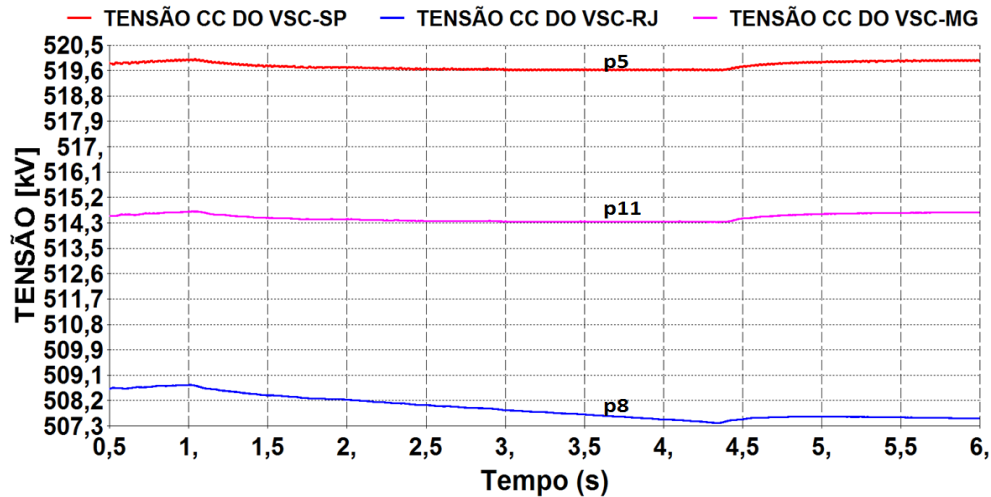


Figura 116 – Tensão CC do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para um intercâmbio de potência entre os VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro.

Durante esse intercâmbio de potência entre esses VSCs é visualizada uma queda na tensão CC do conversor do VSC-RJ, enquanto as tensões do VSC-SP e VSC-MG sofrem pouca variação. Esse comportamento se deve ao fato de que o VSC-SP controla a sua tensão CC e o VSC-MG permanece com a sua potência inalterada durante essa operação de intercâmbio de potência. Como a potência do VSC-RJ é aumentada, e ele está em modo de controle de potência, a redução da sua tensão CC está coerente.

Vale ressaltar que o intercâmbio de potência também pode ser aplicado em conversores que estejam em modo de controle de potência. Nesse caso, deve ser dada uma ordem de aumento de potência para um VSC e uma outra ordem, no mesmo valor, de redução de potência ao outro VSC. Para tal finalidade foi executado uma operação de intercâmbio de potência entre os VSCs do Rio de Janeiro (aumento da ordem de potência de 486 MW para 546 MW) e Minas Gerais (redução da ordem de potência de 308 MW para 248 MW). A Figura 117 mostra o comportamento da potência CC nos VSCs durante esse intercâmbio de potência.

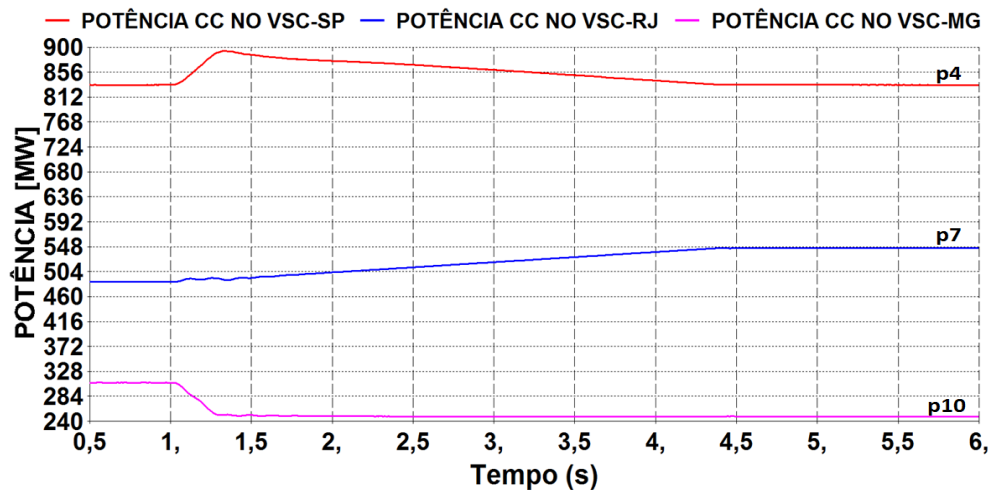


Figura 117 – Potência CC no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para um intercâmbio de potência entre os VSCs de Minas Gerais e Rio de Janeiro.

Na Figura 117, que mostra o comportamento da potência CC nos VSCs do sistema H²VDC para o intercâmbio de potência entre os VSCs de RJ e MG, foi visualizado que também há uma variação na potência CC do VSC-SP. Essa variação na potência CC do VSC-SP, que é o conversor “slack” em potência, se deve ao fato que a taxa do aumento da potência do VSC-RJ é menor que a taxa de redução da potência do VSC-MG. Conseqüentemente, como a potência do VSC-MG é reduzida numa taxa maior do que o aumento de potência no VSC-RJ, o VSC-SP irá equilibrar essa diferença de potência que há entre o valor da potência do VSC-RJ e do VSC-MG. O valor da taxa de subida da potência do VSC-RJ é de 18 MW/s, enquanto o valor da taxa de descida do VSC-MG é de aproximadamente 240 MW/s. Assim, quando houver a necessidade de intercâmbio de potência entre VSCs que estejam em modo de controle de potência, deve-se tomar muito cuidado com a taxa de rampeamento aplicada para a subida e descida nos VSCs para que não ocasione problemas de transmissão e sobrecarga em outros VSCs da configuração multiterminal. Se por acaso, esses valores de rampamento não estiverem condizentes, haverá variação de potência no VSC que está em modo de controle de tensão CC.

5.2- Análise do sistema H²VDC para o Caso 2

A análise do sistema H²VDC descrita aqui é referente ao **Caso 2**. Conforme descrito anteriormente, esse caso analisa uma segunda forma de operação desenvolvida para o sistema H²VDC. Resumidamente, nesse caso, o retificador opera em modo de controle de tensão e os VSCs operam em modo de controle de potência. Como o retificador está em controle de tensão e, conseqüentemente, em “slack” em potência, qualquer desequilíbrio de potência no sistema H²VDC é compensado por um aumento ou redução automático de potência neste retificador. Por exemplo, no bloqueio de algum VSC o retificador reduz, transitoriamente, a sua potência ativa e logo após a atuação do controle enviando uma ordem de redespacho para outro VSC, a potência do retificador é reestabelecida. A seção 5.2.1 mostra o comportamento do processo de “startup” do sistema H²VDC.

5.2.1- Processo de “start-up” do sistema H²VDC

Semelhante ao considerado na seção 5.1.1, o gerador equivalente da usina hidrelétrica está, inicialmente, desconectado do sistema H²VDC e opera como fonte de tensão. Em t=0,05s ele passa a operar como máquina síncrona e o seu rotor permanece sem considerar a dinâmica mecânica, dando característica de gerador com frequência constante igual a 1 pu. Neste caso, a frequência da máquina permanece inalterada em 1 pu mesmo se ocorrer um distúrbio nos seus terminais. Em t=2,0 s é enviado um sinal de controle para que o rotor do gerador passe a considerar a dinâmica mecânica e passe a operar como máquina com variação de frequência. Após o rotor ser desbloqueado, em t=2,0 s, é enviado um sinal, em t=2,1 s, para o fechamento do disjuntor da usina que faz o acoplamento do gerador equivalente ao sistema CA do retificador. A Figura 118, Figura 119, Figura 120 e Figura 121 mostram as respostas da frequência dos geradores, da tensão terminal do gerador, das potências ativa e reativa do gerador e as potências ativas no lado de alta de 500 kV do transformador elevador da usina, respectivamente.

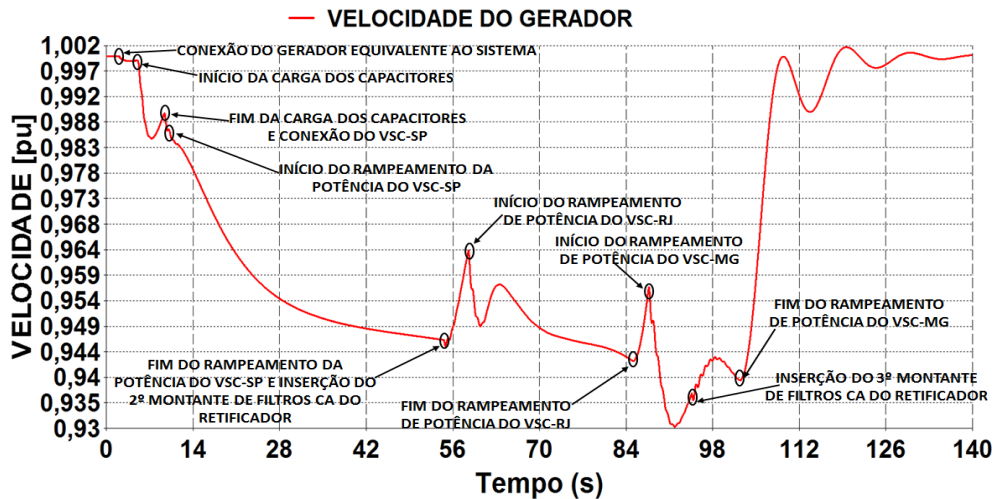


Figura 118 – Velocidade do gerador durante o processo de “startup” do sistema H²VDC.

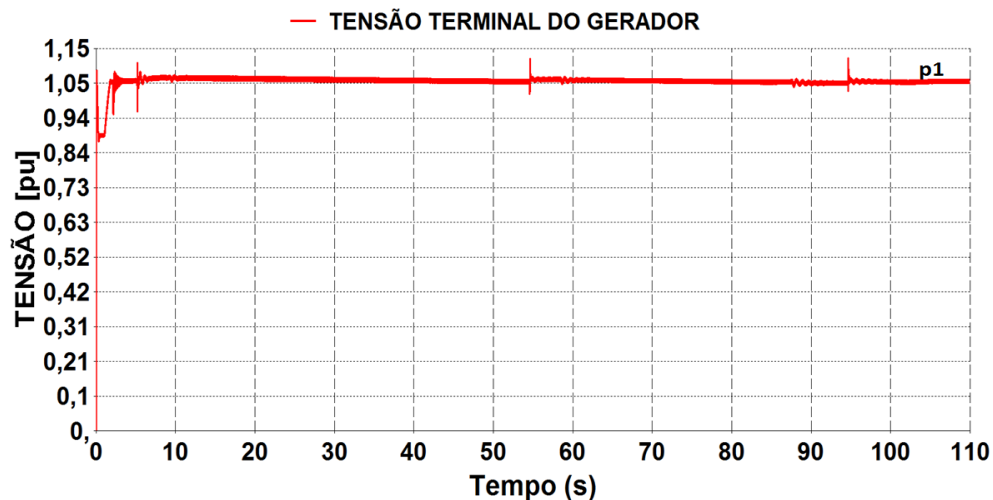


Figura 119 – Tensão CA rms agregada nos terminais dos geradores.

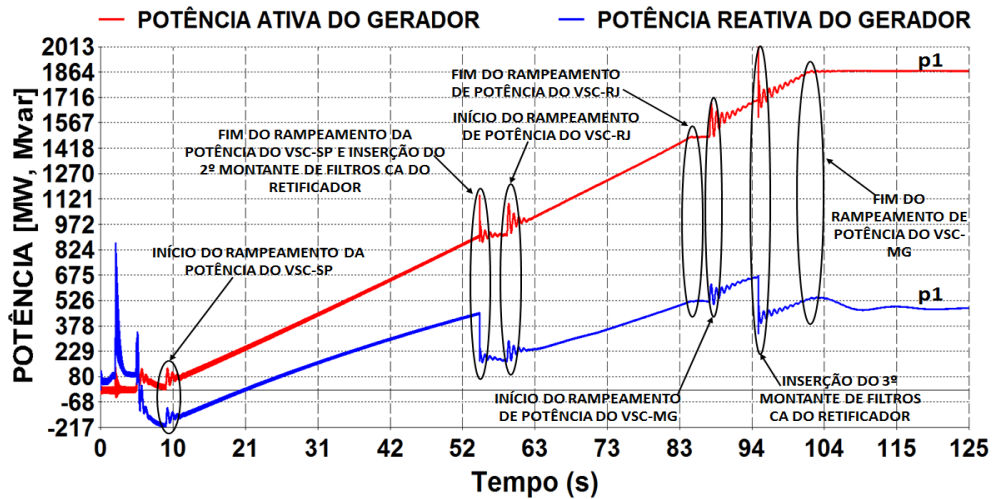


Figura 120 – Potências ativa e reativa nos terminais do gerador equivalente.

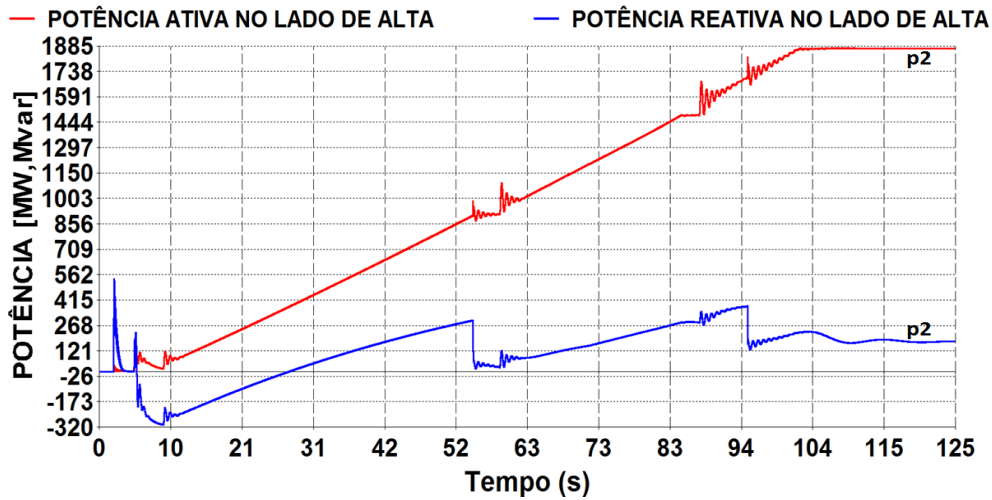


Figura 121 – Potências ativa e reativa no lado de 500 kV do transformador elevador da usina hidrelétrica.

A análise da Figura 118, Figura 119, Figura 120 e Figura 121 mostra que a inicialização dos geradores e a sua posterior conexão à rede CA do retificador ocorreram sem maiores problemas. Durante o rampeamento da potência no retificador do sistema H²VDC houve uma queda controlada na frequência dos geradores síncronos, que atingiu o valor mínimo de 0,93 pu. No instante que a potência do retificador CSC atingiu o seu valor de regime permanente (em torno de 1860 MW), o regulador de velocidade atuou com a finalidade de levar a frequência dos geradores para o valor próximo de 1 pu (valor de equilíbrio entre carga e geração de regime permanente).

A modelagem utilizada para o regulador de velocidade dos geradores síncronos é proveniente dos estudos iniciais do sistema de transmissão CCAT das usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau. Nesse modelo, não foi feito nenhum ajuste mais detalhado nos parâmetros com a finalidade de melhorar o desempenho e, conseqüentemente, a resposta do gerador para a queda de frequência e durante alguns distúrbios que ocasionem desequilíbrio entre potência mecânica e elétrica.

A taxa de rampeamento da tensão do retificador utilizada nessa tese é de 1 kV/s. Para a potência, a taxa aplicada é de 18.51 MW/s e está diretamente ligada à taxa de subida da potência dos VSCs. Em sistemas de transmissão em corrente contínua, essa taxa de subida, assim como a taxa de descida, é um parâmetro muito importante pois influencia diretamente o desempenho do sistema CA conectado aos seus terminais. Se essa taxa de subida for muito rápida ela pode ocasionar afundamento de tensão e perda da estabilidade dependendo das características do sistema (SCR, nível de tensão etc.). No caso de ser muito lenta, esse sistema pode demorar muito na tomada de carga. Para cada caso real devem ser feitos estudos mais detalhados para se determinar a melhor taxa de rampeamento da potência.

O gráfico da tensão terminal dos geradores, conforme visualizado na Figura 119, mostrou que o regulador de tensão atuou corretamente e manteve a tensão terminal estável no valor de 1.05 pu (14.49 kV) durante todo esse processo de tomada de carga. Os pequenos picos de tensão que aparecem na simulação são referentes ao chaveamento dos filtros na rede CA do retificador e também referentes à inserção dos VSCs ao sistema (modo de controle de potência).

As respostas obtidas para a potência ativa e reativa nos terminais do gerador e na rede de 500 kV (lado de alta do transformador elevador da usina) foram consideradas normais durante esse processo de carga estudado para o sistema H²VDC. Como nas figuras anteriores, os pequenos picos que aparecem na potência ativa e os degraus nas respostas de potência reativa da Figura 120 e Figura 121, durante o rampeamento da potência do sistema H²VDC, são referentes, também, ao chaveamento dos filtros na rede CA do retificador.

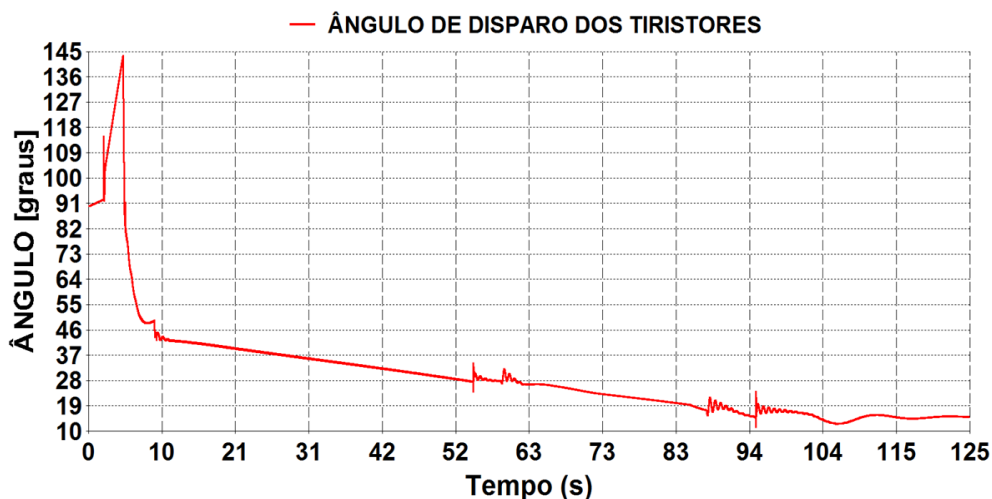


Figura 122 – Ângulo de disparo dos tiristores do retificador.

O valor de regime permanente do ângulo de disparo dos tiristores do retificador está em torno de 14,95°. A Figura 122 mostra que o controle de tensão reduz o ângulo de disparo suavemente para que a tensão CC no retificador seja elevada até o seu valor de ajuste (590 kV). A relação entre a tensão CC e o ângulo de disparo dos tiristores é mostrada em (52). Os pequenos picos que aparecem na Figura 122, em aproximadamente 55 e 95 segundos, são ocasionados pela inserção do 2º e 3º conjuntos de filtros,

respectivamente, conforme descrito na Tabela 10. Os transitórios mostrados em aproximadamente 10, 59 e 88 segundos são referentes à inserção dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, respectivamente, ao sistema. A Figura 123 mostra o efeito da redução do ângulo de disparo no aumento da tensão CC do retificador.

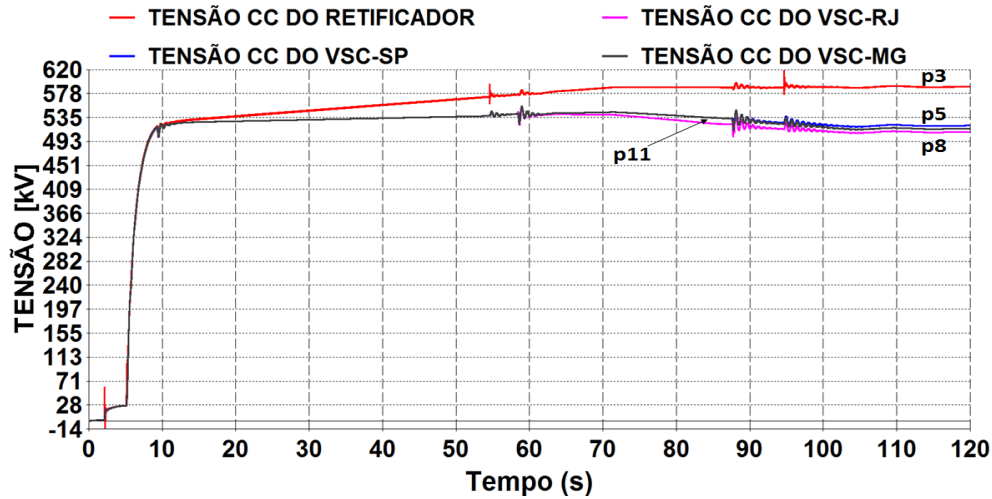


Figura 123 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 123 mostra o comportamento da tensão CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nesse caso, o controle de tensão atua diretamente no ângulo de disparo α e, conseqüentemente, na tensão CC do retificador. Nessa mesma figura, na curva em vermelho, é mostrado o efeito da redução do ângulo de disparo α (Figura 122) no aumento da tensão CC do retificador. Como os inversores VSCs estão em modo de controle de potência, e dependendo do rampeamento da tensão do retificador e da corrente CC do sistema, pode haver um aumento ou redução na tensão CC nos terminais do capacitor dos VSCs. Se a ordem de potência dada aos inversores for pequena e o valor da tensão CC no retificador for alto, a curva da tensão CC do capacitor pode até ser aumentada. Esse comportamento pode ser melhor analisado na Figura 123 entre os tempos de 60 a 70, com conseqüente aumento da tensão dos capacitores e de 70 a 80 s, com conseqüente redução na tensão dos capacitores. Entre os tempos de 60 a 70, como o retificador ainda está aumentando a sua tensão, há um aumento da tensão nos terminais CC dos VSCs. Entre 70 a 80 segundos, como o retificador já atingiu o seu valor de regime permanente e a potência no VSC-RJ ainda está aumentando pela rampa é visualizada uma queda na tensão terminal dos VSCs. Depois que todos os VSCs atingirem os seus respectivos valores de potência em regime permanente, a tensão CC do sistema é estabilizada. Esse comportamento também corrobora com a explicação dada nesta seção.

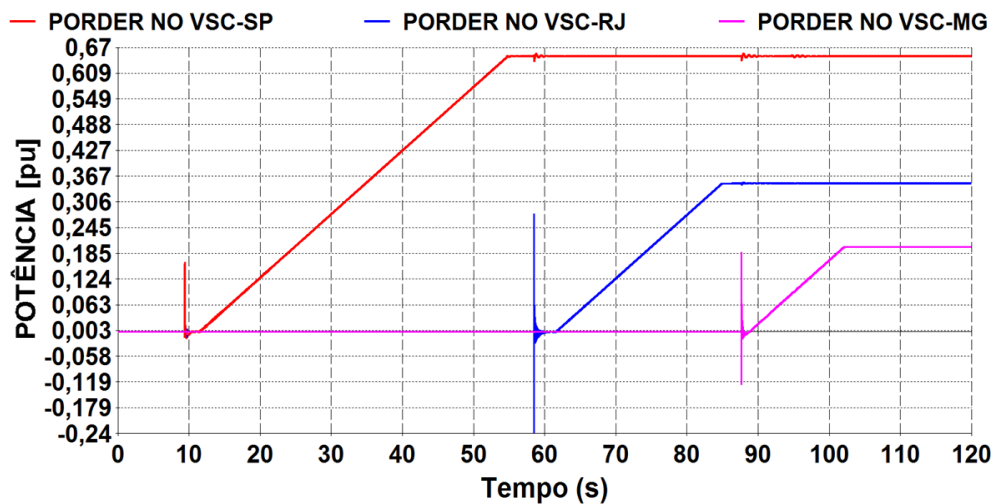


Figura 124 – Ordem de potência no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 124 mostra a ordem e o rampeamento da potência de zero até o valor de regime permanente no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG, ou seja, 0,65, 0,35 e 0,20 pu, respectivamente. O valor considerado para o rampeamento é de aproximadamente 18 MW/s em ambos os VSCs. Os transitórios observados no momento de partida desses controles são originados pelos valores adotados para os parâmetros das malhas do controle de potência dos VSCs. Conforme mencionado anteriormente, esses parâmetros foram adotados considerando apenas o método de tentativa e erro sem otimização mais detalhada nos valores destes parâmetros. As respostas apresentadas na Figura 124 mostram que as malhas do controle de potência adotadas para o VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG, conforme descritas na Figura 49, Figura 53 e Figura 57, respectivamente, resultaram em bom desempenho no controle da potência.

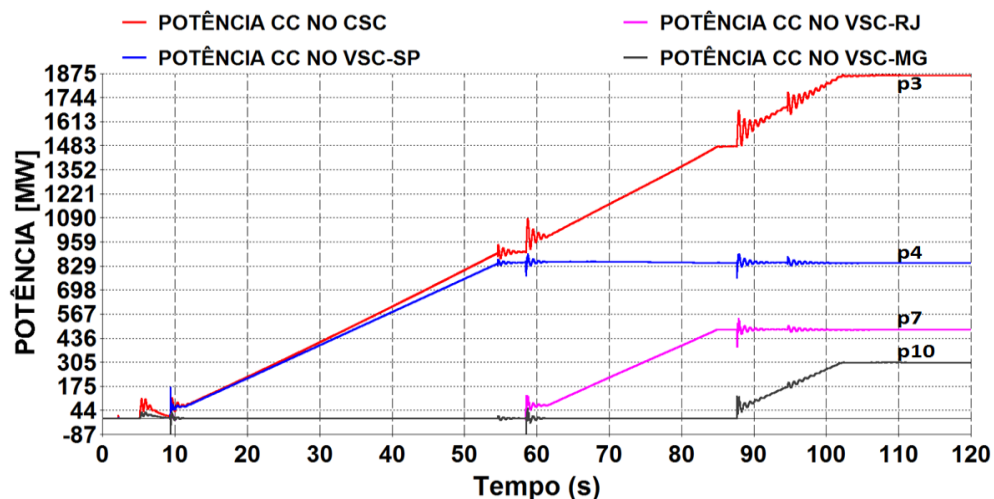


Figura 125 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

As respostas obtidas para as potências CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG são mostradas na Figura 125. Essa figura mostra todo processo de “startup” da potência CC do valor zero até o valor ajustado para a operação em regime permanente.

Vale ressaltar que o retificador está em modo de controle de tensão (“slack” em potência) e por isso, o rampeamento da potência no retificador é uma consequência dos valores adotados para o rampeamento da potência nos VSCs. O controle de tensão adotado para o retificador não atua diretamente no controle da potência CC do sistema. Inicialmente, o primeiro VSC a ser ligado e rampeado é o de São Paulo, numa taxa de 18 MW/s até o seu valor de regime permanente em 846 MW. Quando o VSC-SP atinge o valor de regime permanente, o VSC do Rio de Janeiro é disparado e começa a rampear potência na mesma taxa de 18MW/s até o valor de ajuste em regime permanente que é de 482 MW. Quando o VSC do Rio de Janeiro atinge o valor de regime permanente, o VSC de Minas Gerais é inicializado e começa a rampear potência na ordem de 18 MW/s até o seu valor de regime permanente de 304 MW. A partir desse ponto, os valores de potência e tensão do sistema H²VDC ficam estabilizados nos seus valores de regime permanente. O valor do rampeamento da potência do VSC-SP, VSC-RJ e do VSC-MG, em 18 MW/s, foi adotado considerando uma menor variação possível no valor da tensão dos capacitores dos VSCs. Os rampeamentos de potência aplicados nesse sistema, de um pequeno valor até o regime permanente, são necessários para evitar grandes transitórios de tensão, assim como evitar problemas de colapso de tensão na rede CA receptora quando a potência é elevada muito rapidamente. Esse valor de rampeamento de 18 MW/s está na ordem de grandeza das taxas adotadas para os elos CCAT existentes no Brasil, por exemplo, o rampeamento aplicado no elo CCAT de Itaipú é de aproximadamente 10 MW/s. Os pequenos transitórios observados durante o rampeamento de potência são originados pela inserção do 2º e 3º montantes de filtros do retificador, assim como a inserção dos VSCs na rede.

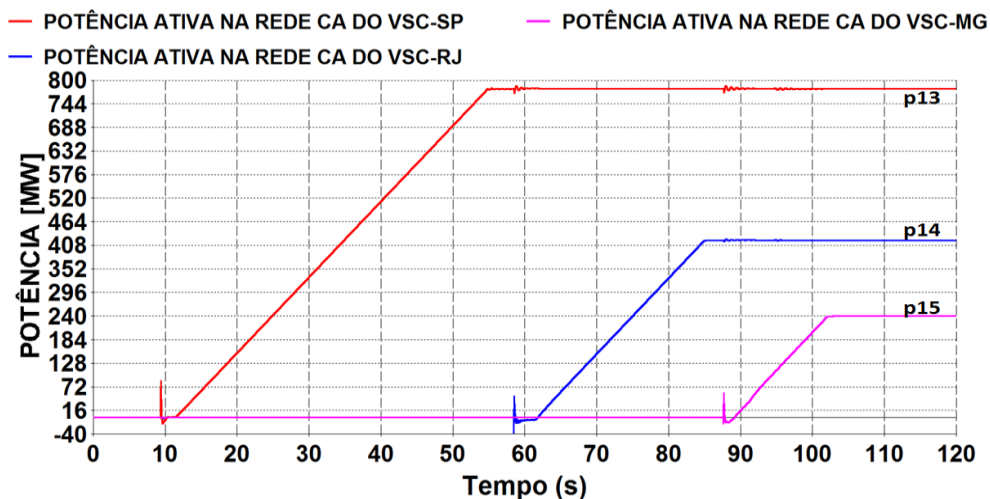


Figura 126 – Potência ativa na rede CA do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 126 mostra o comportamento da potência ativa nas redes CA equivalentes do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. O comportamento da potência ativa CA é semelhante com os gráficos apresentados na Figura 125.

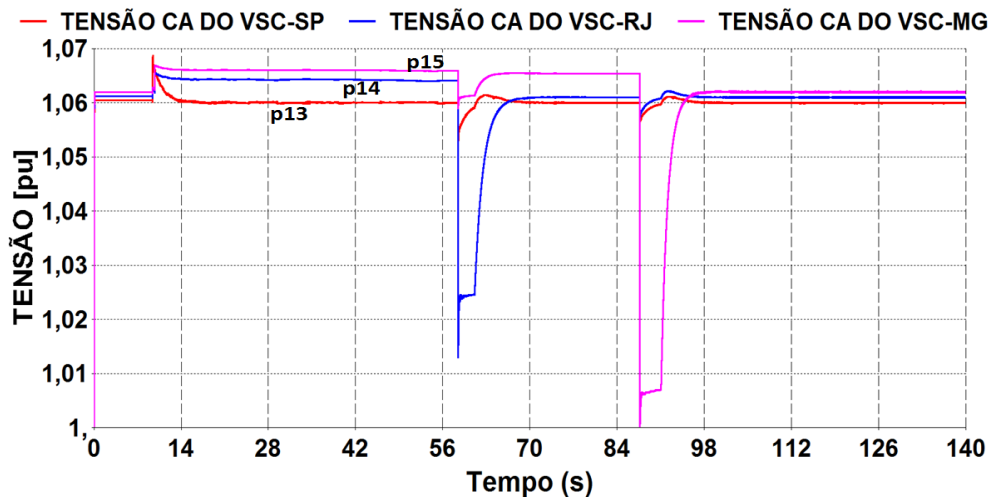


Figura 127 – Tensão rms agregada na rede CA equivalente do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 127 mostra o comportamento da tensão CA das redes equivalentes do VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Durante a simulação são visualizados três transientes que são originados pela partida de cada VSC (SP, RJ e MG). As curvas apresentadas na Figura 127 mostram que as malhas desenvolvidas para o controle da tensão CA, a partir do controle da potência reativa, conforme mostrado na Figura 51, Figura 55 e Figura 59 resultaram em bom desempenho do controle da tensão nos seus respectivos valores de regime permanente.

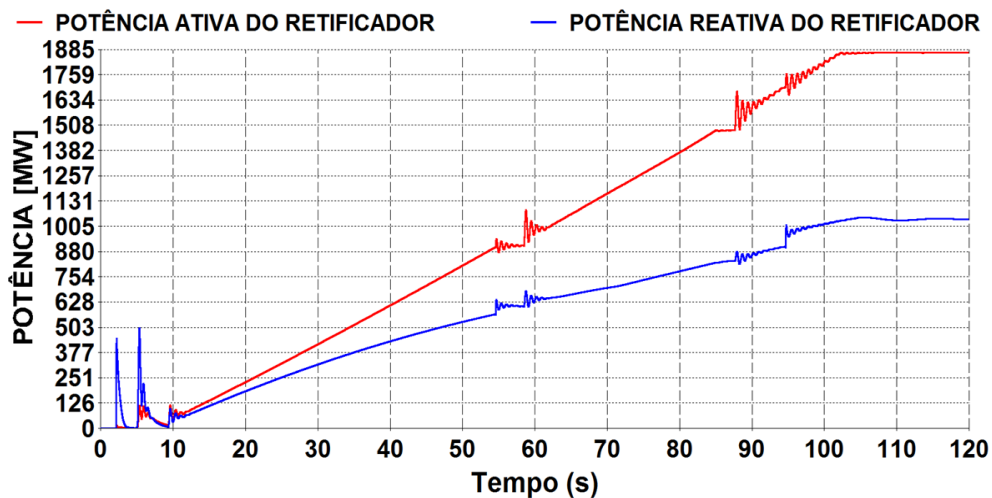


Figura 128 – Potências ativa e reativa do retificador.

A Figura 128 mostra o rampeamento da potência ativa no retificador, assim como o comportamento da potência reativa indutiva. Ainda pela análise dessa figura é possível ver que a relação entre as potências reativa indutiva e ativa ficou em torno de 0,55 (1040 Mvar). Esse valor está, aproximadamente, de acordo com a teoria apresentada por [45] que mostra que a potência reativa indutiva de um CSC está em torno de 50 a 60% da potência ativa transmitida. Os picos visualizados durante a simulação são referentes à inserção dos montantes de filtros na rede CA do retificador e a inserção do VSCs na rede.

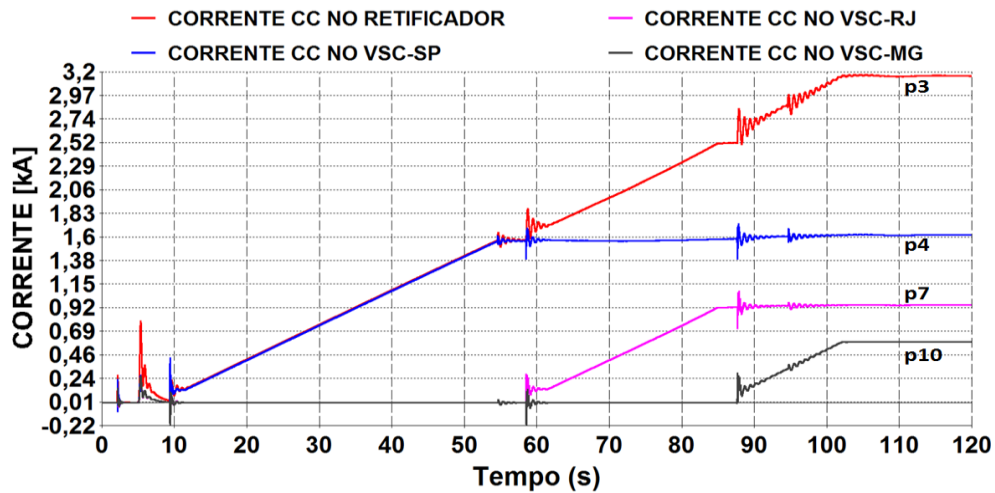


Figura 129 – Corrente CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

A Figura 129 mostra o comportamento das correntes CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Basicamente, o comportamento dessas correntes é bem parecido com o da potência CC nos respectivos pontos de medição, conforme mostrado na Figura 125. Os pequenos picos de corrente visualizados são ocasionados pelo chaveamento do 2º e 3º conjunto de filtros, conforme apresentado pela Tabela 10. O respectivo ponto de medição descrito em cada curva de cada figura pode ser relacionado no sistema H²VDC pela Figura 67. Com a finalidade de complementar a análise do desempenho do sistema H²VDC, a Tabela 12 mostra os valores de regime permanente considerando os casos 3 e 4 descritos anteriormente.

Tabela 12- Resultados da análise de regime permanente do sistema H²VDC, para o Caso 2

Descrição da grandeza	Valor
Tensão CC nos terminais do retificador	590 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-SP	521 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-RJ	510 kV
Tensão CC nos terminais do VSC-MG	516 kV
Corrente na linha CC entre o CSC e o PCC	3,16 kA
Potência no lado CC do CSC	1867 MW
Potência CC medida no PCC	MW
Potência no lado CC do VSC-SP	846 MW
Potência no lado CC do VSC-RJ	482 MW
Potência no lado CC do VSC-MG	304 MW
Potência reativa no retificador	1040 Mvar
Corrente CC no VSC-SP	1,62 kA
Corrente CC no VSC-RJ	0,945 kA
Corrente CC no VSC-MG	0,589 kA
Potência ativa no lado CA do VSC-SP	780 MW
Potência ativa no lado CA do VSC-RJ	420 MW
Potência ativa no lado CA do VSC-MG	240 MW
Ângulo de disparo α do retificador	15,14 °
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-SP	1,060 pu
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-RJ	1,061 pu
Tensão rms trifásica na rede CA do VSC-MG	1,062 pu

Após a análise dos resultados de regime permanente do sistema H²VDC, considerando a operação do *Caso 2*, podem ser feitas os seguintes diagnósticos sobre a operação desse sistema:

- Os resultados obtidos mostraram que o sistema H²VDC apresenta bom comportamento em todas as etapas descritas desde a sua partida até a sua operação em regime permanente, conforme valores apresentados na Tabela 12, e considerando o *Caso 2*;
- Analisando os resultados apresentados na Tabela 12 é possível ver que os valores obtidos no sistema H²VDC, para a aplicação do controle de tensão no retificador e os VSCs em modo de controle de potência, ficaram bem próximos aos valores obtidos na Tabela 11;

- Num sistema de potência real, no caso da aplicação do controle de tensão no retificador e potência nos VSCs, os rampeamentos de potência aplicados para o VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG devem ser analisados mais detalhadamente observando as características de frequência dos geradores, assim como as características do sistema receptor CA (sistemas mais fracos ou mais fortes);
- A análise do comportamento da tensão CC também mostra que o rampeamento de potência dos VSCs deve ser aplicado de tal maneira que não ocasione afundamentos de tensão severos nos capacitores dos VSCs;
- O ângulo de disparo α do CSC, mesmo estando em modo de controle de tensão, ficou dentro do seu valor de projeto, que é de 15° ;
- Os valores obtidos para as tensões CA das redes equivalentes dos VSCs ficaram iguais aos valores adotados como referência para o controle da tensão CA, o que mostra que esses controles, conforme Figura 51, Figura 55 e Figura 59, resultaram em bom desempenho;
- Os transitórios obtidos no início do chaveamento de cada VSC podem ser reduzidos considerando alguns ajustes nos parâmetros das respectivas malhas de controle (controle de tensão CC, controle de potência e controle da tensão CA).

Quando o retificador está em modo de controle de tensão, as variações de potência em pequena ou larga escala na rede CC do sistema H²VDC devem ser compensadas pelo retificador e consequentemente pelos geradores. Casos de grandes perturbações de potência no sistema H²VDC, como o caso do bloqueio de um VSC sem aplicação de redespacho em um outro VSC, podem ocasionar problemas de sobrevelocidade nos geradores. As simulações a seguir irão mostrar esse comportamento.

5.2.1- Análise das emergências considerando o Caso 2

A proposta desse tópico é analisar o comportamento do sistema H²VDC, com as respectivas malhas de controle adotadas e os valores de regime permanente mostrados na Tabela 12, em algumas condições de emergências mais severas nesse sistema. Em cada seção (ou sub-seção) abaixo são mostradas as respostas mais importantes sobre o desempenho do sistema H²VDC com o retificador operando em controle de tensão.

- **Bloqueio permanente do VSC de São Paulo**

Inicialmente, no bloqueio permanente do VSC-SP, como não está sendo

considerada ordem de redespacho para outro VSC, o retificador, que está em controle de tensão e “slack” de potência, deve reduzir drasticamente a sua potência e, conseqüentemente, ocasiona uma sobrevelocidade nos geradores conectados à sua rede CA. Como o regulador de velocidade, devido a sua característica operativa, apresenta uma atuação mais lenta (fechamento de partes mecânicas como redução de ângulos do distribuidor ou rotor), ele não é capaz de limitar essas sobrevelocidades que surgem no gerador equivalente. Outra característica desfavorável à operação do sistema H²VDC, quando ocorre um bloqueio permanente de um VSC, é o tipo de gerador que está sendo usado nessa tese que é o gerador tipo Kaplan-bulbo. Esse tipo de gerador possui baixa constante de inércia ($H = 1,4$ s) e é muito “leve”, ocasionando altas excursões de velocidade quando há algum desequilíbrio entre a potência mecânica x potência elétrica. Assim, por esse motivo, é provável que o sistema H²VDC não suporte uma emergência desse tipo (bloqueio) sem alguma medida operativa de redespacho de potência em outro VSC, ainda mais considerando esse tipo gerador. A ordem para o bloqueio permanente do VSC-SP é dada em $t=2$ segundos de simulação e continua durante todo o tempo. A Figura 130, Figura 131 e a Figura 132 mostram o comportamento da velocidade dos geradores, potência CC e corrente CC no sistema H²VDC, considerando o bloqueio permanente do VSC-SP, sem nenhuma ação de redespacho nos VSCs remanescentes, e o retificador em controle de potência.

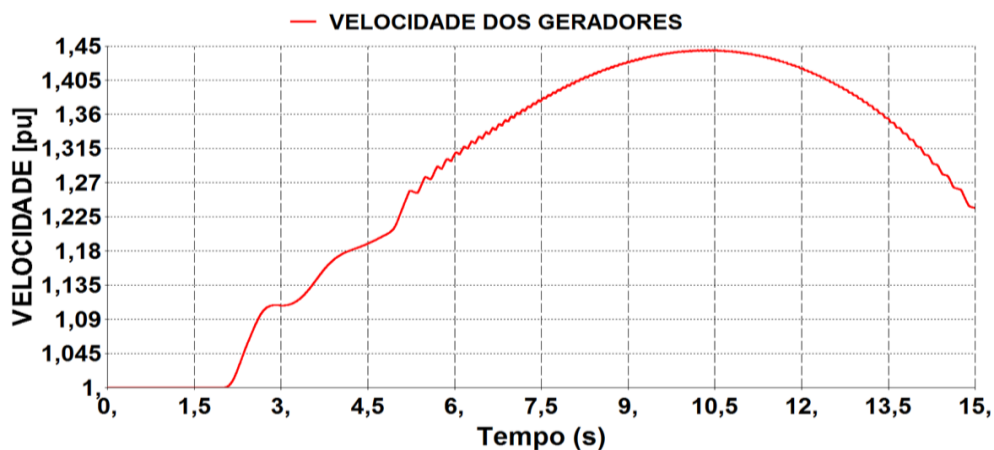


Figura 130 – Velocidade dos geradores para o bloqueio do VSC-SP.

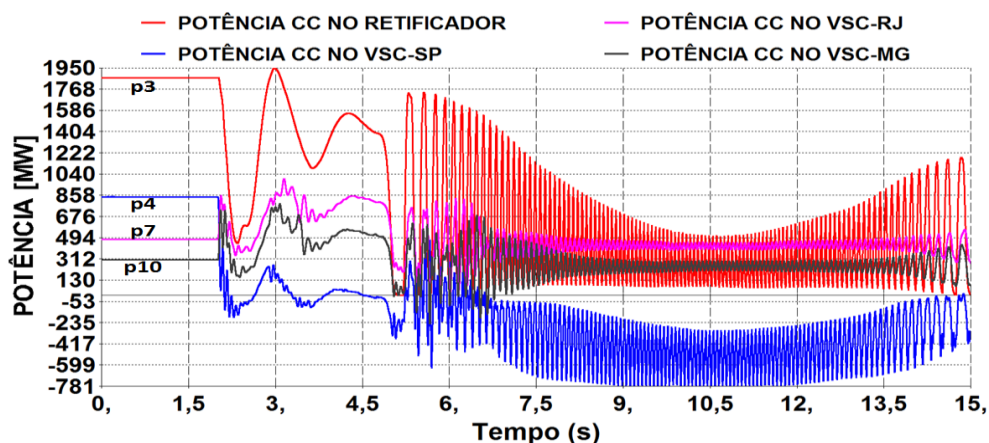


Figura 131 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para o bloqueio do VSC-SP.

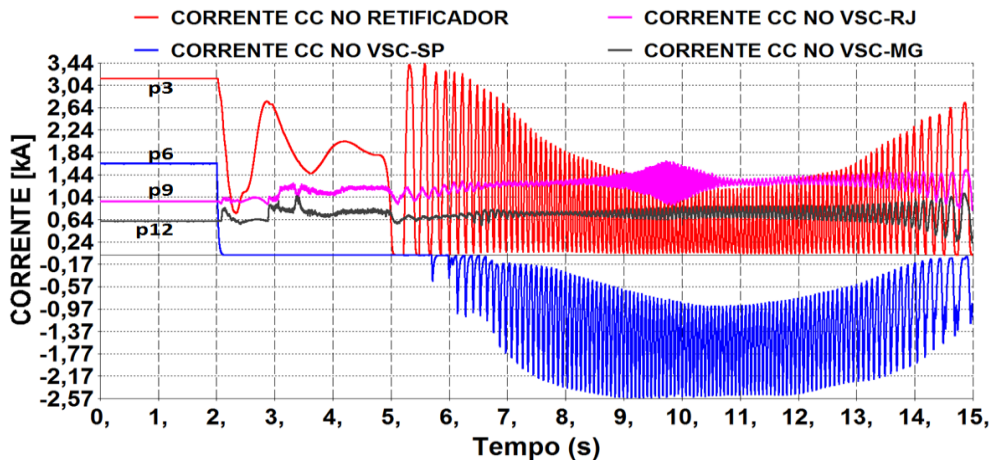


Figura 132 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para o bloqueio do VSC-SP.

Conforme mostrado na Figura 131 e na Figura 132, o bloqueio permanente do VSC-SP fez com que o retificador reduzisse a sua potência despachada drasticamente ocasionando uma sobrevelocidade nos geradores conectados aos seus terminais CA, o que levou o sistema ao colapso. Esse comportamento pode ser explicado matematicamente por (51) onde o torque mecânico se torna muito maior que o torque eletromagnético causando aceleração da máquina. Essa questão da sobrevelocidade é bem característica no gerador equivalente adotado nesta tese, onde estão sendo considerados geradores tipo Kaplan-bulbo que por suas características construtivas possuem baixa inércia ($H=1,4$ s). Baseado nos resultados dessas simulações, esse tipo de operação, com o retificador em modo de controle de tensão (“slack” em potência), com os geradores isolados e com características de baixa inércia, ocasionou grandes problemas à operação do sistema H^2VDC .

Para redes CA muito fortes (se aproximando de barra infinita) ou muito malhadas, nas quais a variação de frequência da máquina é muito pequena quando há um distúrbio, esse modo de controle de tensão no retificador poderia ser bem aplicado. Uma forma de eliminar esse problema seria a implantação de lógicas de redespacho nos VSCs remanescentes, pois nesse caso, ao determinar que houve um bloqueio de algum VSC, o controle poderia enviar uma ordem de redespacho para um VSC remanescente aumentar a sua potência. Com isso, o impacto do bloqueio permanente de um VSC nos geradores seria menor e isso reduziria as chances do sistema entrar em colapso. Uma *análise teórica* seria a montagem e ajuste de reguladores de velocidade com atuações bem mais rápidas, que equilibrariam a potência mecânica na nova condição de potência elétrica. Apesar de teoricamente ser uma solução, na prática isso pode não ser viável, pois reguladores de velocidade, por suas características, apresentam atuação mais lenta e reguladores de velocidade com malhas de controle mais rápidas podem causar instabilidade no sistema. Para exemplificar que o problema do colapso do sistema é por causa da variação de velocidade dos geradores será aplicada esse mesmo bloqueio considerando que a velocidade dos geradores não varia, ou seja, igual a 1 pu sempre. A Figura 133, Figura 134 e a Figura 135 mostram o comportamento do sistema H^2VDC considerando o

bloqueio do VSC-SP e frequência fixa na rede CA do retificador.

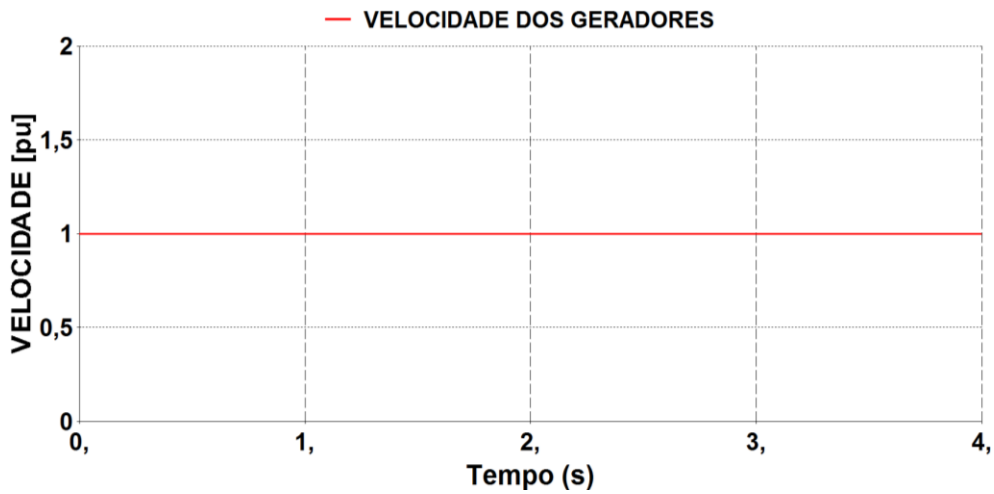


Figura 133 – Velocidade dos geradores para o bloqueio permanente do VSC-SP.

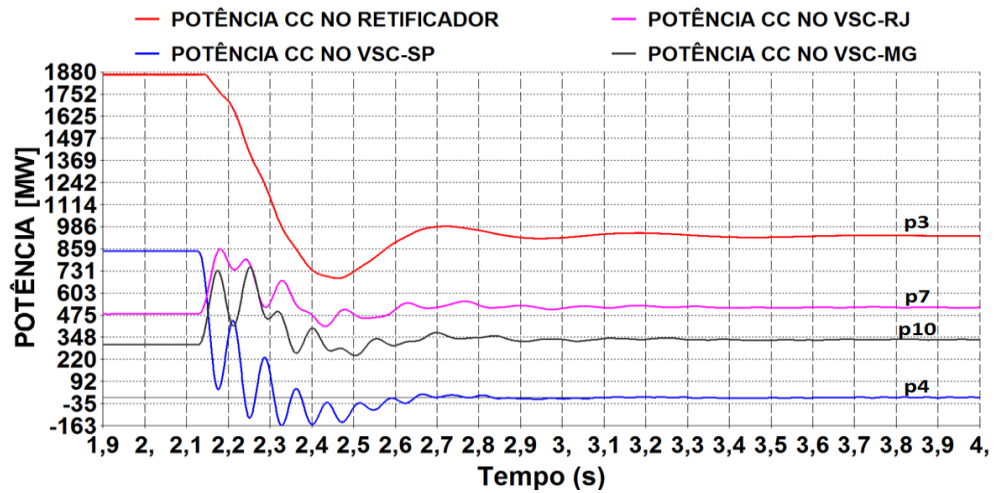


Figura 134 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para bloqueio de conversor e frequência fixa na rede CA do retificador.

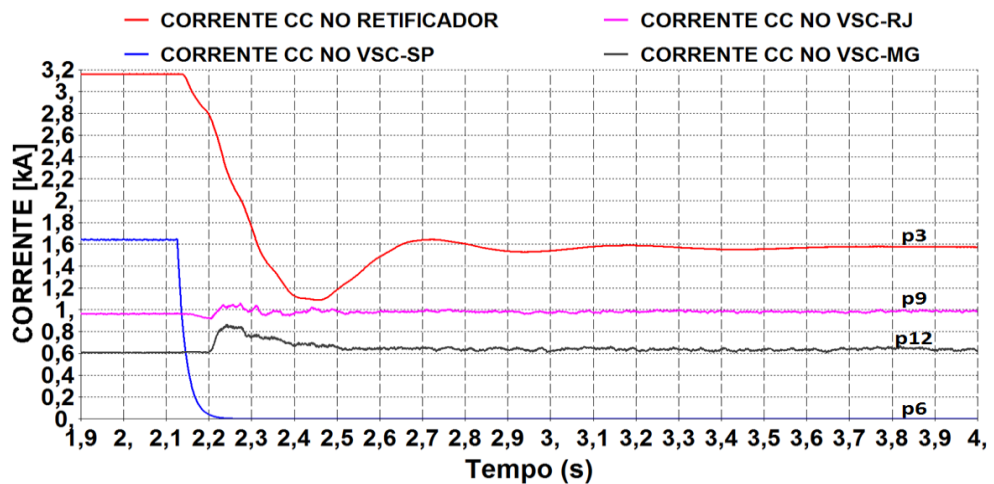


Figura 135 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para bloqueio de conversor e frequência fixa na rede CA do retificador.

A análise da Figura 133, Figura 134 e a Figura 135 mostra que o sistema H²VDC apresentou bom comportamento, para o mesmo bloqueio do VSC-SP, considerando a frequência fixa na rede CA do retificador e sem redespacho no VSC-RJ.

Conforme já citado anteriormente, a aplicação de um redespacho no VSC remanescente pode aliviar a sobrevelocidade dos geradores no bloqueio permanente do VSC-SP. Essa ação pode evitar que o sistema entre em colapso, quando o sistema estiver com a frequência liberada, além de garantir o fornecimento total ou parcial de energia para os consumidores de São Paulo que ainda vão continuar a ser alimentados por outro VSC. Como exemplo da aplicação desse redespacho, considere a Figura 136 onde é feito o bloqueio do VSC-SP e posterior redespacho do VSC-RJ, considerando ainda a frequência do sistema fixa.

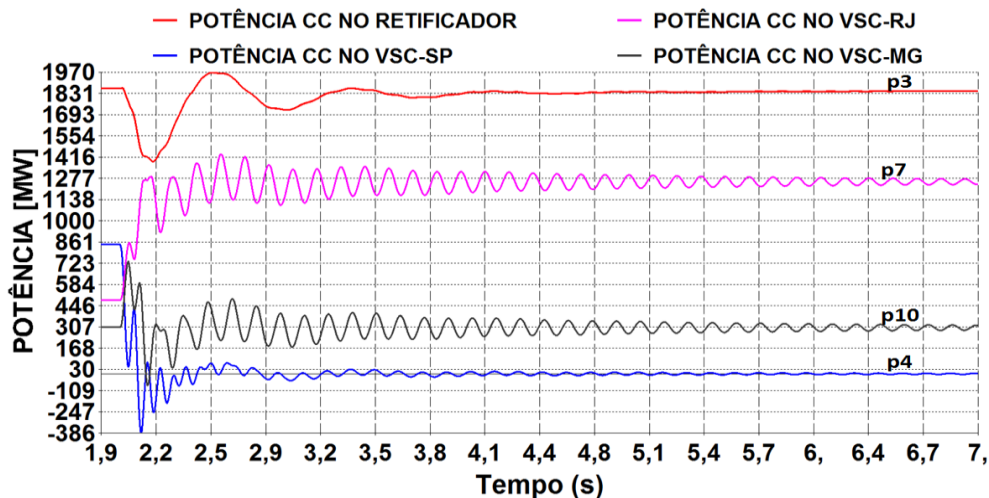


Figura 136 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG para bloqueio de conversor e frequência fixa na rede CA do retificador com redespacho no VSC-RJ.

Para a geração da ordem de redespacho no VSC remanescente é reaproveitada a lógica de proteção mostrada na Figura 62. O ramo do curto-circuito da lógica de proteção é desabilitado e somente a parte de atuação por bloqueio é habilitada. Nas simulações aqui desenvolvidas é considerado que o redespacho de potência seria aplicado apenas no VSC-RJ, com a detecção automática do bloqueio do VSC-SP por essa lógica de atuação. Para atuação da lógica de proteção do VSC-RJ, no bloqueio do VSC-SP, foi considerada apenas a leitura da tensão CC do capacitor do VSC-RJ visto que essa lógica só deve atuar para bloqueio e não para curto-circuito. Assim, para atuação da lógica de proteção nesse exemplo com a frequência bloqueada é considerada apenas a tensão CC de **570 kV**.

A Figura 136 mostra a potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nessa figura é possível visualizar que a potência transmitida pelo VSC-RJ (curva em rosa em ambos os casos) foi aumentada através da ordem de redespacho dado pela lógica de proteção inserida no VSC-RJ. Inicialmente, o valor de potência de regime permanente no VSC-RJ era de 482 MW e após o redespacho foi para 1258 MW. O valor de potência no VSC-SP antes do bloqueio era de 845 MW. Outro fator importante no caso da aplicação de redespacho, e que deve ser estudado profundamente, pois pode causar muitos problemas para a rede CA conectada nos terminais, é a taxa de rampeamento aplicada.

Nessa simulação, o redespacho é feito através de um degrau na ordem de potência do VSC-RJ. Num sistema de potência real devem ser feitos estudos mais detalhados com a finalidade de determinar a melhor taxa de rampeamento a ser aplicada na ordem de redespacho do VSC, com o compromisso de não causar problemas de afundamento de tensão na rede CA receptora e evitar grandes excursões de velocidade nos geradores. Ou o sistema multiterminal não deveria ter “grandes” VSCs. Se vários menores este problema estaria diluído.

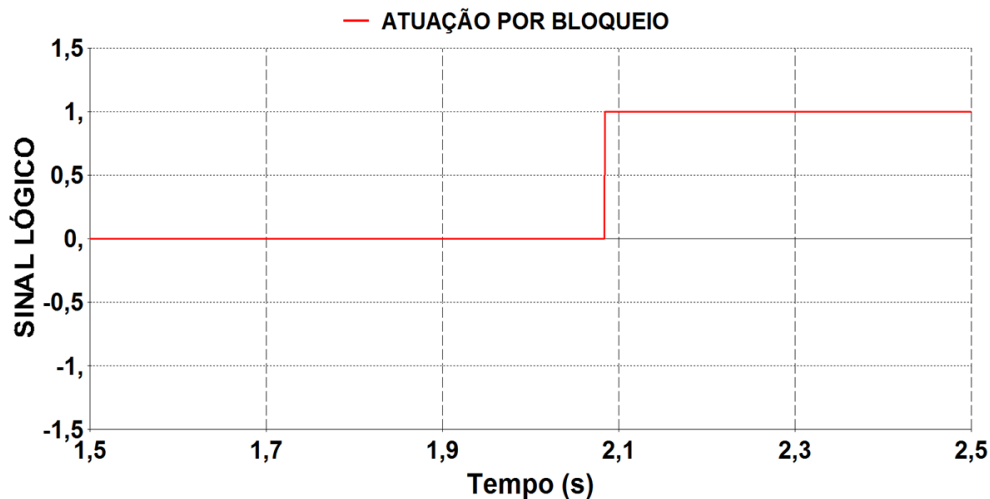


Figura 137 – Sinal da atuação pela lógica de bloqueio aplicada no VSC-RJ.

A Figura 137 mostra a atuação da lógica de proteção inserida no VSC-RJ. Nessa curva é possível visualizar que a lógica detectou o bloqueio do VSC-SP e mandou o sinal para que o próprio controle de potência do VSC-RJ fizesse o redespacho de potência (0 para 1).

De uma forma geral é indicado nessa tese que, se o retificador estiver em controle de tensão, seja inserida uma lógica de redespacho em algum outro VSC remanescente para que o impacto nos geradores CA conectados aos terminais do retificador seja reduzido, no caso de um bloqueio. Além do ponto anterior mostrado, essa ação de redespacho em algum outro VSC garante, mesmo que parcialmente, que a rede CA do conversor bloqueado ainda receba alguma energia.

Após todos os testes desenvolvidos anteriormente, considerando a frequência do gerador equivalente bloqueada, será feita a análise do sistema H²VDC para um bloqueio permanente do VSC-SP considerando a frequência variável seguindo a sua dinâmica e partindo dos resultados apresentados na Figura 131 e Figura 132. Na Figura 138, Figura 140, Figura 141, Figura 142 e Figura 143 é mostrada a velocidade dos geradores, corrente CC, potência CC, potência do gerador, tensão CC e o sinal da lógica de proteção do sistema H²VDC considerando a frequência do gerador variável e o redespacho no VSC-RJ (de 482 MW para aproximadamente 1200 MW) para o bloqueio total no VSC-SP. Para determinar o valor de ajuste da tensão CC para atuação da lógica de proteção é definido o conceito de *níveis de camadas de tensão* para o bloqueio e o curto-circuito trifásico com a finalidade de evitar que a lógica de proteção para o bloqueio seja sensibilizada para um curto-circuito (essa lógica não deve atuar para nenhum curto-circuito trifásico). Após

várias simulações de curto-circuito trifásico nos terminais dos VSCs foi mostrado que o maior valor de tensão CC para esse tipo de curto foi no VSC-SP, cujo valor atingiu 604 kV (chamada de camada 1). Assim, para o ajuste da tensão CC da atuação da lógica de bloqueio do VSC-RJ, para o bloqueio permanente do VSC-SP, foi adotado o valor de 607 kV (chamada de camada 2).

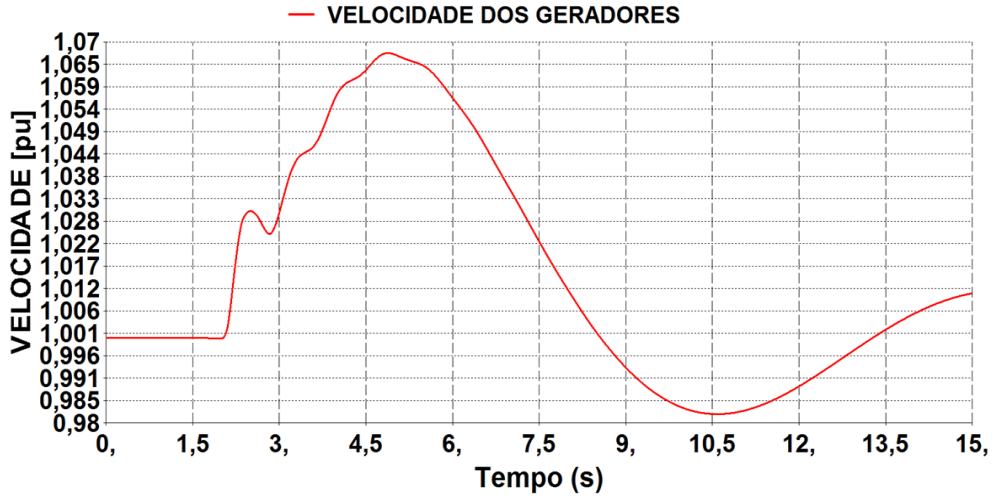


Figura 138 – Velocidade dos geradores para o bloqueio permanente do VSC-SP considerando a dinâmica normal.

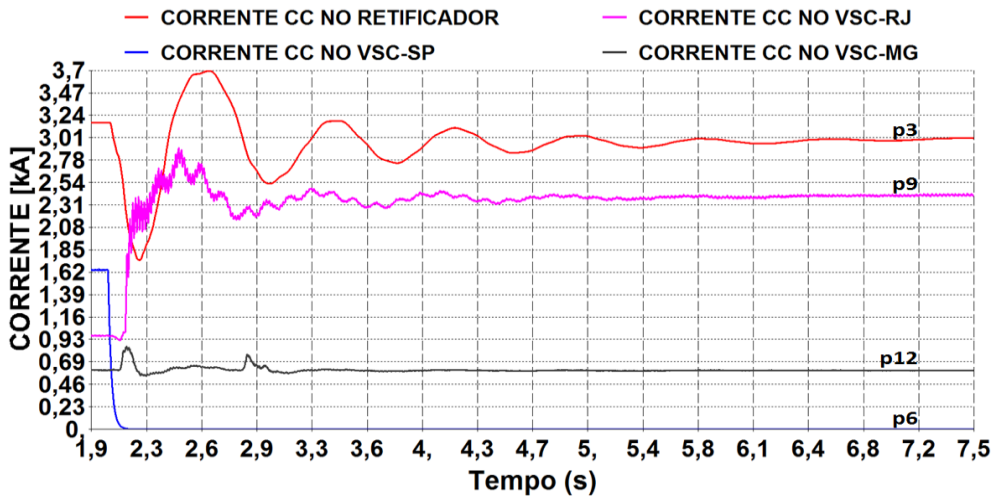


Figura 139 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

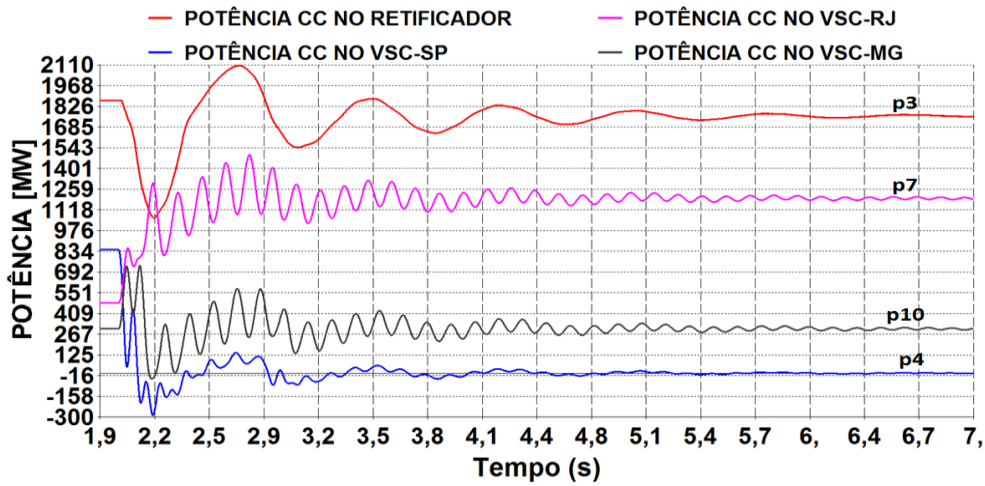


Figura 140 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

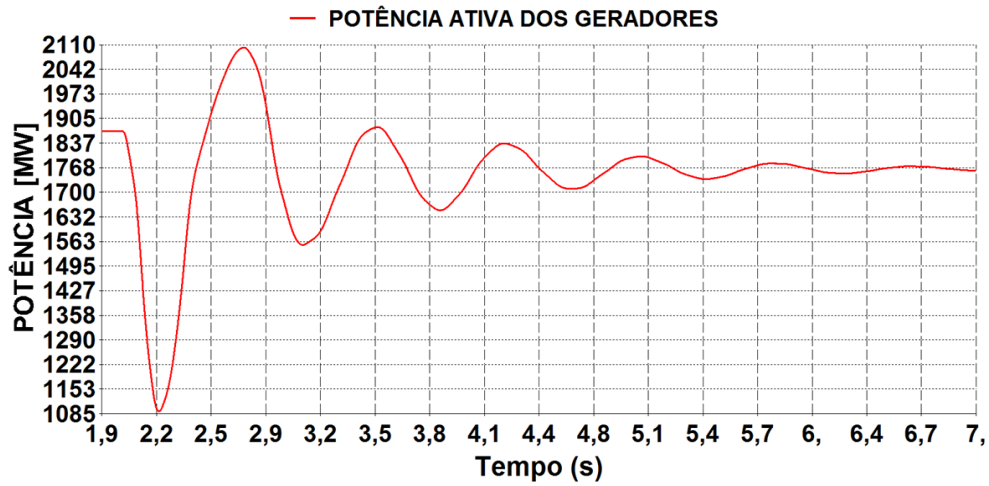


Figura 141 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

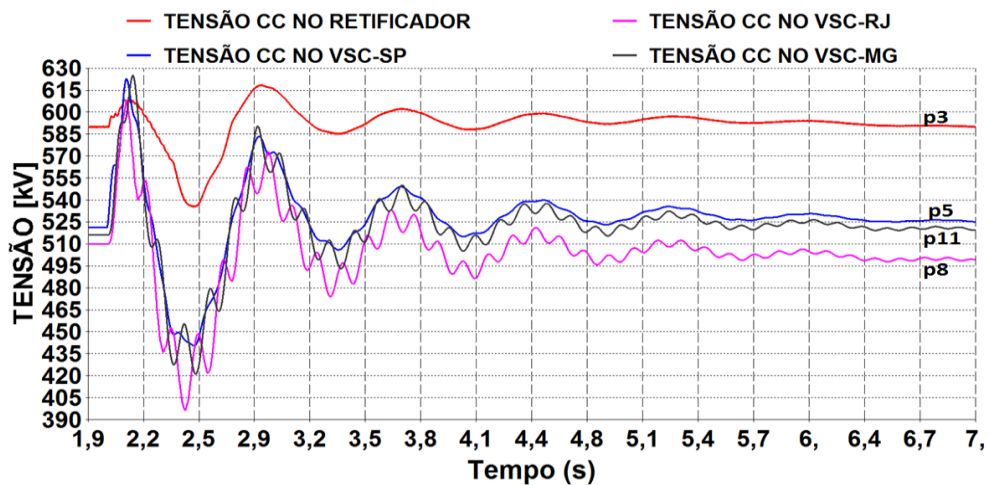


Figura 142 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

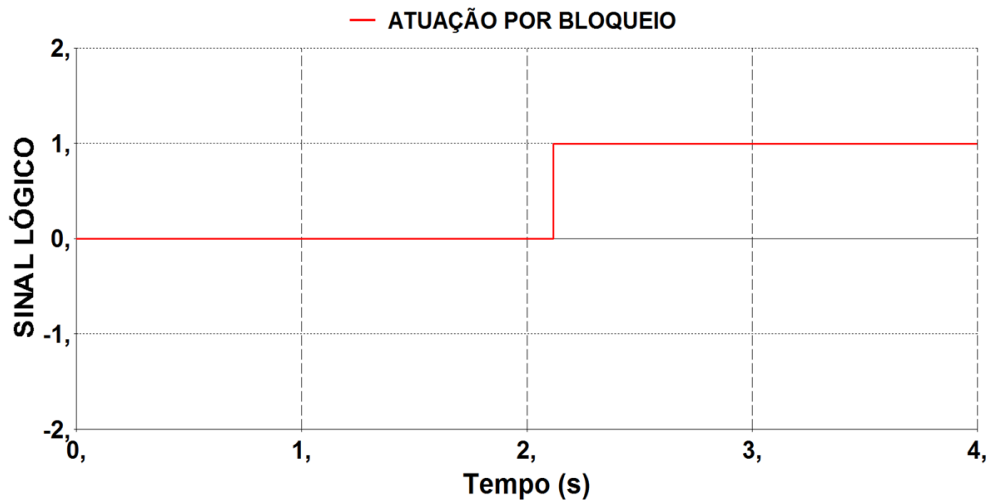


Figura 143 – Sinal da atuação pela lógica de bloqueio aplicada no VSC-RJ.

De uma forma geral é indicado nesta tese que, se o retificador estiver em controle de tensão seja inserida uma lógica de redespacho nos VSCs remanescentes para que o impacto nos geradores CA conectados aos terminais do retificador seja reduzido, no caso do bloqueio de um VSC. Outro ponto observado nessas simulações é referente à modelagem dos controladores dos geradores. Como o gerador compensa todos os desequilíbrios de potência do sistema, como curtos-circuitos monofásicos ou trifásicos, assim como o transitório de bloqueios permanentes dos VSCs, deve-se tomar cuidado com a representação dos controladores das máquinas que deve ser feita bem detalhadamente de modo a evitar que o sistema tenha grandes problemas durante esses distúrbios.

Apesar de garantir pelo conceito de níveis de camadas de tensão que o ajuste da tensão CC para o bloqueio permanente do VSC-SP não é ultrapassado por um curto-circuito trifásico nos terminais do VSC-SP foi montada uma nova lógica, conforme mostrada na Figura 63, que utiliza, basicamente, a mesma estrutura apresentada na Figura 62. Nessa nova estrutura, quando houver um curto-circuito trifásico nos terminais do VSC-SP, a lógica de atuação para curto deve enviar um sinal de intertravamento para a lógica de atuação para bloqueio e assim, não é gerado nenhum sinal de saída para o redespacho do VSC-RJ por causa de curto-circuito. Os valores utilizados para o ajuste dessa lógica podem ser vistos na Tabela 9. A Figura 144, Figura 145 e Figura 146 mostram as respostas da potência CC, potência dos geradores e da tensão CC do sistema H²VDC considerando a lógica na Figura 63. A Figura 147 mostra o sinal lógico da atuação para o redespacho do VSC-RJ, a partir do bloqueio do VSC-SP.

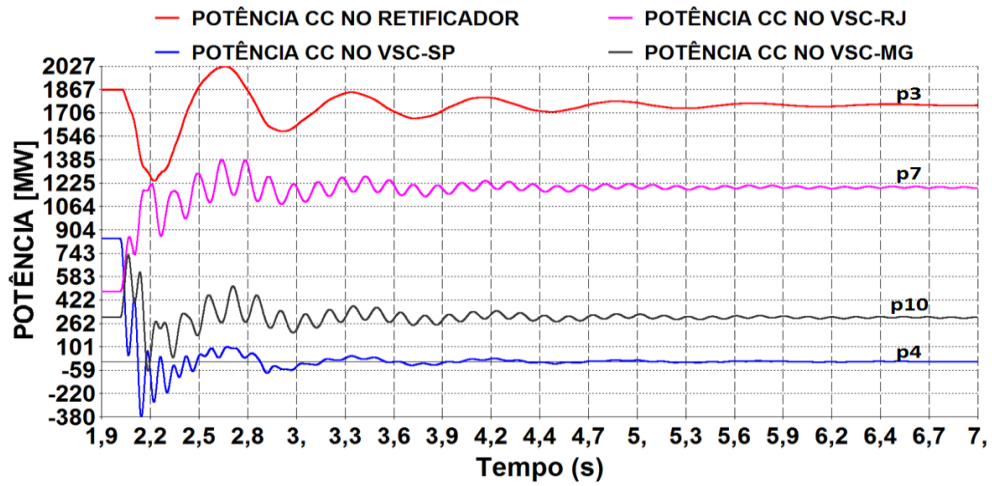


Figura 144 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

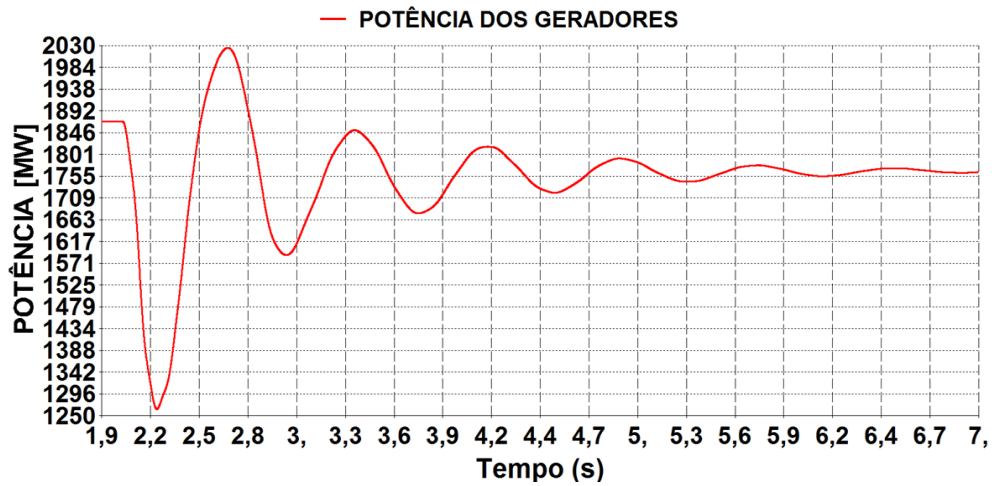


Figura 145 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

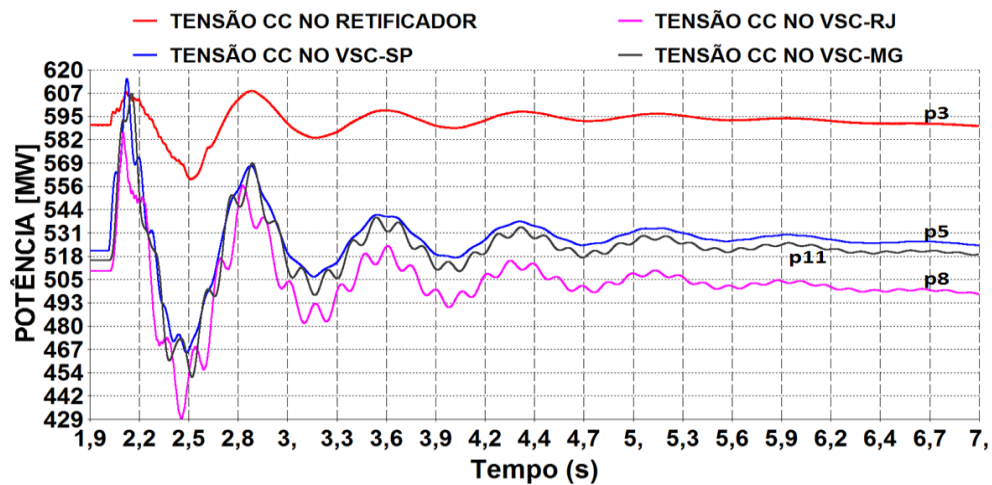


Figura 146 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

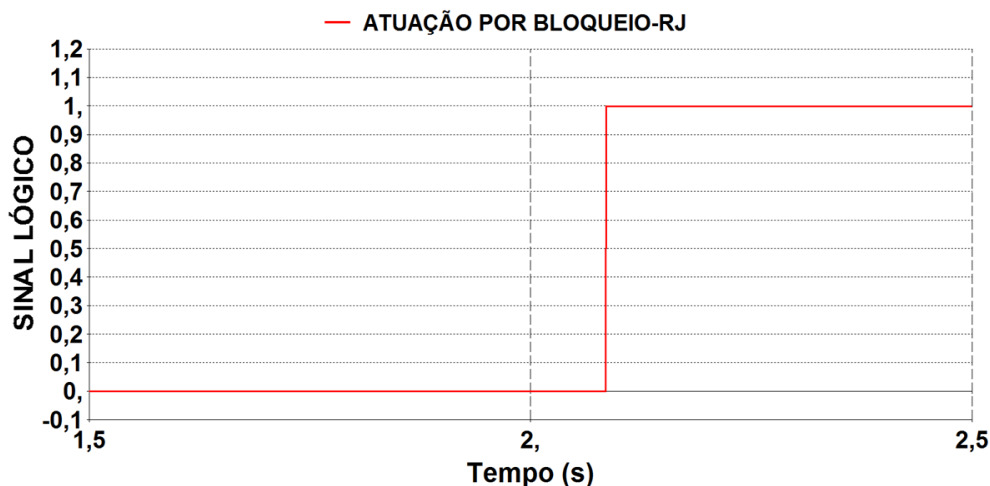


Figura 147 – Sinal lógico de atuação da lógica de bloqueio aplicada no VSC-RJ.

A Figura 148 mostra a atuação da lógica de intertravamento por curto-circuito trifásico no VSC-SP que impede a lógica de bloqueio atuar quando há um curto-circuito trifásico. Nessa mesma figura é visualizado que a lógica de atuação por bloqueio não atua (reta em vermelho) por causa da atuação do intertravamento colocado por curto-circuito (reta em azul). A lógica mostrada na Figura 63 foi montada para fornecer uma maior segurança ao sistema contra atuações incorretas para o redespacho do VSC-RJ num curto-circuito do VSC-SP.

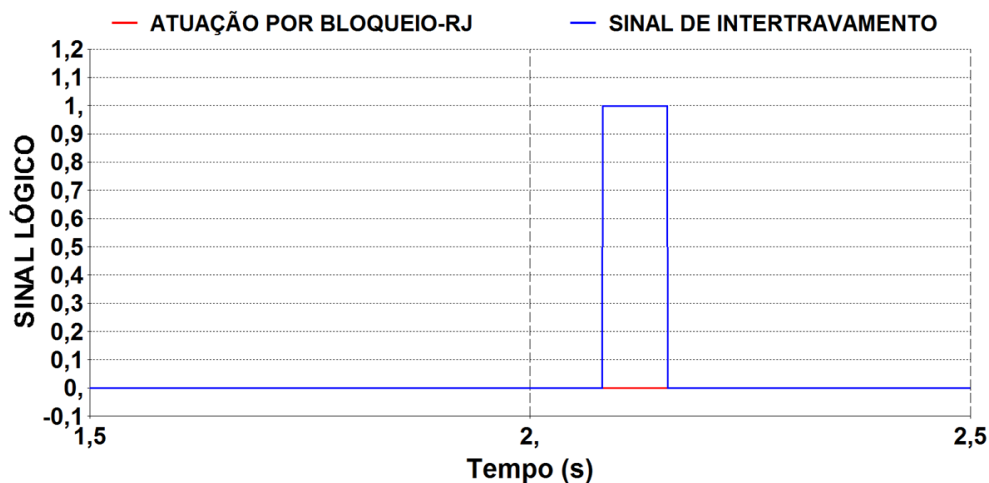


Figura 148 – Sinal lógico do bloqueio e intertravamento do VSC-RJ para um curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP.

A Figura 147 e a Figura 148 mostram que a atuação da lógica da Figura 63 atuou corretamente para as condições nas quais foi projetada.

- **Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo**

Essa emergência está sendo aplicada para verificar o desempenho do sistema H²VDC e as suas malhas de controle. O curto-circuito trifásico ocasiona uma redução

total transitória da potência que está sendo transmitida pelo VSC-SP. Essa emergência é aplicada em $t=2$ segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, é retirado em $t=2,1$ segundos seguindo o critério de tempo do curto-circuito monofásico. A lógica de proteção mostrada na Figura 63 foi projetada para não gerar o sinal de redespacho no VSC-RJ quando ocorrer o curto-circuito trifásico do VSC-SP. A Figura 149, Figura 150, Figura 151 e Figura 152 mostram o comportamento da tensão CC, potência CC, tensão CA e o sinal lógico da Figura 63 por atuação por curto-circuito.

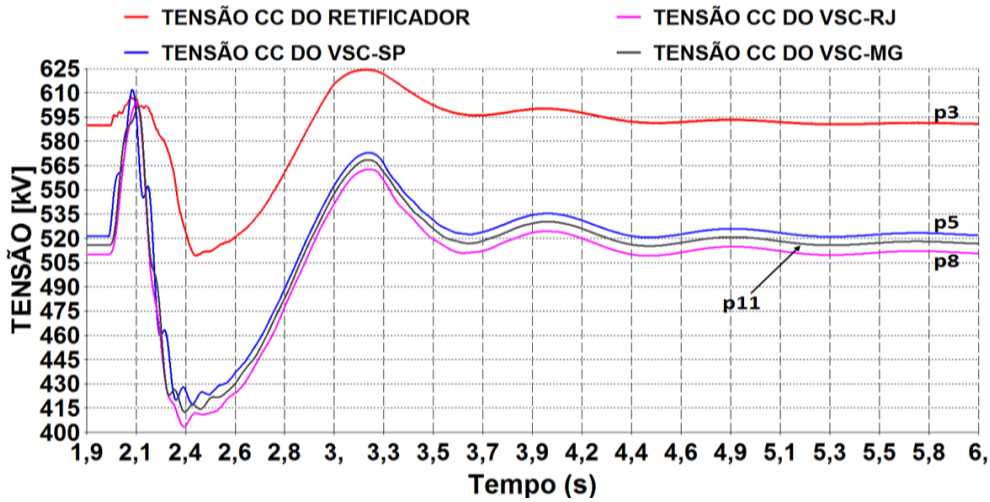


Figura 149 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

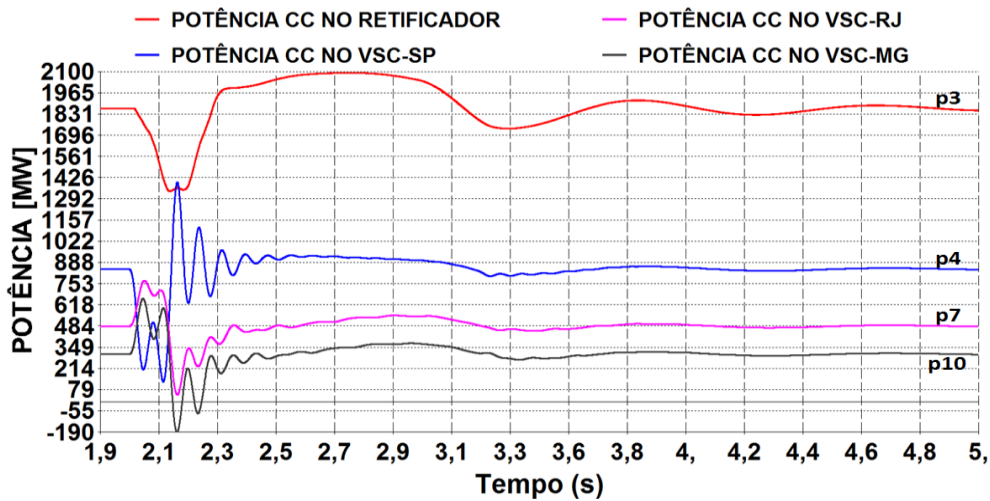


Figura 150 – Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

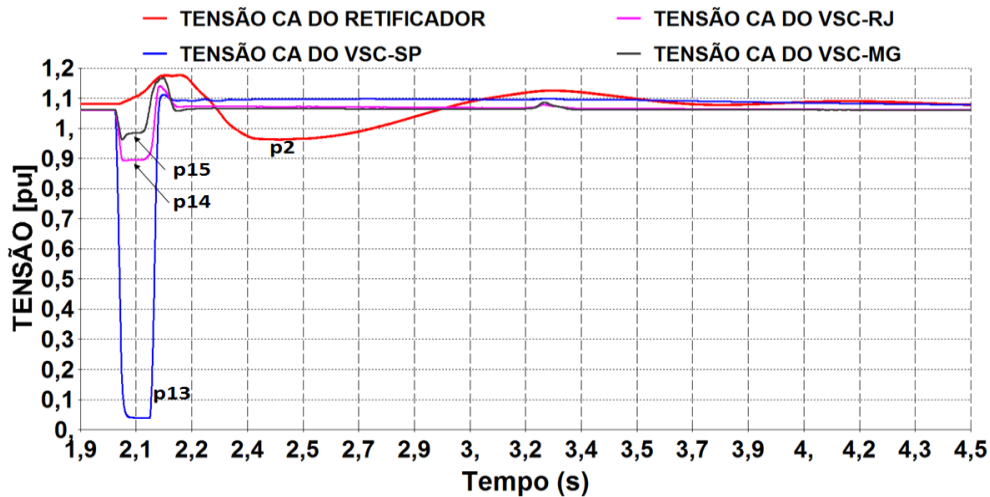


Figura 151 – Tensão rms agregada na rede CA equivalente do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

A Figura 151 mostra a resposta da tensão CA do retificador CSC, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG num curto-circuito trifásico no VSC-SP. Nessa figura pode ser visualizado que houve um afundamento de tensão na rede CA do VSC-SP que chegou próximo a zero e atingiu o valor mínimo de 0.90 pu no VSC-RJ.

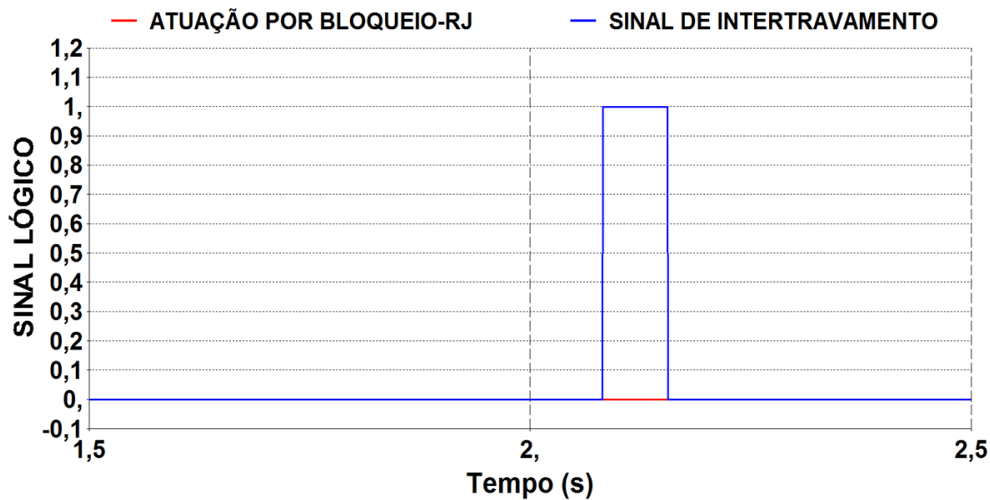


Figura 152 – Sinal da atuação pela lógica de bloqueio e curto-circuito aplicada no VSC-RJ.

A Figura 152 mostra os sinais lógicos de atuação do controle da lógica de proteção da Figura 63, que na sua concepção deve enviar o sinal de resdespacho para o VSC-RJ somente para o bloqueio permanente do VSC-SP. Nessa figura, nas retas em vermelho e azul, é visualizado que foi gerado somente o sinal de intertravamento da lógica de bloqueio (reta em azul) por causa do curto-circuito trifásico no VSC-SP. Assim, para essa condição de curto-circuito, não será enviado o sinal de resdespacho do VSC-RJ.

- Curto-circuito no PCC do lado CC (Ponto de Conexão Comum).

Na configuração adotada para o sistema H²VDC, o PCC está sendo considerado dentro da subestação Araraquara. Nesse caso, a própria blindagem da subestação reduziria a ocorrência de uma descarga atmosférica nesse ponto, o que traz bastante benefícios para a operação desse sistema. Apesar dessa característica, para uma pesquisa mais aprofundada do comportamento do sistema H²VDC, essa emergência é analisada aqui. O curto-circuito nesse ponto pode trazer grandes problemas para a operação do sistema H²VDC, como transmitir altos valores de corrente pelos diodos dos VSCs. A Figura 153, Figura 154 e a Figura 155 mostram, respectivamente, as respostas da tensão CC, corrente CC e a corrente nos diodos para a ocorrência do curto-circuito no PCC.

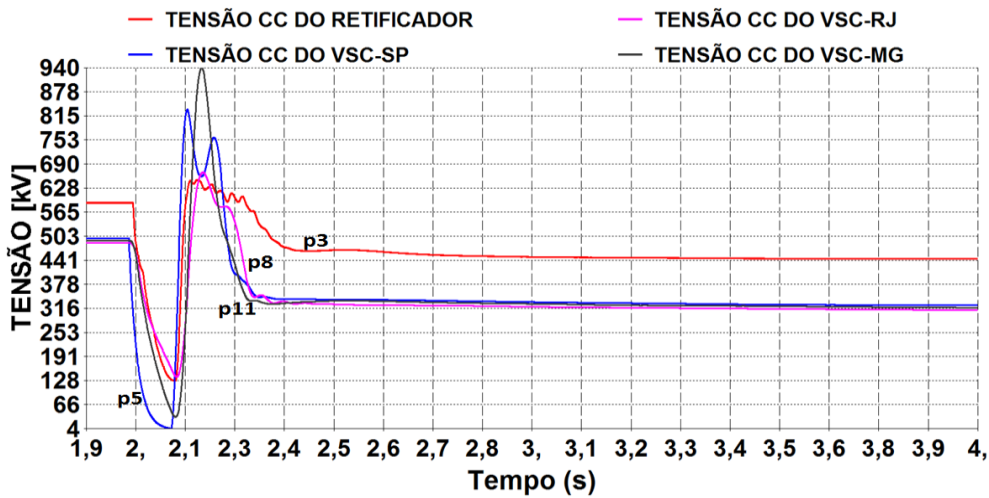


Figura 153 – Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

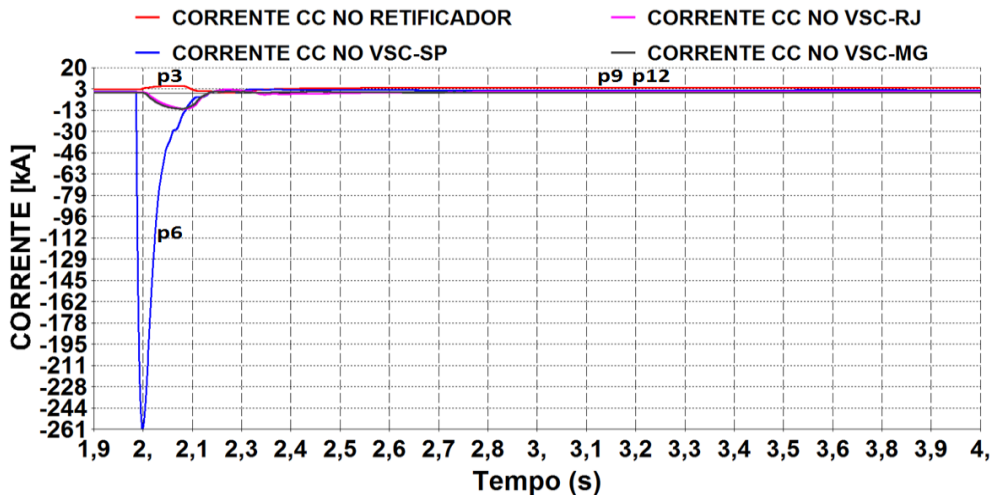


Figura 154 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

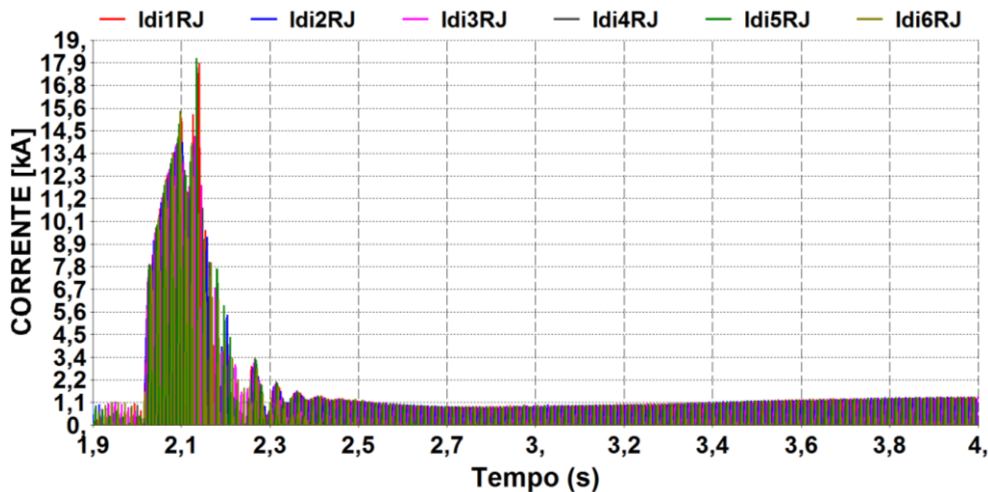


Figura 155 – Corrente nos diodos do VSC-RJ considerando a dinâmica normal.

A Figura 155 mostra que os diodos do VSC-SP fornecem um caminho sem controle para a corrente de curto-circuito CC durante esse período. O valor observado para essa corrente é de aproximadamente 18 kA, o que poderia ocasionar a destruição desses diodos. Assim, através dessa resposta, é possível concluir que devem ser estudadas e analisadas topologias de conversores que sejam à prova de curto-circuito no lado CC para que essa corrente de curto possa ser minimizada ou eliminada. Em [89], [90], [91], [92], [94] e [95] são mostradas algumas topologias especiais de VSC com configuração multiníveis que podem ser usadas para minimizar esse problema da corrente de curto-circuito na linha CC. Apesar de já existirem aplicações práticas do MMC (conversores fonte de tensão multiníveis) tradicional [43] em sistemas de potência, essas soluções ainda são caras e o estado da arte desse tipo de VSC ainda não contempla as características do sistema H²VDC. Outra solução viável, que ainda está em fase de desenvolvimento por fabricantes, seria a aplicação de um disjuntor CC nos terminais dos VSCs que atuaria assim que a corrente ultrapassasse um determinado valor de ajuste. Outra possibilidade, conforme já debatida anteriormente, seria a abertura dos disjuntores CA dos VSCs, mas isso ocasionaria muito tempo para o retorno de operação desse sistema [58] ainda mais pelo fato de ser 3 VSCs na configuração multiterminal.

- **Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA do retificador**

O curto-circuito monofásico foi aplicado em $t=2$ s de simulação com duração de 100 ms, ou seja, foi retirado em $t=2,1$ s que é o tempo adotado para a duração do curto-circuito, baseado nos critérios de operação do sistema elétrico brasileiro [55]. As figuras a seguir mostram o comportamento da potência CC, ângulo de disparo dos tiristores, tensão CC e a corrente CC do sistema H²VDC.

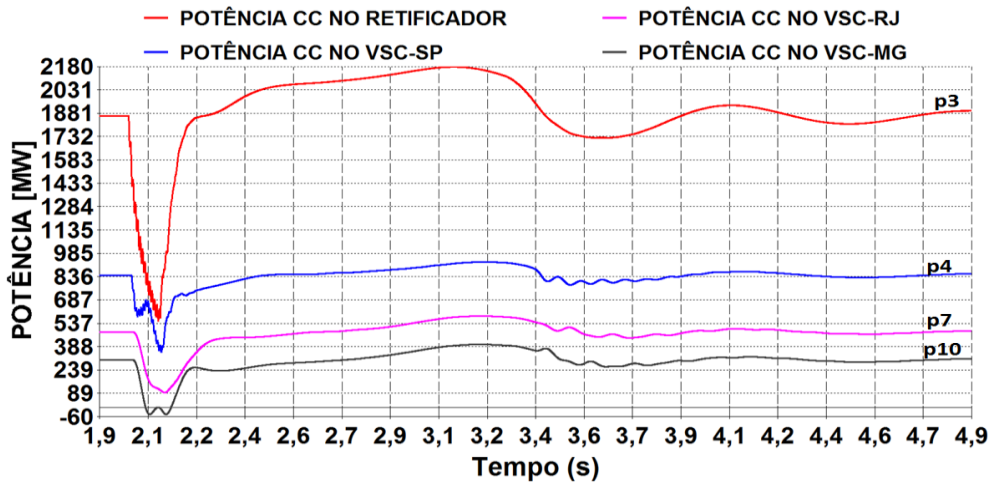


Figura 156 – Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

A Figura 156 se refere ao comportamento da potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Nessa figura é possível visualizar que há uma redução transitória na potência transmitida no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Após a eliminação desse curto-circuito, o sistema é reestabelecido e volta aos valores de regime permanente. A oscilação de potência observada em $t \approx 3,2$ segundos é originada pelo comportamento do ângulo de disparo do retificador, conforme mostrado na Figura 157, para voltar ao seu valor de regime permanente. Alguns ajustes mais otimizados nos parâmetros do controle de tensão do retificador podem reduzir essa oscilação.

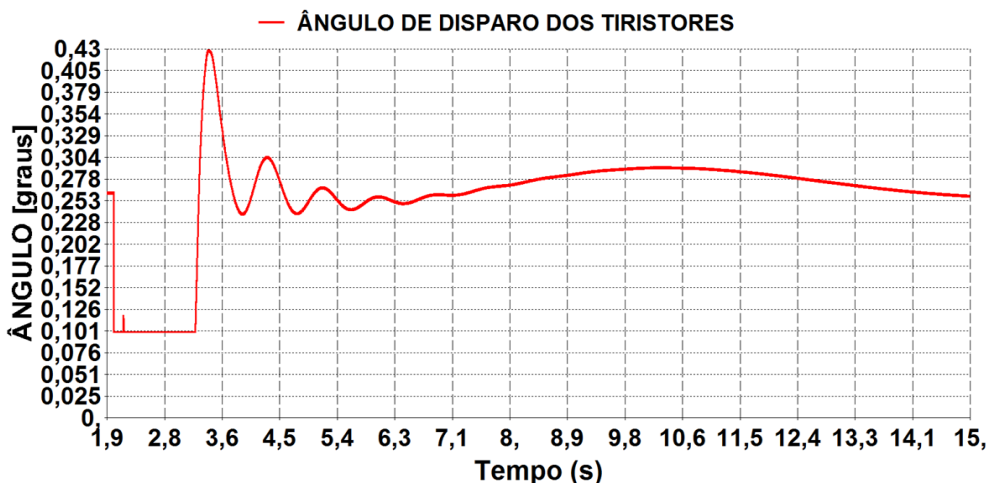


Figura 157 – Ângulo de disparo dos tiristores do retificador considerando a dinâmica normal.

A Figura 157 é referente ao ângulo de disparo do retificador. No momento do curto-circuito, o controle de tensão leva o ângulo de disparo ao seu valor mínimo para tentar recuperar a tensão CC do sistema que foi reduzida drasticamente. Até aproximadamente 3,2 segundos, esse ângulo de disparo ainda permanece no seu valor mínimo devido a atuação da malha de controle da tensão CC em tentar recuperar a tensão do sistema. Após uma análise mais detalhada do comportamento da malha de controle da tensão CC nessa

condição de curto-circuito foi verificado que uma otimização nos ajustes dos parâmetros (G_{p5} e T_{i5}) do bloco PI da Figura 47, assim como a aplicação de alguns ajustes mais otimizados nos parâmetros do regulador de tensão, libera esse controle antes de 3,2 segundos, melhorando a resposta do sistema.

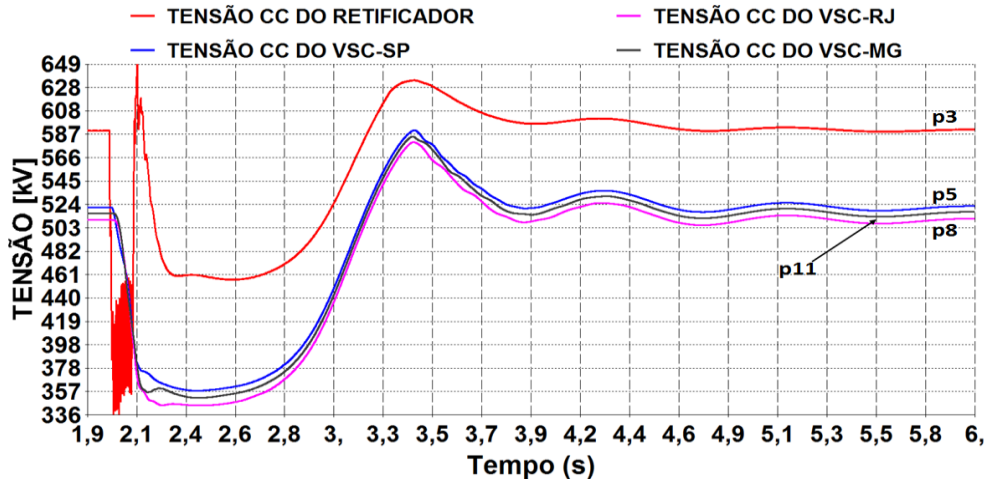


Figura 158 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

A Figura 158 mostra o comportamento da tensão CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Durante o período de aplicação do curto-circuito, a tensão CC em todos os pontos de medição do sistema sofre uma redução. Depois da eliminação do curto-circuito, a tensão CC do sistema é reestabelecida e volta aos seus valores de regime permanente.

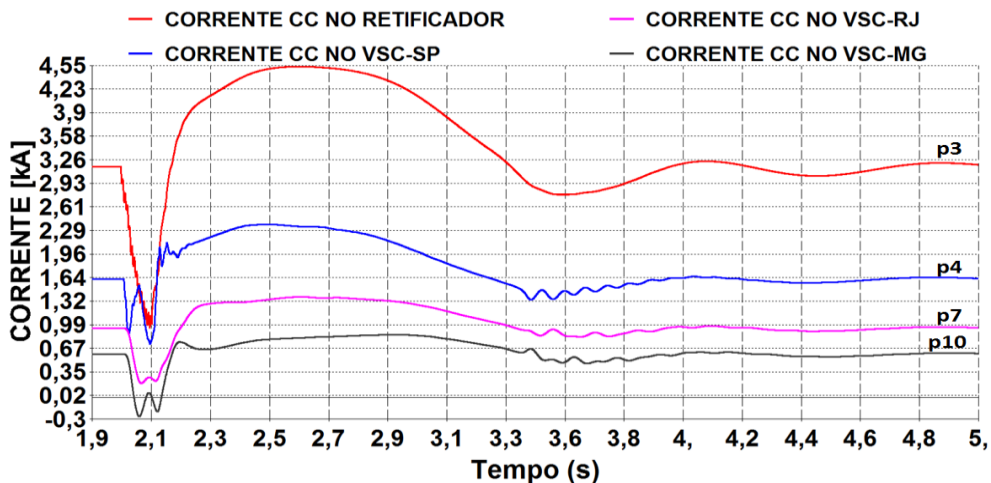


Figura 159 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG considerando a dinâmica normal.

A Figura 159 mostra a corrente CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG. Basicamente, o comportamento da corrente CC segue o da potência CC do sistema e todas as características citadas para a potência CC podem ser aplicadas aqui.

5.3- Simulações complementares

5.3.1- Análise complementar do sistema H²VDC considerando 1 gerador síncrono na rede CA de São Paulo e 1 gerador síncrono na rede CA do Rio de Janeiro

As simulações referentes à análise do sistema H²VDC se baseiam em 2 casos de operação distintos, conforme descritos em 5.1 e 5.2. As redes CA equivalentes consideradas para os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, em cada caso citado anteriormente, são estáticas, sem dinâmicas associadas, e representadas através de impedâncias próprias e mútuas entre os pontos de conexão dos VSCs. Maiores detalhes sobre a representação dessas redes CA, inclusive com o valor de cada impedância, podem ser vistos em 4.1.2.

A principal finalidade do desenvolvimento desse item “simulações complementares”, nessa tese, é fazer uma análise complementar do comportamento do sistema H²VDC considerando a inserção de uma dinâmica nas redes CA, através da conexão de um gerador síncrono nas redes CA equivalentes dos VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro. Cada gerador síncrono é conectado à rede CA de São Paulo e Rio de Janeiro através de uma linha de transmissão. A modelagem do gerador síncrono que é conectado aos VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro é referente à usina hidrelétrica de SAMUEL, e constante nos estudos de transitórios eletromagnéticos do sistema de transmissão CCAT das usinas do Rio Madeira, na ferramenta computacional PSCAD/EMTDC. Esse gerador apresenta uma capacidade máxima de 51 MVA, inércia de 3,53 segundos, e nesse caso, está gerando, aproximadamente, 40 MW de potência ativa. Esses geradores estão sendo representados juntamente com os respectivos regulador de velocidade e regulador de tensão.

Conforme já citado anteriormente, as análises do sistema H²VDC foram feitas considerando dois casos de operação. Essa análise complementar com a inserção de dois geradores síncronos, sendo um na rede CA equivalente de São Paulo e outro na rede CA equivalente do Rio de Janeiro será feita considerando apenas o caso 1, que apresenta, resumidamente, as seguintes características:

Retificador CSC – Controle da corrente CC;

VSC de São Paulo – Controle da tensão CC e controle da tensão da sua rede CA equivalente;

VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro – Controle da potência e controle da tensão das suas redes CA equivalentes.

A Figura 160 e a Figura 161 mostram, respectivamente, a conexão desses geradores síncronos no sistema CA equivalente dos VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro.

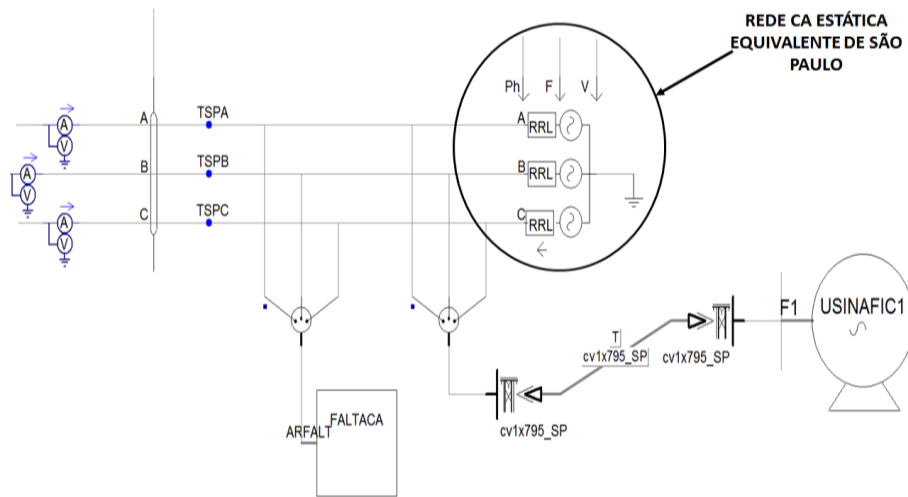


Figura 160 – Conexão do gerador síncrono na rede CA equivalente de São Paulo.

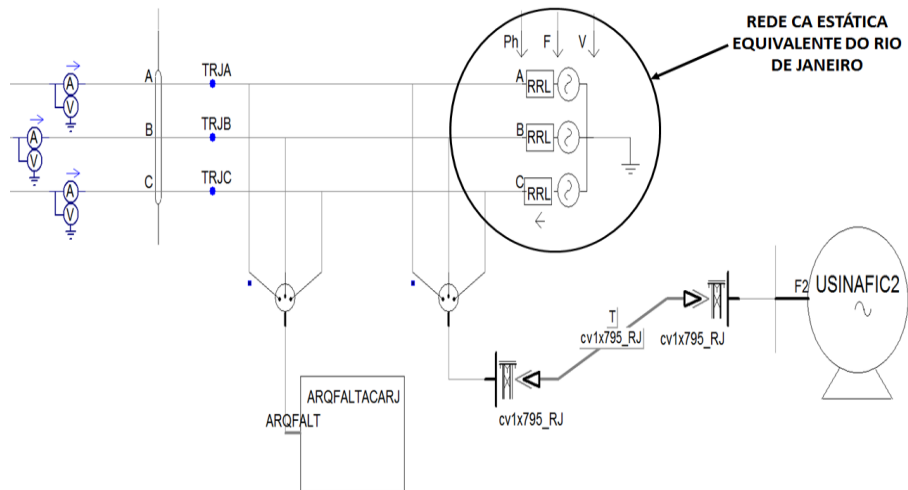


Figura 161 – Conexão do gerador síncrono na rede CA equivalente do Rio de Janeiro

A seguir serão mostradas as respostas do sistema H²VDC considerando a análise em regime permanente, curtos-circuitos monofásico e trifásico na rede CA equivalente de São Paulo (com atuação da lógica de proteção para troca temporária dos modos de controle dos VSCs de São Paulo e Rio de Janeiro de potência para tensão CC) e bloqueio do permanente do VSC de São Paulo (com atuação da lógica de proteção para redespacho do VSC do Rio de Janeiro nessa condição). Para a análise do desempenho desse sistema são plotadas algumas variáveis que descrevem o comportamento do retificador e dos inversores VSCs nas condições de regime permanente e emergências. A localização das medições das variáveis plotadas é mostrada na Figura 67.

- **Análise de regime permanente**

A análise de regime permanente é composta pela conexão do gerador síncrono equivalente ao retificador CSC e posteriores etapas operativas para a partida do sistema H²VDC de zero até o seu valor de regime permanente. Essas etapas para a partida do

sistema H²VDC até o seu regime pode ser analisada com mais detalhes no capítulo 5.

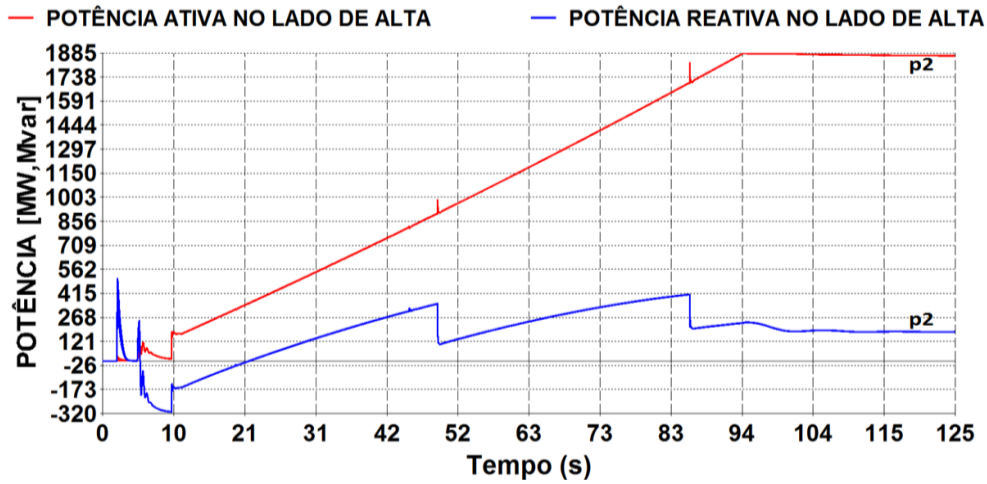


Figura 162 – Potências ativa e reativa no lado de 500 kV do transformador elevador da usina hidrelétrica conectada ao retificador CSC.

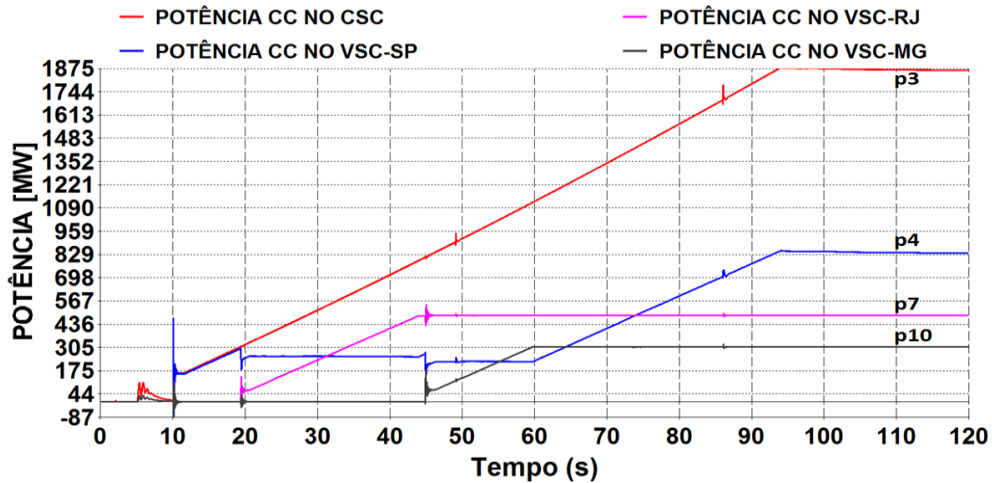


Figura 163 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

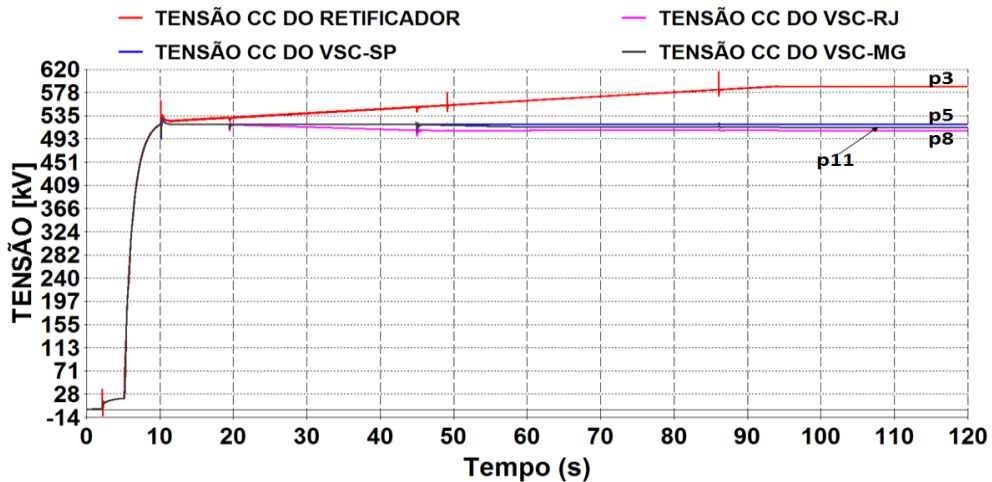


Figura 164 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

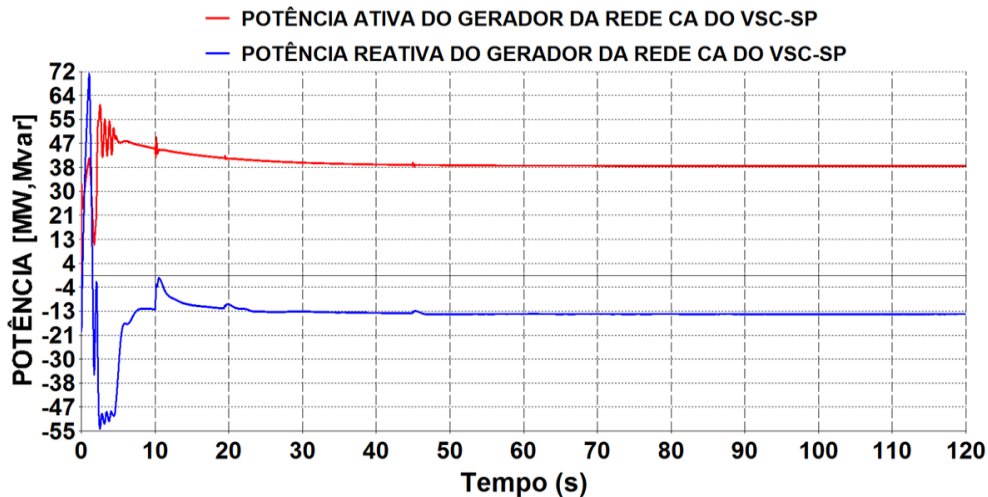


Figura 165 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado na rede CA do VSC-SP.

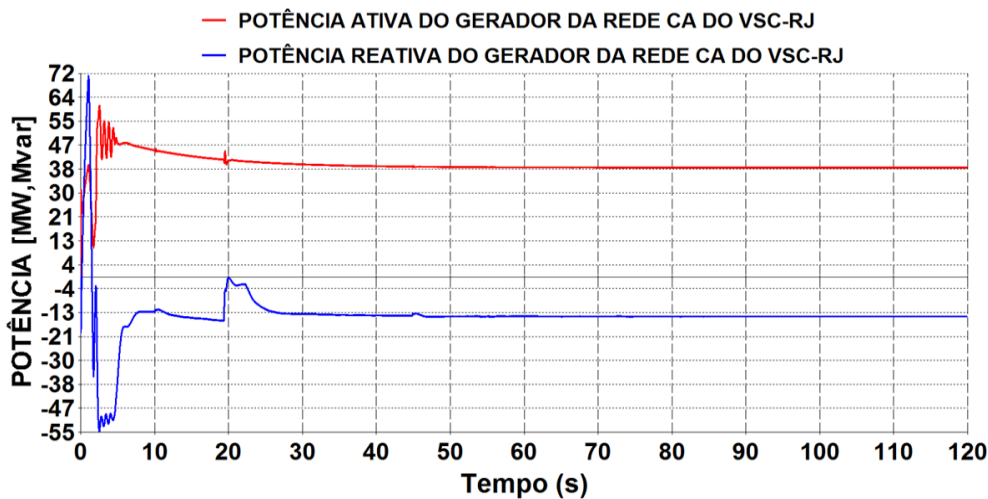


Figura 166 - Potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado na rede CA do VSC-RJ.

- Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo

No caso adotado nessa tese, por simplificação, é considerada apenas a aplicação do curto-circuito na fase a da rede CA e em seguida a retirada desse curto sem a abertura da respectiva fase da linha de transmissão. O curto-circuito é aplicado em $t=2$ segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em $t=2,1$ segundos que é o tempo adotado para a duração do curto-circuito numa rede CA de 500 kV, segundo os critérios de estudos de operação do sistema elétrico brasileiro [55]. A Figura 167, Figura 168, Figura 169, Figura 170, Figura 171 e a Figura 172 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ.

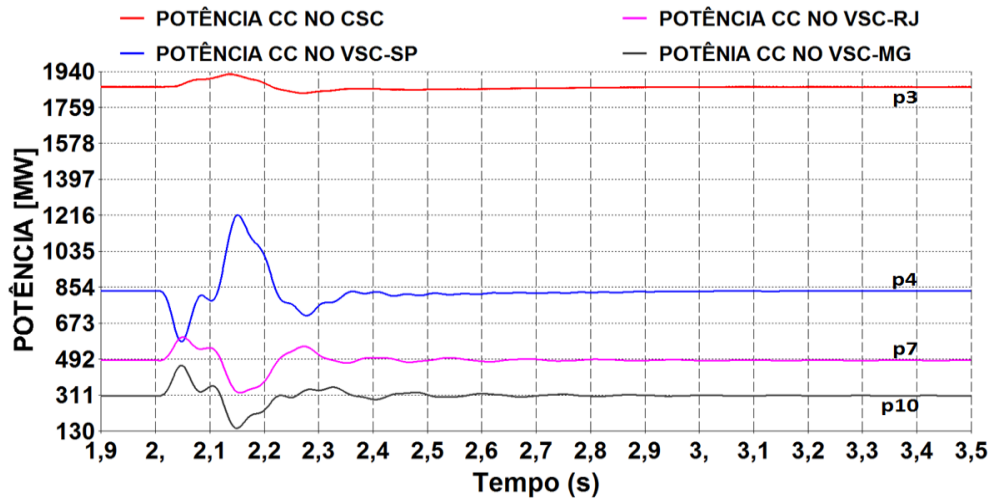


Figura 167 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

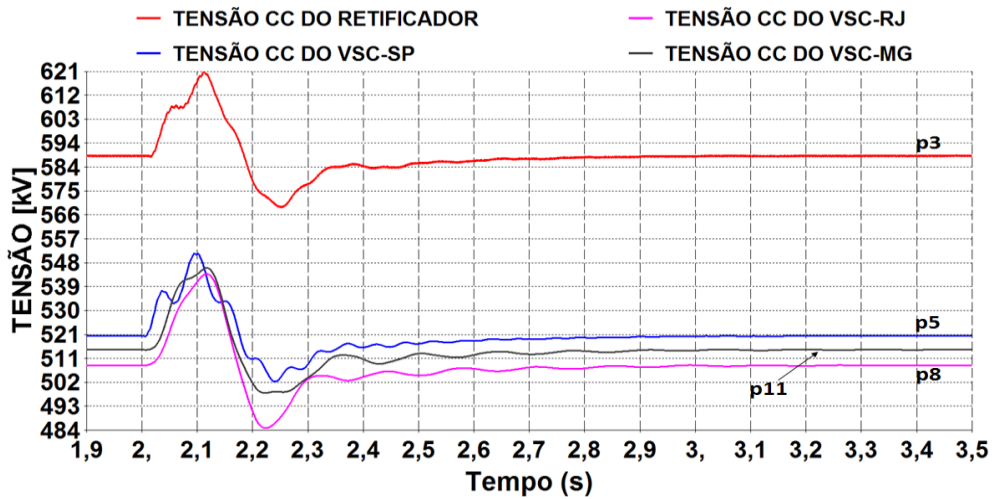


Figura 168 - Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

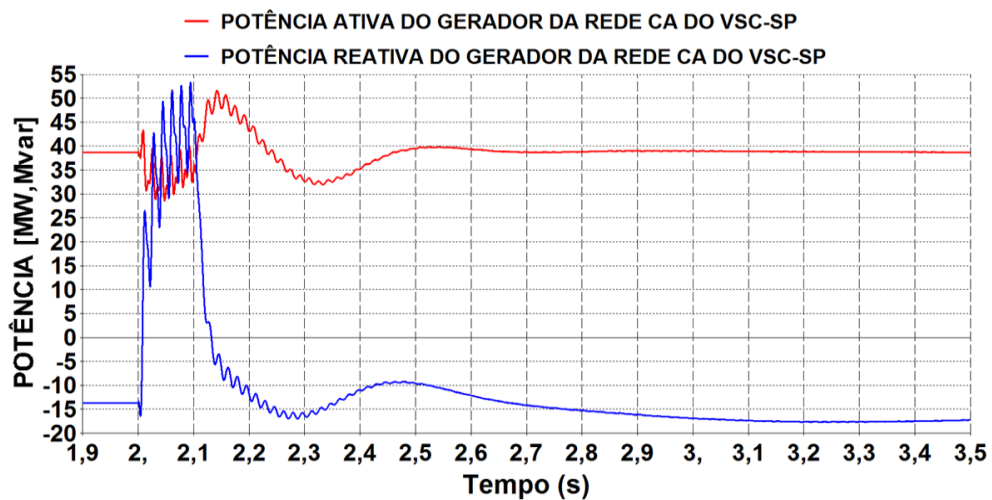


Figura 169 - Potências ativa e reativa do gerador conectada na rede CA do VSC-SP.

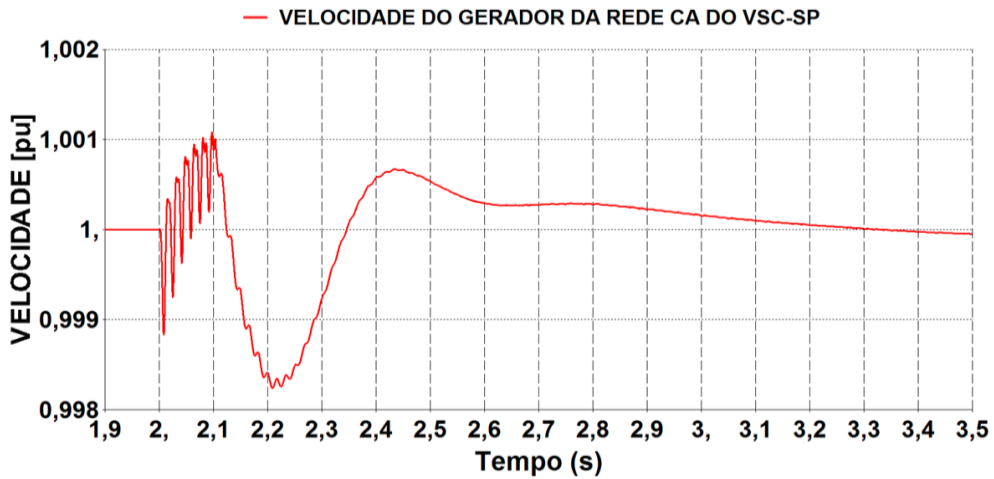


Figura 170 – Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

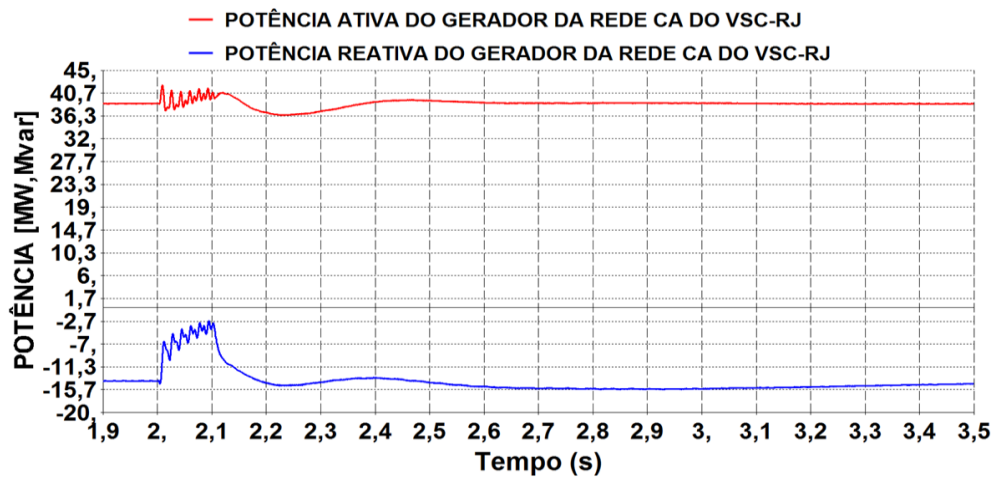


Figura 171 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

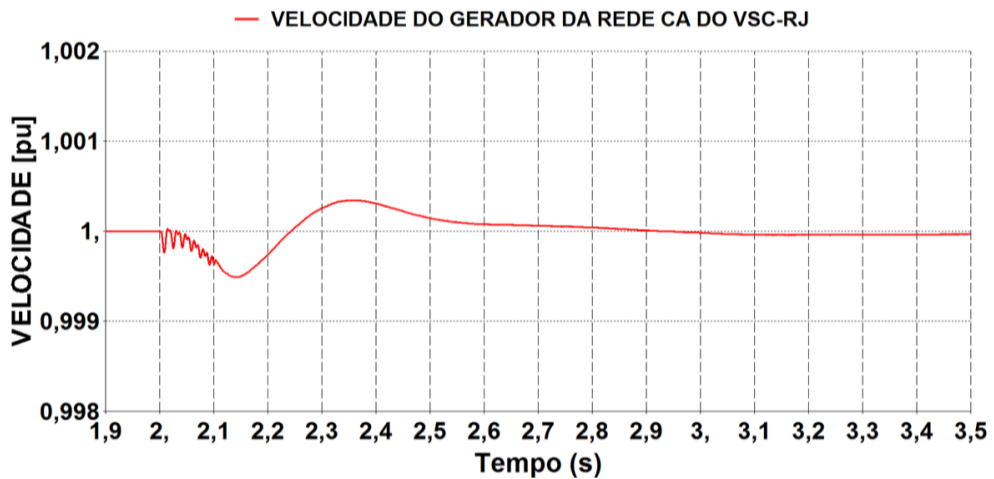


Figura 172 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

- Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo

O curto-circuito trifásico é uma emergência que acontece com menos frequência,

quando comparada com o curto-circuito monofásico. Essa emergência está sendo aplicada para analisar o desempenho do sistema H²VDC considerando a inserção de geradores síncronos nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro. O curto-circuito trifásico ocasiona uma redução total transitória da potência que está sendo transmitida pelo sistema CC. Essa emergência é aplicada em t=2 segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em t=2,1 segundos seguindo o critério de tempo de aplicação do curto-circuito monofásico. A Figura 173, Figura 174, Figura 175, Figura 176, Figura 177 e a Figura 178 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ. Nesse caso há atuação transitória da lógica de proteção nos VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais para a sobretensão transitória.

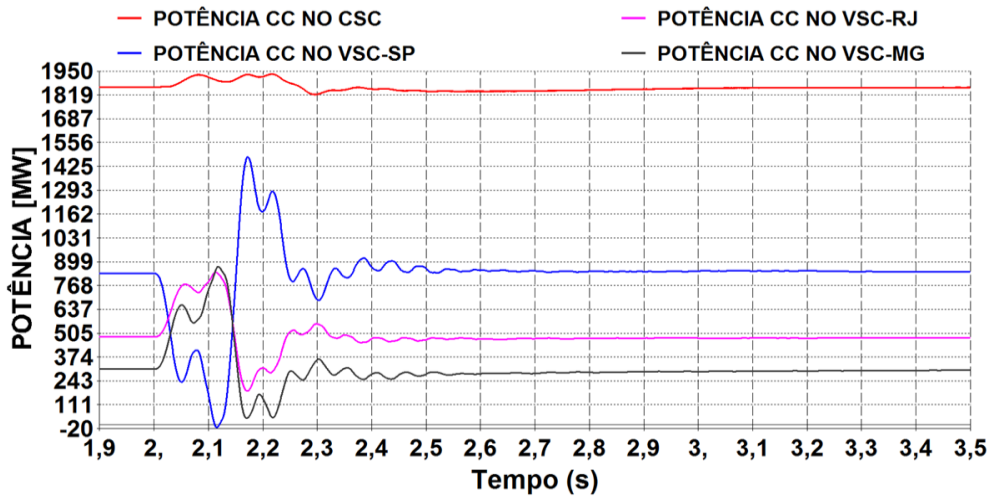


Figura 173 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

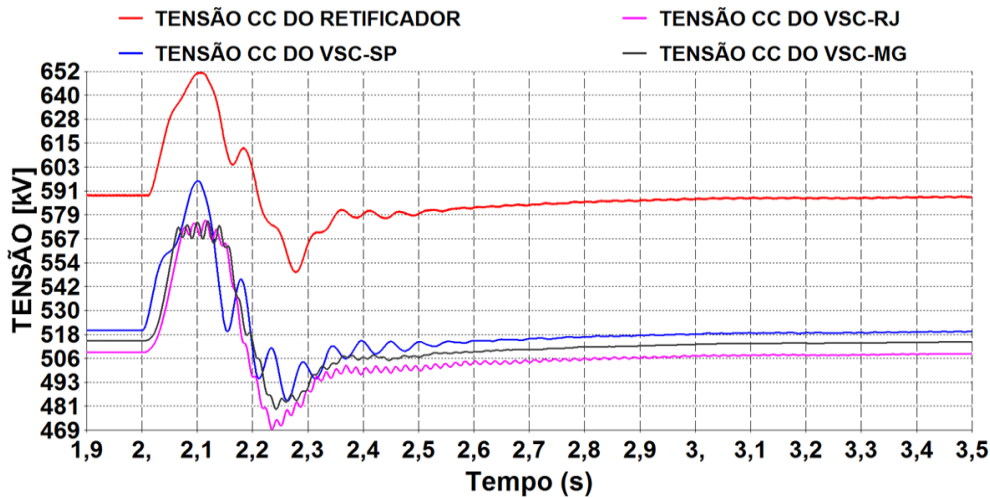


Figura 174 - Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

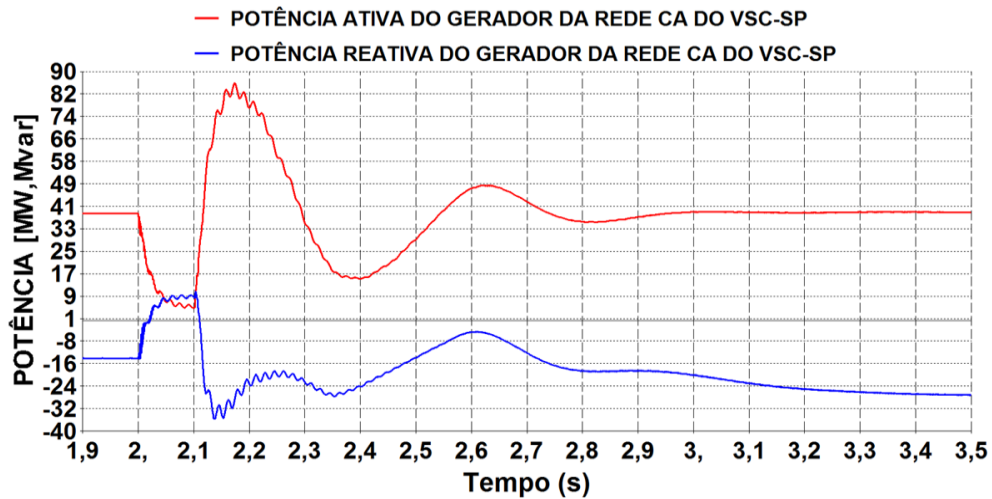


Figura 175 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

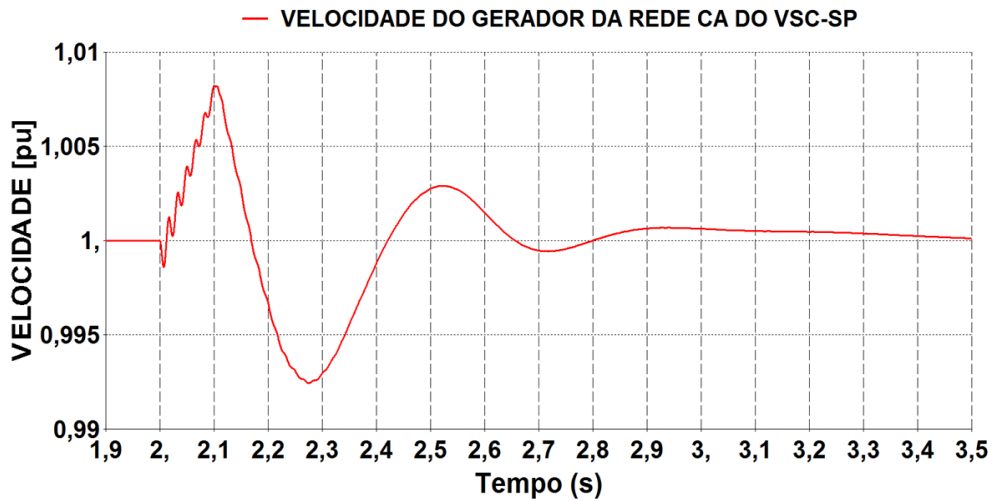


Figura 176 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

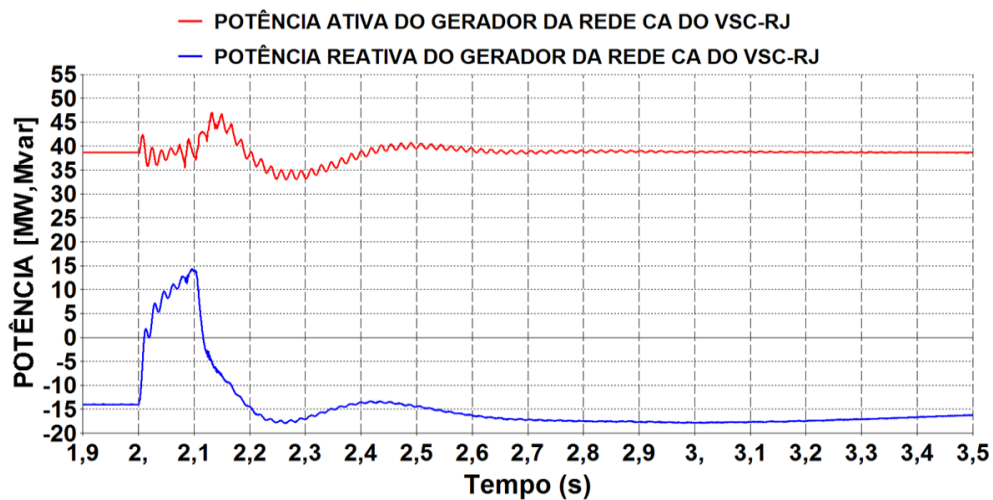


Figura 177 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

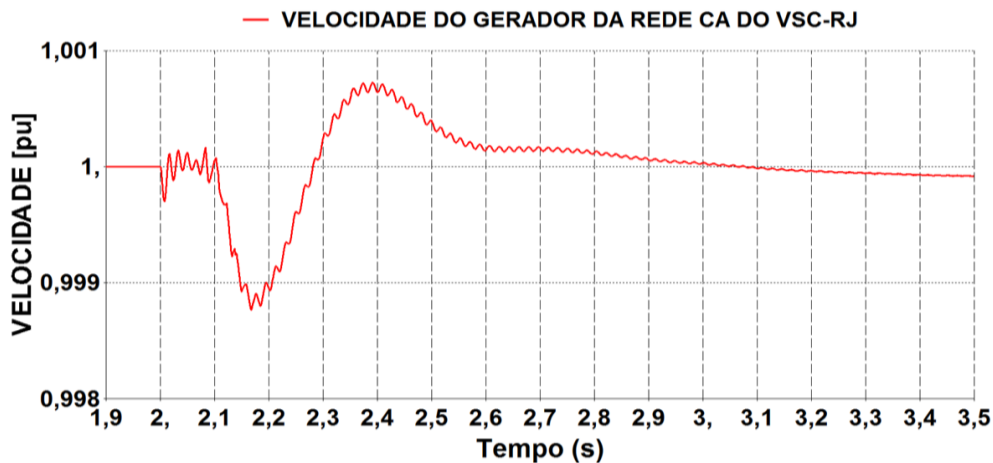


Figura 178 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

- **Bloqueio permanente do VSC de São Paulo**

O bloqueio permanente do VSC-SP traz grandes problemas à operação normal do sistema H²VDC, pois no bloqueio desse conversor, pelo fato dele operar em modo de controle de tensão, o lado CC do sistema perde esse controle e, conseqüentemente, o balanço de potência fica comprometido e leva o sistema ao colapso. Outra característica visualizada nessa emergência é que a potência transmitida pelo VSC-SP é interrompida e nenhum outro VSC está habilitado, transitóriamente, a transmitir a potência do VSC-SP pois eles estão em modo de controle de potência e não recebem nenhum comando para alterar a sua ordem. O efeito do bloqueio permanente do VSC-SP, sem nenhuma ação de controle nos VSCs remanescentes, pode ser visto na Figura 86 e a Figura 87.

Para a manutenção da estabilidade do sistema foi desenvolvida uma lógica de proteção, conforme mostrado na Figura 62, que analisa o comportamento da tensão CC e CA, reconhece que há um bloqueio do VSC-SP e muda o modo de controle do seu próprio VSC que está em modo de controle de potência e passa para modo de controle de tensão. Com isso, o controle da tensão do lado CC do sistema é reestabelecido e o sistema volta a transmitir potência normalmente. A Figura 179, Figura 180, Figura 181, Figura 182, Figura 183, Figura 184 e a Figura 185 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, corrente CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ. Nesse caso há atuação da lógica de proteção no VSC do Rio de Janeiro para a troca permanente do seu modo de controle de potência para tensão CC e os geradores estão conectados às redes equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro.

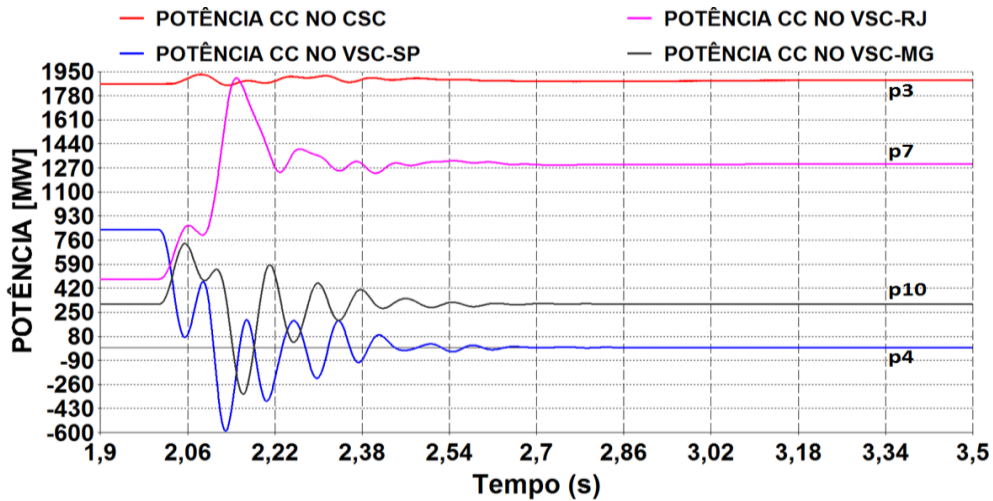


Figura 179 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

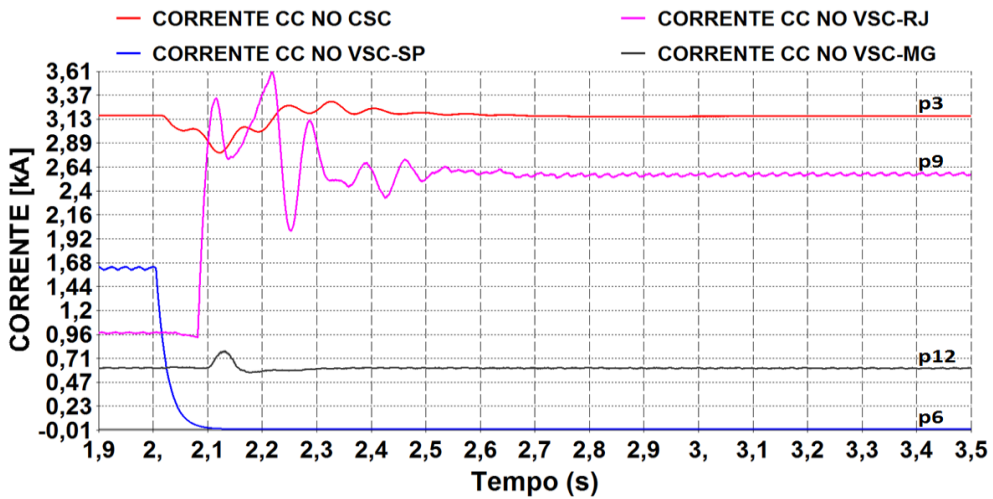


Figura 180 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

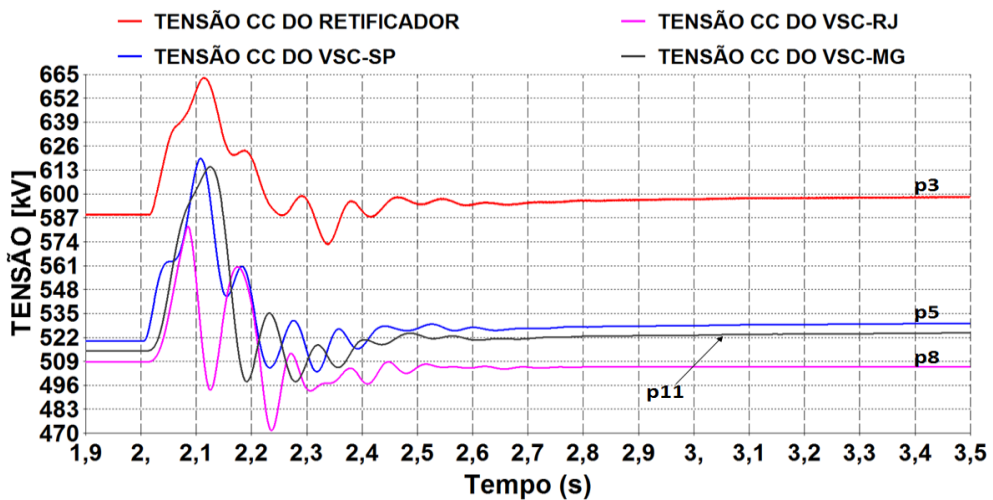


Figura 181 - Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

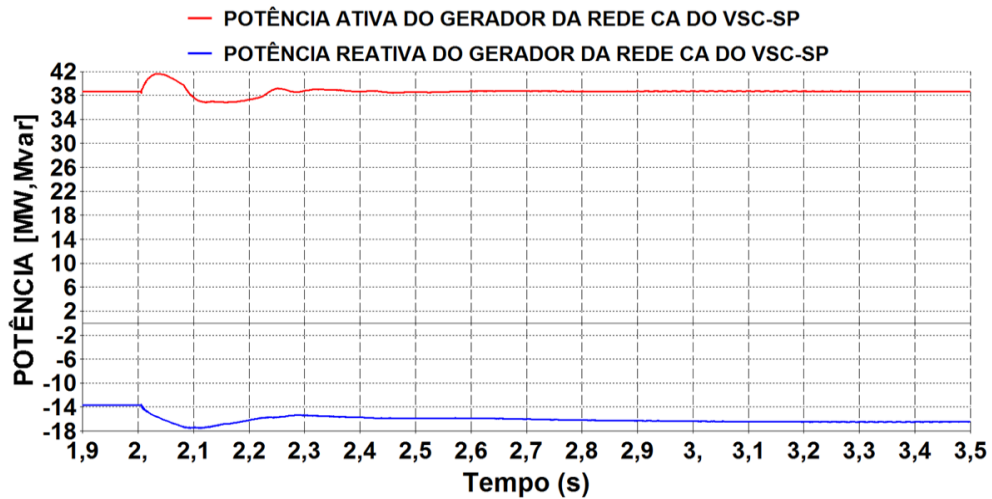


Figura 182 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

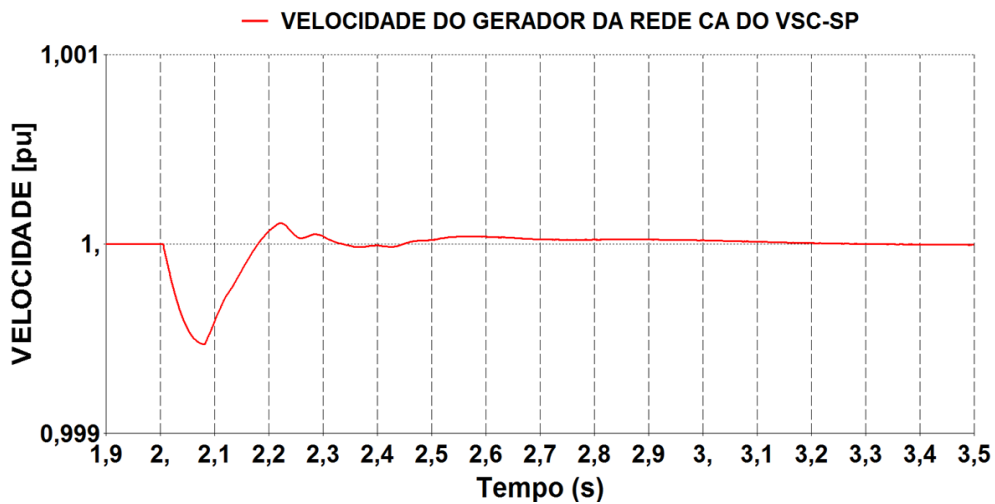


Figura 183 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

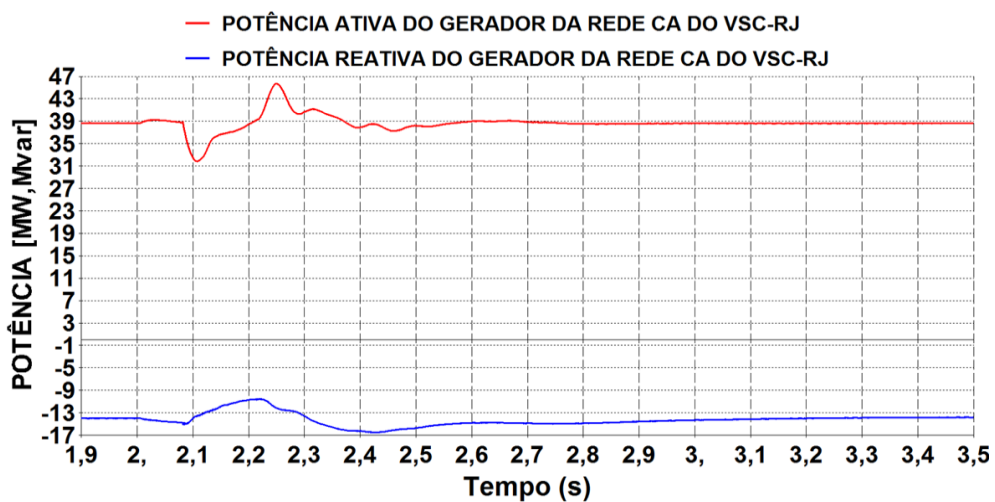


Figura 184 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

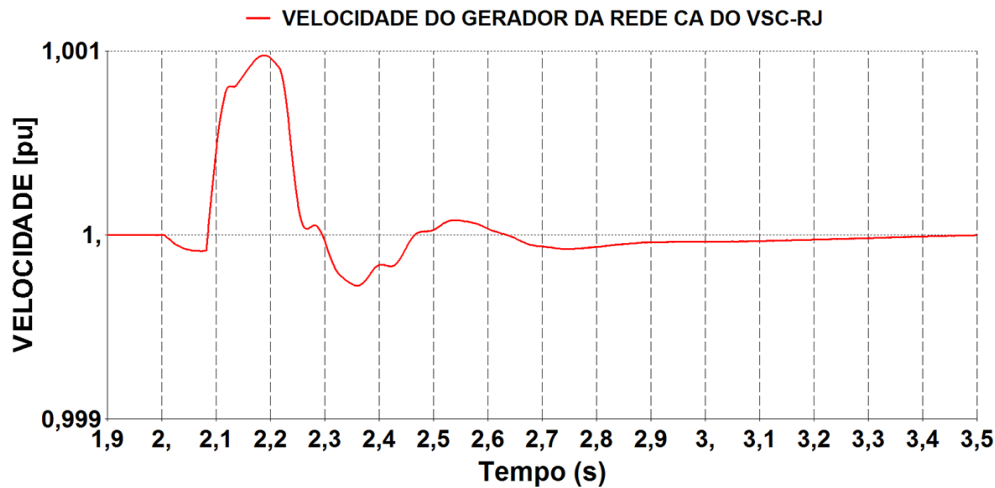


Figura 185 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

A análise dos resultados anteriores em regime permanente e emergências, considerando a inserção dos geradores síncronos nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro com as características citadas ($S=51$ MVA e $H=3,53$ s), mostrou que o desempenho do sistema H^2VDC é o mesmo quando comparado com a rede sem a inserção desses geradores. Mesmo com a inserção desses geradores nas redes CA de São Paulo e Rio de Janeiro não foi verificada nenhuma diferença significativa entre esses dois casos.

Pelo fato de não ter sido verificada nenhuma diferença significativa entre os dois casos anteriores (com e sem gerador) será feita uma nova análise considerando uma dinâmica mais conservadora nos geradores conectados nas redes CA de São Paulo e Rio de Janeiro, com as seguintes características: $S=390$ MVA e uma suposição de inércia muito pequena, com valor de $H=1,5$ segundos. Abaixo, no item 5.3.2, será mostrado o desempenho do sistema H^2VDC considerando esse tipo de gerador conectado nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro.

5.3.2- Análise considerando 1 gerador síncrono na rede CA de São Paulo e 1 gerador síncrono na rede CA do Rio de Janeiro, com $S = 390$ MVA e uma inércia hipotética de $H = 1,5$ segundos.

Geradores com inércias mais baixas, assim como gerando potências mais altas, são mais susceptíveis a oscilações angulares e de potência quando ocorre um distúrbio na rede elétrica. Assim, a finalidade em se inserir geradores com essas características dinâmicas nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro é analisar o impacto dessa nova rede CA na operação do sistema H^2VDC , quando ocorre um distúrbio nesse sistema.

- **Regime permanente**

Essa análise de regime permanente é composta pelas etapas de conexão do gerador síncrono equivalente ao retificador CSC e posteriores etapas operativas para a partida do sistema H^2VDC de zero até o seu valor de regime permanente. Essas etapas para a partida

do sistema H²VDC até o seu regime pode ser analisada com mais detalhes no capítulo 5.

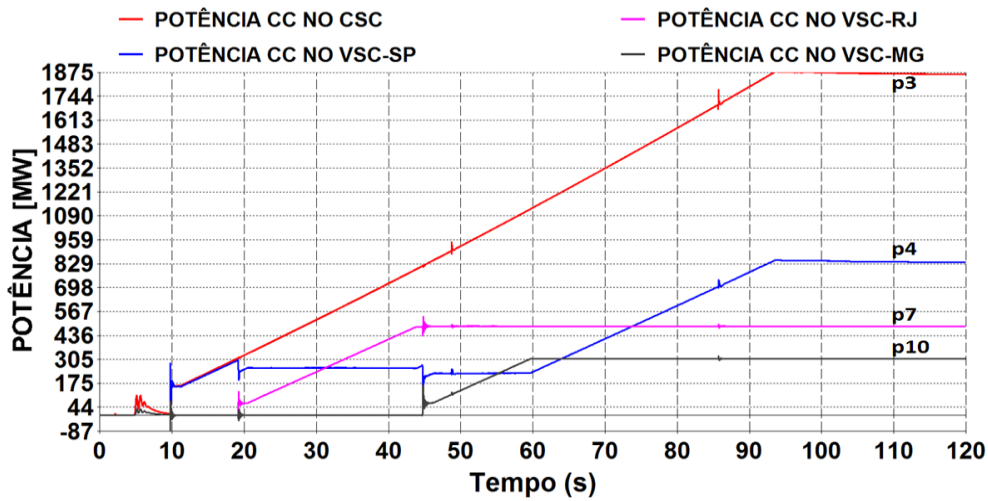


Figura 186 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

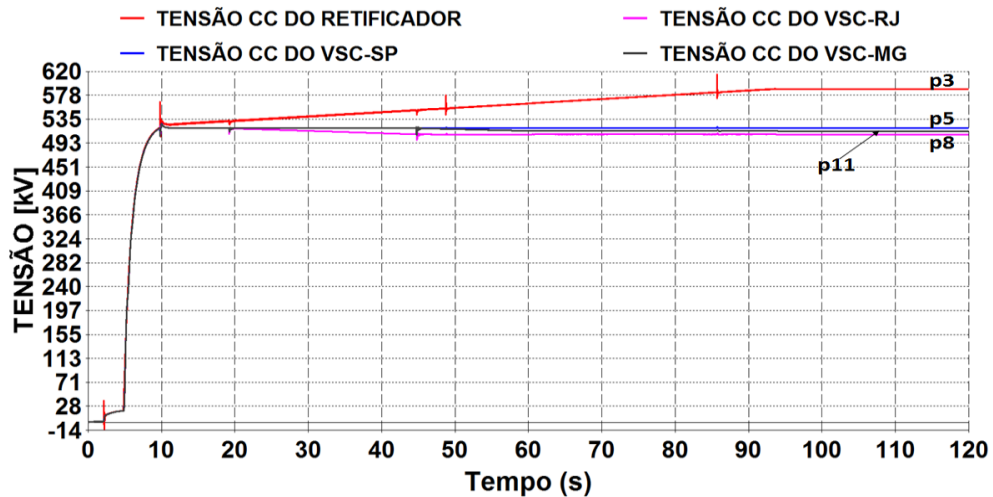


Figura 187 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

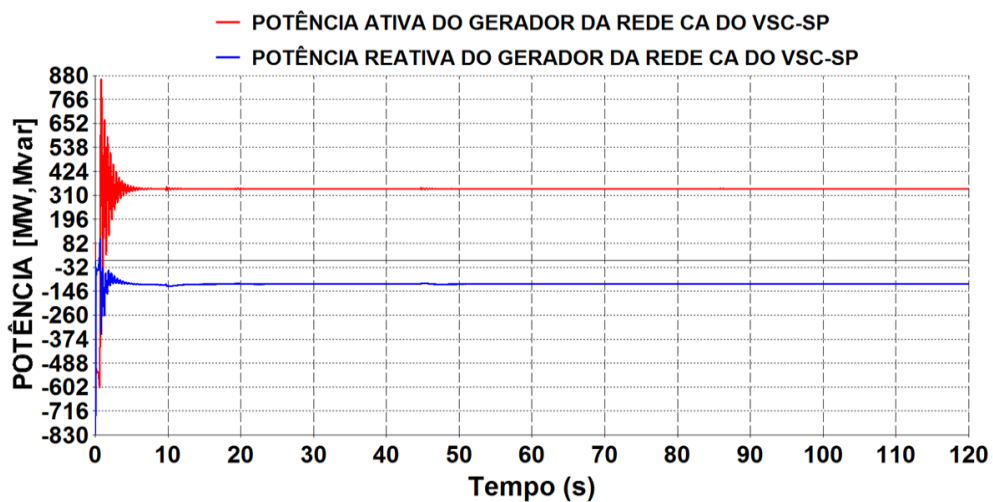


Figura 188 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

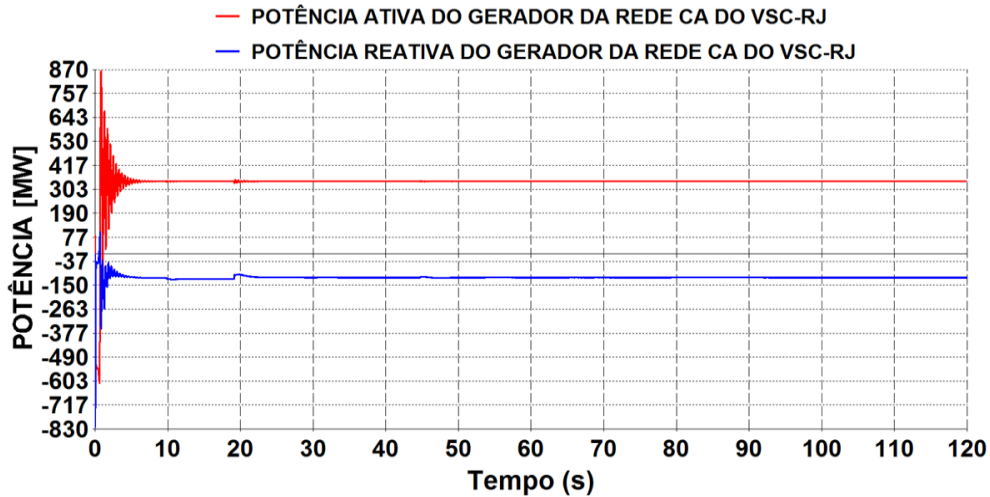


Figura 189 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

- Curto-Circuito monofásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo

No caso adotado nessa tese, por simplificação, é considerada apenas a aplicação do curto-circuito na fase a da rede CA e em seguida a retirada desse curto sem a abertura da respectiva fase da linha de transmissão. O curto-circuito é aplicado em $t=2$ segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em $t=2,1$ segundos que é o tempo adotado para a duração do curto-circuito numa rede CA de 500 kV, segundo os critérios de estudos de operação do sistema elétrico brasileiro [55]. A Figura 190, Figura 191, Figura 192, Figura 193, Figura 194 e a Figura 195 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ.

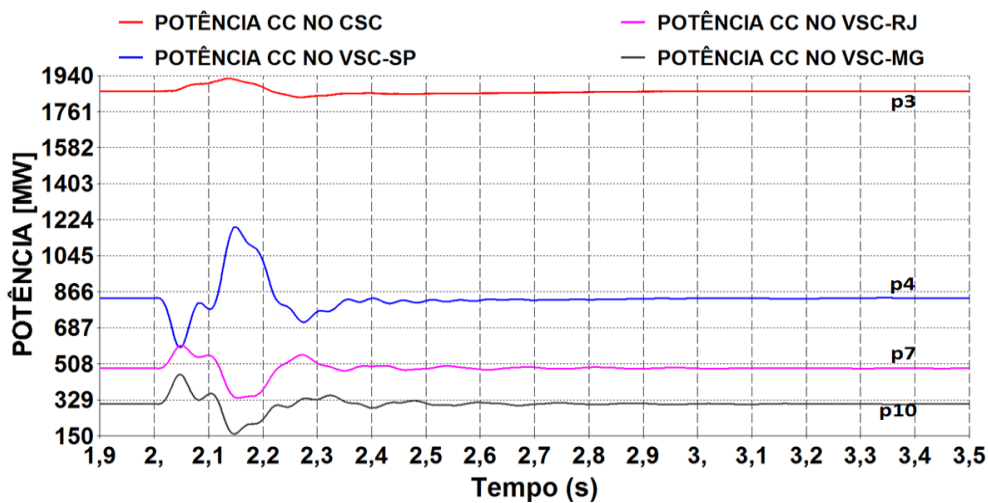


Figura 190 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

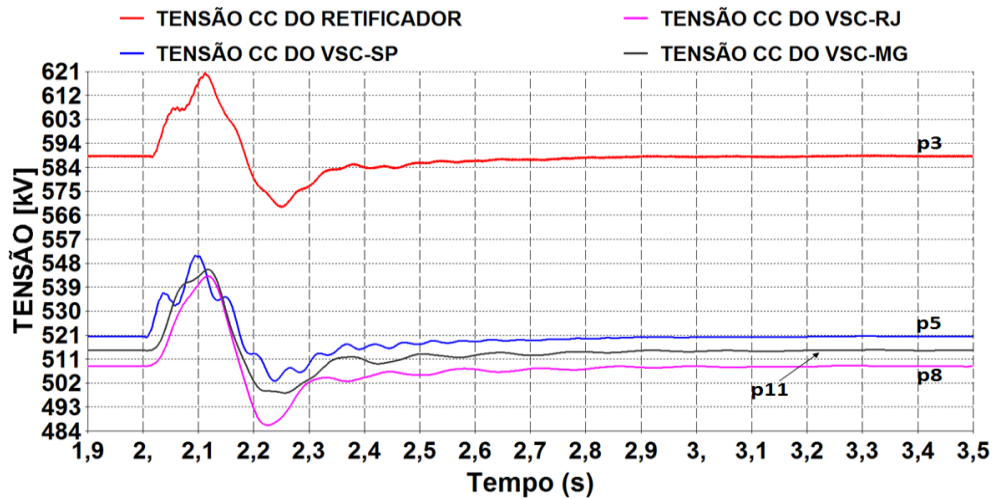


Figura 191 - Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

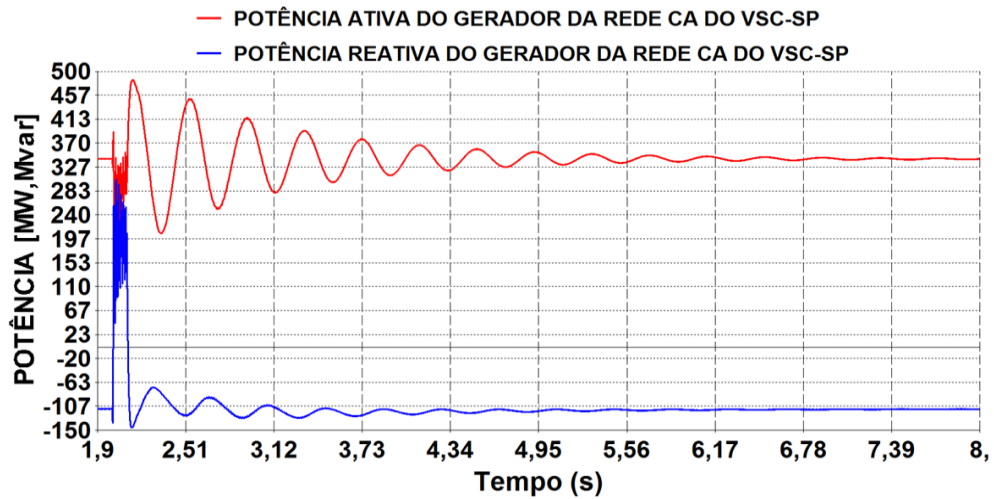


Figura 192 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

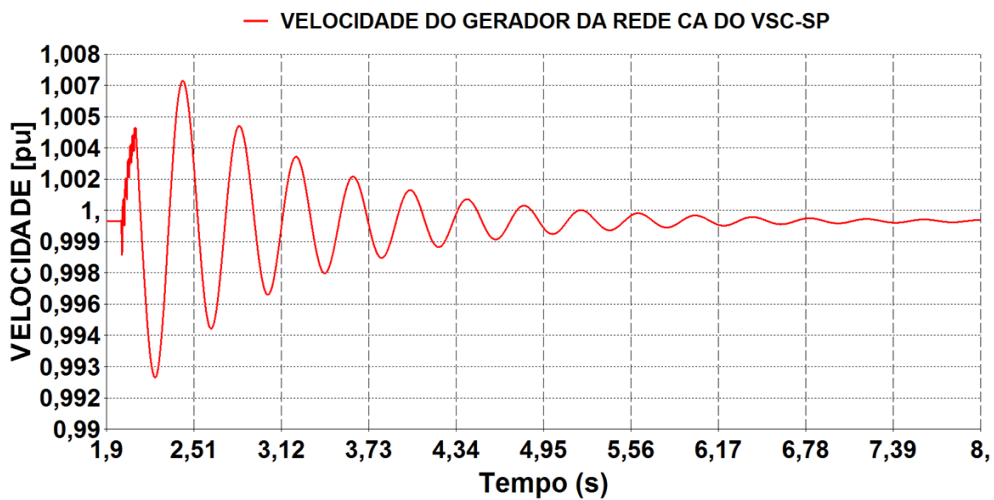


Figura 193 – Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

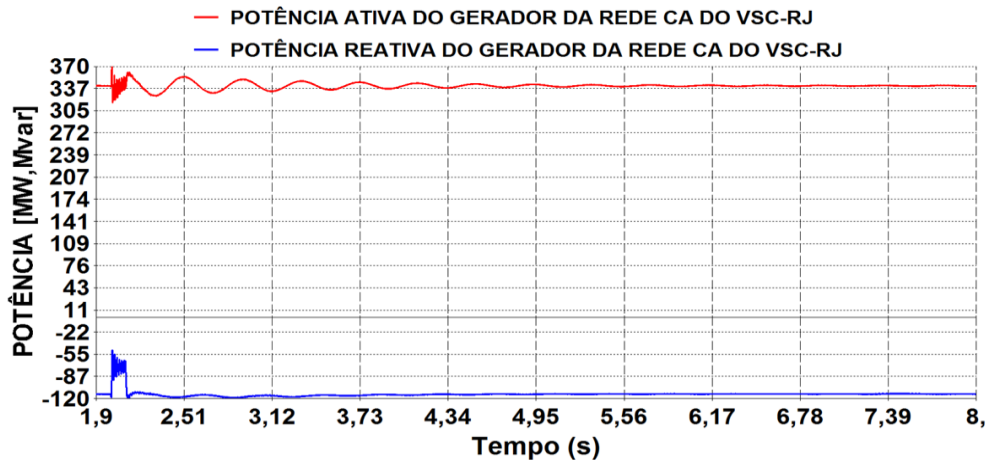


Figura 194 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

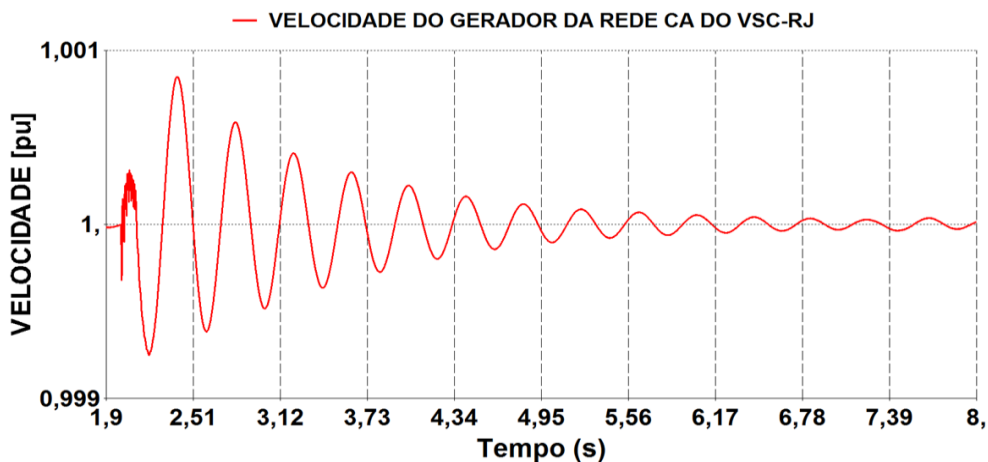


Figura 195 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

- **Curto-Circuito trifásico de 100 ms na rede CA receptora de São Paulo**

O curto-circuito trifásico é uma emergência que acontece com menos frequência, quando comparada com o curto-circuito monofásico. Essa emergência está sendo aplicada para analisar o desempenho do sistema H²VDC considerando a inserção de geradores síncronos nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro. O curto-circuito trifásico ocasiona uma redução total transitória da potência que está sendo transmitida pelo sistema CC. Essa emergência é aplicada em t=2 segundos de simulação com duração de 100 ms, ou seja, retirada em t=2,1 segundos seguindo o critério de tempo de aplicação do curto-circuito monofásico. A Figura 196, Figura 197, Figura 198, Figura 199, Figura 200 e a Figura 201 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ. Nesse caso há atuação transitória da lógica de proteção nos VSCs do Rio de Janeiro e Minas Gerais para a sobretensão transitória.

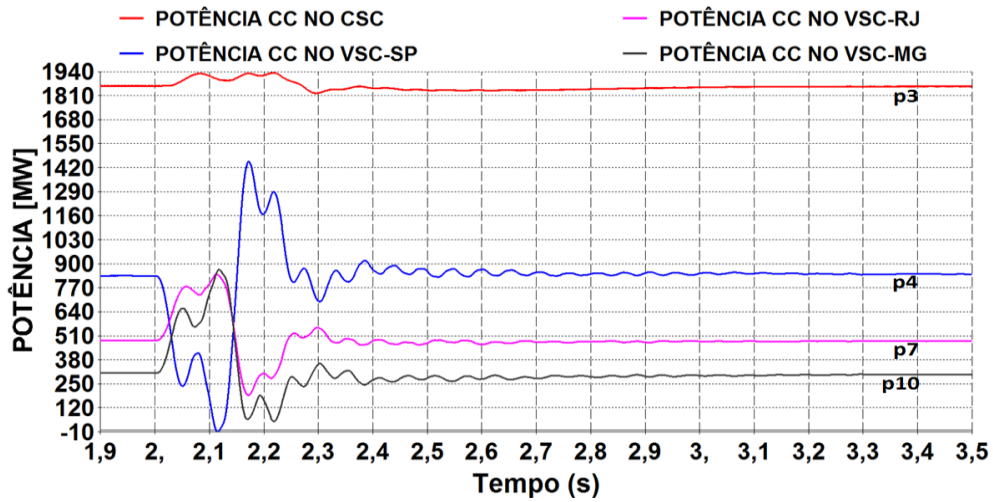


Figura 196 - Potência CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

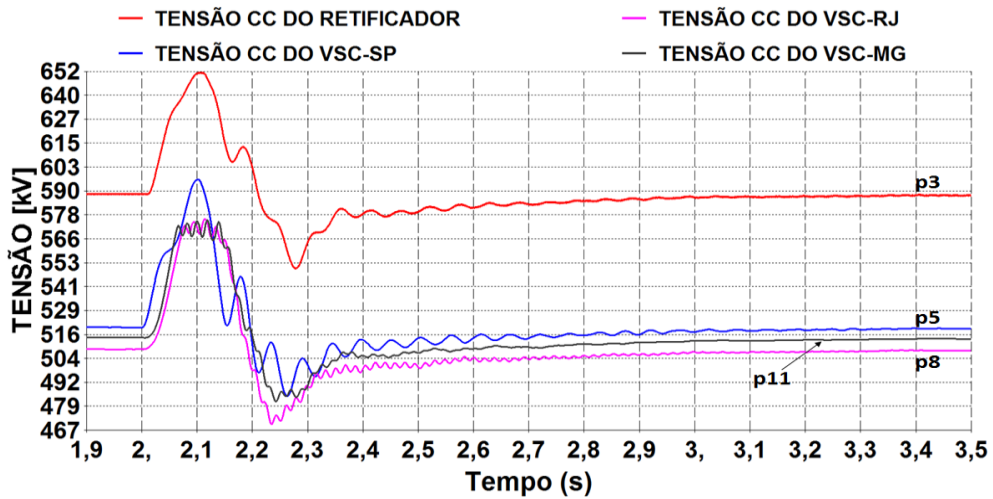


Figura 197 - Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

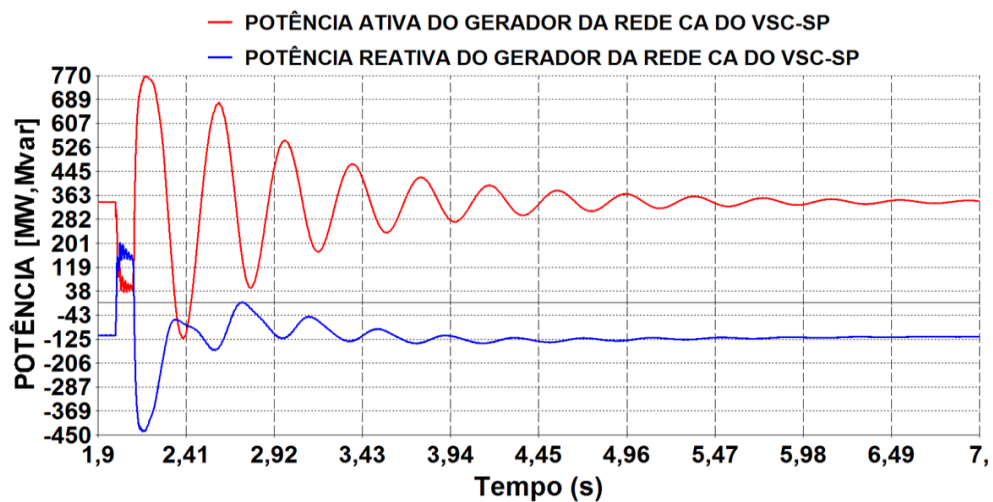


Figura 198 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

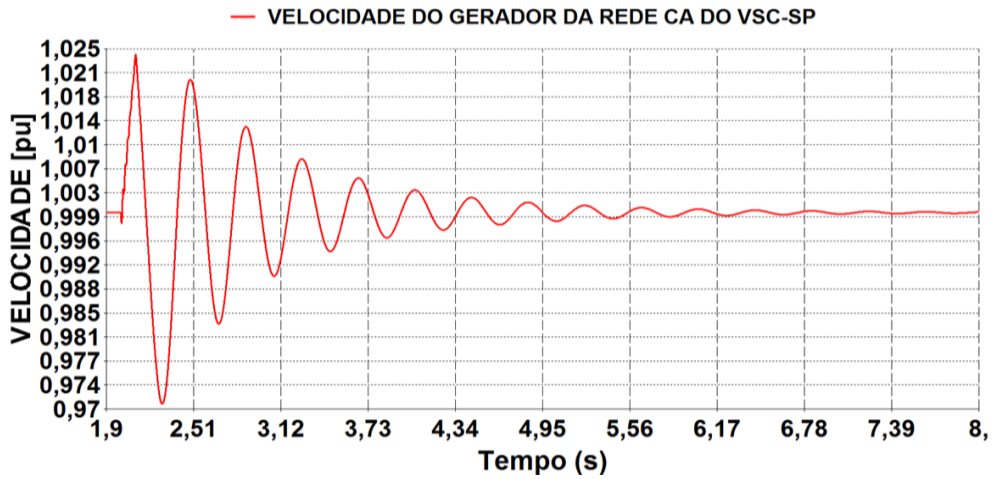


Figura 199 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

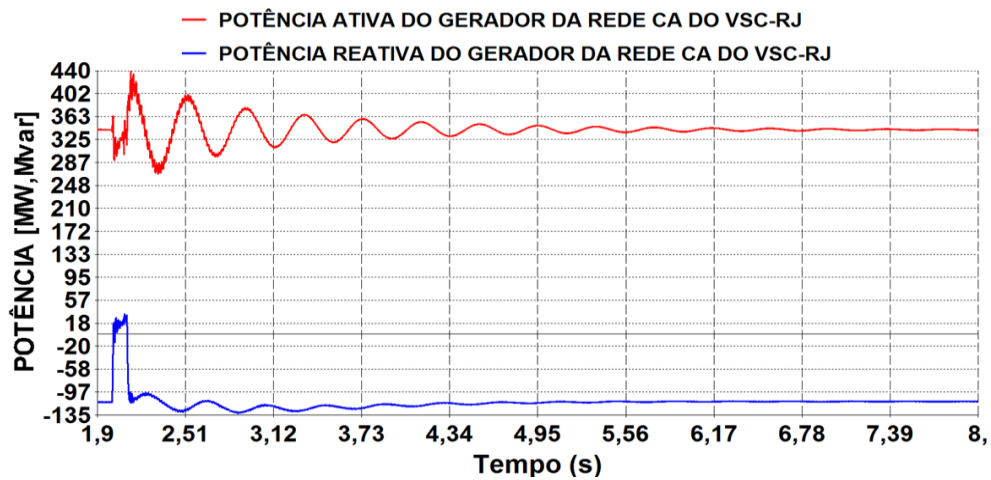


Figura 200 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

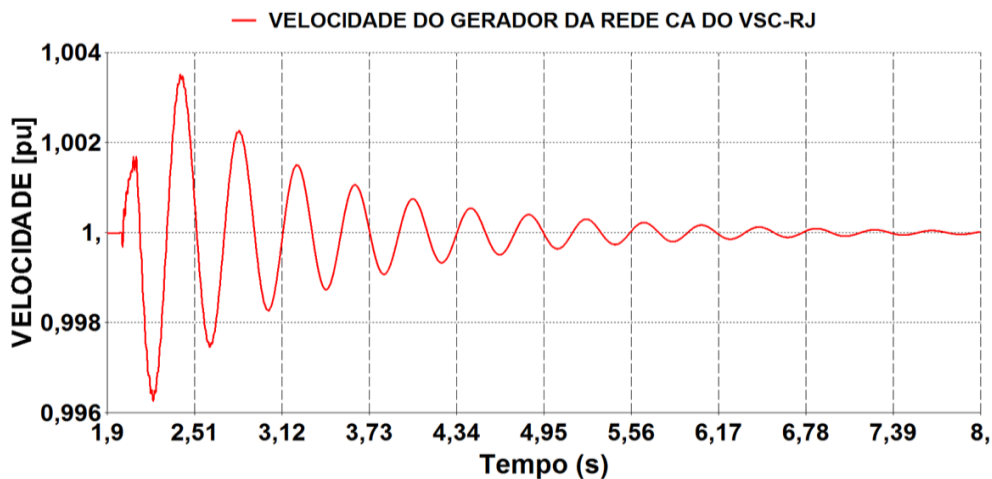


Figura 201 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

- **Bloqueio permanente do VSC de São Paulo**

O bloqueio permanente do VSC-SP traz grandes problemas à operação normal do

sistema H²VDC, pois no bloqueio desse conversor, pelo fato dele operar em modo de controle de tensão, o lado CC do sistema perde esse controle e, conseqüentemente, o balanço de potência fica comprometido e leva o sistema ao colapso. Outra característica visualizada nessa emergência é que a potência transmitida pelo VSC-SP é interrompida e nenhum outro VSC está habilitado, transitoriamente, a transmitir a potência do VSC-SP pois eles estão em modo de controle de potência e não recebem nenhum comando para alterar a sua ordem. O efeito do bloqueio permanente do VSC-SP, sem nenhuma ação de controle nos VSCs remanescentes, pode ser visto na Figura 86 e a Figura 87.

A Figura 202, Figura 203, Figura 204, Figura 205, Figura 206, Figura 207 e a Figura 208 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, corrente CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ. Nesse caso há atuação da lógica de proteção no VSC do Rio de Janeiro, conforme mostrado na Figura 62, para a troca permanente do seu modo de controle de potência para tensão CC e os geradores estão conectados às redes equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro.

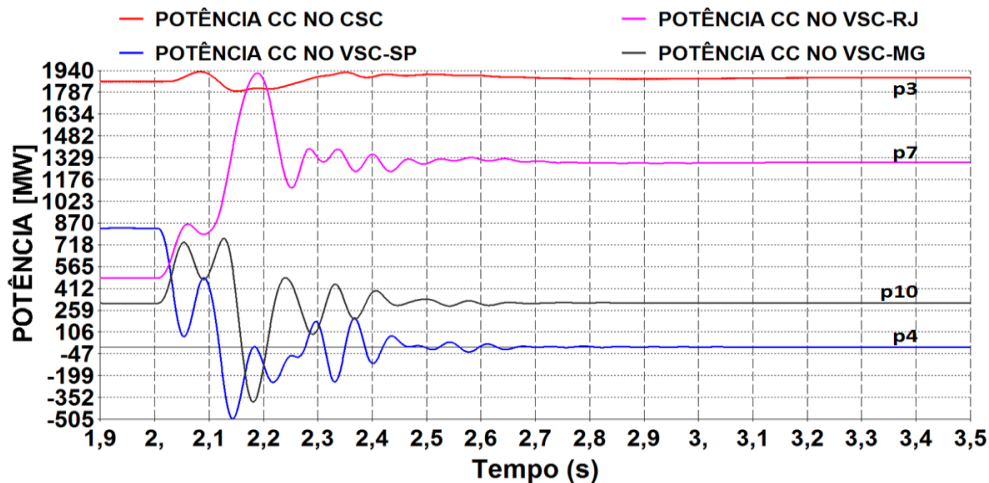


Figura 202 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

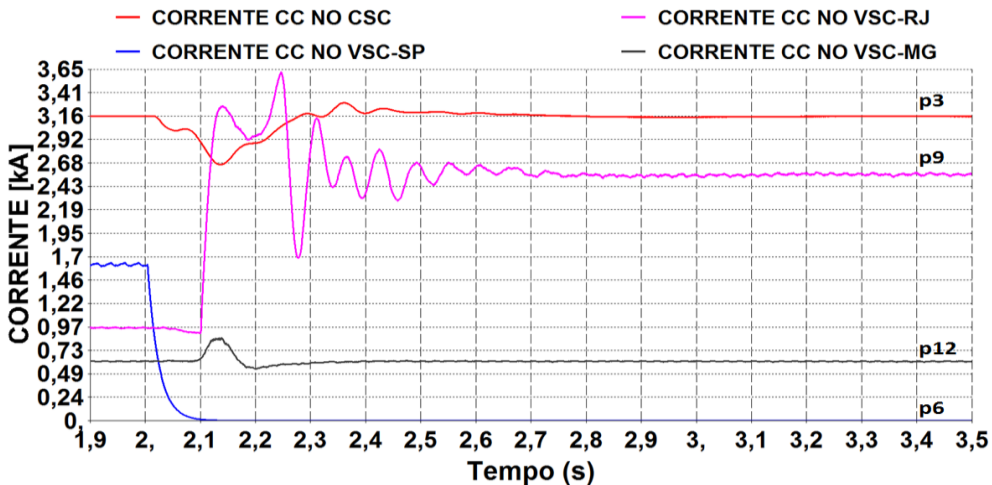


Figura 203 – Corrente CC no retificador, no VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

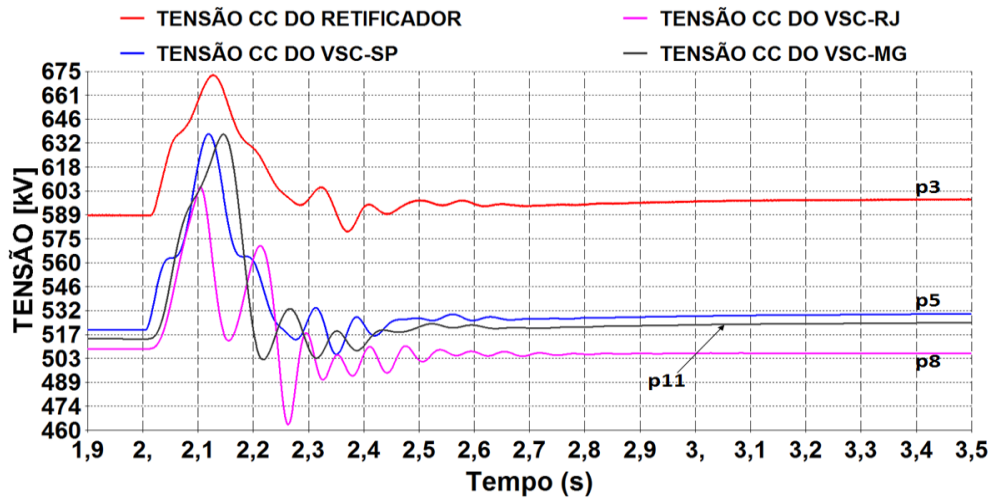


Figura 204 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

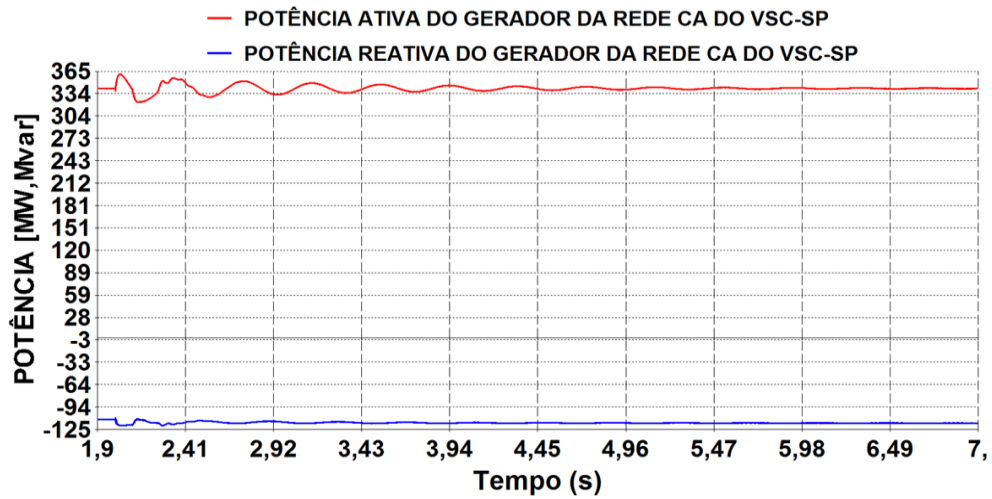


Figura 205 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

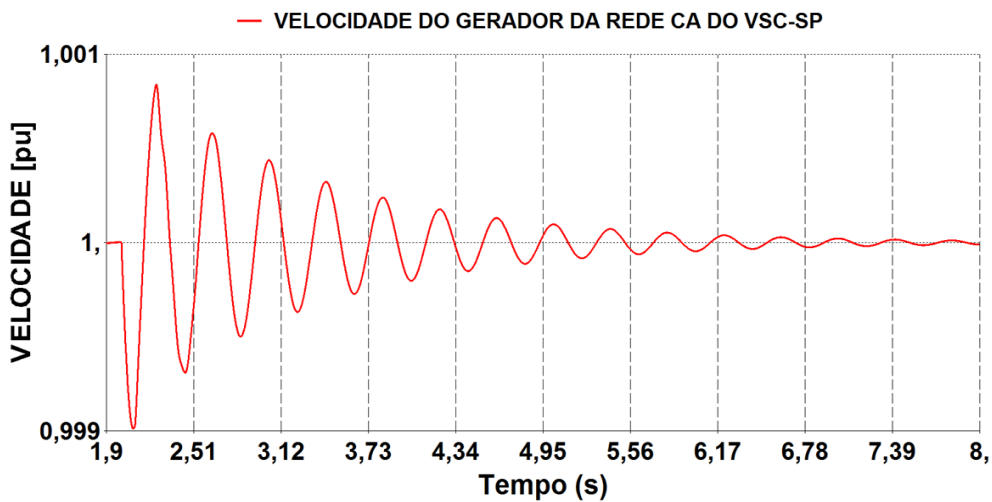


Figura 206 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

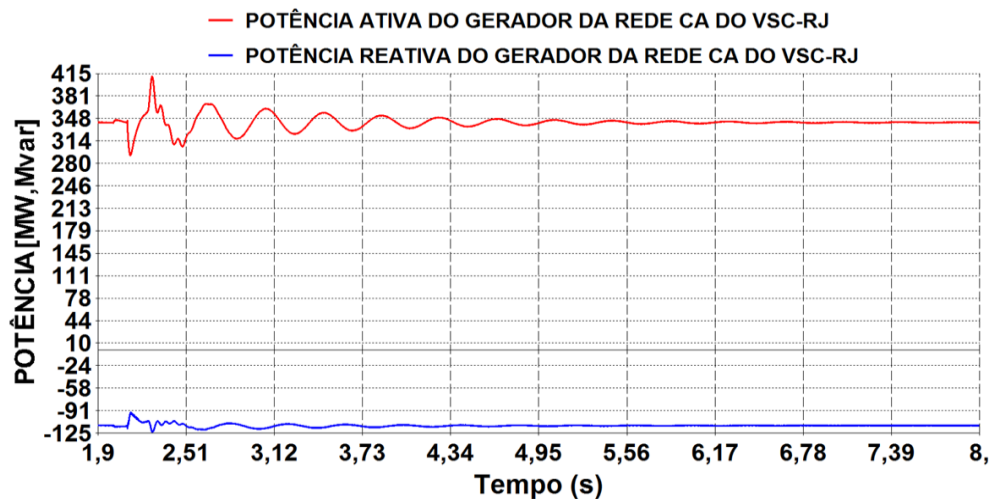


Figura 207 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

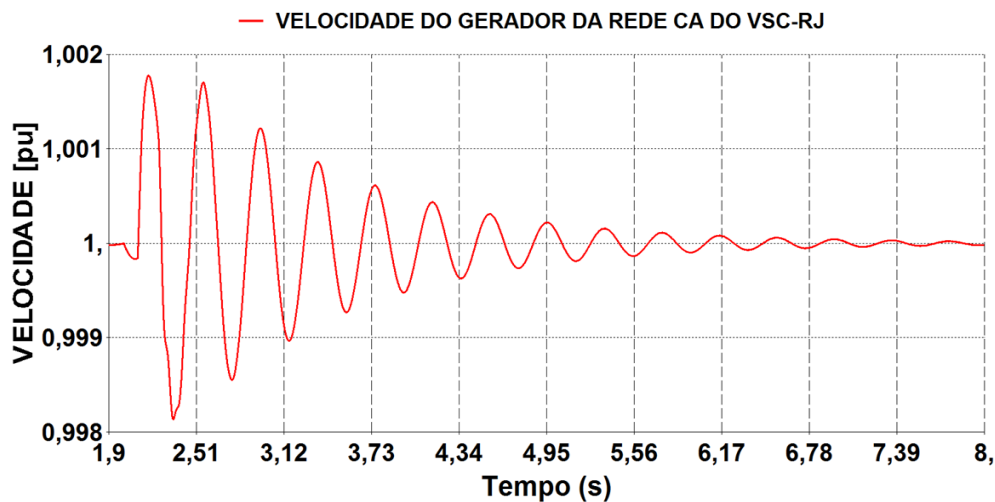


Figura 208 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

A análise dos resultados das emergências mostrou que, mesmo considerando uma inércia mais baixa nos geradores síncronos conectados nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro ($H=1,5$ segundos), o sistema H^2VDC apresentou um comportamento estável. A emergência que ocasionou as maiores excursões de frequência foi o curto-circuito trifásico na rede CA de São Paulo. O gerador conectado ao VSC de São Paulo é submetido às maiores oscilações de frequência, conforme mostrado na Figura 199. Mesmo com essas oscilações que apareceram no sistema, na condição de curto-circuito trifásico na rede CA de São Paulo, o controle de sincronismo aplicado aos VSCs (PLL) foi capaz de manter a operação desses equipamentos e o sistema voltou ao regime normal de operação sem maiores problemas.

Apesar do curto-circuito trifásico na rede CA receptora de São Paulo ser uma emergência severa, as maiores oscilações de frequência em um determinado sistema são visualizadas quando há um desequilíbrio severo entre carga e geração. Quando há o equilíbrio entre carga e geração, a frequência do sistema permanece estabilizada num determinado valor. Quando há perda de um montante de carga num sistema de potência, a frequência desse sistema aumenta devido a aceleração dos geradores. Quando se tem

um aumento de carga, a frequência do sistema é reduzida pois há uma desaceleração dos geradores. Para a análise do comportamento do sistema H²VDC, quando há grandes variações de frequência nas redes CA receptoras dos VSCs, será aplicado um degrau positivo e outro subsequente negativo na referência de frequência das redes CA receptoras de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, simultaneamente. A análise do comportamento do sistema H²VDC, assim como a influência dessa variação de frequência nos controles dos VSCs, será feita a seguir.

- **Variação da frequência das redes CA dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.**

Este teste de variação de frequência é aplicado para analisar o comportamento do sistema H²VDC, assim como as malhas de controle desenvolvidas para todos os conversores, quando há uma variação de frequência ocasionado por um desequilíbrio de potência (desbalanço entre carga e geração) bem acentuado nas redes CA equivalentes conectadas aos VSCs. Nesse caso, o teste aplicado é bem conservador pois a variação de frequência é feita através de um degrau simultâneo (condição sistêmica muito severa) nas referências de frequência das redes CA de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. Nesta análise, os geradores síncronos conectados nas redes CA de São Paulo e Rio de Janeiro apresentam inércia $H = 1,5$ segundos e potência $S = 390$ MVA. A Figura 209 mostra o gráfico da variação de frequência aplicada simultaneamente nas três redes CA equivalentes dos VSCs.

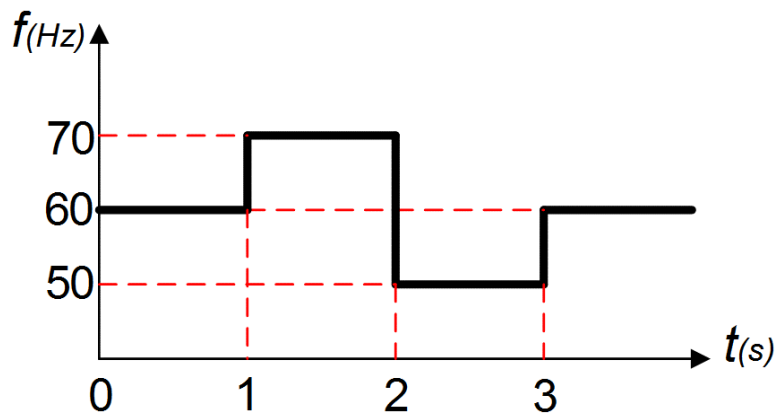


Figura 209 – Variação de frequência aplicada simultaneamente nas redes CA equivalente de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Basicamente, essa variação de frequência se resume na aplicação de degraus positivo e negativo na referência de frequência da rede CA para que seja simulado um grande desequilíbrio de potência nessas redes equivalentes dos terminais dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e São Paulo. Vale ressaltar que a característica mostrada na Figura 209 é muito conservadora pois a variação de frequência, mesmo em condições de desequilíbrios drásticos de potência, ocorre em uma forma mais suave do que a apresentada nessa figura. Outro ponto muito importante e que deve ser citado aqui é que

essa variação de 10 Hz é uma variação que seria muito difícil de ocorrer no sistema de potência, pois alguns esquemas de proteção já começariam a atuar com variações de frequência menores. Os esquemas e os critérios de frequência que são aplicados no sistema elétrico brasileiro podem ser vistos com mais detalhes em [55]. A suposição de que todas as redes CA apresentam a mesma variação de frequência também é muito conservadora, pois na prática as variações de frequência deverão ser diferentes em cada rede CA.

O teste aplicado, conforme mostrado na Figura 209, apresenta as seguintes características: a partir de zero até 1 segundo a frequência das redes CA de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais ficam estáveis em 60 Hz (valor nominal). Quando $t = 1$ s é enviado um sinal para que a ordem de frequência seja elevada em 10 Hz, ou seja, essa ordem passa de 60 para 70 Hz, instantaneamente, em um degrau. Em $t = 2$ segundos é enviado um novo sinal para que a ordem de frequência seja reduzida em 20 Hz, ou seja, 10 Hz a menos que o seu valor nominal e se torna 50 Hz. Em $t = 3$ segundos a referência de frequência é ajustada novamente para o seu valor nominal, ou seja, 60 Hz e continua nesse valor durante toda simulação.

Após a aplicação da característica mostrada na Figura 209 nas redes CA de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, a Figura 210, Figura 211, Figura 213, Figura 214, Figura 215 e a Figura 216 mostram, respectivamente, o comportamento da potência CC, tensão CC, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-SP, potências ativa e reativa do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ e a velocidade do gerador síncrono conectado à rede CA do VSC-RJ.

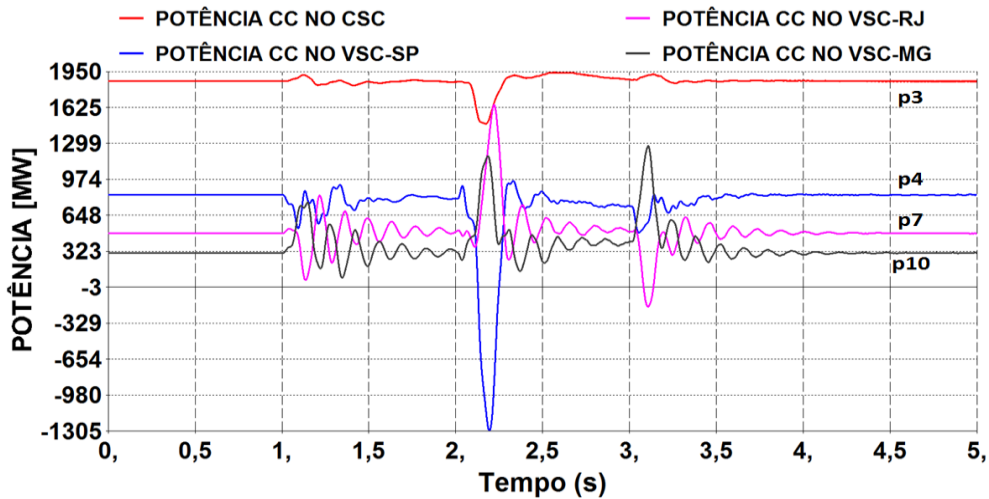


Figura 210 – Potência CC no retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

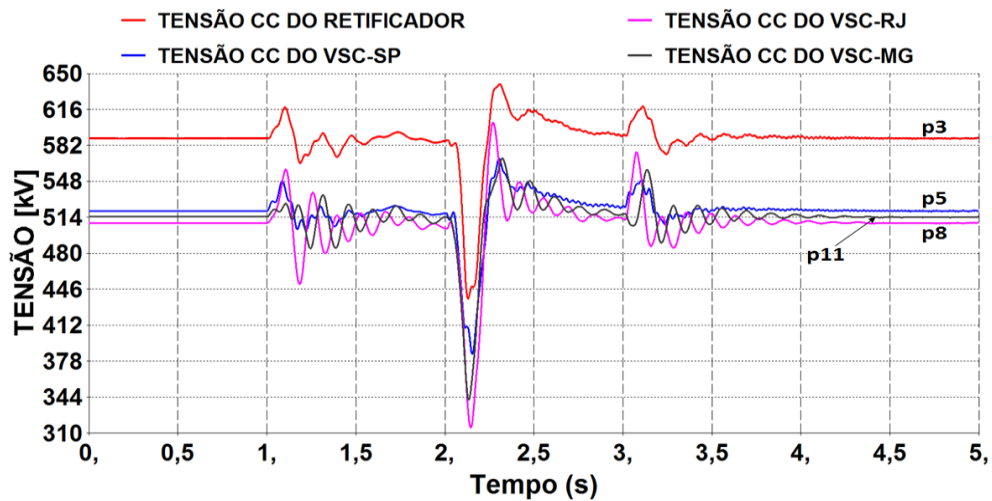


Figura 211 – Tensão CC do retificador, VSC-SP, VSC-RJ e VSC-MG.

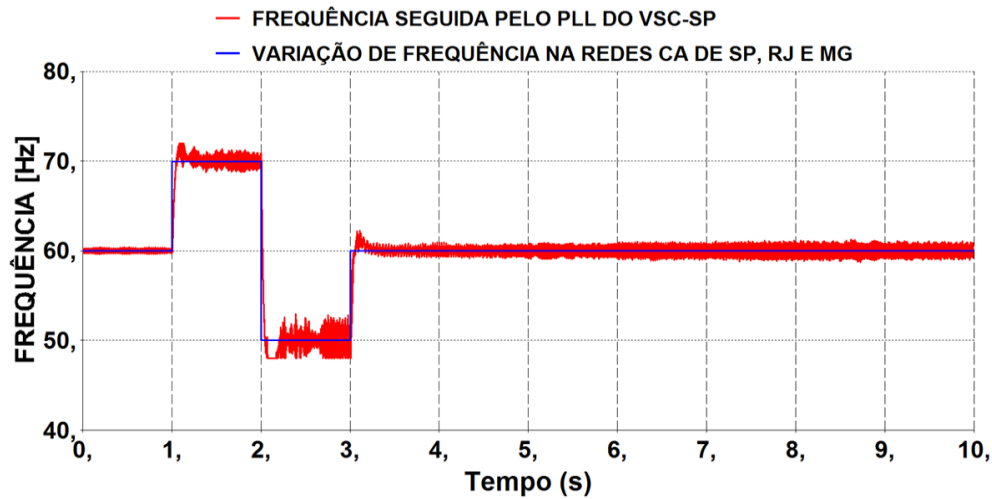


Figura 212 – Comportamento da frequência seguida pelo PLL do VSC de São Paulo, juntamente com o degrau de frequência na redes CA de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais.

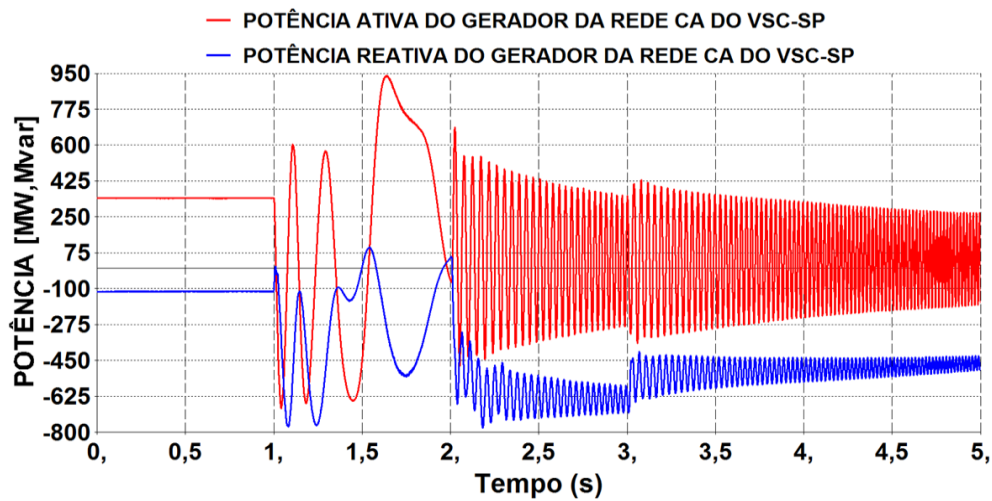


Figura 213 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

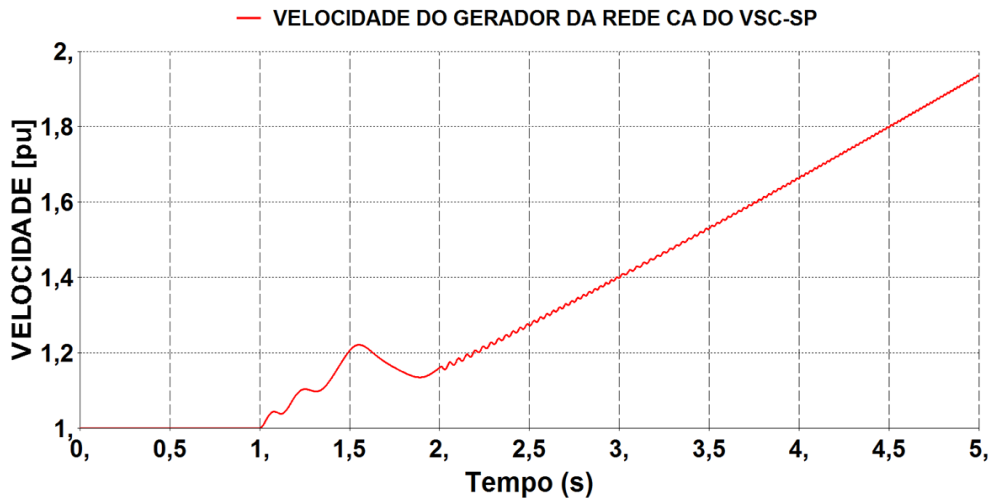


Figura 214 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

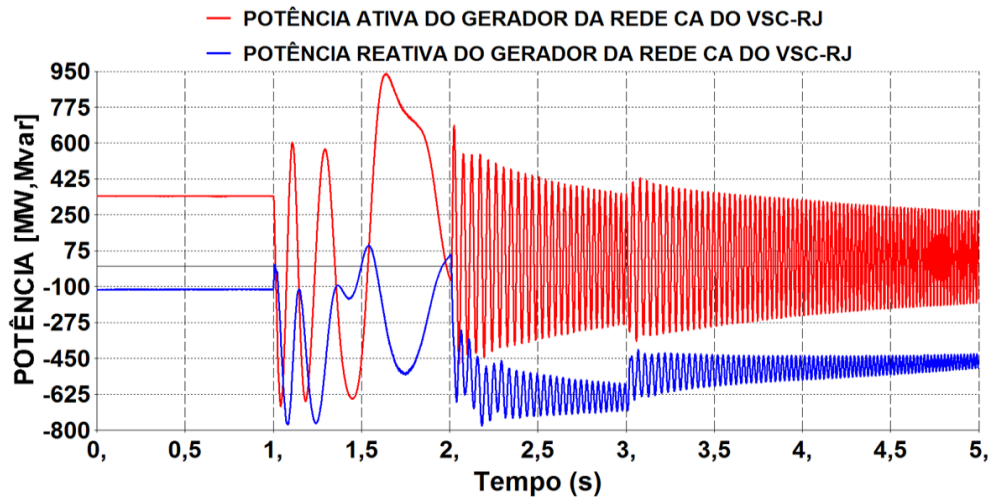


Figura 215 - Potências ativa e reativa do gerador conectado na rede CA do VSC-RJ.

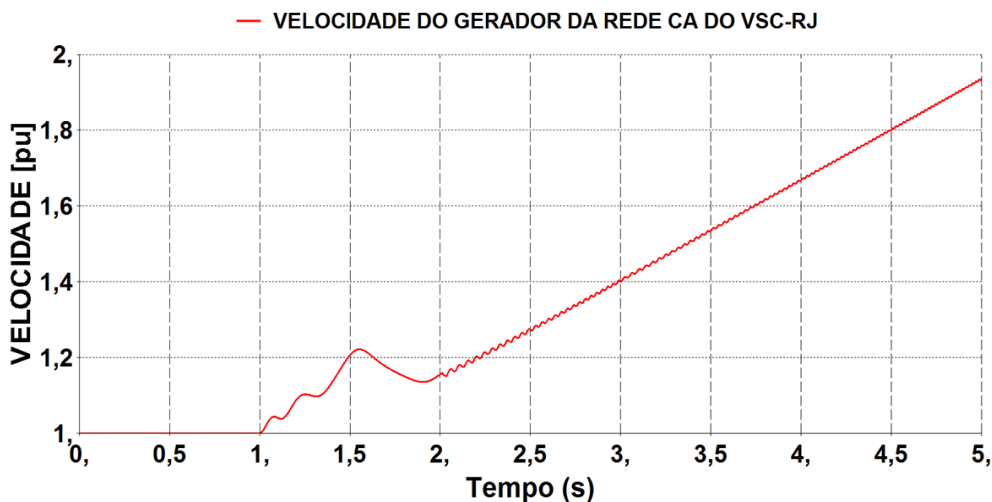


Figura 216 - Velocidade do gerador conectado na rede CA do VSC-SP.

A análise do sistema H²VDC nesta condição de variação de frequência, conforme apresentada na Figura 209, mostra que esse sistema apresentou um comportamento

estável e que as malhas de controle desenvolvidas para os VSCs atuaram no sentido de trazer o sistema novamente para as condições de regime permanente após a passagem desse distúrbio. Pela análise da Figura 212 conclui-se que o circuito de sincronismo (PLL) utilizado para os VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais acompanha a variação de frequência aplicada ou resultante (no caso de desequilíbrios entre carga e geração) nas redes CA, o que ajuda a manter o desempenho estável desses equipamentos e o seu acoplamento à rede. Apesar da Figura 212 mostrar o comportamento da frequência no PLL do VSC de São Paulo, o comportamento do PLL dos outros VSCs (RJ e MG) também foi igual. Durante o processo transitório de aplicação dos degraus de frequência, o sistema H²VDC apresentou um comportamento oscilatório, mas que após o término desse processo as oscilações foram eliminadas e o sistema voltou ao seu estado de regime permanente, mantendo-se estável. Baseado nas respostas apresentadas na Figura 213, Figura 214, Figura 215 e Figura 216 é possível visualizar que os geradores síncronos conectados nas redes CA equivalentes de São Paulo e Rio de Janeiro perderam a estabilidade quando esse distúrbio de frequência foi aplicado. Mesmo com a perda de estabilidade desses geradores, o sistema H²VDC voltou a transmitir potência normalmente de forma estável. Vale ressaltar que, em um sistema de potência real, esses geradores conectados nas redes CA de São Paulo e Rio de Janeiro que perderam a estabilidade seriam desconectados do sistema de transmissão CA pela atuação das devidas proteções que são inseridas nos geradores. Maiores detalhes sobre essas proteções podem ser vistos em [55].

De uma forma geral, e baseado nas respostas apresentadas por esse sistema nessas condições operativas, juntamente com toda teoria já desenvolvida anteriormente sobre VSCs, é possível dizer que o sistema H²VDC apresenta uma robustez quanto a variações de frequência **nas redes CA receptoras** conectadas aos VSCs. Essa característica mostra que o sistema H²VDC é robusto mesmo quando se têm redes CA fracas (baixo nível de curto-circuito) conectadas aos VSCs. A aplicação de um modo de controle baseado na frequência da rede CA receptora, em um ou mais VSCs da configuração multiterminal, poderia tornar a resposta transitória do sistema H²VDC um pouco melhor, para essa operação com desequilíbrio de potência (como um controle de estabilização de frequência STAB-F aplicado nos CSCs). Apesar dos testes desenvolvidos aqui terem mostrado a influência de uma variação brusca de frequência nas redes CA equivalentes dos VSCs é indicada uma representação mais realista das redes CA conectadas aos VSCs, com os seus geradores, linhas de transmissão, cargas estáticas e equipamentos em geral para uma posterior análise mais detalhada desse comportamento. Vale ressaltar que essa representação mais detalhada da rede CA no programa PSCAD/EMTDC irá ocasionar aumento do esforço computacional.

6- CONCLUSÕES

As conclusões apresentadas nesta seção têm um aspecto mais amplo sobre o desenvolvimento e a operação do sistema H²VDC. As conclusões mais específicas sobre o comportamento e a operação desse sistema podem ser vistas nos resultados de cada simulação.

Nesta tese não está sendo realizado nem considerado nenhum estudo de custo sobre o sistema H²VDC. O objetivo principal dessa tese foi o de analisar o desempenho do sistema proposto considerando basicamente dois modos de controle: o *Caso 1* no qual o CSC está em modo de controle de corrente CC, um VSC em modo de controle de tensão CC e o restante dos VSCs em modo de controle de potência; e no *Caso 2* o CSC está em controle de tensão CC e todos os VSCs em modo de controle de potência.

Para o estudo aqui apresentado foi considerado que cada VSC do sistema multiterminal poderia despachar toda a potência transmitida pelo retificador. Para a aplicação real, uma análise detalhada do custo em função da potência a ser transmitida, assim como a capacidade de sobrecarga aplicável em cada VSC, deve ser feita e estabelecido um ponto ótimo na operação e projeto do sistema H²VDC.

A aplicação do sistema H²VDC e suas características como o controle independente de potência ativa e reativa nos VSCs, limitados apenas pela potência nominal de cada VSC, a inexistência do valor mínimo de relação de curto-circuito nas redes CA receptora, a inexistência de falha de comutação nos VSCs e a capacidade de transmitir grandes blocos de potência podem trazer muitos benefícios para a operação dos sistemas de potência reais. Essas características do sistema H²VDC reduzem a quantidade de equipamentos de compensação reativa (capacitores e compensadores síncronos) e podem reduzir o tempo de interrupção de energia levando a uma redução de penalidades aplicadas à empresa. Outro ponto importante sobre a operação do sistema H²VDC é que os VSCs podem estar ligados diretamente nos principais centros de carga, o que pode reduzir o custo com o reforço do sistema de transmissão CA receptor.

Em ambos os casos citados anteriormente foram feitas simulações de partida do sistema. Isso inclui o processo de carga dos capacitores do elo CC pelo retificador, partida separada de cada VSC, operação temporária com baixa potência no retificador, rampeamento da potência no retificador e nos VSCs até os respectivos valores em regime permanente). Após o sistema atingir o regime permanente foram analisadas algumas condições de emergências como curto-circuitos monofásicos e trifásicos não simultâneos nas redes CA equivalentes, bloqueio permanente não simultâneos dos VSCs e curto-circuito no meio da linha CC no trecho entre o retificador e o PCC.

Nessa tese optou-se por fazer o processo de partida manual, ou seja, considerou-se que as ações são feitas pelos operadores das subestações. Como cada subestação está em um lugar diferente, a coordenação desse procedimento entre os operadores pode ser feita por telefone. Vale ressaltar que nesse processo de “startup” podem ser aplicados mais automatismo nas ações. Para a partida do sistema H²VDC foi usada uma forma suave baseada em rampeamentos de potência e partidas separadas dos VSCs. No entanto, outras formas de partida para esse sistema podem ser estudadas. Nessas condições de partida

mais suaves, o sistema H²VDC simulado com um CSC e três VSCs (SP, RJ e MG) apresentou um bom desempenho.

No *Caso 1*, a emergência do bloqueio do VSC, que está em modo de controle de tensão CC (SP), causa colapso no sistema pois o controle dessa tensão CC é perdido. Para os casos nos quais são necessárias medidas operativas para manter a integridade do sistema foi desenvolvido um controle com uma lógica de proteção. A lógica de proteção desenvolvida para esse sistema, conforme mostrado na Figura 62, detecta que houve um bloqueio e atua mudando o modo de controle de um VSC, no caso RJ, de modo de controle de potência para tensão e o sistema volta a ter controle de tensão do elo CC. Na condição de curto-circuito trifásico no VSC-SP, as lógicas de proteção do VSC-RJ e VSC-MG atuam e mudam o modo de controle desses VSCs de controle de potência para controle de tensão e compensam o desequilíbrio de potência causado por essa emergência e os valores das sobretensões são reduzidos. As outras emergências não causam grandes problemas ao sistema H²VDC pelo fato do VSC-SP estar no modo de controle de tensão e compensar os eventuais desequilíbrios de potência.

No *Caso 2*, quando há o bloqueio permanente do VSC-SP, foi verificado que há a necessidade de aplicar uma ordem de redespacho no VSC-RJ para evitar grandes sobrevelocidades nos geradores, ocasionando problemas para a transmissão de potência do sistema. Para esses casos foi desenvolvido um controle, conforme mostrado na Figura 63, que atua como uma lógica de proteção. Esse controle desenvolvido que está inserido no VSC-RJ detecta que houve um bloqueio no VSC-SP e atua mandando uma ordem de redespacho de potência no próprio VSC-RJ. Quando há um curto-circuito trifásico na rede CA do VSC-SP essa lógica de proteção manda um sinal de intertravamento da lógica de bloqueio e impede que seja feito algum redespacho.

Essa tese tem a finalidade de comparar o *Caso 1* com o *Caso 2* e determinar os respectivos pontos fortes e fracos de cada *Caso* numa eventual aplicação num sistema de potência real.

O *Caso 2*, apesar de também apresentar um comportamento estável, tem o desempenho muito dependente do tipo de gerador que está conectado ao retificador, assim como pela configuração da rede CA e a sua carga.

As malhas de controle utilizadas nos VSCs e no CSC foram ajustadas através do método de tentativa e erro, o que pode ocasionar algumas repostas oscilatórias ou com transitórios mais longos.

A emergência do curto-circuito na linha CC do sistema H²VDC deve ser estudada com mais detalhes. Nessa tese apenas o VSC convencional de dois níveis foi considerado, portanto a corrente de curto-circuito CC deve ser eliminada pela ação de disjuntores da rede CA. Em [89], [90], [91], [92], [94] e [95] existem alguns desenvolvimentos na configuração e na topologia do VSC que consideram como reduzir ou eliminar a corrente de curto-circuito CC e poderiam ser aplicados ao sistema H²VDC no futuro. Assim, para a aplicação prática do sistema H²VDC é indicado o uso de conversores multiníveis (MMC) baseado em ponte completa controlada ou ponte semicompleta controlada [95].

O intercâmbio de potência CC entre os VSCs do sistema H²VDC pode trazer grande flexibilidade para a operação dos sistemas de potência. Se algum VSC da configuração

multiterminal precisar aumentar a sua potência transmitida para atender um aumento da carga na rede CA equivalente conectada aos seus terminais, e o retificador já estiver operando na sua capacidade máxima, outro VSC dessa configuração multiterminal, que esteja operando abaixo da sua capacidade nominal, poderá fornecer essa potência. Esse intercâmbio pode ser aplicado tanto em conversores que estão em modo de controle de potência e tensão CC quanto em conversores somente em modo de controle de potência.

Assim, quando houver a necessidade de intercâmbio de potência entre VSCs que estejam em modo de controle de potência e tensão CC, o rampeamento da potência no VSC em modo de controle de tensão é feito automaticamente e terá a mesma taxa (positiva ou negativa) aplicada ao VSC em controle de potência e não deve trazer maiores problemas ao sistema. No caso em que todos os VSCs envolvidos no intercâmbio de potência estão em modo de controle de potência, deve-se tomar muito cuidado com a taxa de rampeamento aplicada para a subida e descida nos VSCs para que não ocasione problemas de sobrecarga em outros VSCs da configuração multiterminal, que estejam em controle de tensão. Outro problema que também pode acontecer é um déficit de potência na rede CA conectada ao VSC em controle de tensão CC. Se por acaso esses valores de rampeamento não estiverem condizentes, haverá variação de potência no VSC que está em modo de controle de tensão CC. A característica citada anteriormente é mais importante se o sistema H²VDC estiver operando no *Caso 2*. Nesse caso, o retificador está operando em modo de controle de tensão CC e qualquer desequilíbrio de potência é compensado pelo retificador e conseqüentemente pelo gerador.

As análises desenvolvidas para o sistema H²VDC, considerando as variações bruscas de frequência na rede CA dos VSCs, mostraram que esse sistema apresenta uma robustez para essa condição operativa. Após o período de aplicação simultânea de variação de frequência nas redes CAs dos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais, conforme apresentado na Figura 209, o sistema H²VDC voltou ao seu estado de regime permanente sem maiores problemas. O circuito de sincronismo adotado para os VSCs (PLL) foi capaz de seguir a variação de frequência aplicada, o que ajuda no desempenho estável desses conversores e conseqüentemente do sistema como um todo. Essa característica faz com que os VSCs ainda permaneçam acoplados à rede CA.

As análises aqui desenvolvidas mostraram que o sistema H²VDC apresenta comportamento satisfatório e pode se tornar, com a aplicação de estudos mais detalhados, uma alternativa viável de transmissão em corrente contínua num sistema de potência real. Baseado em toda pesquisa desenvolvida nessa tese, a aplicação desse sistema pode trazer grandes benefícios para a operação dos sistemas de potência assim como aumentar a sua confiabilidade, reduzir os custos globais para a empresa de energia e tornar o sistema de potência mais robusto. Juntamente com todos os resultados obtidos nas simulações, pode se dizer que o sistema H²VDC apresenta os requisitos mínimos para se tornar uma alternativa de transmissão CCAT multiterminal que pode aumentar o desempenho do sistema de potência. Mais análises e um desenvolvimento maior das malhas de controle utilizadas com aplicação de técnicas para o ajuste dos parâmetros desses controles podem melhorar a operação do sistema H²VDC.

6.1- Trabalhos Futuros

Apesar de todo desenvolvimento sobre o sistema H²VDC executado nessa tese, alguns pontos ainda devem ser desenvolvidos. A seguir são mostrados alguns trabalhos futuros do sistema H²VDC que precisam de desenvolvimento:

- Sistema H²VDC usando conversores VSCs baseado em MMC;
- Sistema H²VDC na configuração de bipólos para aumento da potência transmitida entre a estação retificadora e os inversores;
- Analisar a necessidade de aplicação conjunta de outras malhas de controle no retificador CSC como o VDCOL, RIAC, CIA, STOL e Forced Retard. O desempenho do sistema H²VDC deve ser analisado considerando essas malhas no retificador CSC e os controles aplicados aos VSCs;
- A capacidade nominal projetada para cada VSC do sistema H²VDC deve ser reavaliada considerando análise de custo, característica de cada sistema receptor e critérios de planejamento/operação adotados no sistema de potência;
- Controle mestre (Master Control) que monitore a potência dos conversores e esteja habilitado para fazer redespacho de potência no sistema para compensar algum desequilíbrio de potência que ocorra no sistema H²VDC;
- Aplicação de técnicas operativas para a reversão de potência (testes iniciais para esse modo de operação são promissores e mostram que esse tipo de operação é possível através de alguns chaveamentos na topologia dos CSC para inversão da corrente desse sistema);
- Modelo linear do sistema H²VDC para pequenos sinais para permitir o ajuste das malhas de controle aplicadas ao sistema por técnicas de controle clássico;
- Analisar, com mais detalhes, a influência do valor do SCR (Nível de curto-circuito) das redes CA dos pontos de conexão dos VSCs, na operação do sistema H²VDC;
- Análise o comportamento do sistema H²VDC, para uma variação de frequência nas redes CA receptoras, quando as redes CA conectadas aos VSCs forem modeladas mais detalhadamente com representação de linhas

de transmissão, geradores e cargas estáticas;

- A operação de “black-start” desse sistema é um ponto que deve ser desenvolvido pois pode trazer benefícios para a operação do sistema e redução de custo.

A pesquisa dos tópicos acima é de grande importância para o desenvolvimento do sistema H²VDC para que, no futuro, ele venha a se tornar uma nova topologia de transmissão em corrente contínua de longa distância que possa ser aplicada nos sistemas de potência.

6.2- Proposta de configuração bipolar para o sistema H²VDC

Um dos tópicos citados no item trabalhos futuros é o desenvolvimento da configuração bipolar do sistema H²VDC, pois todo estudo realizado nessa tese teve como base a sua configuração monopolar. Nesse item da tese serão propostas duas configurações bipolar para o sistema de transmissão H²VDC, conforme é apresentado na Figura 217 e na Figura 218.

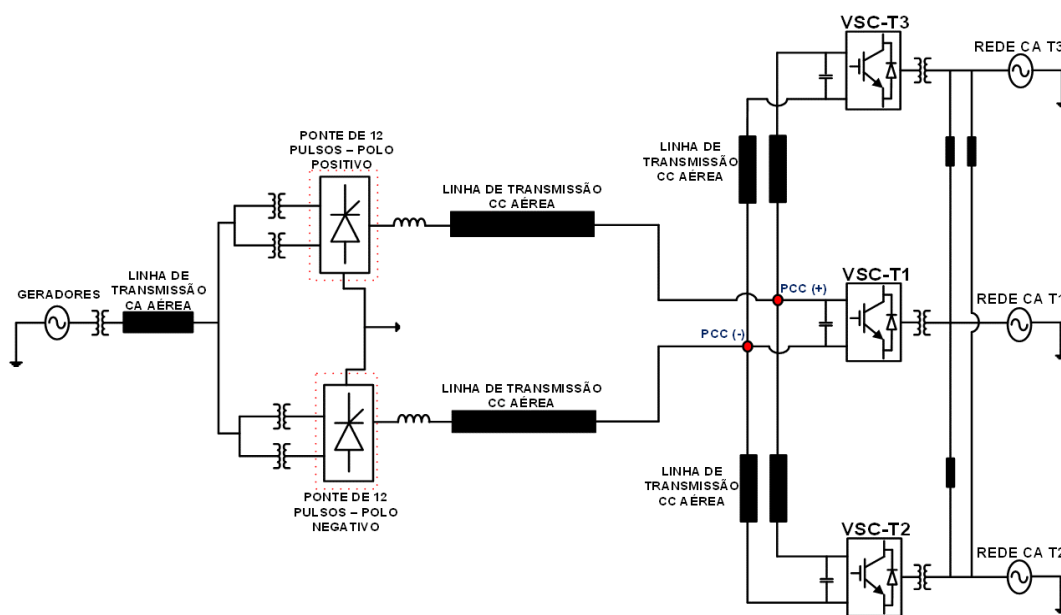


Figura 217 – Proposta 1 de configuração bipolar para o sistema H²VDC.

A configuração bipolar proposta na Figura 217 é formada pela união de dois pólos, sendo um positivo e outro negativo, que em regime permanente e teoricamente sem desequilíbrio, deverá transmitir o mesmo montante de energia fazendo com que a corrente no neutro entre as pontes de 12 pulsos seja zero. Esse sistema apresenta dois PCCs (um positivo e outro negativo) de onde partirão as conexões de cada um dos terminais do VSC. Algumas diferenças podem ser citadas em relação à topologia monopolar apresentada na Figura 31, como o terminal negativo do capacitor do VSC não estará mais conectado à

terra e sim ao PCC negativo do sistema. O outro terminal do VSC continua conectado ao PCC positivo do sistema. Nessa topologia também deverá existir uma outra ponte de 12 pulsos. A configuração bipolar no lado do CSC será a mesma já comumente usada nos sistemas de transmissão CCAT convencionais a tiristores por muitos anos. A montagem da configuração bipolar aplicada aos VSCs de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais teve como base [54]. A vantagem dessa configuração é que o equilíbrio de potência pode ser obtido facilmente. A desvantagem da configuração apresentada na Figura 217 é que a tensão CC no respectivo VSC será 2 vezes a tensão do CSC em relação ao neutro das pontes de 12 pulsos. Por exemplo, se a especificação do CSC do sistema H²VDC for ± 300 kV, a tensão CC entre o PCC (+) e o PCC (-) deverá ser de 600 kV. Como nesse caso o VSC-SP está em controle de tensão, a tensão fase-terra de uma ponte de pulsos do CSC deverá ser a metade da tensão especificada para o VSC. Essa relação da tensão CC entre o VSC e o CSC pode ocasionar aumento de custo global por causa do isolamento do equipamento ou até mesmo pode estar limitado ao estado da arte.

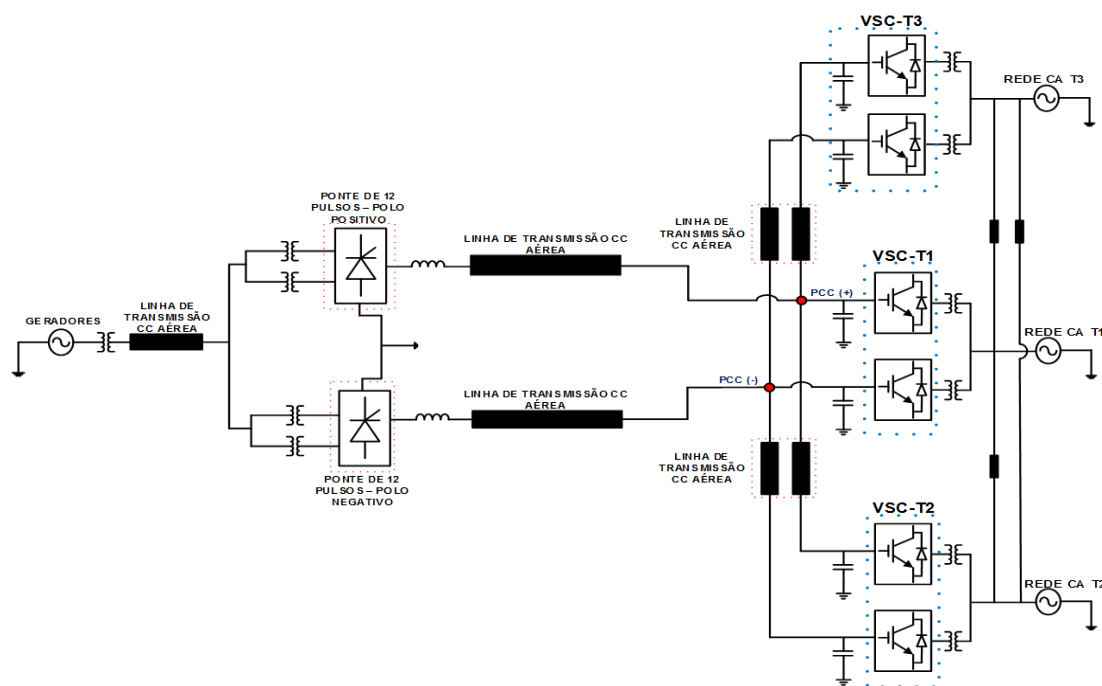


Figura 218 – Proposta 2 de configuração bipolar para o sistema H²VDC.

A configuração bipolar proposta na Figura 218 é formada por dois pólos, sendo um positivo e outro negativo, que em regime permanente e teoricamente sem desequilíbrio, deverão transmitir o mesmo montante de energia fazendo com que a corrente no neutro entre as pontes de 12 pulsos do CSC seja zero. Uma característica bem marcante na configuração apresentada na Figura 218 é a existência de dois VSCs na mesma subestação, sendo um conectado no PCC positivo e o outro conectado no PCC negativo, com seus capacitores conectados no respectivo terminal e à terra. Uma vantagem da configuração apresentada na Figura 218, em relação à Figura 217, é que cada VSC deverá ter a mesma tensão fase-neutro aplicada no CSC. Essa característica reduz o custo com

isolamento do VSC e seus componentes. Outra vantagem dessa configuração é que na perda de um VSC de uma determinada subestação, a potência total ou parte dela pode ser despachada pelo outro VSC da mesma subestação. Por outro lado, o custo total com equipamentos dobra pois há a necessidade de inserir mais um VSC na respectiva subestação, assim como se torna mais cara por causa da necessidade de terrenos maiores. Outra desvantagem dessa configuração é a alta probabilidade de ocorrer desequilíbrio entre a potência despachada entre os VSCs, o que pode ocasionar circulação de corrente entre os capacitores dos VSCs, assim como desequilíbrio de tensão e influenciar negativamente no desempenho dos controles adotados.

Nesta tese não há nenhuma intenção de dizer se a configuração mostrada na Figura 217 é melhor ou pior que a mostrada na Figura 218. A finalidade é, simplesmente, pesquisar e mostrar as possibilidades de operação de uma topologia bipolar do sistema H²VDC, assim como mostrar as suas respectivas vantagens e desvantagens. Para se determinar a melhor topologia bipolar a ser aplicada para o sistema H²VDC devem ser realizados estudos operativos mais detalhados, assim como estudos de custos.

6.3- Aplicações práticas para o sistema H²VDC

Uma possível aplicação prática para o sistema H²VDC, no sistema elétrico brasileiro, seria a transmissão da potência gerada por uma grande usina hidrelétrica localizada na Região Amazônica para os principais centros de carga do país (Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais) através de distâncias que alcançam 2450 km. A aplicação do sistema H²VDC pode ser justificada em características de transmissão de grandes blocos de energia por longas distâncias, onde a ocorrência de falha de comutação pode trazer grandes problemas ao sistema, assim como ocasionar a inserção de muitas obras para evitar colapsos de tensão em redes CA próximas e a inserção de CSC em redes CA com baixo SCR. A potência gerada por essa usina pode ser entregue diretamente nos principais centros de carga, podendo ocasionar redução no montante de obras no sistema CA receptor, juntamente com o controle de tensão nesse ponto de conexão pois o VSC pode operar nas faixas capacitiva e indutivas de potência reativa, dentro da capacidade do equipamento. A Figura 219 mostra uma provável aplicação da configuração do sistema H²VDC no sistema elétrico brasileiro.

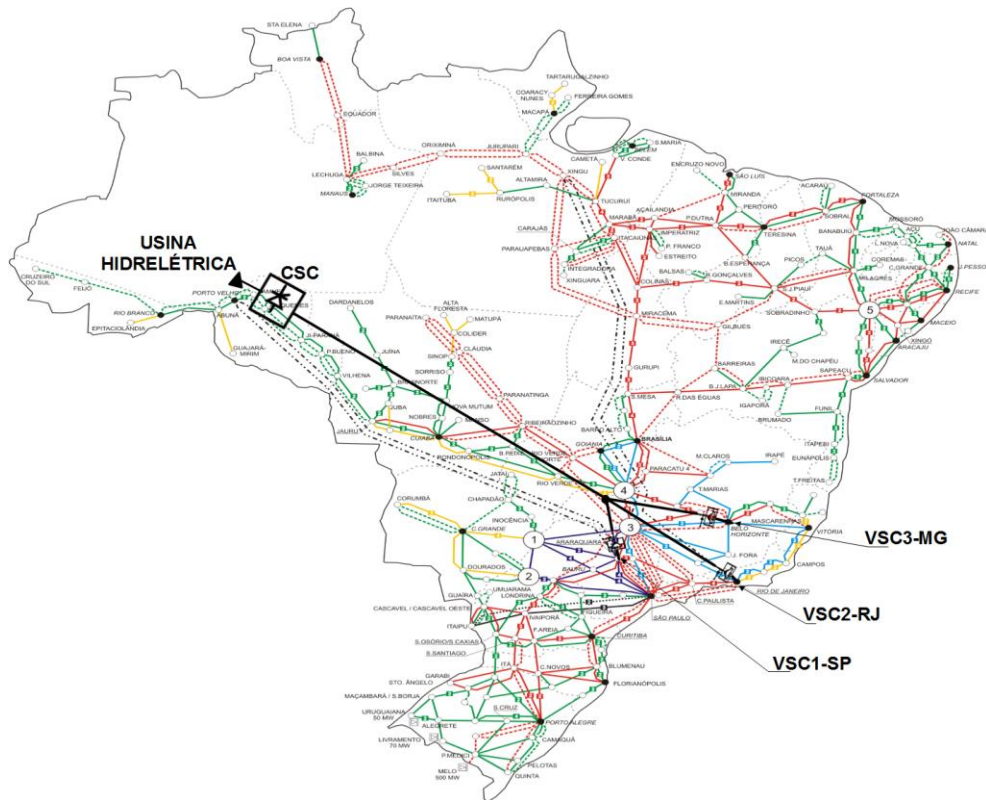


Figura 219 – Aplicação do sistema H²VDC no sistema elétrico brasileiro

Como aplicação prática do sistema H²VDC, e mostrado na Figura 219, é possível imaginar uma usina hidrelétrica construída na Amazônia e a consequente necessidade de transportar essa energia gerada para os centros de carga do sistema brasileiro (RJ, SP e MG). O CSC é conectado à subestação da usina e vários VSCs seriam distribuídos entre os centros de carga do país. A partir dessa configuração, considere as seguintes possibilidades de operação do sistema H²VDC:

- 1) A potência despachada pelo retificador CSC seria distribuída igualmente entre os inversores VSCs de acordo com as necessidades de carga de cada ponto de conexão;
- 2) A potência despachada pelo retificador CSC seria distribuída diferentemente entre os inversores VSCs, obedecendo as necessidades de carga de cada ponto de conexão;
- 3) Algum VSC também poderia operar como retificador e ajudar o CSC a fechar o balanço de potência do sistema.

Os itens 1, 2 e 3 mostram que esse sistema apresenta grande flexibilidade e pode trazer muitos benefícios para a operação de um sistema de potência real.

Outra aplicação prática viável do sistema H²VDC, na topologia de um CSC e apenas um VSC, seria a conexão do sistema Manaus ao SIN pela subestação de Porto-Velho

(AHE Madeira). O sistema Manaus apresenta baixo nível de SCR e a operação de um CSC nesse sistema depende da instalação de alguns compensadores síncronos. Por outro lado, a SE Porto-Velho será terminal para dois elos CC convencionais conectados ao seu barramento de 500 kV (2 bipolos em ± 600 kV para Araraquara e 1 *back-to-back* conectando o sistema Acre-Rondônia), característica essa que pode dificultar a instalação de um VSC, se fosse usado um sistema HVDC-VSC puro para Manaus. Essa configuração (VSC e CSCs podem apresentar problemas de controle para atuação em conjunto).

A conexão de mais um CSC na SE de Porto-Velho seria feita apenas com a sua introdução no controle mestre existente. Assim, por esses motivos, o sistema H²VDC se apresenta também como uma boa alternativa para conexão do sistema Manaus ao SIN.

REFERÊNCIAS

[1] MEAH, K., ULA, S., “Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, pp.1-5, Florida, USA, 24-28 June 2007.

[2] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA-EPE. Estudos Relativos aos Grandes Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônica-EPE-DEE-RE-055/2008-r1, 2008. Disponível em:

http://www.epe.gov.br/transmissao/paginas/leilaomadeira07_12.aspx. Acesso em: 21 ago. 2014, 16:05.

[3] Relatório da Empresa de Pesquisa Energética, EPE. Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão-EPE-DEE-RE-063/2012-Rev.1. Disponível em:

[http://www.epe.gov.br/transmissao/paginas/EPEdisponibiliza%C3%ADntegrados estudosdetransmiss%C3%A3odahidrel%C3%A9tricadeBeloMonte.aspx?CategoriaID=](http://www.epe.gov.br/transmissao/paginas/EPEdisponibiliza%C3%ADntegrados%20estudosdetransmiss%C3%A3odahidrel%C3%A9tricadeBeloMonte.aspx?CategoriaID=). Acesso em: 21 ago. 2014, 16:38.

[4] GRAHAM, J., KUMAR, A., BILEDT, G., “HVDC Power Transmission for Remote Hydroelectric Plants”, *CIGRE SC-B4 Colloquim on Role of HVDC FACTS and Emergency Technologies in Envolving Power Systems*, Bangalore, India, 23-24 September 2005.

[5] C-EPRI – Disponível em http://www.cepri.com.cn/aid/details_72_272.html. Acesso em: 14 junho 2015, 22:13;

[6] FRANCO, P. L., VERDUGO, S. S., ALVAREZ, H. F., GUYOMARCH, S., LONCLE, J., “INELFE – Europe’s first integrated onshore HVDC interconnection”, *IEEE/ Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, San Diego, CA, USA, 22-26 July 2012.

[7] ZHOU, M., LI, S., ZHANG, J., LIU, Z., LI, Y., “A Study on the Black Start Capability of VSC-HVDC Using Soft-starting Mode”, *IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2009, IPEMC’09, 17-20 May 2009*, pp. 910-914.

[8] JIANG-HAFNER, Y., DUCHEN, H., KARLSSON, M., RONSTROM, L., ABRAHAMSSON, B., “HVDC With Voltage Source Converters-A Powerful Standby Black Start Facility”, *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008, 21-24 April, pp.1-9, Chicago, IL, EUA*.

[9] LI, G., ZHAO, C., ZHANG, X., LI, G., “Research on “Soft Start-up” of VSC-HVDC in Power System Restoration After Blackouts”, 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA, 2007, 23-25 May, pp. 1939-1943, Harbin, China.

[10] LI, S., MINGXIA, Z., LIU, Z., ZHANG, J., LI, Y., “A Study on VSC-HVDC Based Black Start Compared with Traditional Black Start” , 2nd IEEE International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN, 2009, 6-7 April, pp. 1-6, Naging, China.

[11] ASPLUND, G., ERIKSSON, K., SVENSSON, K., “DC Transmission Based on Voltage Source Converters”, CIGRE SC14 Colloquium in South Africa 1997. Disponível em:

<https://www02.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/db/db0003/db004333.nsf&v=9AAC910040&e=us&m=100A&c=F9F63434F160425AC125774A00348AA6>. Acesso em: 30 ago. 2014, 21:14.

[12] ZHAO, Z., IRAVANI, M. R., “Application of GTO Voltage Source Inverter in a Hybrid HVDC Link”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, January 1994.

[13] IWATA, Y., TANAKA, S., SAKAMOTO, K., KONISHI, H., KAWAZOE, H., “Simulation study of a Hybrid HVDC System Composed of a Self-Commutated Converter and a Line-Commutated Converter”, Sixth International Conference on AC and DC Power Transmission, 29 April – 3 May, 1996.

[14] GUANGKAI, L., GENGYIN, L., HAIFENG, L., CHENGYONG, Z., MING, Y., “Research on Hybrid HVDC”, 2004 International Conference on Power System Technology-Powercon 2004, Singapore, 21-24 November, 2004.

[15] YUAN, X. F., CHENG, S., “Performance Analysis of a Hybrid Multi-Terminal HVDC System”, Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, 2005, ICEMS 2005.

[16] NOSAKA, N., TSUBOTA, Y., MATSUKAWA, K., SAKAMOTO, K., NAKAMURA, H., TAKASAKI, M., KAWAZOE, H., “Simulation Studies on a Control and Protection Scheme for Hybrid Multi-Terminal HVDC Systems”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006.

[17] YUAN, X. F., CHENG, S. J., “Simulation Study for a Hybrid Multi-Terminal HVDC System”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006.

[18] KOTB, O., SOOD, V. K., “A Hybrid HVDC Transmission System Supplying a Passive Load”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006.

[19] LI, G., LI, G., LIANG, H., YIN, M., ZHAO, C., “Operational Mechanism and Characteristic Analysis of Novel Hybrid HVDC System”, International Conference on Power System Technology, Powercon 2006.

[20] QAHRAMAN, B., GOLE, A. M., FERNANDO, I. T., "Hybrid HVDC Converters and Their Impact on Power System Dynamic Performance", Power Engineering Society General Meeting, 2006, Montreal, Quebec, Canada.

[21] TORRES-OLGUIN, R. E., MOLINAS, M., UNDELAND, T., “A Direct Power Control For Hybrid HVDC Transmission Systems”, Powertech, 2011 IEEE Trondheim.

[22] JIE, X., CHENG-YONG, Z., TAN, L., JIAN-ZHONG, X., HUI, P., CHANG, L., "The Hybrid HVDC Transmission Using Line Commutated Converter and Full Bridge Modular Multilevel Converter", Renewable Power Generation Conference (RPG 2013), 2nd IET, pp. 1-4, 9-11 Sept., 2013, Beijing, China.

[23] PORTUGAL, P. M. M., WATANABE, E. H., and MACEDO, N. J. P., "Hybrid HVDC system using current and source voltage converters", Colloquium HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance - CE B4, October 2013, Brasilia, Brazil.

[24] PORTUGAL, P. M. M., WATANABE, E. H., and MACEDO, N. J. P. "STUDY AND DEVELOPMENT OF A HYBRID HVDC SYSTEM COMPOSED BY CURRENT AND VOLTAGE SOURCE CONVERTERS ", XIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (XIII SEPOPE)- May-18th to 21st – 2014, Foz do Iguaçu, Paraná, Brazil.

[25] Revista EletroEvolução de Sistemas de Potência, revista ISSN 1806-1877 número 77 – Dezembro de 2014, Cigré-Brasil.

[26] PORTUGAL, P. M. M., WATANABE, E. H., e MACEDO, N. J. P. "DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA CCAT HÍBRIDO COMPOSTO POR

CONVERSORES FONTE DE CORRENTE E TENSÃO", XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXIII SNPTEE) - 18 a 21 de Outubro de 2014, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil.

[27] Fairley, P., "Germany Jump-Starts the supergrid", Spectrum, IEEE Journal and Magazines, 2013.

[28] Applications of PSCAD/EMTDC™, Manitoba HVDC Research Centre Inc., CANADA, 1994.

[29] JUSAN, F. C., MACEDO, N. J. P., "Modelo do Elo de Corrente Contínua do Madeira (Bipolo 2 / Alstom) para o Programa Anatem", Nota Técnica GEO.O.001.2013, Julho de 2013.

[30] CARVALHO, J. E. S., "ESTUDO DOS MODELOS DO ELO CCAT NO PROGRAMA ANATEM", Projeto de Graduação, Universidade do Estado do Rio de Janeiro-UERJ, Julho de 2012, Rio de Janeiro, Brasil.

[31] HAILESELASSIE, T. M., "Control of Multi-Terminal VSC-HVDC Systems", Master of Science in Energy and Environment, Department of Electrical Power Engineering-Norwegian University of Science and Technology, Norway, June-2008.

[32] HAILESELASSIE, T. M., MOLINAS, M., UNDELAND, T., "Multi-Terminal VSC-HVDC System for Integration of Offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea", Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics Society, June 9-11, 2008.

[33] Schauder, C., Mehta, H., "Vector analysis and control of advanced static VAR compensators", Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, pp. 299-306, July 1993.

[34] DANIEL, L. O., "Modelagem, análise e controle de um elo de tensão contínua com conversores VSC conectados em *back-to-back*", dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, R.J, Brasil, 2011.

[35] Manual do usuário do programa ANATEM, Análise de Transitórios Eletromecânicos, V.10.04.05, CEPTEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

[36] Zhang, J., Chen, H., Pan, W., Wang, C., "VSC-HVDC Control Under Unbalanced Supply Conditions", Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp. 1-6, 24 – 28 June 2007, Tampa, FL, USA.

[37] Wei, X., Tang, G., " Analysis and Control VSC-HVDC Under Unbalanced AC Conditions", Power System Technology, IEEE Powercon, pp. 1-5, 22 – 26 Octobre 2006, Chongqing, China.

[38] ROMÉRO, S. P., MACHADO, P. A., “ANAFAS-Programa de Análise de Faltas Simultâneas”, IV Seminário Técnico de Proteção e Controle, Maio de 1993, Fortaleza, Ceará, Brasil.

[39] Site da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – [http:// www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br). Acesso em: 10 dez. 2013, 9:45.

[40] Manual do usuário do programa ANAREDE®, V 9.7.5-p0, do CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

[41] “Guide to the specification and design evaluation of AC filters for HVDC”, Technical Brochure 139, WG 14.30, CIGRE, 1999.

[42] “Specification of Harmonic Filters for HVDC Station”, IEEE catalog number 93 THO 609-8 PWR.

[43] TEEUWSEN, S.P., “Modeling the Trans Bay Cable Project as Voltage-Sourced Converter with Modular Multilevel Converter Design”, IEEE/PES General Meeting, San Diego, CA, USA, 24-29 July 2011.

[44] ARRILLAGA, J., WATSON, N. R., Power System Harmonics, Second Edition, JOHN WILEY & SONS, INC., United Kingdom, 2003.

[45] ARRILLAGA, J., High Voltage Direct Current Transmission, 2nd Edition, The Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 1988.

[46] Ruihua, S., Chao, Z., Ruomei, L., Xiaoxin, Z., “VSCs Based HVDC and its Control Strategy”, IEEE/PES Transmission and Distribution, Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.

[47] Wang, Q., Chang, L., “PWM control strategies for wind turbines” Proceedings, IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 1, pp. 24-28, May 1998.

[48] XU, L., WILLIAMS, B. W., YAO, L., “Multi-Terminal DC Transmission Systems for Connecting Large Offshore Wind Farms”, Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.

[49] Hendriks, R. L., Paap, G. C., Kling, W. L., “Control of a multi-terminal VSC Transmission Scheme for Connecting offshore Wind Farms”, EWEC 2007 proceedings, May 2007, Milan.

[50] Haileselassie, T. M., Uhlen, K., “Precise Control of Power Flow in Multiterminal VSC-HVDCs Using DC Voltage Droop Control”, Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, pp. 1-9.

[51] Haileselassie, T. M., Uhlen, K., “Impact of DC Line Voltage Drops on Power Flow of MTDC Using Droop Control”, IEEE transactions on Power Systems, VOL.27, No 3, August 2012.

[52] Bellmunt, O. G., Alvarez, A. E., Ferre, A. J., Liang, J., Ekanayake, J., Jenkins, N., “Multiterminal HVDC-VSC for Offshore Wind Power Integration”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-6, 24-29 July, San Diego, CA, EUA, 2011.

[53] Liang, J., Jing, T., Bellmunt, O. G., Ferre, A. J., Liang, J., Ekanayake, J., Jenkins, N., “Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms”, IEEE transactions on Power Delivery, VOL.26, NO. 4, October 2011.

[54] Wang, W., Barnes, M., Marjanovic, O., “Droop Control Modelling and Analysis of Multi-terminal VSC-HVDC for Offshore Wind Farms”, 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012).

[55] Procedimentos de rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos, disponível no site: extranet.ons.org.br/operação/prdocme.nsf/principalPredeweb?openframeset, visualizado no dia 09/02/2015 às 15:10 hs.

[56] ARRILLAGA, J., LIU, Y. H., WATSON, N. R., MURRAY, N. J., Self-Commutating Converters for High Power Applications, Third Edition, JOHN WILEY & SONS, INC., United Kingdom, 2009.

[57] “VSC Transmission”, Technical Brochure 269, WG B4.37, CIGRE, April 2005.

[58] MAGG, T., MANCHEN, M., KRIGE, E., WASBORG, J., SUNDIN, J., “Connecting Networks with VSC HVDC in Africa: Caprivi Link Interconnector”, IEEE PES Power Africa 2012 Conference and Exposition, Johannesburg, South Africa, 9-13 July 2012.

[59] WEIMERS, L., “New Markets Need New Technology”, IEEE International Conference on Power System Technology, 2000. Proceedings. Powercon 2000. pp. 873-877, Vol.2, 04-07 December 2000, Perth, WA, Australia.

[60] JOHANSSON, S. G., ASPLUND, G., JANSSON, E., RUDERVALL, R., “Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems”, Cigre, Session 2004, WG B4-204.

[61] IRAVANI, R., YAZDANI, A., Voltage-Sourced Converters in Power Systems, Modeling, Control, and Applications, IEEE PRESS, JOHN WILEY & SONS, INC., EUA, 2010.

[62] MOHAN, N., UNDELAND, T. M., ROBBINS, W. P., Power Electronics Converters, Applications and Design, Third Edition, JOHN WILEY & SONS, INC., EUA, 2003.

[63] RASHID, M. H., Power Electronics, Circuits, Devices, and Applications, Fourth Edition, PEARSON EDUCATION, INC., EUA, 2014.

[64] Flourentzou, N., Agelidis, V. G., Demetriades, G. D., “VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.24, NO 3, March 2009.

[65] Ping, W. W., Daniel, L. O., Rangel, R. D., Carvalho, A. R. D., Almeida, L. P., “Aplicação de Conversores VSC em Sistemas de Transmissão de Potência”, XX SNPTEE, GAT, Recife-Brasil, 2009.

[66] Mortera, E. V., Goytia, E. L. M., “Steady State Performance Analysis of a VSC-Based HVDC Converter Stations Using PSCAD/EMTDC”, IEEE – Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference 2008.

[67] Wuest, D., “An improved PWM optimization method for a reactive power compensator with self-commutated inverter”, IEEE, 1991.

[68] Attaianese, C., Ometto, A., Rotondale, N., Tomasso, G., “Optimal modulation strategy for active front-end inverter feeding induction motors”, Proceedings, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2002), Vol. 4, pp 1253-1258.

[69] Karshenas, H. R., Kojori, H. A., Dewar, S. B., “Generalized techniques of selective harmonic elimination and current control in source inverters/converters”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 10, Nº 5, pp. 566-573, September 1995.

[70] Blaabjerg, F., Freysson, S., Hansen, H-H., Hansen, S., “A new optimized space vector modulation strategy for a component minimized voltage source inverter” IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 12, Nº 4, pp. 704-714, July 1997.

[71] AKAGI, H., WATANABE, E. H., AREDES, M., Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning, New Jersey: IEEE Press / Wiley - Interscience, 2007.

[72] Schettler, F., Huang, H., Christl, N., “HVDC Transmission Systems Using Voltage Sourced Converters – Design And Applications”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, IEEE.

[73] Yan, W., Shu-Zhen, Z., Cheng, H., “Dynamic Model and Control of Voltage Source Converter Based HVDC”, IEEE Transactions On Power Electronics, Power And Energy Engineering Conference, APPEEC 2009, Asia-Pacific.

[74] DANIEL, L. O., WATANABE E. H., CARVALHO, A. R. D., ALMEIDA, L. P., “Modelagem, Análise e Controle de um Elo de Corrente Contínua Back-to-Back com Conversores VSC”, XXI SNPTEE, GAT, Florianópolis-Brasil, 2011.

[75] JOVCIC, D., “Thyristor-Based HVDC with Forced Commutation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No 1, January 2007.

[76] LIU, H., XU, Z., Huang, Y., “Study of Protection Strategy for VSC Based HVDC System”, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Vol.1.

[77] MADRIGAL, M., ACHA, E., “Harmonic Modelling Of Voltage Source Converters for HVDC Stations”, Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 2001.

[78] KI KIM, C., “Dynamic Coordination Strategies Between HVDC and STATCOM”, Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009.

[79] YUE, W., ZHAO, C., LU, Y., LI, G., “Study and Simulation of VSC-HVDC Under AC Power System Faults”, 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS), 2010.

[80] XU, L., AGELIDIS, V. G., “VSC Transmission System Using Flying Capacitor Multilevel Converters and Hybrid PWM Control”, IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 22, NO 1, January 2007.

[81] ZHU, J., BOOTH, C., “Future Multi-Terminal HVDC Transmission Systems Using Voltage Source Converters”, 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010.

[82] Mauricio, J. M., EXPOSITO, A. G., “Modeling and Control of an HVDC-VSC Transmission System”, Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC’06. IEEE/PES.

[83] ZHAO, Z., IRAVANI, M. R., “Application of GTO Voltage Source Inverter in a Hybrid HVDC Link”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, January 1994.

[84] ZHAO, Z., IRAVANI, M. R., “Application of GTO Voltage-Source Inverter for Tapping HVDC Power”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, No. 1, January 1994.

[85] GUANGKAI, L., CHENGYONG, Z., XINGRAN, Z., GENGYIN, L., “Research on “Soft Start-up” of VSC-HVDC in Power System Restoration after Blackouts”, Second IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA, 2007.

[86] CHUNYI, G., CHENGYONG, Z., “A New Technology for HVDC Start-up and Operation Using VSC-HVDC System”, Power & Energy Society General meeting, 2009, PES, 09, IEEE.

[87] LI, G., YIN, M., ZHOU, M., ZHAO, C., “Modeling of VSC-HVDC and Control Strategies for supplying both Active and Passive Systems”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.

[88] BORGES, C. M., “Análise da Operação do Conversor Fonte de Tensão (VSC) em “Back-to-Back ”para microrredes”, dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, R.J, Brasil, 2010.

[89] GUAN, M., XU, Z., CHEN, H., “Control and Modulation Strategies for Modular Multilevel Converter Based HVDC System”, IECON-37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2011.

[90] MARQUARDT, R., “Modular Multilevel Converter Topologies With DC-Short Circuit Current Limitation”, 8th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia, 2011, The Shilla Jeju, Korea.

[91] MARQUARDT, R., SCHMITT, D., WANG, Y., WEYH, T. H., “DC-Side Fault Current Management in Extended Multiterminal-HVDC-Grids”, 9th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices, 2012.

[92] Li, X., Song, Q., Liu, W., Rao, H., Xu, S., Li, L., “Protection of Nonpermanent Faults on DC Overhead Lines in MMC-Based HVDC Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 28, NO. 1, January 2013.

[93] Liu, H., Xu, Z., “Study of Protection Strategy for VSC Based HVDC System”, IEEE PES - Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003.

[94] Ahmed, W., Manohar, P., “DC Line Protection for VSC-HVDC”, 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems.

[95] FERREIRA, J. R. B. L., “Transmissão em Corrente Contínua com Conversor Multinível Modular em Ponte Semicompleta”, dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, R.J, Brasil, 2014.

[96] Nakajima, T., Irokawa, S., “A Control System for HVDC Transmission by Voltage Sourced Converters”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 1113-1119-1999.

[97] Lu, W., Ooi, B. T., “DC Overvoltage Control During Loss of Converter in Multiterminal Voltage Source Converter-Based HVDC (M-VSC-HVDC)”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 3, July 2003.

[98] Chaudhary, S. K., Teodorescu, R., Rodriguez, P., Kjaer, P. C., “Chopper Controlled Resistors in VSC-HVDC Transmission for WPP with Full-Scale Converters”, IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 September.

[99] Liu, Y., Chen, Z., “Stability Analysis of Multi-infeed HVDC System Applying VSC-HVDC”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 25-29 July, Minneapolis, EUA, 2010.

[100] PAUCAR, B. C., “Sistema HVDC Baseado em Conversores Multinível Modulares”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, R.J, Brasil, 2014.

[101] MAHIMKAR, N., PERSSON, G., WESTERLIND, C., “HVDC Technology for Large Scale Offshore Wind Connections”, Smartelec, 2013, April 16, Vadodara, India.

[102] Revista EletroEvolução de Sistemas de Potência, revista ISSN 1806-1877 número 64 – Setembro de 2011, Cigré-Brasil.

APÊNDICE

A.1-SISTEMAS CCAT CONVENCIONAIS

A transmissão CCAT convencional apresenta características e comportamento bem particulares, e em algumas condições de operação proporciona várias vantagens quando comparada com a transmissão em corrente alternada. A transmissão CC convencional também apresenta alguns pontos fracos intrínsecos à sua concepção e operação. Conforme já citado anteriormente, um dos problemas existentes é a possibilidade de falha de comutação do seu inversor que pode acarretar afundamento de tensão na rede ca do retificador. Esses problemas podem acarretar aumento de custo para um determinado sistema de potência pois poderá ser necessária a inserção de equipamentos adicionais na rede. A Figura 220 mostra o esquema típico de um bipolo do sistema de transmissão CCAT convencional com seus componentes básicos de operação composto por retificador, inversor, reator de alisamento, filtros CA, filtros CC, transformadores conversores e equipamentos de potência reativa.

Os princípios de funcionamento e operação de um elo CCAT convencional podem ser estudados com mais detalhes em [29], [45] e [62].

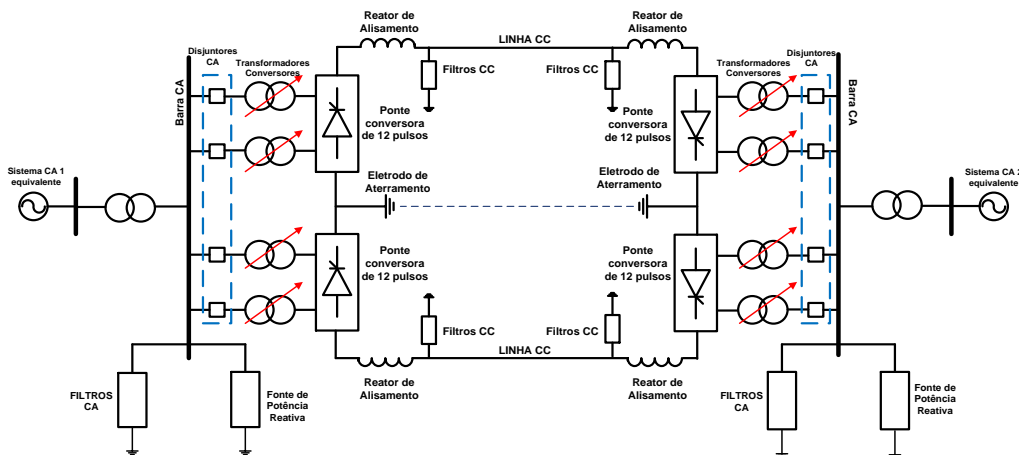


Figura 220 – Diagrama de um sistema de transmissão CCAT-CSC.

A seguir será feita uma sucinta descrição da finalidade de cada equipamento mostrado na Figura 220, relativa a um bipolo de um sistema de transmissão em corrente contínua convencional com conversores fonte de corrente.

- **Barra CA** – É ponto de conexão do sistema CA com os equipamentos conversores, ou seja, transformadores conversores e as pontes retificadoras. No processo de retificação CA/CC, a potência elétrica flui da barra CA para o transformador conversor. No processo de inversão CC/CA, a potência elétrica flui do transformador conversor para a barra CA. Os filtros harmônicos, assim como

os capacitores para suprimento de potência reativa dos conversores, ficam conectados nessas barras CA;

- **Disjuntores CA** – Para a eliminação de faltas nos transformadores e para se colocar o link CC fora de serviço são usados os disjuntores no lado CA. Vale ressaltar que eles não são usados para eliminação de faltas CC, porque que essas faltas são eliminadas mais rapidamente pelos controles de corrente existente nos conversores;
- **Filtros Harmônicos** – O processo de conversão CA/CC gera harmônicos de tensão no lado CC e de corrente no lado CA. Esses harmônicos podem causar sobreaquecimento dos capacitores e dos geradores próximos à fonte e ainda causar interferências nos sistemas de comunicação. Com a finalidade de filtrar esses harmônicos (característicos e também os não característicos), e melhorar a qualidade de energia do sistema, são usados filtros ressonantes nos lados CA e CC do sistema HVDC;
- **Capacitores** – As pontes conversoras trabalham com potência reativa indutiva durante o processo de conversão CA/CC. Em condições de regime permanente, a potência reativa indutiva dos conversores é da ordem de 50 a 60% da potência ativa transmitida. Em condições transitórias, a potência reativa indutiva do conversor pode se tornar muito maior. Pelos motivos citados devem ser inseridos capacitores nos terminais dos conversores para que a rede CA não seja a única fonte de potência reativa e ocasione afundamento de tensão nessa rede. Dependendo do valor máximo da potência ativa despachada pelo elo CC e também da robustez do sistema CA, parte dessa potência reativa de potência reativa capacitiva pode estar na forma de compensadores síncronos, que também aumentam o nível de curto-circuito do sistema. Vale ressaltar que os capacitores associados com os filtros CA também são capazes de fornecer parte da potência reativa necessária para o processo de conversão;
- **Ponte Conversora de 12 pulsos** – Basicamente, a ponte conversora realiza o processo de retificação CA/CC e inversão CC/CA. A ponte conversora é o arranjo onde ficam os elementos semicondutores, que nos CSCs podem ser diodos (Não-Controlados) ou tiristores (Controlados). Nos VSCs são usados GTOs (Gate Turn-off Thyristors) e IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) que permitem tanto condução e bloqueio através de disparo no gate dos elementos;
- **Reatores de Alisamento** – São grandes reatores que apresentam indutâncias da ordem de 1 Henry e são conectados em série com cada pólo de cada estação conversora. Esses reatores apresentam as seguintes finalidades nos sistemas CCATs:

- Reduzem as correntes e tensões harmônicas na linha CC;
 - Previnem 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;
 - Previnem descontinuidades de corrente na condição de baixa carga;
 - Limitam o pico de corrente no retificador durante curto-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.

Um conversor convencional baseado em tiristores (CSC), diferentemente ao conversor fonte de tensão (VSC), opera somente na faixa de potência reativa indutiva para qualquer valor de potência ativa transmitida (seja esse conversor operando como retificador ou inversor). Segundo [45] o valor da potência reativa indutiva do CSC está em torno de 50 a 60% da potência ativa transmitida por esse conversor. A Figura 221 mostra a característica $P \times Q$ de um conversor fonte de corrente quando ele opera como retificador ou inversor.

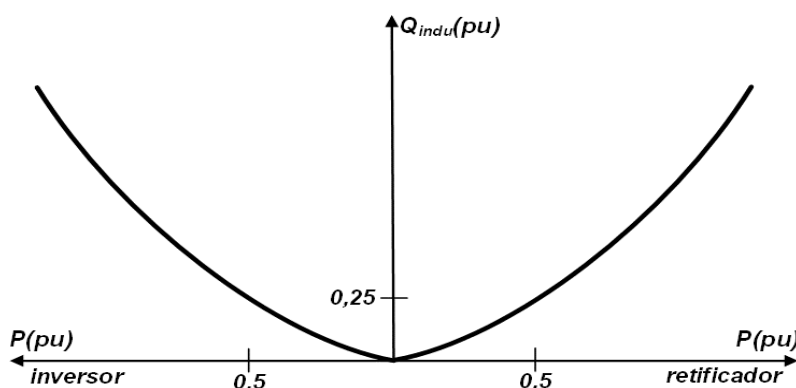


Figura 221 – Variação da potência reativa em função da potência ativa em um conversor fonte de corrente (CSC).

Um sistema CCAT convencional baseado em tiristores é composto por várias ações de controle que atuam na corrente CC, tensão CC, potência CC e ângulos de disparo e extinção (α e γ). Segundo [29] diferentes estruturas de controle podem ser empregadas em sistemas de transmissão CCAT, dependendo da estratégia de controle desejada, do número de conversores envolvidos e de em que nível os sistemas de telecomunicações são empregados. De uma forma geral, as ações de controle em um determinado nível hierárquico são coordenadas pelo nível mais elevado seguinte. Os níveis hierárquicos empregados do nível maior para o menor são o controle mestre, bipolo, polo e conversor e são reponsáveis pela operação adequada de um determinado sistema CCAT em condições normais e de emergências. Em [29], por exemplo, são apresentadas e descritas as filosofias de controle que foram aplicadas no bipólo 2 do sistema de transmissão CCAT das usinas hidrelétricas do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau). Entre as malhas de controle utilizadas nesse sistema podem ser destacados o VDCOL, STAB-f, STOL, POWER TRIM entre outros.

A.2-SISTEMAS CCAT-VSC

O desenvolvimento da eletrônica de potência, a partir dos dispositivos com capacidade de condução e corte como os GTOs, fez com que os VSCs (Voltage Source Converters) se tornassem bastante atrativos para aplicações em sistemas de transmissão em corrente contínua. Essa tecnologia fornece algumas vantagens técnicas e econômicas para diferentes aplicações, quando comparadas com os sistemas de transmissão CCAT convencionais baseado a tiristores. Usando esses semicondutores com controle de condução e corte, combinados com técnicas de chaveamento tipo Pulse Width Modulation (PWM), obtém-se sistemas CCAT mais flexíveis quando comparados com o convencional CSC, o que pode trazer mais benefícios para a operação dos sistemas de potência. Maiores detalhes sobre a teoria e operação do VSC podem ser encontrados em [56] e [57].

A transmissão CC baseada em VSC apresenta algumas vantagens em relação à transmissão CSC convencional como a operação da potência reativa nas faixas indutiva e capacitiva, menor geração de harmônicos, controle independente da potência ativa e reativa até o *rating* do conversor, capacidade de black-start, não há necessidade de nível mínimo de curto-circuito na rede receptora entre outras vantagens. Uma das possibilidades de aplicação do VSC é fornecer energia para cargas passivas. Os conversores fonte de tensão também podem ser aplicados em equipamentos FACTS como o STATCOM e o UPFC.

Num sistema de transmissão de longa distância, esses conversores podem ser conectados através de uma linha de transmissão CC aérea como o The Caprivi link HVDC Scheme [58] que conecta a Namibia até Zambia, África do Sul, cabos CC subterrâneos como o Terrenora interconnection, ou também chamado de Directlink, [59] que liga Mullumbimby até Terranora, Austrália até Terranora ou cabos CC subaquáticos como o Trans Bay Cable Project [43] que liga Pittsburg até Potrero, EUA. A Figura 222 mostra um sistema de transmissão CCAT com VSCs convencionais de dois níveis conectados por uma linha de transmissão CC aérea.

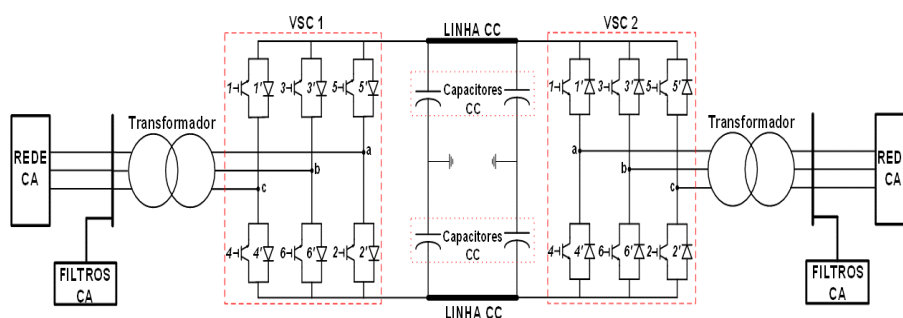


Figura 222- Diagrama de um sistema de transmissão CCAT-VSC.

A descrição de cada equipamento mostrado na Figura 222, relativa ao sistema de transmissão CCAT-VSC convencional de dois níveis, é mostrada aqui. Os sistemas CCAT-VSC apresentam uma grande variedade de aplicações nos sistemas de potência

devido as suas características operativas. As aplicações mais comuns para o VSC são:

- Conexão multiterminal;
- Conexões síncronas ou assíncronas tipo *back-to-back*;
- Conexão de fazendas eólicas (onshore ou offshore);
- Conexão de plataformas, cargas offshore ou ilhas ao continente.

Abaixo serão mostradas as vantagens e desvantagens da transmissão CCAT-VSC:

➤ **Vantagens do sistema CCAT-VSC**

- Os dispositivos semicondutores do VSC são autocomutados e, portanto, não apresentam falhas de comutação devido aos curto-circuitos ou quedas de tensão no seu sistema CA receptor;
- Os sistemas CCAT-VSC podem ser conectados em redes com relação de curto-circuito muito baixos ou nulos;
- A transmissão VSC não apresenta limites mínimos de corrente;
- A potência reativa capacitiva ou indutiva do VSC pode ser controlada independentemente da potência ativa dentro do *rating* do equipamento;
- Não é necessária a aplicação de compensação reativa shunt nos terminais CA do VSC;
- Dependendo do VSC serão necessários somente filtros para eliminação de harmônicos para a alta frequência;
- O transformador de acoplamento pode ser convencional para operar com tensão e corrente senoidal, no caso de VSC com controle PWM ou VSC baseado em conversores Multinível Modular (MMC);
- A polaridade da tensão no lado CC é sempre a mesma;
- O controle do VSC pode ser projetado de forma a eliminar *flickers* e selecionar os harmônicos que podem aparecer no sistema CA.

➤ **Desvantagens do sistema CCAT-VSC**

- As perdas por chaveamento nos dispositivos semicondutores do VSC são muito altas quando se usa a modulação PWM e comparadas com as perdas nos tiristores do CCAT-CSC. Isso se deve à alta frequência de chaveamento do PWM;
- A potência máxima que pode ser transmitida pelo VSC ainda é muito menor quando comparado com o CSC.

Embora os sistemas de transmissão CCAT-VSC apresentem muitas vantagens em relação aos CCAT-CSC, deve ser enfatizado que algumas funcionalidades do VSC também podem ser obtidas com os CSCs, através de medidas e projetos especiais que podem ser implementados com consequente aumento proporcional do custo. Por exemplo é possível projetar um esquema CCAT-CSC para operação em condição extrema de baixo nível de curto-circuito (SCR), particularmente se a instalação for suprida por compensadores síncronos para controle da tensão e adição de inércia mecânica no sistema CA. Esse procedimento, entretanto, aumenta as perdas e o custo para uma solução CSC.

Uma das características do conversor fonte de tensão é a possibilidade de controle independente das potências ativa e reativa dentro da sua capacidade. Assim, a Figura 223 mostra a característica $P \times Q$ de um conversor fonte de tensão, considerando também os seus limites práticos adotados.

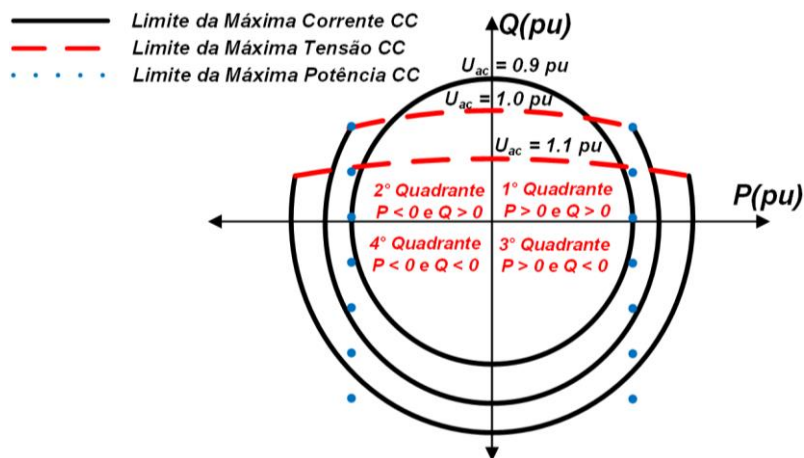


Figura 223- Característica $P \times Q$ de um VSC considerando os seus limites práticos de operação.

Segundo [60] há, principalmente, 3 fatores que limitam a curva de capacidade do ponto de vista da estabilidade dos sistemas de potência e pode ser visto na Figura 223. O primeiro fator é a máxima corrente através dos dispositivos semicondutores que leva ao máximo o valor de MVA no círculo do plano de potência, onde a máxima corrente é multiplicada com o valor da tensão CA.

O segundo limite é a máxima tensão CC. A potência reativa é dependente, principalmente, da diferença entre a tensão CA que o VSC pode modular a partir da sua

tensão CC e a tensão CA da rede receptora. Quanto maior essa diferença, maior é a potência reativa capacitiva ou indutiva do VSC. Se a tensão do conversor é maior que a da rede CA, esta potência reativa é capacitiva. Como esta tensão do conversor é limitada pela tensão CC, a potência reativa capacitiva também fica limitada, indiretamente, por essa tensão CC, como mostrado na Figura 223.

O terceiro limite é a máxima corrente CC fluindo através dos cabos da linha CC. Para um nível de tensão mais baixo na rede CA o limite para o máximo nível de tensão CC desaparece e o limite de corrente irá influenciar na curva de capacidade.

Analisando o gráfico da Figura 223 é notória a semelhança entre a curva de capacidade do VSC e a curva de capacidade de um gerador síncrono. O máximo nível de tensão CC do VSC é análogo à máxima corrente de campo nos enrolamentos do rotor e a corrente nas chaves semicondutoras é análoga à corrente na armadura do gerador síncrono.

O ponto operativo de um sistema de transmissão CC baseado em VSC deve estar dentro da curva de capacidade. Nesse caso, a reversão de potência é feita através da mudança no sentido da corrente CC e manutenção da polaridade da tensão CC.

Em [64] e [65] são mostrados estudos mais detalhados sobre a operação de elos CCAT que utilizam conversores VSC.

A Figura 224 mostra os componentes básicos de um conversor VSC, que consiste de chaves autocomutadas, capacitores CC, transformadores ou reatores de acoplamento, filtros CA, diodos em anti-paralelo, resistor e também poderá ser usado o circuito de chopper para controle das sobretensões. A seguir a esta figura será descrito cada componente básico mostrado no conversor VSC, assim como as suas funcionalidades.

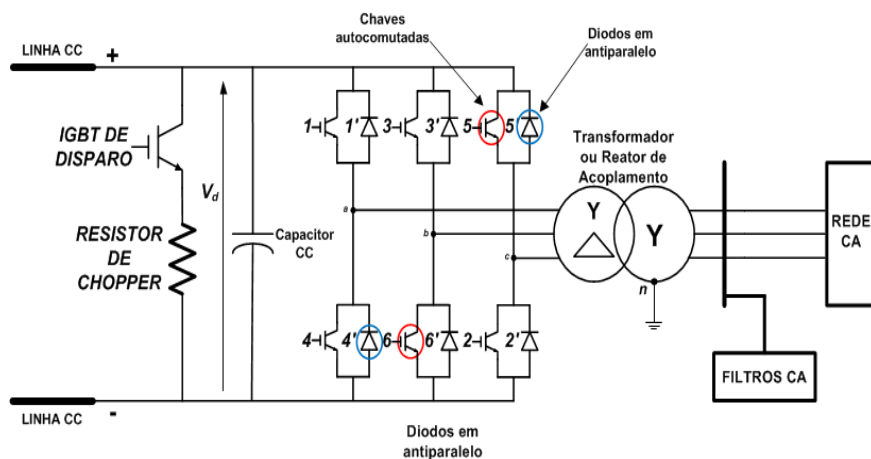


Figura 224- Componentes básicos de um sistema de transmissão CCAT-VSC

➤ Capacitor CC

O capacitor CC conectado aos terminais do VSC tem o propósito de eliminar ou limitar flutuações da tensão CC nos seus terminais. O valor dessa tensão é amplamente dependente da operação de chaveamento do conversor e o seu valor médio é controlado pela operação de carga e descarga do capacitor, a qual é obtida pelo intercâmbio de

potência entre os lados CA e CC.

➤ **Transformador ou Reator de acoplamento**

O transformador ou reator de acoplamento desacopla a tensão de saída modulada pelo VSC da tensão da rede CA do sistema conectado aos seus terminais. O conversor fonte de tensão não é conectado diretamente ao sistema receptor CA quando esse é um sistema forte (apresenta maior capacidade de curto-circuito quando comparado com a potência do conversor). Essa reatância reduz a corrente de curto e ajuda a filtrar a corrente CA do conversor. Os reatores e transformadores usados na interface do VSC devem suportar os estresses de tensão em altas frequências impostos pela operação normal do VSC. Em geral, além do reator de acoplamento, é necessário também um filtro de eliminação dos componentes de alta frequência entre o transformador de acoplamento e o conversor.

➤ **Dispositivos semicondutores com sinais de corte e disparo**

Os dispositivos semicondutores mais utilizados nos VSCs são os IGBTs. Esses dispositivos apresentam propriedades de disparo e corte que estão ligadas diretamente as filosofias de controle do VSC. Por esses dispositivos, através dos comandos de disparo, ocorre a transmissão de potência no sentido direto, assim como o bloqueio de condução em virtude do seu sinal de corte. Por causa do limite máximo de tensão suportável pelos dispositivos semicondutores individuais, da ordem de poucos kVs (3 a 6 kV), é necessária uma conexão série desses equipamentos para elevar a tensão máxima de bloqueio do conjunto. Isso deve ser aplicado com perfeito balanço de tensão entre os dispositivos.

O número necessário de dispositivos em série para sustentar a tensão do conversor deve ser aumentado para que o VSC tenha redundância e continue a operar mesmo com as falhas de alguns dispositivos individuais.

➤ **Diodos em antiparalelo**

Os diodos em antiparalelo no VSC constituem uma ponte retificadora sem controle e, portanto, diferem dos dispositivos semicondutores principais (os quais podem ser desligados em poucos microssegundos durante transitórios). Os diodos em antiparalelo permitem a reversão do sentido da corrente CC e devem ser projetados para suportar os estresses criados por condições de defeito nesse lado.

Os diodos em antiparalelo criam um caminho para a corrente de curto-circuito CC e somente é limitada pelo sistema CA e pela impedância total da ponte de diodos. Essa corrente de curto-circuito CC pode ser eliminada por um disjuntor no lado CA.

O diodo também pode experimentar correntes de “inrush” (assim como uma sobretensão na barra CC) se o conversor fonte de tensão for energizado pelo disjuntor sobre condições de tensão zero no lado CC. Essa sobrecorrente tem que ser limitada por

componentes externos (como os resistores de pré-inserção). Alternativamente, o capacitor CC pode ser carregado independentemente antes da energização do conversor.

➤ **Linha de transmissão CC**

Faz a conexão entre os conversores (retificador e inversor) do sistema HVDC-VSC. É formada, normalmente, por cabos (pode ser subterrâneo ou subaquático como o Trans Bay Cable Project [4] que liga Pittsburg até Potrero, EUA) ou linhas aéreas (existe apenas um exemplo no mundo, The Caprivi link HVDC Scheme [58] que conecta a Namibia até Zambia, África do Sul). As características dessas linhas de transmissão CC pouco diferem das linhas de transmissão CA.

➤ **Filtros harmônicos CA**

Segundo [57] muitos aspectos da performance harmônica da transmissão VSC são similares àqueles de um esquema HVDC-CSC. Os conversores fonte de tensão, assim como os conversores fonte de corrente, geram harmônicos em ambos os lados CC e CA do sistema HVDC. Assim, para limitar a amplitude desses harmônicos que penetram na rede CA ou na linha CC devem ser feitas medidas em determinados pontos do sistema. Os efeitos desses harmônicos não estão confinados somente na vizinhança da estação conversora, mas podem ser propagados por longas distâncias. Ainda por [57] os principais métodos de redução de harmônicos são:

- Técnicas de modulação de pulso PWM (Pulse Width Modulation);
- Técnicas de multi-pulsos;
- Técnicas de multi-níveis;
- Filtros harmônicos (combinação série e/ou shunt);
- Combinações dos métodos acima.

Nos conversores fonte de corrente, os filtros CA servem para o duplo propósito de diminuir os harmônicos do lado CA e ainda fornecer potência reativa capacitiva para o conversor VSC na frequência fundamental. Pela capacidade que o VSC apresenta de operar num determinado fator de potência, não há necessidade de fornecimento de potência reativa pelos filtros e, portanto, as configurações dos conversores serão escolhidas para operar com aceitáveis níveis de harmônicos com menores filtros. Filtros série ou shunt, ou uma combinação desses dois tipos, podem ser necessários para se ter a performance harmônica determinada pelo operador da rede. Em adição aos filtros, e partindo do princípio que o VSC é uma fonte de tensão CA com baixa impedância interna,

uma indutância série no sistema CA (reator de fase e/ou um transformador) se torna essencial. No lado CC, o capacitor do VSC reduz os harmônicos, entretanto, pode ser necessária a inserção de filtros. Nesse lado do conversor, o principal problema é a interação dos harmônicos de tensão e corrente produzidos ao longo da linha com os circuitos de telecomunicação na faixa de frequência de até 5 KHz (espectro de comunicação de voz). Os harmônicos na banda de frequência de rádio (RF), de ordens muito superiores à frequência fundamental, são uma fonte de distúrbios eletromagnéticos e podem criar interferências eletromagnéticas (EMI). Os fatores D_v , $D_{r_{ss}}$, THF, TIF e IT, como definidos em [57] também são relevantes para os sistemas de transmissão com VSC.

Considerando um conversor VSC trifásico convencional de 2 níveis e o chaveamento dos IGBTs sendo feito na frequência fundamental, os harmônicos para esse VSC serão exatamente uma duplicada dos harmônicos de um conversor CSC com reatância de comutação igual a zero. Assim, como uma primeira aproximação, o VSC (excluindo o reator de fase e o capacitor CC) aparece como uma fonte de tensão harmônica quando visto a partir do lado CA, e como uma fonte de corrente harmônica quando visto do lado CC. O formato da onda pode ser analisado da mesma forma que um esquema HVDC-CSC.

A Figura 225 e a Figura 226 mostram, respectivamente, um espectro harmônico de tensão para uma medição entre uma fase e um ponto flutuante neutro no capacitor e entre fase-fase para um VSC convencional de 2 níveis usando chaveamento PWM com a frequência da portadora em 21 vezes a frequência fundamental e assumindo uma capacitância CC infinita (não há “ripple” de tensão CC).

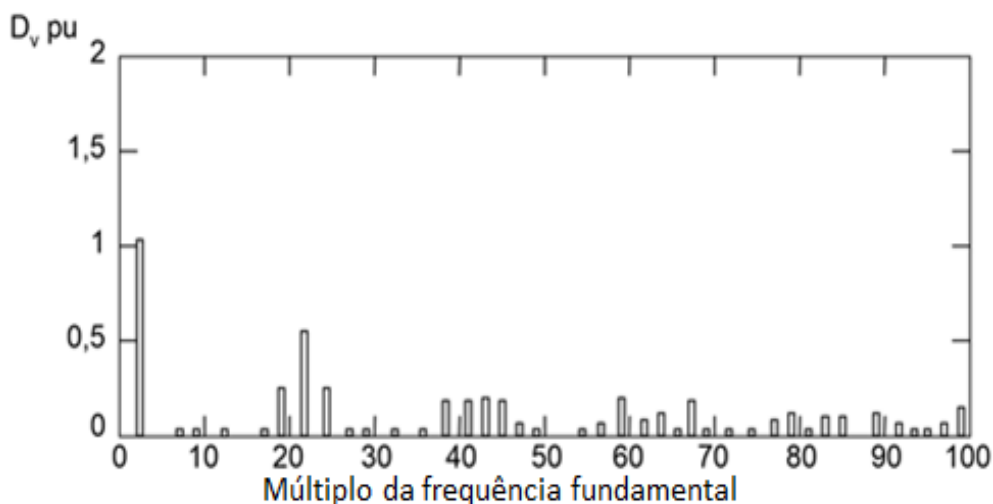


Figura 225- Amplitude de tensão da fase em relação ao neutro do capacitor

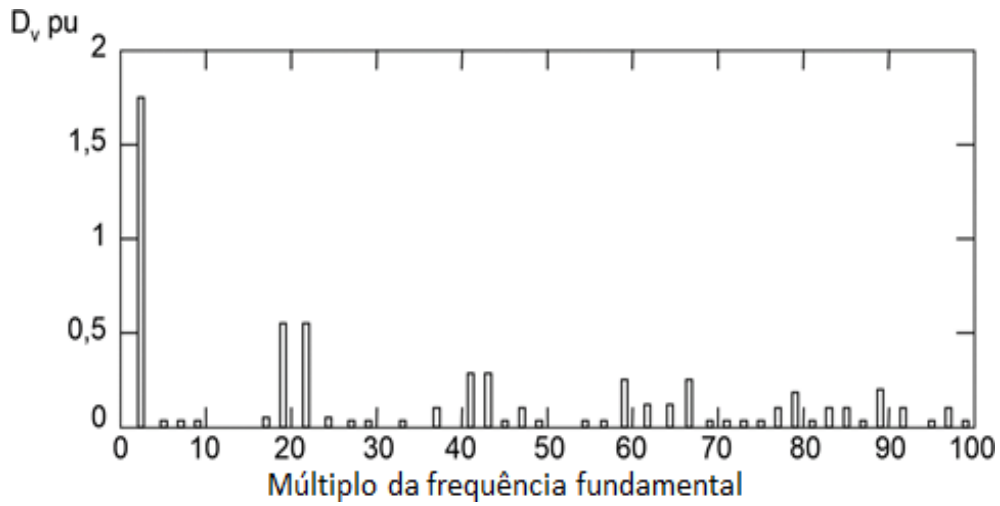


Figura 226- Amplitude de tensão entre fases do sistema CA

Outros métodos diferentes de modulação podem ser usados para o controle do conversor de tal forma que possam determinar uma específica forma de onda e assim controlar o espectro harmônico de tensão de um VSC. Em [57] são mostrados outros métodos para controle do espectro harmônico.

A.3- EQUAÇÕES DOS CONVERSORES FONTE DE CORRENTE E TENSÃO

As características operativas de um determinado equipamento, geralmente, são descritas por um lugar geométrico chamado de diagrama de capacidade. Com a finalidade de desenvolver o diagrama de capacidade do sistema H²VDC, considerando algumas restrições operativas de corrente CC, tensão CC e potência CC, será feita uma análise descritiva desse sistema. Esse desenvolvimento será feito tomando como base [19] e [45]. Para tal procedimento é considerada a topologia mínima do sistema H²VDC (com 1CSC e 1VSC), conforme mostrado na Figura 227.

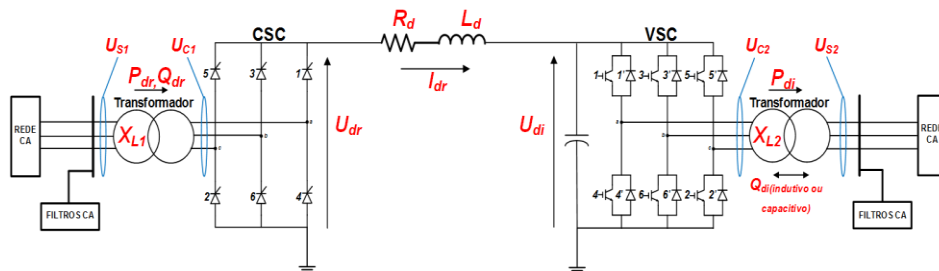


Figura 227 - Topologia mínima do sistema H²VDC.

Considerando a Figura 227, a tensão no lado CC do CSC é dada por :

$$U_{dr} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{s1} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{L1} I_{dr}, \quad (52)$$

onde:

U_{s1} é a tensão rms fase-fase medida no lado da rede CA do transformador conversor;

X_{L1} é a reatância de comutação do sistema CA;

α é o ângulo de disparo dos tiristores do conversor CSC.

A corrente CC na saída do retificador CSC, I_{dr} , e a componente fundamental da corrente no lado da rede CA do transformador conversor, I_{s1} , são dadas por, respectivamente:

$$I_{dr} = \frac{\sqrt{2}}{2X_{L1}} U_{s1} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)], \quad (53)$$

$$I_{s1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_{dr}, \quad (54)$$

sendo, em (53) e (54):

I_{dr} é a corrente CC na saída do retificador CSC;

U_{s1} é a tensão rms fase-fase medida no lado da rede CA do transformador conversor;

X_{L1} é a reatância de comutação do sistema CA;

α é o ângulo de disparo dos tiristores do conversor CSC;

I_{s1} é a componente fundamental da corrente no lado da rede CA do transformador conversor;

μ é o ângulo de comutação (overlap) dos tiristores do conversor CSC.

Considerando que $\alpha = \phi_r$, sendo ϕ_r o ângulo do fator de potência do conversor, e desprezando a parte da comutação na 2ª parcela da tensão CC no conversor CSC, conforme descrito por (52), tem-se:

$$\phi_r = \frac{U_{dr}}{\frac{3\sqrt{2}}{2\pi} U_{s1}}, \quad (55)$$

$$P_{dr} = U_{dr} I_{dr}, \quad (56)$$

$$Q_{dr} = U_{dr} I_{dr} |\tan \phi_r|, \quad (57)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} |\tan \phi_r|, \quad (58)$$

onde,

P_{dr} é a potência CC no retificador CSC;

Q_{dr} é a potência reativa indutiva do retificador CSC;

ϕ_r é o fator de potência do retificador CSC.

Para a análise do VSC foi considerado o seguinte equacionamento:

$$U_{di} = \frac{\sqrt{2}}{m_2} U_{s2}, \quad (59)$$

$$I_{dr} = \frac{U_{dr} - U_{di}}{R_d}, \quad (60)$$

$$P_{di} = \frac{U_{c2} U_{s2}}{X_{L2}} \sin \delta, \quad (61)$$

$$Q_{di} = \frac{U_{s2} (U_{c2} \cos \delta - U_{s2})}{X_{L2}}, \quad (62)$$

onde,

U_{di} é a tensão CC nos terminais do capacitor CC do VSC;

U_{s2} é a tensão CA rms trifásica medida no lado da rede CA do transformador de acoplamento do VSC;

U_{c2} é a tensão CA modulada pelo VSC;

m_2 é o índice de modulação do VSC;

X_{L2} é a reatância de comutação do sistema CA;

P_{di} é a potência ativa despachada pelo VSC;

Q_{di} é a potência reativa despachada pelo VSC (capacitiva ou indutiva);

δ é o ângulo de defasagem entre a tensão CA modulada pelo VSC e a tensão CA da rede.

O fator de potência e a corrente no lado CA do VSC são expressos por:

$$\cos \phi_i = \frac{P_{di}}{\sqrt{(P_{di})^2 + (Q_{di})^2}} \quad (63)$$

$$I_{s2} = \frac{P_{di}}{U_{c2} \cos \phi_i} \quad (64)$$

A equação (61) mostra que a potência ativa despachada pelo VSC é amplamente dependente do ângulo δ (ângulo de defasagem entre as tensões CA), enquanto a potência reativa é muito dependente da magnitude da tensão U_{c2} , conforme mostrado em (62). O valor de U_{c2} é controlado pelo PWM. A partir dessas características, o valor das potências ativa e reativa do sistema conectado ao VSC pode ser ajustado por δ e U_{c2} , respectivamente.

Para facilitar o desenvolvimento dos cálculos seja definido que:

$$U_{c2} = KU_{s2} \quad (65)$$

Assim, as equações de potência ativa (61) e reativa (62) podem ser reescritas como:

$$P_{di} = \frac{K(U_{s2})^2}{X_{L2}} \sin \delta \quad (66)$$

$$Q_{di} = \frac{U_{s2}^2 (K \cos \delta - 1)}{X_{L2}} \quad (67)$$

O termo comum $\frac{KU_{s2}^2}{X_{L2}}$ existente em (66) e (67) representa a potência aparente do VSC. Ainda pela análise de (66) e (67) é possível verificar que a relação entre a potência aparente e as potências ativa e reativa do conversor é dada por:

$$P_{di}^2 + \left(Q_{di} + \frac{U_{s2}^2}{X_{L2}} \right)^2 = \left(\frac{KU_{s2}^2}{X_{L2}} \right)^2 \quad (68)$$

A equação (68) representa um círculo no plano P - Q e mostra o diagrama de capacidade teórico do VSC sem considerar os limites práticos de operação, conforme mostrado no círculo da Figura 228, cujos valores de centro e raio são $\left(0, -\frac{U_{s2}^2}{X_{L2}} \right)$ e $\frac{KU_{s2}^2}{X_{L2}}$, respectivamente.

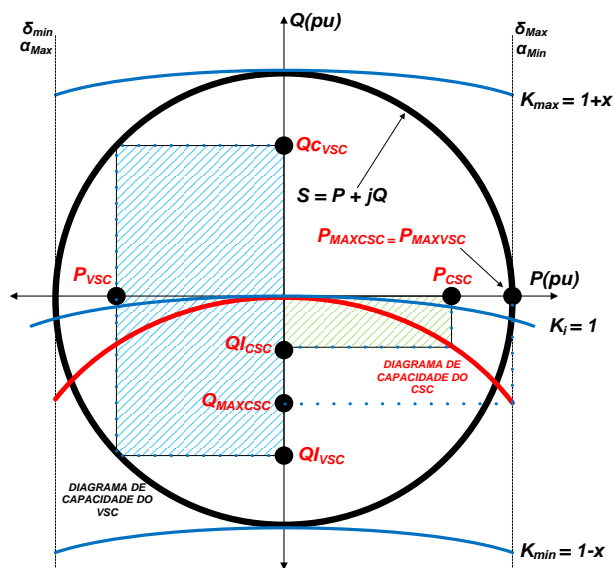


Figura 228- Diagrama de capacidade teórico do sistema híbrido considerando 1 CSC e 1 VSC.

Em relação a Figura 228, algumas características podem ser visualizadas. Quando δ é fixado num determinado valor e K é ajustável, podem ser obtidas uma série de linhas retas nesse diagrama. Como mostrado nessa mesma figura, os valores de fronteira para o ângulo de defasagem do VSC, δ , são δ_{\min} e δ_{\max} . Em outra condição operativa, na qual K é fixado num determinado valor e δ é ajustável, pode ser obtida uma série de curva assintótica como $K_{\min} = 1 - x$, $K_i = 1$ e $K_{\max} = 1 + x$, sendo x um número real positivo.

Um determinado ponto no círculo preto será traduzido como um ponto de operação na transmissão de potência pelo VSC. Assim, considerando essa característica, haverá um ponto de interseção entre uma linha reta referente ao ângulo δ e uma curva assintótica da constante K . Em outras palavras, δ e K são correspondentes a P e Q , respectivamente, no plano $P-Q$.

A relação entre o ângulo de defasagem (δ) e a potência ativa do VSC (P) pode ser facilmente visualizada por (61). O valor máximo de P será obtido quando δ for máximo (δ_{\max}) e inversamente, o valor mínimo de P será obtido quando δ for mínimo (δ_{\min}). Esses dois valores, δ_{\max} e δ_{\min} , são representados pelas duas retas opostas.

O comportamento da potência reativa do VSC pode ser explicado pela análise do valor de K , que é descrito como sendo a relação entre a tensão CA modulada pelo conversor e a tensão senoidal da rede CA, conforme mostrado em (65). Se o módulo da tensão senoidal da rede CA diminuir, o valor de K aumenta e consequentemente a potência reativa capacitiva do VSC aumenta. Por outro lado, se essa mesma tensão aumentar, o valor de K diminui e consequentemente a potência reativa indutiva do VSC aumenta. O comportamento descrito das potências ativa e reativa do VSC pode ser visto na Figura 228 através das retas δ_{\max} , δ_{\min} e K_{\max} , K_{\min} , respectivamente.

O diagrama de capacidade mostrado na Figura 228 foi obtido a partir do desenvolvimento das equações escalares do VSC, juntamente com o estudo das características operativas dos dois conversores empregados nesse sistema (CSC e VSC). Para a representação da característica do CSC, descrita pelo pedaço de círculo em

vermelho na Figura 228, foi considerado que a relação entre a potência reativa indutiva e a sua potência ativa despachada é de aproximadamente 0,5 a 0,6 em carga total [45]. A análise da Figura 228 mostra que a operação do sistema H²VDC fica restrita às áreas hachuradas em azul e verde pois um determinado ponto de operação do sistema deve estar contido nas características do VSC e do CSC. Os pontos operativos mostrados na Figura 228 são descritos na Tabela 13.

Tabela 13- Descrição dos pontos operativos do diagrama de capacidade da Figura 228

Pontos operativos do diagrama de capacidade do sistema H ² VDC	
Parâmetros	Descrição
P_{CSC}	Potência ativa despachada pelo CSC
P_{VSC}	Potência ativa despachada pelo VSC
P_{MAXCSC}	Máxima potência ativa despachada pelo CSC
P_{MAXVSC}	Máxima potência ativa despachada pelo VSC
Q_{ICSC}	Potência reativa indutiva no CSC
Q_{IVSC}	Potência reativa indutiva no VSC
Q_{CVSC}	Potência reativa capacitiva no VSC
Q_{MAXCSC}	Máxima potência reativa do CSC

A análise da Figura 228 mostra que no caso do sistema H²VDC com um CSC e um VSC a potência ativa total despachada pelo CSC fica restrita até a capacidade máxima do VSC. Logo, a seguinte relação entre as potências pode ser obtida:

$$P_{MAXCSC} = P_{MAXVSC}$$

A partir do ponto de operação inicial ajustado em P_{VSC} , no círculo em preto, deve ser obtida a sua correlação para o ponto P_{CSC} na curva em vermelho. Logo:

$$P_{CSC} = P_{VSC}$$

Na característica operativa do VSC, considerando o círculo em preto no qual $S = P + jQ$, o ponto de operação P_{VSC} permite que a parte reativa desse conversor opere entre os lados capacitivo e indutivo. Logo:

$$Q_{IVSC} \leq Q_{VSC} \leq Q_{CVSC}$$

Assim, considerando P_{VSC} e a relação de igualdade $Q_{IVSC} \leq Q_{VSC} \leq Q_{CVSC}$, o ponto de operação desse conversor poderá estar em alguma parte no plano determinado pela área hachurada em azul.

Conforme já descrito anteriormente, a potência ativa do CSC (P_{CSC}) deve ser igual à potência ativa do VSC (P_{VSC}). Em um conversor CSC, a potência reativa indutiva está

em torno de 0,5 vezes o valor da sua potência ativa despachada e segue a característica descrita na curva em vermelho. A partir dessa relação, o ponto de operação desse conversor poderá estar em alguma parte no plano determinado pela área hachurada em verde.

Outro ponto importante observado na análise da Figura 228 é a relação entre a potência ativa despachada pelo CSC e a sua capacidade máxima. É sabido que a capacidade do CSC é maior que a capacidade do VSC. Logo, nesse sistema híbrido com um CSC e apenas um VSC, a potência ativa despachada pelo CSC obrigatoriamente deve ser igual à capacidade do VSC e fica limitada a P_{MAXVSC} , mesmo quando a sua capacidade nominal é muito maior. Nesse valor, a máxima potência reativa indutiva do CSC será Q_{MAXCSC} e a seguinte relação deverá ser obedecida:

$$Q_{I_{CSC}} \leq Q_{MAXCSC}$$

Como o CSC e o VSC estão contidos no mesmo circuito, a operação desse sistema deverá estar dentro das áreas hachuradas em azul e verde. Para a construção dessas características, os seguintes passos devem ser seguidos:

1. Obtenha o círculo referente ao diagrama de capacidade do VSC;
2. Obtenha a característica de operação do CSC;
3. Determine o ponto de operação P_{VSC} ;
4. Ajuste a potência reativa Q_{VSC} para estar nos limites Q_{IVSC} ou Q_{CVSC} para que esteja na área hachurada em azul;
5. A potência ativa do CSC, P_{CSC} , deverá ser igual à potência ativa do VSC, P_{VSC} ;
6. Determinada a potência ativa do CSC, obtenha a sua potência reativa indutiva para que esteja na área hachurada em verde.

A.4- DESCRIÇÃO DO CONTROLE DE “DROOP”

O erro de tensão CC dado por $U_{CC,ref} - U_{CC}$ é uma boa medição para se quantificar o *mismatch* de potência no lado CC, sendo equivalente a um desvio de frequência na rede CA. Em um sistema de transmissão CCAT com dois terminais, um conversor deve controlar a tensão CC. A ação integral do controle desse conversor irá trazer a tensão de volta para o seu valor de referência $U_{CC,ref}$. Em um sistema CCAT-VSC em configuração multiterminal, pelo menos um dos conversores deve estar em modo de controle de tensão CC para controlar a tensão desse sistema. Enquanto o sistema CCAT está operando em regime normal, apenas um conversor em controle de tensão CC é necessário para que o sistema consiga transmitir potência ativa normalmente entre os conversores. Quando ocorre o bloqueio do conversor em controle de tensão CC, ou por algum outro motivo esse conversor para de converter potência, o sistema CCAT como um todo perde o controle da tensão CC e não consegue mais transmitir potência ativa normalmente. Assim, para que o sistema CCAT continue a transmitir potência ativa normalmente, mesmo com a perda desse conversor em modo de controle de tensão CC, dois ou mais conversores devem operar nesse modo de controle. Numa configuração CCAT multiterminal, quando dois ou mais conversores estão em modo de controle de tensão CC, a ação dos blocos controladores PI, no sentido de zerar os erros de regime permanente, pode ocasionar oscilações indesejáveis, prejudicar o comportamento normal do sistema e até mesmo causar instabilidade.

Para contornar esse problema é aplicada a característica de “droop” nas malhas do controle de tensão CC dos conversores da configuração multiterminal que irão participar desse modo de controle. A filosofia de controle aplicada ao “droop” de tensão é exatamente a mesma do controle do “droop” de frequência implementada em redes CA para o controle primário da frequência como descrito em [49]. Essa característica baseia-se, principalmente, na anulação do ganho integral do bloco PI (proporcional-integral) e inserção, somente, de blocos proporcionais nas malhas de controle da tensão CC. Nesse caso, um *mismatch* de potência no lado CC resulta em desvio de tensão CC de acordo com a característica de “droop” aplicada ao controle. Pelo fato de não apresentarem um bloco PI na sua malha de controle, a tensão CC do respectivo conversor opera sempre com um erro de regime permanente que está diretamente relacionado ao valor da potência ativa transmitida pelo respectivo VSC (dependendo se opera como retificador ou inversor). Em [31], [49], [50], [51], [52], [53] e [54] são mostradas algumas aplicações do controle de “droop” em sistemas multiterminais CCAT-VSC. A Figura 229 mostra uma curva característica de um controle de “droop” aplicado na tensão CC.

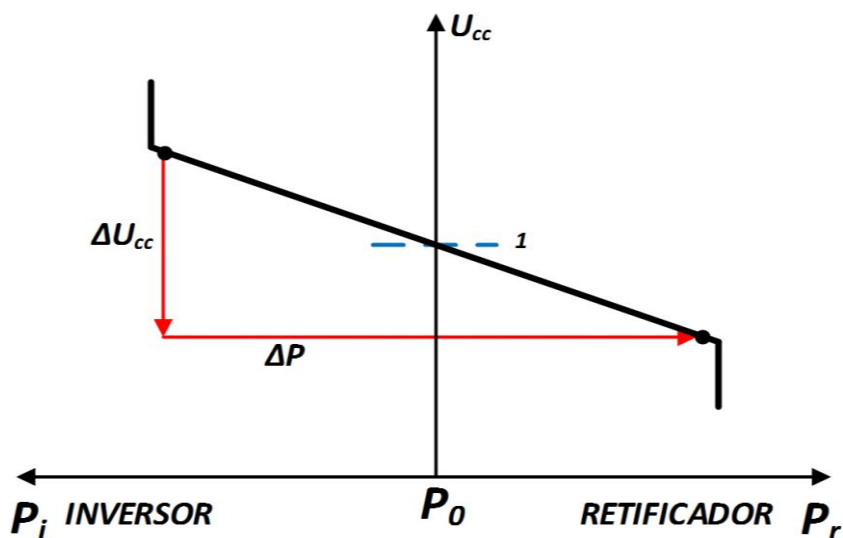


Figura 229- Característica do controle de “droop” aplicado na tensão CC.

Na Figura 229, as variáveis descritas apresentam os seguintes significados:

- U_{cc} é a tensão CC medida nos terminais do respectivo VSC;
- ΔU_{cc} é a variação da tensão CC em toda a faixa de operação de potência;
- ΔP é a faixa de variação de potência;
- P_0 é a potência ativa transmitida pelo VSC quando a tensão CC deste VSC está no seu valor de referência;
- P_i é a faixa de potência transmitida pelo VSC operando como inversor;
- P_r é a faixa de potência transmitida pelo VSC operando como retificador.

A característica do “droop” de tensão apresentada na Figura 229 mostra que sempre há um erro da tensão CC medida em relação ao seu valor de referência, enquanto o VSC está transmitindo potência ativa (operação como retificador ou inversor). A tensão CC do VSC é igual ao seu valor de referência quando a potência ativa transmitida for igual a zero. A porcentagem do erro de regime permanente da tensão CC vai depender do valor da potência que está sendo transmitida pelo VSC. Ainda pela característica visualizada na Figura 229, o erro de regime permanente da tensão CC aumenta com o aumento da potência ativa transmitida pelo VSC tanto quando ele opera na região de retificação quanto na região de inversão. Segundo [49], pelo ajuste de um valor diferente de zero para P_0 é possível aplicar um *offset* (deslocamento) vertical na característica de “droop”. Num sistema de transmissão multiterminal essa característica é usada para ajustar um intercâmbio de potência viável em regime permanente entre os conversores. Um controlador de despacho supervisionado envia sinais de valores de offset para os controles dos conversores do sistema CCAT através de sinais de comunicação, imitando o controle secundário em um sistema CA. No caso da perda dos canais de comunicação, os conversores podem continuar operando baseado nos últimos valores de *offset* transmitidos, garantindo assim a confiabilidade do sistema.

Em um sistema multiterminal VSC, se n VSCs operam em modo de controle da tensão CC, a relação entre o controle da tensão CC de cada VSC e a potência ativa total

transmitida pelos n VSCs pode ser quantificada. Por [31], a variação da tensão CC em relação à variação da potência é dada por:

$$\Delta U_{CC} = \frac{2\Delta P_{ref}}{3Kv_{gd}}, \quad (69)$$

onde:

ΔU_{CC} é a variação da tensão CC em toda a faixa de operação de potência;

ΔP_{ref} é a variação de potência em relação a sua referência;

K é o ganho proporcional aplicado à malha de controle do “droop” da tensão CC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g .

A partir de (69), o “droop” da tensão CC, chamado de δ_{CC} , é dado por:

$$\delta_{CC} = \frac{2}{3Kv_{gd}} \frac{P_{nom}}{U_{CC,nom}}, \quad (70)$$

onde:

δ_{CC} é o “droop” da tensão CC;

$U_{CC,nom}$ é a tensão CC nominal do conversor;

P_{nom} é a potência nominal do conversor;

K é o ganho proporcional aplicado à malha de controle do “droop” da tensão CC;

v_{gd} é a tensão no eixo d , no ponto de medição g .

O ganho proporcional K pode ser calculado de acordo com o valor do “droop” da tensão CC dado por δ_{CC} .

$$K = \frac{2}{3v_{gd}\delta_{CC}} \frac{P_{nom}}{U_{cc,nom}}. \quad (71)$$

Pela variação de K é possível ajustar a contribuição percentual do terminal para a regulação da tensão CC em um determinado ponto. Quando um número n de terminais em um sistema CCAT multiterminal opera em modo de controle de “droop” da tensão CC, o fator de participação fracionado do i^{th} terminal é dado por:

$$\lambda_i = \frac{K_i}{\sum_{j=1}^n K_j}, \quad (72)$$

onde K_j é o ganho proporcional do j^{th} terminal em modo de controle da tensão CC e K_i é o ganho da malha do “droop” de tensão CC do i^{th} terminal.

A característica de “droop” da tensão CC estudada aqui relaciona a tensão CC com a potência transmitida. A Figura 28 [31] mostra o diagrama de blocos de um controle de “droop” de tensão CC pela potência. Em [54] são apresentadas e estudadas outras

características de controle de “droop” da tensão CC (com potência e corrente). A Figura 230 [54] mostra um diagrama de blocos de um controle de “droop” de tensão CC considerando a corrente CC.

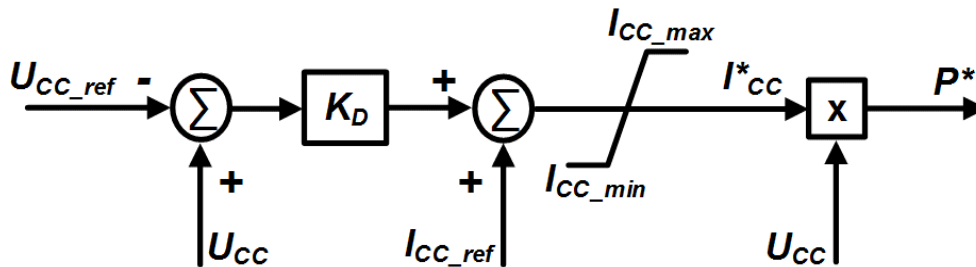


Figura 230- Característica do controle de “droop” aplicado na tensão CC considerando a corrente CC.

Na Figura 230, as variáveis são:

- U_{CC} é a tensão CC medida nos terminais do respectivo VSC;
- U_{CC_ref} é a referência da tensão CC;
- K_D é o ganho da malha do controle de “droop”;
- I_{CC_ref} é a referência da corrente CC;
- I_{CC_max} é o limite máximo do erro da corrente CC;
- I_{CC_min} é o limite mínimo do erro da corrente CC;
- I^*_{CC} é o sinal da corrente CC;
- P^* é a referência de potência CC.

Segundo [54], as características tensão-corrente (V-I) e tensão-potência (V-P) são as duas mais usadas para a representação do controle de “droop” em estudos de sistemas CCAT em configurações multiterminais. No modo operativo do “droop”, os dois tipos de características de tensão são quase idênticos, dado que a tensão CC é controlada para estar sempre perto do seu valor nominal. O *slope* do “droop” da característica V-I é um pouco maior do que o seu “droop” equivalente V-P quando a tensão CC é maior do que 1 pu, enquanto o *slope* do “droop” V-I é menor quando a tensão CC é menor do que o seu valor nominal. Dependendo das dinâmicas associadas nas malhas de controle da corrente e potência CC, o comportamento dinâmico dessas duas características pode ser diferente. O emprego da característica V-I facilitaria as análises de estabilidade de uma rede CCAT multiterminal pelo fato que a corrente CC atua como parte das variáveis de estado. Entretanto, para estudos de fluxo de potência, as não-linearidades do sistema seriam reduzidas se a característica V-P for usada. Vale ressaltar que, apesar de serem parecidos, o *slope* dos “droops” das características V-I e V-P, fisicamente, apresentam significados diferentes.

A.5- REPRESENTAÇÃO DE ALGUNS CONTROLES

Para facilitar o trabalho de pessoas que queiram participar do desenvolvimento do sistema H²VDC serão mostrados nesse item alguns controles usados em lógicas aplicadas ao sistema H²VDC.

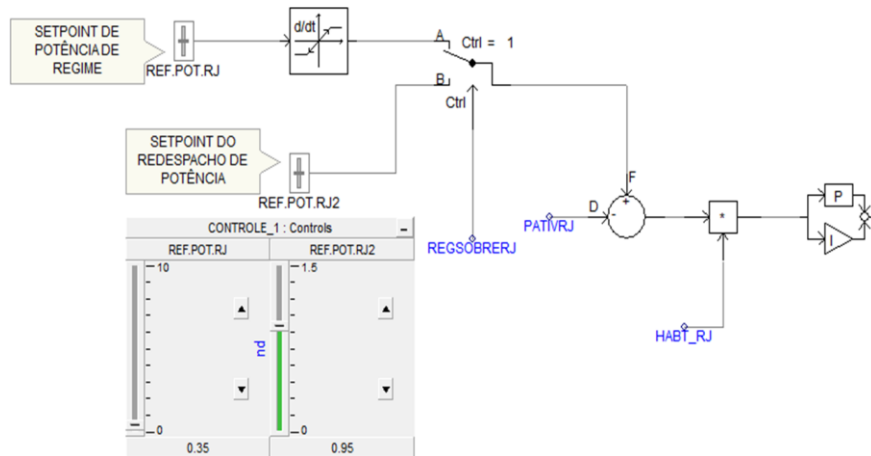


Figura 231- Malha de controle desenvolvida para aplicação do redespacho de potência no VSC-RJ quando há o bloqueio do VSC-SP para o caso 2.

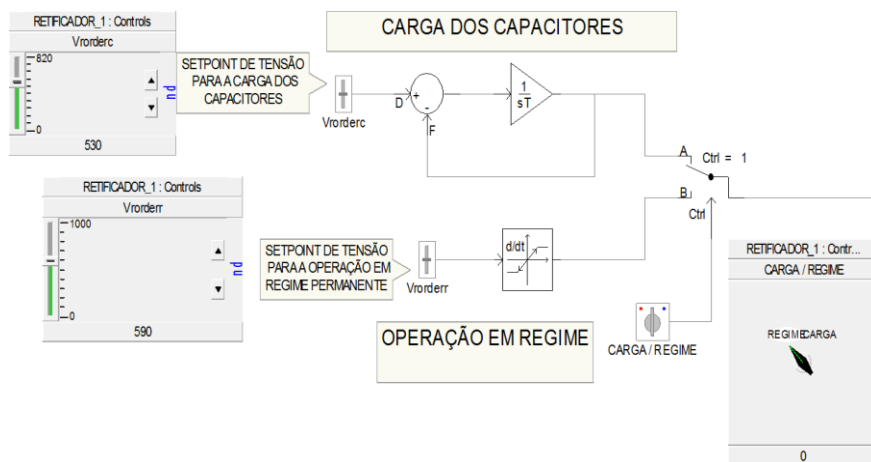


Figura 232- Malha de controle desenvolvida para o ajuste da referência de tensão para a carga dos capacitores e operação em regime permanente no caso 2.

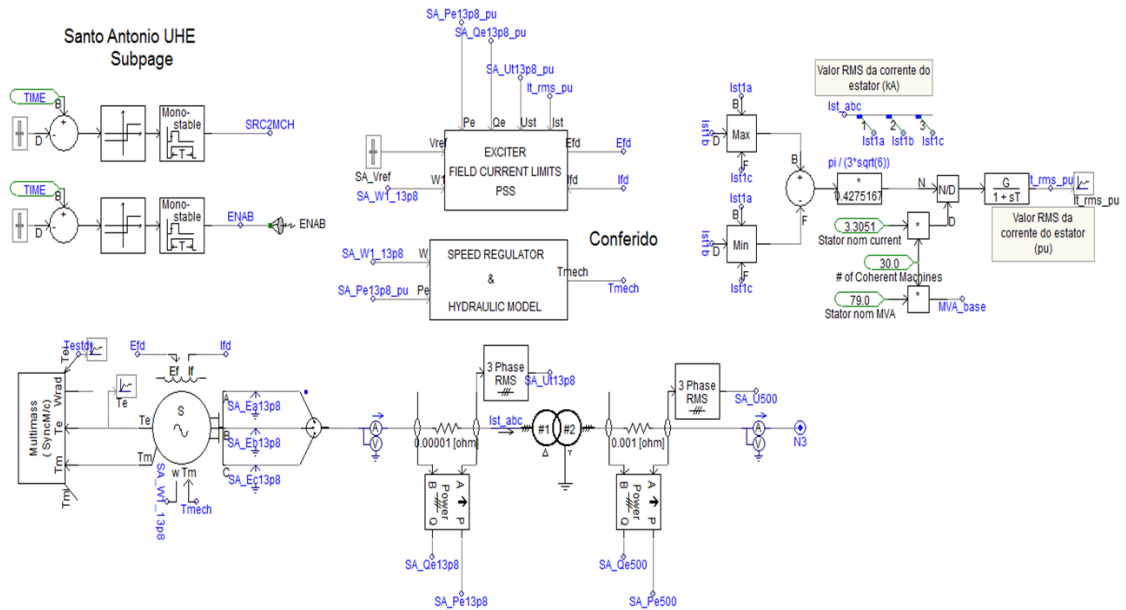


Figura 233- Representação da conexão dos geradores síncronos e seus controladores (regulador de tensão e velocidade) no sistema CA do retificador nos casos 1 e 2.

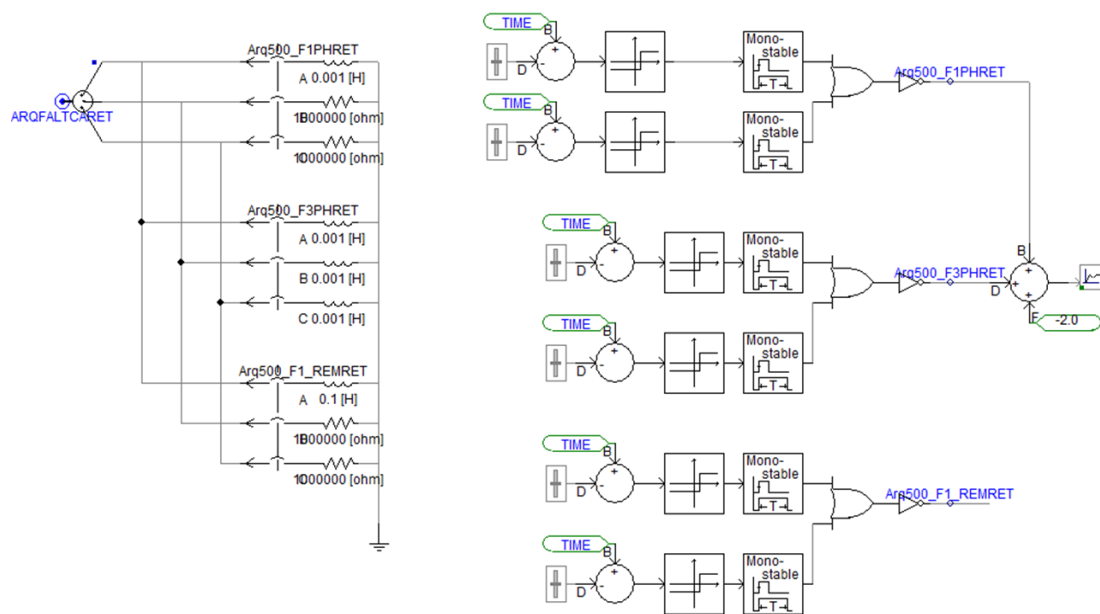


Figura 234- Representação do curto-circuito monofásico e trifásico nas redes CA equivalentes.

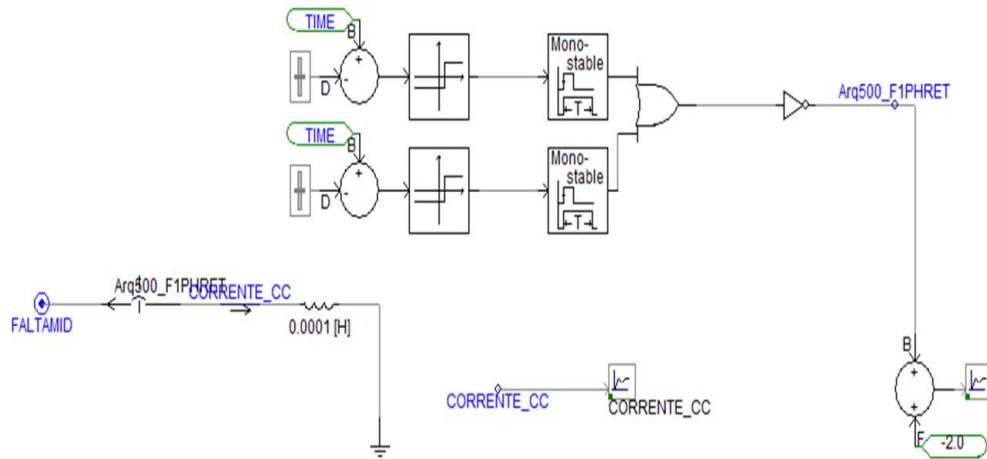


Figura 235- Representação do curto-circuito na linha CC e no PCC.

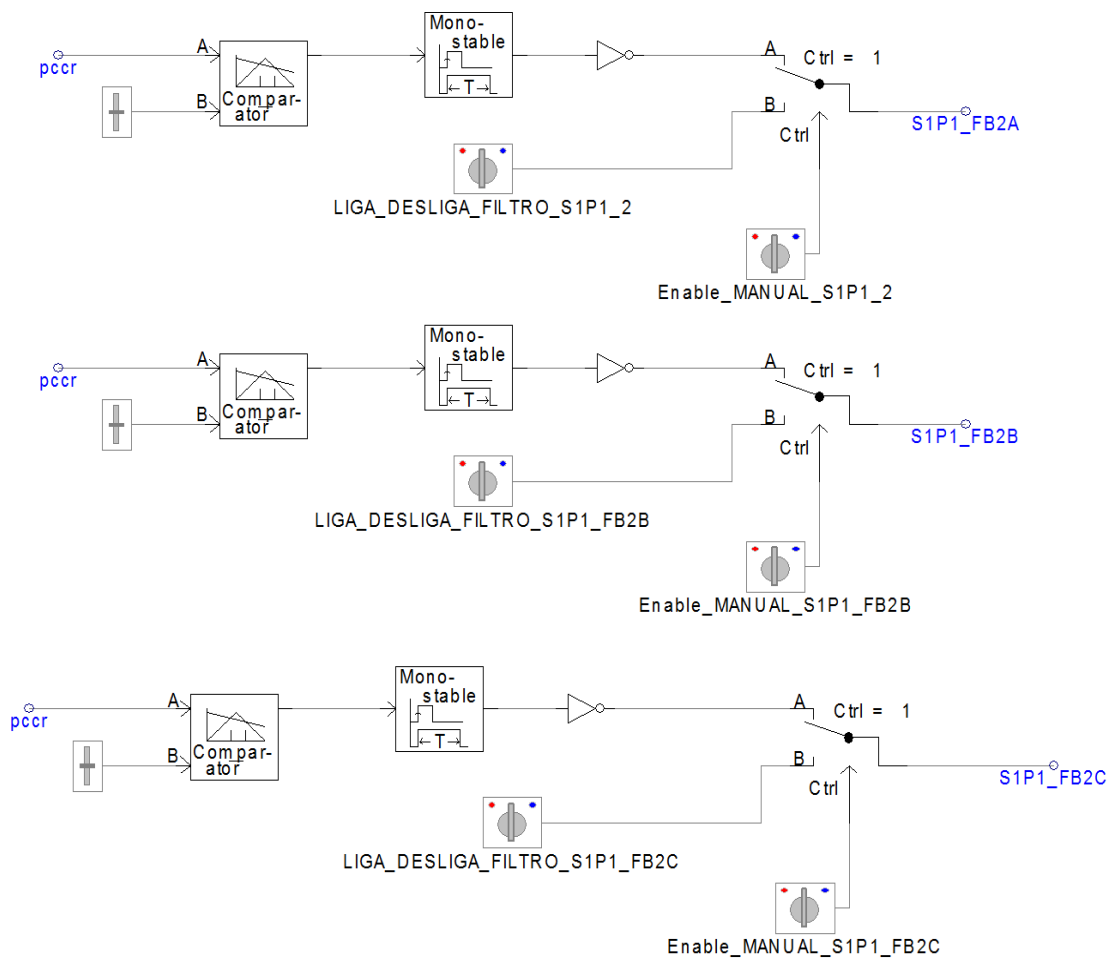


Figura 236- Representação das lógicas de controle para inserção dos filtros CA do retificador.

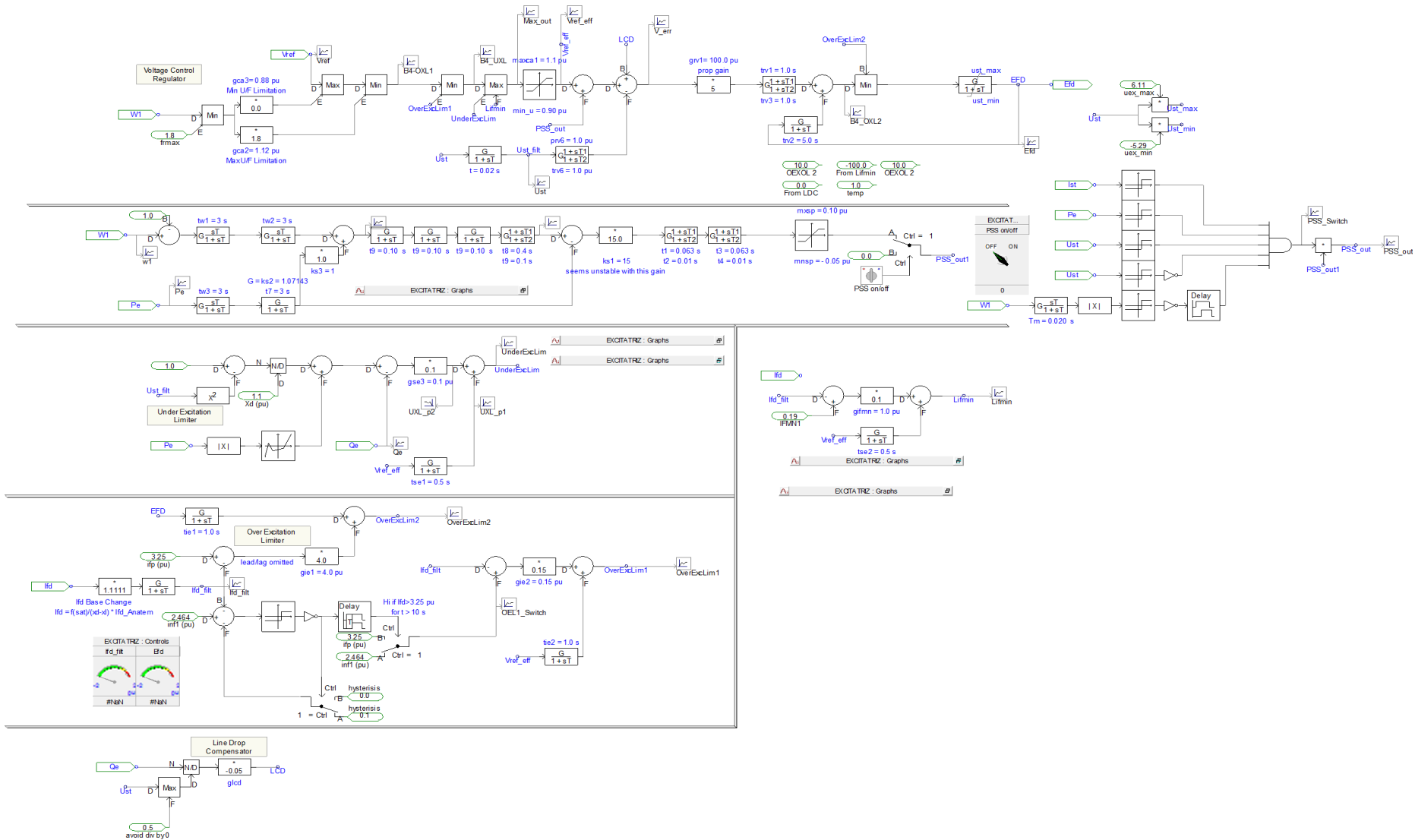


Figura 237- Modelagem do regulador de tensão usado para o gerador síncrono equivalente conectado no CSC.

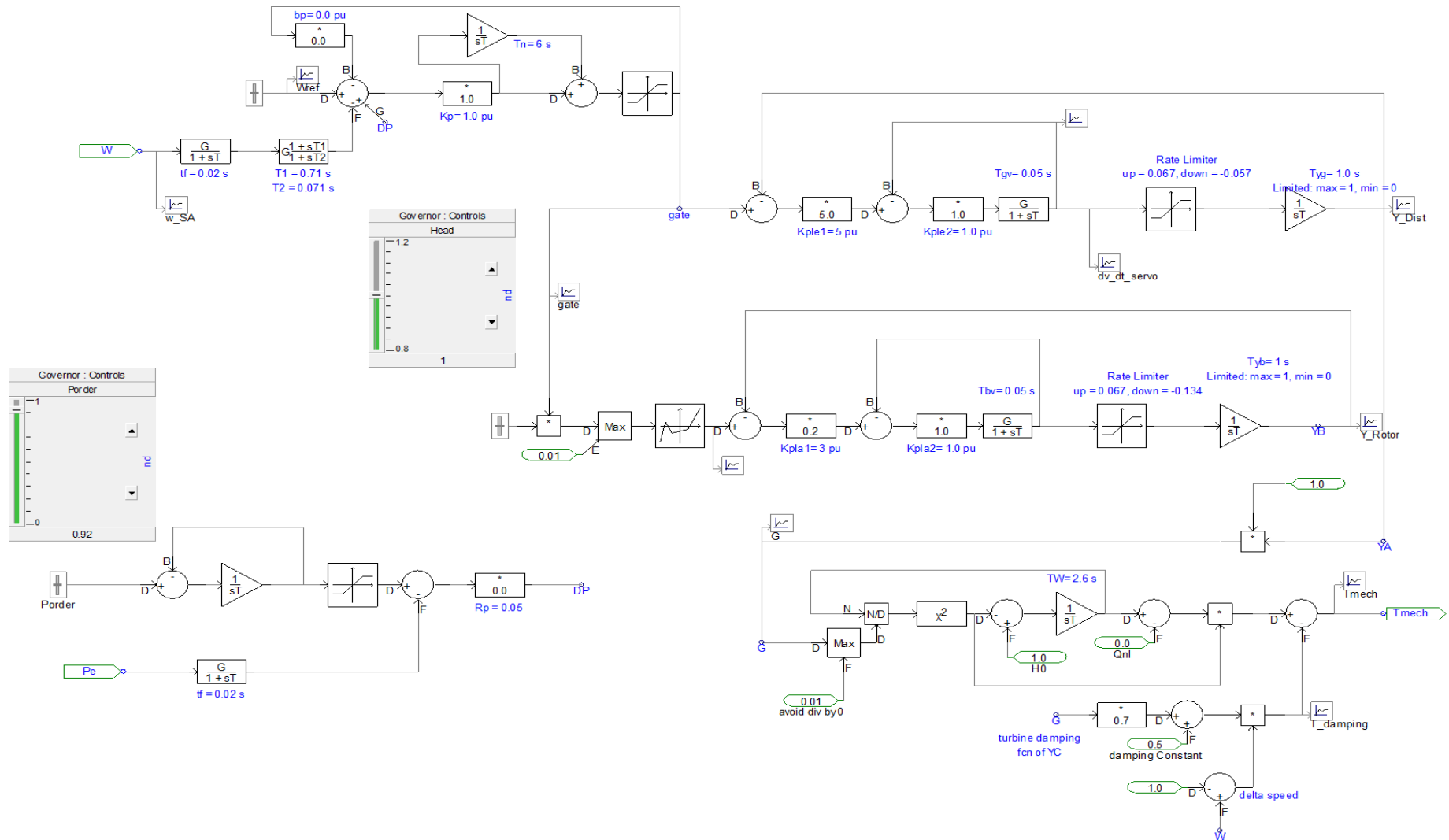


Figura 238- Modelagem do regulador de velocidade usado para o gerador síncrono conectado no CSC.

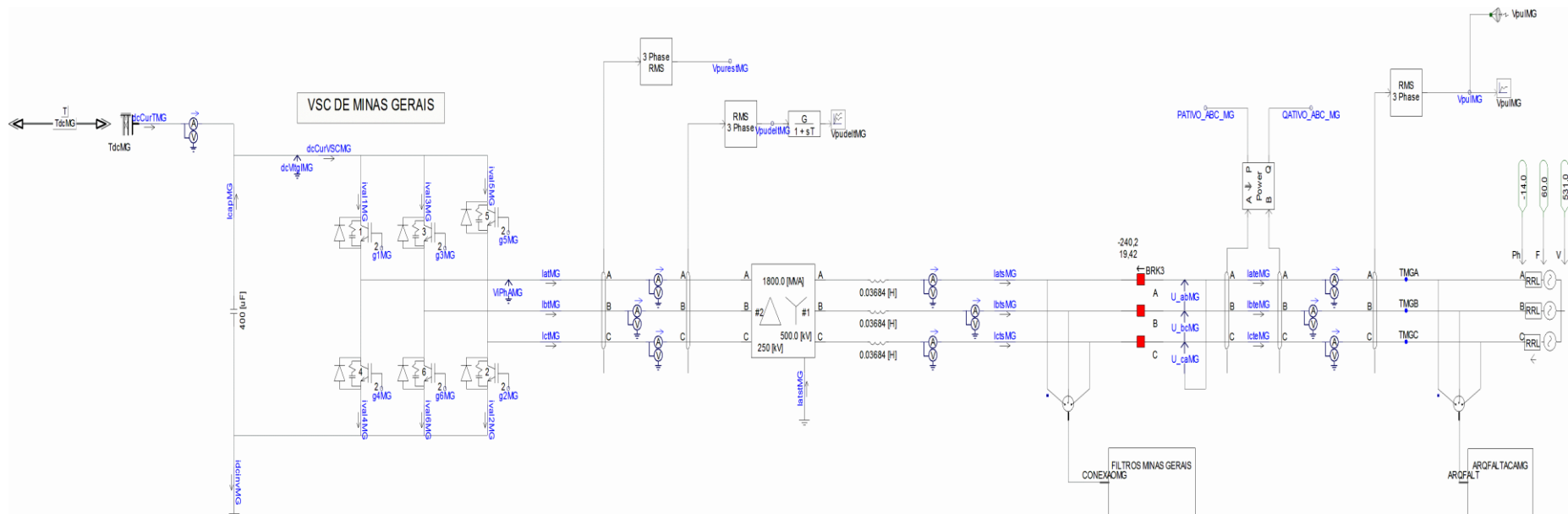


Figura 239- Representação do VSC e a sua respectiva rede CA equivalente.