



REDE HVDC MULTITERMINAL PARA INTERLIGAÇÃO DE FAZENDAS
EÓLICAS E SISTEMAS *OFFSHORE* COM O SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL

Cindy Carolina Viviescas Latorre

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

Orientadores: Maurício Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Rio de Janeiro
Dezembro de 2014

REDE HVDC MULTITERMINAL PARA INTERLIGAÇÃO DE FAZENDAS
EÓLICAS E SISTEMAS *OFFSHORE* COM O SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL

Cindy Carolina Viviescas Latorre

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

Examinada por:



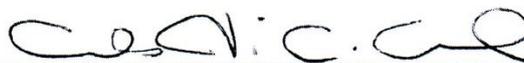
Prof. Mauricio Aredes, Dr.-Ing.



Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.



Prof. Sérgio Gomes Junior, D.Sc.



Eng. Carlos André Carreiro Cavaliere, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2014

Latorre, Cindy Carolina Viviescas

Rede HVDC Multiterminal para Interligação de Fazendas Eólicas e Sistemas *Offshore* com o Sistema Interligado Nacional / Cindy Carolina Viviescas Latorre – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XV, 95 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Maurício Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

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

Referências Bibliográficas: p. 89-92.

1. Redes HVDC Multiterminal. 2. *Voltage Droop Control*. 3. Conversores VSC. I. Aredes, Maurício *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A ti, que siempre sostuviste mi alma.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus por brindar-me a perseverança necessária para conquistar meus objetivos.

Agradeço a minha família, especialmente a Oscar Solano, pela força e pelo amor. Aos meus pais, Luz e Alvaro, por sempre acreditar em mim e à minha irmã pelas sempre gratas surpresas de bem-vindas.

Aos meus professores, em especial aos meus orientadores: o Professor Robson Dias, pela paciência e pelas muitas oportunidades em que me guiou na minha pesquisa e o Professor Maurício Aredes, quem me deu a bem-vinda na família LEMT e foi um grande apoio no Brasil.

Aos colegas e amigos do laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão LEMT, pelas conversas técnicas e muitas vezes descontraídas, que ajudaram no desenrolar deste processo.

A toda a família ELEPOT, onde sempre encontrei uma cara amiga disposta a me ajudar, em especial ao José Rafael, o Luis Gamboa e a Silvangela.

Ao D.Sc. Carlos Cavaliere por me ajudar a entender um pouco a indústria petrolífera.

A todos meus amigos queridos, pelo companheirismo, amizade e incentivo nos momentos difíceis.

Ao Programa da Petrobras: Fomento à formação de recursos humanos em Engenharia Elétrica por meio da criação do PRH-PB 19 assim como ao CNPq pelo suporte financeiro.

A todos vocês, muito obrigada!

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

REDE HVDC MULTITERMINAL PARA INTERLIGAÇÃO DE FAZENDAS
EÓLICAS E SISTEMAS *OFFSHORE* COM O SISTEMA INTERLIGADO
NACIONAL

Cindy Carolina Viviescas Latorre

Dezembro/2014

Orientadores: Maurício Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Programa: Engenharia Elétrica

Este estudo é uma avaliação técnica de uma rede de transmissão HVDC de quatro terminais baseada em conversores VSCs (*Voltage Sourced Converter*). A rede estudada consiste em quatro terminais conectados em paralelo no elo CC. Esta rede representa a interconexão de fazendas eólicas e outros sistemas offshore, como plataformas de extração de óleo, com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Três técnicas de controle primário foram implementadas nos conversores: controle da tensão CC, controle de potência (ativa e reativa) e controle da tensão CA. A estratégia de controle da tensão CC utilizada está composta por dois enfoques diferentes do controle *Voltage Droop Control*, isto permite que terminais ligados a sistemas eletricamente diferentes compartilhem a tarefa de controlar a tensão no elo CC. O esquema de controle foi avaliado diante de diversas situações tais como mudança do potencial eólico, partida de motores de grande porte, falhas de curto circuito e desconexão de terminais. O sistema foi simulado através do programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC. Os resultados mostram que a interconexão *offshore–onshore* por meio de uma rede MTDC é tecnicamente viável e pode melhorar tanto a confiabilidade do fornecimento de energia para plataformas petrolíferas, como também a facilidade na integração de fazendas eólicas no Sistema Interligado Nacional.

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

INTEGRATING WIND FARMS AND OFFSHORE SYSTEMS TO THE GRID
USING MULTITERMINAL HVDC

Cindy Carolina Viviescas Latorre

December/2014

Advisors: Maurício Aredes

Robson Francisco da Silva Dias

Department: Electrical Engineering

This work presents a technical analysis of a four-terminal VSC-HVDC transmission system. This grid represents the interconnection between a wind farm, an oil platform, a gas generation offshore facility, which is modeled as a weak grid, and the electrical national grid (stiff grid) which is represented through its Thevenin equivalent at the point of common coupling-PCC. The MTDC control system is composed by three main control strategies: the DC voltage control, the power (active and reactive) control and the AC voltage control. Two different approaches of the Voltage Droop Control (VDC) are implemented and tested. These two VDC strategies allow sharing the task of controlling the DC voltage between terminals that are linked to grids with different characteristics, as well as controlling the injected power by the weak grid into the MTDC network. The analysis of the proposed grid was made in a digital simulator of electromagnetic transients, known as PSCAD/EMTDC. The grid was tested in front of abrupt changes of load, wind power changes and events like short-circuits and terminal disconnections. The MTDC grid is technically feasible to provide electrical energy to oil extraction platforms as well as to integrate wind farms into the Brazilian national power grid.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Lista dos símbolos.....	xiii
Lista das Abreviações.....	xv
1. Introdução.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Identificação do Problema	2
1.3 Objetivo	3
1.3.1 Contribuição do Trabalho.....	4
1.4 Energia Eólica no Brasil e sua Interconexão através de Sistemas HVDC.....	5
1.5 Background HVDC.....	7
1.5.1 Funcionamento do HVDC-VSC.....	8
1.6 Sistemas HVDC-Multiterminal baseados em VSC	10
1.6.1 Projetos Referência dos Sistemas HVDC	13
1.7 Trabalhos Publicados	13
1.8 Estrutura do Texto	14
2. Modelagem da Rede HVDC Multiterminal.....	15
2.1 Topologia dos Terminais da Rede HVDC	16
2.1.1 Disjuntor HVDC	20
2.2 Cabo CC.....	22
2.2.1 Especificação do Cabo segundo o Critério de Capacidade de Condução de Corrente	24
2.2.2 Especificação do Cabo pelo Critério de Queda de Tensão.....	25
2.3 Redes CA	27
2.3.1 Modelo Elétrico da Rede CA Forte.....	28
2.3.2 Modelo Elétrico da Rede CA Fraca	29
2.4 Modelo do Conversor VSC.....	29
2.5 Modelo Elétrico da Fazenda Eólica	32
2.5.1 Controle Local Implementado na Fazenda Eólica.....	34
2.6 Modelo Elétrico da Plataforma Petrolífera	36
3. Esquema da Estratégia de Controle da Rede MTDC	40
3.1 Controle da Potência Ativa e da Potência Reativa	41
3.2 Controle da Tensão CC.....	42
3.3 Controle da Tensão CA.....	45

3.3.1	Controle da Tensão CA para Conexão de Redes Fracas	45
3.3.2	Controle da Tensão CA para Redes Passivas	47
3.4	Controle Interno de Corrente	47
3.5	Técnica de Modulação PWM.....	49
3.6	Phase Locked Loop.....	49
3.7	Funções de Transferência dos Laços de Controle.....	50
3.7.1	Laço Interno de Controle de Corrente	51
3.7.2	Laço de Controle de Potência Ativa/Reativa.....	51
3.7.3	Laço de Controle da Tensão CC.....	52
3.7.4	Laço de Controle da Tensão CA	53
3.7.5	Laço de Controle da Tensão CA para Redes Fracas	54
3.8	Esquemas de Controle dos Terminais da Rede MTDC	54
3.8.1	Esquema de Controle no Terminal 1 Ligado ao SIN	55
3.8.2	Esquema de Controle nos Terminais 2 e 3	57
3.8.3	Esquema de Controle no Terminal 4.....	58
4.	Resultados de Simulação	59
4.1	Considerações sobre os Testes Desenvolvidos	59
4.2	Bases e Parâmetros do Sistema.....	60
4.2.1	Bases do Sistema.....	60
4.2.2	Parâmetros do Sistema	60
4.3	Casos de Estudo	62
4.3.1	Mudança da Potência Eólica, Partida de Motor e Controle do Valor Eficaz da Tensão na Rede Fraca	62
4.3.2	Curto-circuito e Desconexão do Terminal 1	71
4.3.2.1	Curto-circuito Trifásico e Desconexão do Terminal 1	71
4.3.2.2	Curto-circuito Monofásico e Desconexão do Terminal 1	77
4.3.3	Curto-circuito monofásico na carga	81
5.	Conclusões e Trabalhos Futuros	87
5.1	Considerações Finais	87
5.2	Propostas para Trabalhos Futuros.....	88
	Referências Bibliográficas	89
A.	Eixo Síncrono dq e Eixo Estacionário $\alpha\beta$	93

Lista de Figuras

Figura 1.1: Sistema HVDC Multiterminal Proposto.	4
Figura 1.2: Sistemas interligados através dos sistemas HVDC-VSC.....	8
Figura 1.3: Representação de um sistema HVDC-VSC.....	9
Figura 1.4: Sistema MTDC em paralelo de quatro terminais baseado na conexão simétrica monopolar.	10
Figura 1.5: Controle PI da Tensão CC (<i>Master-Slave</i>).	11
Figura 1.6: Curva característica $P - U_{cc}$ (<i>Voltage Margin Control</i>).	12
Figura 2.1: Representação do sistema HVDC Multiterminal Proposto.....	16
Figura 2.2: Esquema de cada terminal da rede MTDC.	17
Figura 2.3: Estrutura do filtro CA de segundo ordem.	18
Figura 2.4: Comportamento na frequência do Filtro CA.....	19
Figura 2.5: Cabo CC tipo <i>Extruded Cable</i>	23
Figura 2.6: Vista transversal do cabo CC.	27
Figura 2.7: Diagrama vetorial dos estados de operação do VSC.	30
Figura 2.8: Esquema geral do VSC-HVDC.....	30
Figura 2.9: Representação do HVDC-VSC no eixo dq	31
Figura 2.10: Esquema simplificado de uma fazenda eólica.	33
Figura 2.11: Modelo do cabo CA: (a) modelo π convencional, (b) modelo π simplificado.	34
Figura 2.12: Controle PI da tensão CC do conversor associado à modelagem da fazenda eólica.....	35
Figura 2.13: Esquema do controle do modelo da fazenda eólica.	36
Figura 2.14: Modelo da plataforma.	37
Figura 2.15: Modelo elétrico utilizado para os <i>Variable Speed Drives</i>	39
Figura 2.16: Espectro harmônico da modelo que representa os <i>Variable Speed Drives</i> .39	
Figura 3.1: Diagrama de blocos dos controladores de potência.	41
Figura 3.2: Esquema da primeira abordagem do DVC.	43
Figura 3.3: Esquema de controle da segunda abordagem VDC. (a) Curva característica da tensão CC em função da potência ativa. (b) Diagrama de blocos da estratégia de controle.	45
Figura 3.4: Representação simplificada da conexão de um VSC com uma rede elétrica fraca.	45
Figura 3.5: Controle de tensão CA para redes elétricas fracas.....	47
Figura 3.6: Controle de tensão CA para redes elétricas passivas ou redes ativas modeladas como fontes de corrente.....	47
Figura 3.7: Esquemas dos laços de controle de corrente.	48
Figura 3.8: Circuito simplificado do HVDC-VSC no eixo dq ao considerar o controlador de corrente.	48
Figura 3.9: Diagrama de blocos do PLL tipo q.	50
Figura 3.10: Laço de controle da potência ativa.....	52
Figura 3.11: Controle primário do controle VDC.	53
Figura 3.12: Controle primário do controle VDC.	53
Figura 3.13: Laço de controle de tensão CA para cargas passivas.....	53
Figura 3.14: Laço de controle de tensão CA para redes fracas.	54
Figura 3.15:Esquema de controle do terminal 1, conectado ao SIN.	56

Figura 3.16: Esquema de controle do terminal 2 (fazenda eólica) e terminal 3 (carga).	57
Figura 3.17: Esquema de controle do terminal 4, ponto de geração offshore.	58
Figura 4.1: Eventos considerados no teste #1: Mudança da potência eólica, partida direta de motor de grande porte e controle do valor eficaz da tensão na rede fraca.	63
Figura 4.2: Perfil da velocidade do vento.	63
Figura 4.3: Potência ativa em cada terminal da rede MTDC.	65
Figura 4.4: Tensão CC perto dos capacitores de cada terminal.	65
Figura 4.5: Correntes CC no conversor do terminal 1.	66
Figura 4.6: Potência reativa em cada terminal da rede MTDC.	67
Figura 4.7: Valor eficaz da tensão CA na plataforma.	67
Figura 4.8: Controle da tensão CA através da compensação de potência reativa.	68
Figura 4.9: Tensão CA na plataforma.	69
Figura 4.10: Conteúdo harmônico da tensão CA na plataforma.	69
Figura 4.11: Tensão CC e potência ativa da fazenda eólica.	70
Figura 4.12: Tensão CA do conversor ligado na fazenda eólica.	70
Figura 4.12: Eventos considerados no teste #2: Curto-circuito trifásico no terminal 1.	72
Figura 4.13: Potências da rede MTDC, curto-circuito trifásico.	73
Figura 4.14: Tensão CA no conversor do terminal 1.	74
Figura 4.15: Tensão CC do sistema MTDC durante o curto-circuito.	75
Figura 4.16: Correntes de Curto-Circuito no terminal 1.	76
Figura 4.17: Grandezas no terminal 4 durante o curto-circuito e a desconexão do terminal 1.	76
Figura 4.18: Eventos considerados no teste #3: Curto-circuito monofásico no terminal 1.	77
Figura 4.19: Potências do sistema MTDC, Curto-circuito Monofásico.	78
Figura 4.20: Tensão CC do sistema MTDC-Curto-circuito Monofásico.	78
Figura 4.21: Grandezas do terminal conectado à rede fraca.	79
Figura 4.22: Correntes trifásicas da rede forte e do terminal 1, curto-circuito monofásico.	80
Figura 4.23: Tensões CA do terminal 1, curto-circuito monofásico.	80
Figura 4.24: Eventos considerados no teste #4, curto-circuito monofásico na carga.	81
Figura 4.25: Potências da rede MTDC, curto-circuito monofásico na carga.	82
Figura 4.26: Tensões CC da rede MTDC, curto-circuito monofásico carga.	83
Figura 4.27: Potências reativas da rede MTDC, curto-circuito monofásico na carga.	83
Figura 4.28: Correntes na saída do terminal, curto-circuito monofásico na carga.	84
Figura 4.29: Correntes da carga, curto-circuito monofásico.	85
Figura 4.30: Velocidade e tensão CA da carga motórica, curto-circuito monofásico na carga.	85
Figura A.1: Relação entre os eixos de referência naturais (a-b-c) e ortogonais (α - β).	93
Figura A.2: Representação do vetor espacial nos referenciais dq .	94

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Projetos com tecnologia HVDC VSC.	13
Tabela 2.1: Dados do Cabo HVDC, tomado de <i>HVDC Ligth® Cables</i> [45].	25
Tabela 2.2: Parâmetros do cabos HVDC, tomada de [49].	26
Tabela 2.3: Parâmetros do cabo CC modelo π	27
Tabela 2.4: Parâmetros da rede forte.	28
Tabela 2.5: Parâmetros da rede fraca.	29
Tabela 2.6: Parâmetros da turbina eólica [55].	33
Tabela 2.7: Características do cabo submarino [56].	34
Tabela 2.8: Parâmetros do controle da fazenda eólica.	35
Tabela 2.9: Parâmetros da carga fixa, Modelo de impedância constante.	38
Tabela 2.10: Parâmetros da carga motórica.	38
Tabela 2.11: Parâmetros do motor de indução (gaiola de esquilo).	38
Tabela 2.12: Parâmetros do sistema VSD equivalente.	39
Tabela 4.1: Bases do sistema.	60
Tabela 4.2: Parâmetros gerais e comuns.	60
Tabela 4.3: Parâmetros do terminal 1.	61
Tabela 4.4: Parâmetros do terminal 2.	61
Tabela 4.5: Parâmetros do terminal 3.	61
Tabela 4.6: Parâmetros do terminal 4.	62
Tabela 4.7: Sequencia dos eventos na rede MTDC- Teste 1.	63
Tabela 4.8: Sequência dos eventos na rede MTDC- Teste 2.	71
Tabela 4.9: Sequência dos eventos na rede MTDC-Teste 3.	77
Tabela 4.10: Sequência dos eventos na rede MTDC-Teste 4.	82

Lista dos símbolos

U_{cc}	Tensão CC do VSC
U_{cc}^{ref}	Tensão CC de referência do VSC
U_a	Tensão no lado CA do VSC monofásico
V_k, δ_k	Magnitude e ângulo da tensão de saída do VSC trifásico da Figura 1.3
V_s, δ_s	Magnitude e ângulo da tensão no PCC da Figura 1.3
X_l	Impedância entre a V_k e V_s
P, Q	Potência ativa e reativa no PCC da Figura 1.3
I_s	Corrente de saída no lado CA do VSC da Figura 1.3
i_{cc}	Corrente contínua de saída do VSC
C_{dc}	Capacitância do VSC
S_N	Potência nominal do conversor
U_{ccN}	Tensão CC nominal do VSC
C_f	Capacitância do filtro CA de segundo ordem
L_f	Indutância do filtro CA de segundo ordem
R_f	Resistência do filtro CA de segundo ordem
n	Número do harmônico da frequência de corte
ω_e	Frequência da rede CA em radianos
Q_q	Fator de qualidade do filtro
V_{ll}	Tensão eficaz de linha
Z_{filtro}	Impedância do filtro CA de segundo ordem
ω_r	Frequência de ressonância do filtro CA
P_{cc}	Potência ativa de saída do VSC
U_{queda}	Queda de tensão no cabo
V_{ca}	Tensão de linha no PCC
$V_{ca_{ref}}$	Tensão de linha no PCC de referência
Z_{ca}	Impedância de Thévenin da rede a ser ligada no PCC
P_W	Energia mecânica capturada pela turbina eólica

ρ	Densidade do ar
r	Raio da turbina eólica
V_w	Velocidade do vento
C_p	Coefficiente de potência da turbina
U_{ccw}	Tensão CC no conversor do modelo equivalente da fazenda eólica
$U_{ccw-ref}$	Tensão CC de referencia no conversor do modelo equivalente da fazenda eólica
P_{ref}	Potência ativa de referencia no controle de potência
Q_{ref}	Potência reativa de referencia no controle de potência
i_α, i_β	Correntes de saída no VSC no eixo $\alpha\beta$
$i_{\alpha ref}, i_{\beta ref}$	Correntes de saída no VSC no eixo $\alpha\beta$ de referência
i_d, i_q	Correntes de saída no VSC no eixo dq
$i_{d ref}, i_{q ref}$	Correntes de saída no VSC no eixo dq de referência
V_{sd}, V_{sq}	Tensão CA de saída no PCC no eixo dq
$V_{d ref}, V_{q ref}$	Tensão CA de saída no PCC no eixo dq de referência
i_{min}, i_{max}	Correntes máximas e mínimas de saída no controle de Potência
R_d	Resistência virtual CC (controle VDC)
k_p, k_i	Constante do Controlador PI
ρ_{cc}	Inclinação da curva característica U_{cc} contra Potência
τ_i	Constante de tempo equivalente
f_s	Frequência de chaveamento

Lista das Abreviações

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações da Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CSC	Current Sourced Converter
EMTDC	Electromagnetic Transients including DC
GWEC	Global Wind Report
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBTs	Insulated Gate Bipolar Transistors
MTDC	Multi-Terminal Direct Current
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCC	Ponto de Conexão Comum
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PI	Proporcional Integral
PLL	Phase Locked Loop
PSCAD	Power System Computer Aided Design
PWM	Pulse Width Modulation
SCL	Short-Circuit Level
SCR	Short-Circuit Ratio
SIN	Sistema Interligado Nacional
VDC	Voltage Droop Control
VMC	Voltage Margin Control
VSC	Voltage Sourced Converter

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

No contexto econômico e energético atual, o petróleo e o gás natural têm se estabelecidos como elementos imprescindíveis para a conservação do estilo de vida da sociedade atual. Graças às reservas petrolíferas recém-descobertas no Brasil, o país projeta-se como aquele com maior crescimento de produção dentre os países fora da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) para um horizonte até o ano 2030 [1]. Contudo, devido ao acelerado crescimento do consumo destes combustíveis fósseis a nível mundial, os índices de contaminação ambiental e as mudanças climáticas são cada vez mais preocupantes. Desta maneira, este vantajoso panorama petrolífero vai em direção contrária às políticas energéticas internacionais atuais, as quais promovem a diminuição do consumo de combustíveis fósseis. É válido esperar que no futuro, as políticas de controle de emissões de CO₂ sejam cada vez mais severas, sendo este um motivo relevante para buscar o desenvolvimento de fontes de energia renováveis.

Por outro lado, a economia brasileira continua crescendo e, com ela, a demanda de energia elétrica aumenta 6 GW anualmente [2]. Desta maneira, investir no desenvolvimento de usinas de geração de energia a partir de fontes alternativas é um tópico de alta importância para o país. Neste contexto, a energia produzida a partir dos ventos se apresenta como uma das fontes de energia limpa e renovável mais promissora, com um aumento mundial de 40 GW de capacidade instalada no ano 2011, maior do que qualquer outro tipo de energia renovável [3]. O Brasil é um país privilegiado em matéria de recursos eólicos, onde a costa brasileira destaca-se pelo seu grande potencial, superior ao estimado para a área continental do país [4]. Este argumento e o fato de que as principais reservas brasileiras de petróleo estão localizadas na região marítima ao sudeste do país, onde por sua vez está concentrado o principal centro de consumo, tanto de derivados do petróleo, quanto de energia elétrica [1]; vislumbram-se a possibilidade de uma rede elétrica, em que, fazendas eólicas *offshore* e outros sistemas *offshore* como plataformas de petróleo e gás estejam

conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Uma rede deste tipo constitui uma solução inovadora e ambientalmente amigável no fornecimento de energia para plataformas petrolíferas, assim como na geração de energia elétrica. Este tipo de conexão pode ser levado a cabo por meio de um esquema de transmissão em corrente contínua multiterminal – MTDC (*Multiterminal Direct Current*) [5], na qual um conjunto de três ou mais conversores são utilizados para criar uma rede CC que permita a transmissão de potência para distâncias longas de uma forma tecnicamente confiável e flexível [6].

Neste contexto, este trabalho apresenta o estudo da viabilidade técnica de uma rede HVDC multiterminal de quatro terminais. Esta rede representa a interconexão de fazendas eólicas e outros sistemas offshore, como plataformas de extração de óleo, com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.2 Identificação do Problema

O consumo médio de energia elétrica em uma plataforma marítima de produção de hidrocarbonetos moderna está em torno de 80 MVA para produzir 180 mil barris de petróleo por dia (mbp/d) [7]. Para as plataformas marítimas da Petrobras, o fornecimento desta energia elétrica é feito na maioria dos casos, mediante a utilização de motores a DIESEL e/ou turbinas geradoras a gás; estas últimas aproveitam o gás do mesmo reservatório de produção (que em algumas situações é de difícil transporte) para fornecer a energia elétrica necessária para a extração do óleo. Não obstante, em algumas plataformas não existe a possibilidade de usar este recurso para geração, ou as reservas de gás da região diminuem significativamente mais rápido do que as reservas de petróleo. A baixa produção de gás pode acarretar baixos níveis de geração e sérias contingências na produção. A bacia de Campos, no litoral brasileiro, tem alguns campos petrolíferos com índices muito baixos de reservas de gás natural, entre eles estão os campos Papa-terra e Maromba, os quais têm reservas de petróleo projetadas para até 25 anos, porém suas reservas de gás são estimadas para apenas 4 anos [8]. Esta situação tem suscitado o interesse na pesquisa de alternativas para o fornecimento de energia elétrica nas plataformas, alternativas que satisfaçam os requerimentos técnicos, econômicos e ambientais. A Petrobras não é indiferente a este interesse. Uma possível solução consiste no fornecimento de energia elétrica para a plataforma diretamente da rede elétrica nacional, numa rede que permita também a interconexão de uma fazenda de geração eólica *offshore*. Este tipo de rede *offshore* constitui uma solução inovadora

e ambientalmente amigável e ainda, facilita a integração de fazendas eólicas *offshore* na matriz energética do país e o aproveitamento dos recursos da região. Neste cenário o tipo de conexão utilizada poderia ser levado a cabo mediante um esquema de transmissão em corrente contínua multiterminal – MTDC, descrito na seção 2.1 deste trabalho.

Se, finalmente, um campo petrolífero localizado nas proximidades da rede elétrica *offshore* apresentasse grandes reservas de gás, seria possível dispensar da construção de um gasoduto até o litoral e utilizar a energia do gás de forma elétrica, para ser transportada mediante sua interconexão na rede mencionada. Desta forma a rede *offshore* estaria conformada por um terminal de carga (plataforma petrolífera), um terminal de geração intermitente (fazenda eólica), uma rede fraca (geração a gás) e uma rede forte (interconexão com o SIN). Neste contexto, o problema abordado no presente trabalho consiste no estudo e análise das estratégias de controle que permitam o correto funcionamento do sistema MTDC de quatro terminais mencionado tanto em condições normais de operação quanto em falhas.

1.3 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é avaliar, sob o ponto de vista elétrico, o funcionamento da rede HVDC Multiterminal (MTDC) *offshore* baseada em conversores VSC mostrada na Figura 1.1 com o uso de um esquema de controle baseado no *Voltage Droop Control* (VDC). Como mencionado anteriormente, esta rede tem como propósito fornecer a potência requerida por uma carga *offshore* a partir da ligação de uma fazenda eólica, uma usina de geração a gás e o SIN. Uma interconexão como a anteriormente mencionada, pode resultar em aumento de confiabilidade no fornecimento de energia ao sistema elétrico da plataforma petrolífera, melhor aproveitamento dos recursos naturais regionais, facilidade na interligação de fontes intermitentes de energia no SIN e redução das emissões de CO₂ [9].

Além das estratégias de controle implementadas no sistema, que são descritas no capítulo 3, este trabalho contempla a modelagem de todos os elementos que compõem o sistema de potência da Figura 1.1. Desta maneira no capítulo 2 são descritos os principais componentes da rede MTDC.

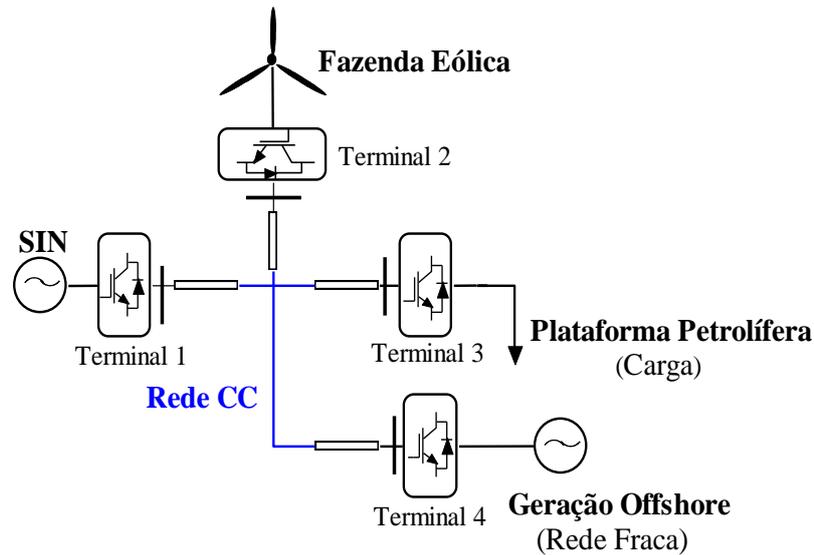


Figura 1.1: Sistema HVDC Multiterminal Proposto.

1.3.1 Contribuição do Trabalho

Esta dissertação visa contribuir no estudo de sistemas de transmissão de corrente contínua de múltiplos terminais em alta tensão baseados em conversores VSC. Para isto, é proposto um esquema de controle VDC – *Voltage Droop Control*, que permite compartilhar o controle da tensão no elo CC entre dois ou mais terminais que estão ligados a subsistemas com características elétricas diferentes, ou até isolados entre si.

Tradicionalmente a estratégia de controle VDC, que permite que dois ou mais terminais participem simultaneamente no controle da tensão CC, é utilizada em terminais com características elétricas iguais ou muito similares [10]. Nesse caso o mesmo esquema de controle é usado para todos os terminais com função Droop. No entanto, no presente trabalho foi proposto o uso de um terminal conectado a uma rede forte e de outro terminal conectado a uma rede fraca e não sincronizado com aquela rede, para comandar o valor da tensão CC. Isto aumentou a estabilidade e a confiabilidade do sistema estudado no presente trabalho, e pode ser expandido para outros sistemas de maior escala, eliminando a limitação de que unicamente sistemas idênticos possam trabalhar no controle da tensão CC através da estratégia de controle VDC. Para realizar o esquema de controle proposto, dois enfoques diferentes do controle VDC foram utilizados. A descrição desta estratégia de controle é apresentada com detalhe na seção 3.2.

1.4 Energia Eólica no Brasil e sua Interconexão através de Sistemas HVDC

A energia dos ventos tem sido utilizada há milhares de anos para diferentes aplicações, principalmente para realizar trabalhos mecânicos, porém foi só depois da crise internacional do petróleo da década dos anos setenta que houve investimentos suficientes para viabilizar a pesquisa e o desenvolvimento em escala comercial de equipamentos que utilizam o vento para a geração de energia elétrica. No ano 1997 foram introduzidas comercialmente as turbinas eólicas de 1 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte [11].

Segundo o Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [12], a participação da energia eólica na matriz elétrica brasileira tem aumentado significativamente nos últimos anos. Desde os leilões de energia elétrica do ano 2009, a indústria brasileira continua aumentando o investimento em tecnologia própria para a produção dos equipamentos requeridos na geração de energia eólica, de tal forma que para o 2013 o Brasil conseguiu atingir uma capacidade de fabricação anual equivalente a 2 GW [2]. Segundo o relatório anual do *Global Wind Report GWEC* em [2], a potência instalada no Brasil aumentou de 325,6 MW (no ano 2010) para 2.770 MW (em janeiro do ano 2013). Esta última potência representa aproximadamente o 2% do consumo nacional de energia elétrica.

A inserção da energia eólica na matriz energética brasileira ficou consolidada pela expressiva contratação de 2.905 MW nos leilões de empreendimentos de energia eólica organizados pela ANEEL no ano 2011, superior aos 2GW esperados [13]. Nestes leilões a energia eólica ficou R\$20,5/MWh mais barato do que a geração a gás, comprovando que a energia eólica pode competir diretamente no mercado energético contra a energia a gás [2][14]. Este argumento é apoiado pela Associação Brasileira de Energia que acredita que a energia eólica se firmou definitivamente como a segunda fonte mais competitiva do país [13]. Finalmente, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2021), apresentado em [15], propôs como meta atingir 16 GW de capacidade de geração eólica instalada para o ano 2021, o que representaria 9% do consumo nacional.

Contudo, o condicionamento de uma grande área para a montagem de um parque eólico limita as oportunidades de sua instalação em terra firme (*onshore*), e aquece o interesse no projeto e desenvolvimento de parques eólicos em mar aberto (*offshore*),

onde os maiores custos são de transporte, instalação e manutenção, que podem ser compensados pelo potencial eólico normalmente superior [16]. No Brasil, a média da velocidade do vento é de 7 m/s no litoral próximo à costa de São Paulo e de 12 m/s na região próxima à costa de Sergipe e Alagoas. Estes indicadores são de fato muito positivos já que representam um grande potencial para a geração de energia no litoral brasileiro, chegando a 57 GW em uma distância da costa de até 10 km, e de 514 GW em até 100 km de distância [4].

Como mencionado anteriormente, quanto maior for a distância da usina eólica à costa, maior será o potencial eólico. Para transmitir a energia das turbinas eólicas por longas distâncias podem ser utilizados sistemas de transmissão tanto em alta tensão em corrente alternada (HVAC), quanto em alta tensão em corrente contínua (HVDC). Apesar de que na grande maioria de sistemas de transmissão terrestres é utilizada a conexão CA, esta pode trazer maiores custos quando as distâncias de transmissão são bastante elevadas, tendo como consequência linhas com grandes correntes capacitivas, que implicam a necessidade de elevados níveis de compensação reativa. Por outro lado, no caso específico de fazendas eólicas, num sistema de transmissão CA a rede está acoplada diretamente às turbinas o que pode ocasionar inconvenientes na turbina sob condição de falha na rede e vice versa [17]. Em geral, a transmissão em corrente contínua HVDC resulta mais adequada, técnica e economicamente, do que uma rede de transmissão CA equivalente, para altos níveis de potência em linhas de transmissão subterrâneas ou submarinas com distâncias superiores a 150 km [18].

Contudo, um problema da conhecida transmissão ponto a ponto HVDC, em contraste com a transmissão MTDC, é sua baixa confiabilidade em caso de falhas, onde os dois terminais devem ser desligados para remover a falha, zerando o fluxo de potência na rede CC [19]. Uma alternativa, que apresenta grande potencial na interconexão entre parques eólicos e sistemas *offshore*, como plataformas petrolíferas, com o Sistema Interligado Nacional (SIN) é a transmissão em corrente contínua multiterminal (MTDC) [5], na qual um conjunto de três ou mais conversores são utilizados para criar uma rede CC que permite a transmissão de potência para distâncias longas de uma forma tecnicamente mais confiável e flexível do que a transmissão ponto a ponto [6].

1.5 Background HVDC

O avanço na tecnologia dos dispositivos semicondutores e dos seus sistemas de controle tem possibilitado o desenvolvimento de novas aplicações na eletrônica de potência. Uma das principais aplicações nos sistemas de potência é a transmissão em corrente contínua HVDC (*High Voltage Direct Current*) baseado em VSC (*Voltage Sourced Converter*) [19].

Nos estágios iniciais, a transmissão em corrente contínua HVDC era feita através válvulas de mercúrio, as quais, com o progresso da eletrônica de potência foram substituídas pelas válvulas tiristorizadas. O HVDC baseado em tiristor, atualmente conhecido como HVDC clássico, permite a transmissão de grandes montantes de energia para longas distâncias, pode ser usado para interligar dois sistemas CA assíncronos sem um aumento da potência de curto-circuito, devido sua interligação [19]. Apesar das virtudes anteriormente descritas, o HVDC clássico não possibilita a interligação e suprimento de cargas puramente passivas, limitando seu uso a aplicações em interligações entre redes contendo cargas e gerações (redes ativas) em ambos os lados. Diante deste cenário, a transmissão HVDC baseada em VSC é considerada como uma solução tecnicamente viável na hora de eliminar as desvantagens do HVDC clássico, podendo ainda fornecer controles independentes para o suprimento de energia e suporte de reativos.

A tecnologia HVDC-VSC apresenta como principal vantagem sob a HVDC clássica, a capacidade de permitir um controle rápido e independente do fluxo de potência ativa e reativa. Outras vantagens dos sistemas baseados em VSC são sua capacidade de reenergização em *blackstart* (ausência de geração do lado CA), filtros mais compactos e comutação livre de falha, além de não ser imprescindível a comunicação entre terminais e permitir a inversão do fluxo de potência sem que seja necessário mudar a polaridade da tensão do elo CC [20].

Uma rede HVDC-VSC torna-se adequada para distâncias de transmissão longas (maiores que 150 km), onde uma rede de transmissão CA apresenta maior custo e maiores perdas de potência do que a sua equivalente solução em CC [21]. Em comparação com os sistemas CA, os sistemas HVDC-VSC apresentam algumas vantagens entre as que se destacam:

- Cabos submarinos ou subterrâneos sem limite teórico de distância máxima.

- Imunidade diante oscilações de impedância, frequência, ângulo e/ou tensão do sistema CA interligado.
- Permite um amortecimento positivo das oscilações eletromecânicas mediante um controle rápido e preciso do fluxo de energia no elo CC.
- Os sistemas HVDC facilitam a interligação de fontes de energia renováveis, distantes do centro de consumo, à rede elétrica nacional. No caso de fazendas eólicas podem ainda ajudar a resolver problemas como a cintilação de tensão.
- Um sistema HVDC *onshore* requer torres de transmissão mais compactas e um menor número de feixes de cabos do que seu equivalente em CA.

Considerando as características mencionadas, o HVDC-VSC facilita a transmissão em corrente contínua multiterminal (MTDC) [22], na qual um conjunto de três ou mais conversores são utilizados para criar uma rede CC que permite a transmissão de potência de uma forma tecnicamente mais confiável e flexível do que a transmissão ponto a ponto [6]. A Figura 1.2 mostra alguns dos sistemas que uma rede HVDC-VSC permite interligar.

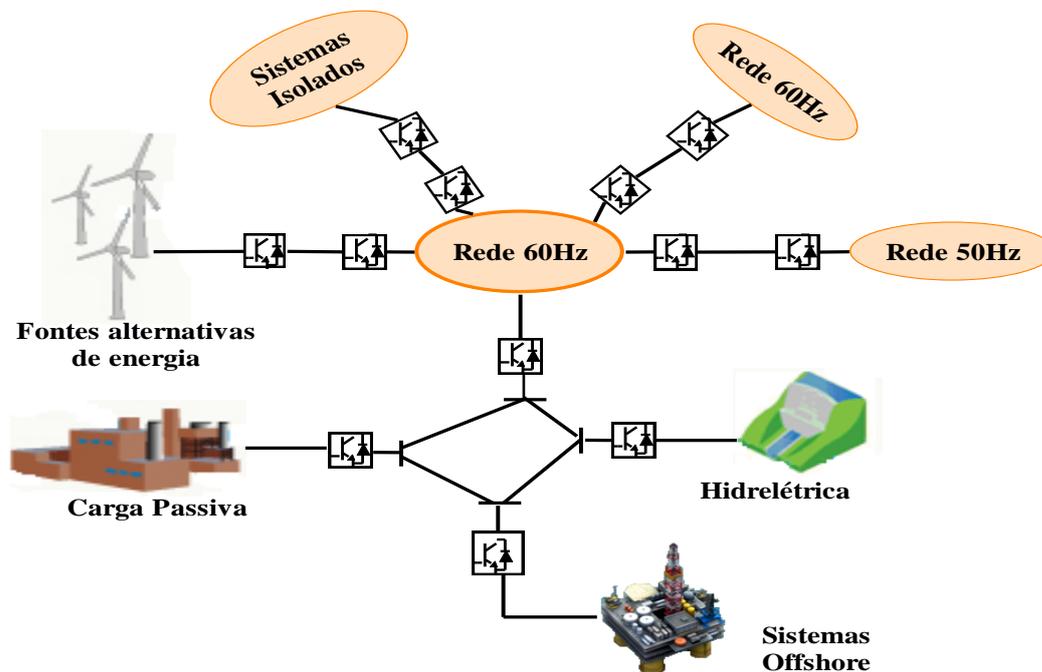


Figura 1.2: Sistemas interligados através dos sistemas HVDC-VSC.

1.5.1 Funcionamento do HVDC-VSC

Os conversores *Voltage Sourced Converter* – VSC são conversores CA/CC baseados em dispositivos semicondutores com capacidade de condução e de bloqueio controlável. Os dispositivos semicondutores mais comumente utilizados nos VSCs

para aplicações de média e alta potência são os IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*). Estas chaves são completamente controláveis e permitem frequências de chaveamento elevadas, comumente utilizados em conversores com chaveamento de até 15 kHz [23].

O chaveamento dos VSC é usualmente feito por meio de uma técnica de modulação de largura de pulso (PWM - *Pulse Width Modulation*) [24]. Um VSC tem dois modos de operação, como retificador e como inversor. Diferentemente dos conversores alimentados por fonte de corrente, CSC (*Current Sourced Converter*), baseados geralmente em tiristores, o VSC mantém fixa a polaridade da tensão CC em ambos os modos de operação [20]. Um sistema de corrente contínua HVDC-VSC ponto a ponto consiste em dois conversores trifásicos conectados ao mesmo elo CC através de uma linha de transmissão como se apresenta na Figura 1.3, onde um dos conversores funciona como retificador e o outro como inversor.

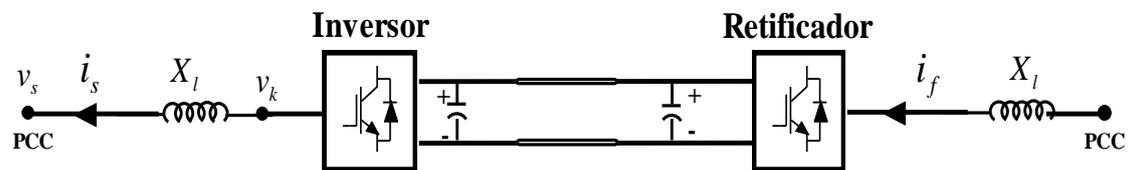


Figura 1.3: Representação de um sistema HVDC-VSC.

Segundo a expressão (1.1) a potência que flui num conversor da rede HVDC é considerada positiva quando a corrente vai do lado CC para o lado CA (modo inversor) e negativa se a direção da corrente a é do lado CA para o lado CC (modo retificador). Devido à flexibilidade que o VSC possui, ele é capaz de controlar o fluxo de potência, a tensão CA, ou a tensão CC individualmente para diferentes tipos de cargas como já foi mencionado anteriormente. Estes controladores são abordados no Capítulo 3.

A potência ativa que flui do conversor para a fonte pode ser descrita como em [25]:

$$P = \frac{|V_k||V_s|}{X_l} \sin(\delta_k - \delta_s), \quad (1.1)$$

e a potência reativa como:

$$Q = \frac{V_s^2}{X_l} - \frac{|V_s||V_k|}{X_l} \cos(\delta_k - \delta_s). \quad (1.2)$$

1.6 Sistemas HVDC-Multiterminal baseados em VSC

Um sistema HVDC Multiterminal (MTDC) consiste num sistema de transmissão em corrente contínua, composto por três ou mais terminais. Existem diversas topologias para a conexão dos conversores que compõem a rede CC, como mostrado em [26]. Uma das configurações mais comumente usadas no desenvolvimento de redes MTDC é a configuração simétrica monopolar [26], onde os terminais da rede estão conectados em paralelo a um mesmo elo CC, como se apresenta na Figura 1.4. Uma das vantagens de um sistema multiterminal em relação aos sistemas ponto a ponto convencionais é que eles não são tão severamente afetados pelas falhas. Em situação de falha é esperado que somente seja interrompido o intercambio de energia entre os terminais sob falha, em outras palavras, se a tensão no elo CC mantém sua estabilidade ante um evento, os terminais são capazes de continuar em operação normal. Na topologia em paralelo cada conversor é controlado por uma lógica ou estratégia de controle local e independente.

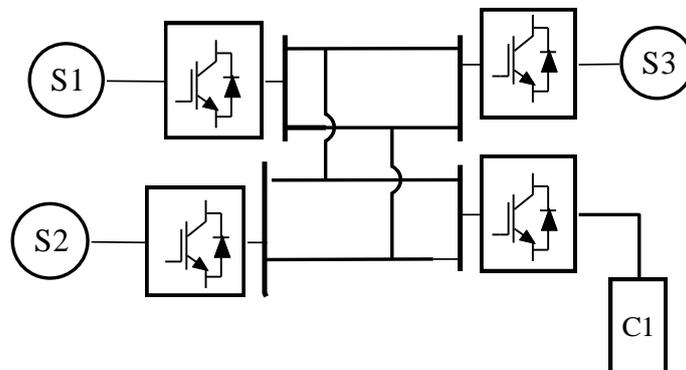


Figura 1.4: Sistema MTDC em paralelo de quatro terminais baseado na conexão simétrica monopolar.

O controle de um sistema MTDC é uma extensão do controle presente num sistema HVDC-VSC ponto a ponto, onde a principal variável de controle é a tensão do elo CC (sem um adequado nível de tensão no elo CC comum, nenhum dos outros controladores pode funcionar corretamente) [27]. Existem várias abordagens para o controle da tensão CC, no controle denominado *master-slave control* ou mestre-escravo [28] um terminal é encarregado de controlar a tensão do elo CC enquanto os demais terminais controlam localmente seu fluxo de potência. Este tipo de controle é feito através de um controlador PI, como se mostra na Figura 1.5. Nesta estrutura é comparada a tensão de referência do elo CC com o valor atual instantâneo desta tensão e a saída do controlador representa a referência de corrente no eixo d síncrono ($i_{d_{ref}}$).

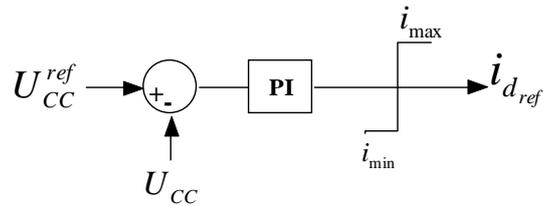


Figura 1.5: Controle PI da Tensão CC (*Master-Slave*).

No controle mestre-escravo o terminal mestre deve permanecer sempre conectado à rede CC, já que é o único encarregado do controle da tensão CC. No caso de perturbações como desconexão ou curto-circuito no terminal mestre, a rede apresentará sobretensões ou grandes quedas na tensão devido à falta de regulação ocasionando a perda da estabilidade do sistema.

Com o objetivo de ter um sistema mais confiável, uma versão modificada do controle mestre-escravo foi proposta em [29], denominada *Voltage Margin Control* (VMC). O princípio desta estratégia continua sendo o de atribuir a tarefa de controle da tensão CC a um único terminal, que agirá no sistema como barra *slack*¹ assumindo as variações de potência. Porém neste caso não existe um terminal mestre estabelecido, mas qualquer conversor tem a capacidade de operar no modo de controle de potência ou no modo de regulação da tensão do elo CC, segundo os limites de potência do terminal e de uma coordenação pré-estabelecida entre os terminais. Um conversor operando como regulador da tensão CC tem um limite superior e inferior de potência que pode suportar; se algum destes limites é superado, o conversor deixa de controlar a tensão CC e começa a entregar potência constante, como se mostra na curva característica da Figura 1.6. Nesse instante outro conversor adota a responsabilidade do controle da tensão CC. Esta estratégia de controle não precisa comunicação entre os terminais da rede, no entanto, é importante uma medição constante do nível de tensão CC em todos os terminais.

¹ Também denominada swing

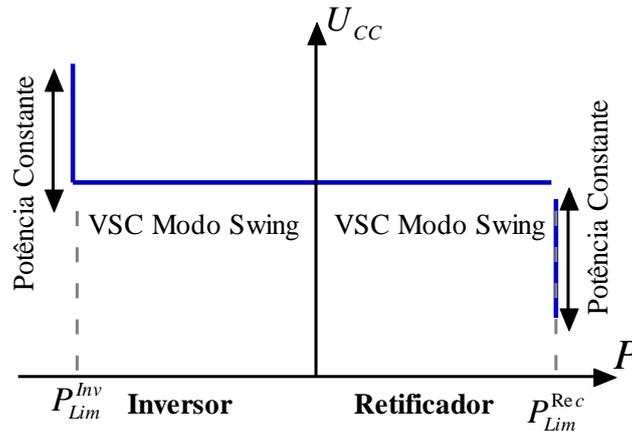


Figura 1.6: Curva característica $P - U_{cc}$ (*Voltage Margin Control*).

A coordenação da estratégia de VMC é efetuada estabelecendo um valor diferente de tensão de referência em cada terminal, proporcionando assim certa margem de tensão entre um nível e o próximo. O ponto de operação é dado no instante em que a seguinte relação for satisfeita:

$$P_1 + P_2 + P_3 \dots + P_n = 0. \quad (1.3)$$

Apesar da redundância na estratégia de controle, esta apresenta a desvantagem de ter muitos pontos de referência no controle local de cada terminal. Isto ocasiona que a correta seleção do ponto de operação se complique numa rede MTDC com vários terminais usando VMC.

Uma estratégia de controle que vem ganhando bastante atenção nas redes MTDC é o *Voltage Droop Control (VDC)* [30][31], cujo princípio de operação é similar ao controle *Droop* de frequência ou *Frequency Droop Control* [25] nos geradores dos sistemas CA. Numa rede CA a variável comum para todos os elementos é a frequência do sistema, que é controlada por um grupo de geradores de forma simultânea. Analogamente, para um sistema MTDC em paralelo a variável comum dos terminais é a tensão do elo CC. Com o uso da estratégia VDC, dois ou mais terminais podem participar simultaneamente no controle da tensão CC, e, portanto, compartilhar a tarefa do balanço de potência na rede CC.

Num sistema MTDC em que seja implementada a estratégia de controle *Voltage Droop* é possível manter a estabilidade da rede em situações nas que se apresentem grandes perturbações em um dos terminais encarregados do controle CC, inclusive durante uma eventual desconexão deste terminal. Característica que aumenta a estabilidade e confiabilidade global do sistema. Contudo, a literatura mostra estudos

com o uso desta estratégia de controle aplicada usualmente em sistemas multiterminais, onde os terminais com controle VDC possuem potências de curto circuito iguais ou similares [32][17][33].

1.6.1 Projetos Referência dos Sistemas HVDC

As aplicações da tecnologia HVDC-VSC têm se espalhado através do mundo permitindo uma transmissão eficiente de grandes pacotes de energia através de quilômetros de distância. A seguir são apresentados alguns dos projetos desenvolvidos com esta tecnologia [34]:

Tabela 1.1: Projetos com tecnologia HVDC VSC.

NOME DO PROJETO	DETALHES	POTÊNCIA E TENSÃO CC	DISTANCIA DE CABO (km)
East-West Interconector, 2012	Interliga as redes elétricas de Irlanda e Gales	500 MW ± 200kV	186 km submarinos e 75 km subterrâneos
BorWin1,2012	Interliga a fazenda eólica BorWin1 com a rede elétrica de Alemanha	400 MW ± 150 kV	125 km submarinos + 75 km subterrâneo
Estlink, 2006	Interliga as redes elétricas de Estônia-Finlândia	350 MW ± 150 kV	148 km (2x74) submarino e 62 km (2x31) subterrâneo
Valhall, 2010	Conexão entre a rede elétrica de Noruega e plataforma Valhall	78 MW ±150 kV	292 km
DolWin1,2013	Conexão de fazendas eólicas com a rede elétrica da Alemanha	800 MW ±320 kV	2x75 km submarino 2x90 subterrâneo
Dolwin2, 2015		900 MW ±320 kV	2x45 km submarino 2x90 km subterrâneo
Murraylink,2002	Interliga a região de Riverland em South Austrália e a região de Sunraysia em Victoria	220MW ±150 kV	2 x 180 km subterrâneo
NorNed, 2008	Interliga Noruega e Holanda com cabos submarinos	700 MW ±450 kV	580 km

1.7 Trabalhos Publicados

Do desenvolvimento do presente trabalho de investigação, foram submetidos e aprovados os seguintes artigos acadêmicos:

- “Uma Rede HVDC Multiterminal para a Interligação de Parques Eólicos e Sistemas Offshore” no 7º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Aracaju, Sergipe. Outubro, 2013.

- “*Rede HVDC Multiterminal para a Interligação de Parques-Eólicos, Sistemas Offshore e a Rede Elétrica*” no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE 2014. Foz de Iguaçu, Paraná. Abril, 2014.

1.8 Estrutura do Texto

O presente trabalho está composto por 5 capítulos incluindo a introdução onde é feito um background dos conversores VSC, a tecnologia HVDC e o avanço da geração de energia eólica no Brasil; neste primeiro capítulo também é descrito o objetivo do trabalho e é apresentada uma descrição rápida da rede MTDC utilizada no estudo.

No capítulo 2 é definida a topologia da rede HVDC-VSC Multiterminal, são descritos os principais elementos que constituem o conversor e é apresentada a modelagem de todos os componentes conectados aos terminais da rede, incluindo o controle local da fazenda eólica. No capítulo 3 é descrita e analisada a estratégia de controle desenvolvida para cada um dos terminais da rede MTDC. No capítulo 4 são apresentadas as considerações para os casos de estudos, e são apresentadas as análises dos resultados obtidos mediante o uso da ferramenta PSCAD/EMTDC. O capítulo 5 conclui o trabalho e apresenta as recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Modelagem da Rede HVDC Multiterminal

Na Figura 2.1 é apresentada a topologia da rede HVDC Multiterminal utilizada neste estudo. Nesta configuração é considerado que em cada terminal da rede é conectado um conversor VSC de dois níveis com chaveamento PWM seno-triângulo [24], no qual cada chave é modelada como um IGBT de alta capacidade de potência. Como mostra a figura, a configuração consiste em quatro terminais conectados em paralelo através de um mesmo elo CC. O ponto de conexão dos quatro segmentos da rede CC é feito numa subestação localizada em terra, a uma distância de 3 km do terminal 1. Os cabos CC utilizados nesta rede são modelados em PSCAD através da definição dos parâmetros físico e elétricos dos mesmos, por exemplo, o diâmetro do cabo, o tipo de condutor, o tipo de isolamento entre outros, tal como será mostrado na seção 2.2.

Os terminais da rede MTDC são descritos a seguir:

- Terminal 1: Conectado a um ponto do SIN, que é representado pelo seu equivalente de Thévenin no Ponto de Conexão Comum (PCC). A distância do cabo CC que interliga este terminal com o nó central é 3 km, como mencionado anteriormente.
- Terminal 2: Conectado a uma fazenda eólica offshore com capacidade de geração de 250 MW. A distância entre este terminal e o nó central é 120 km.
- Terminal 3: Conectado em uma plataforma de produção de petróleo com uma carga pico de 75 MW. Localizado a 147 km da subestação de conexão CC.
- Terminal 4: Conectado a um ponto de geração a gás *offshore* modelado como uma rede fraca, por outras palavras, é utilizado um equivalente de Thévenin com uma impedância serie consideravelmente maior do que a usada para o terminal 1, com uma potência de geração de 80 MW. Assim como no caso anterior, este terminal está localizado a 147 km da subestação CC.

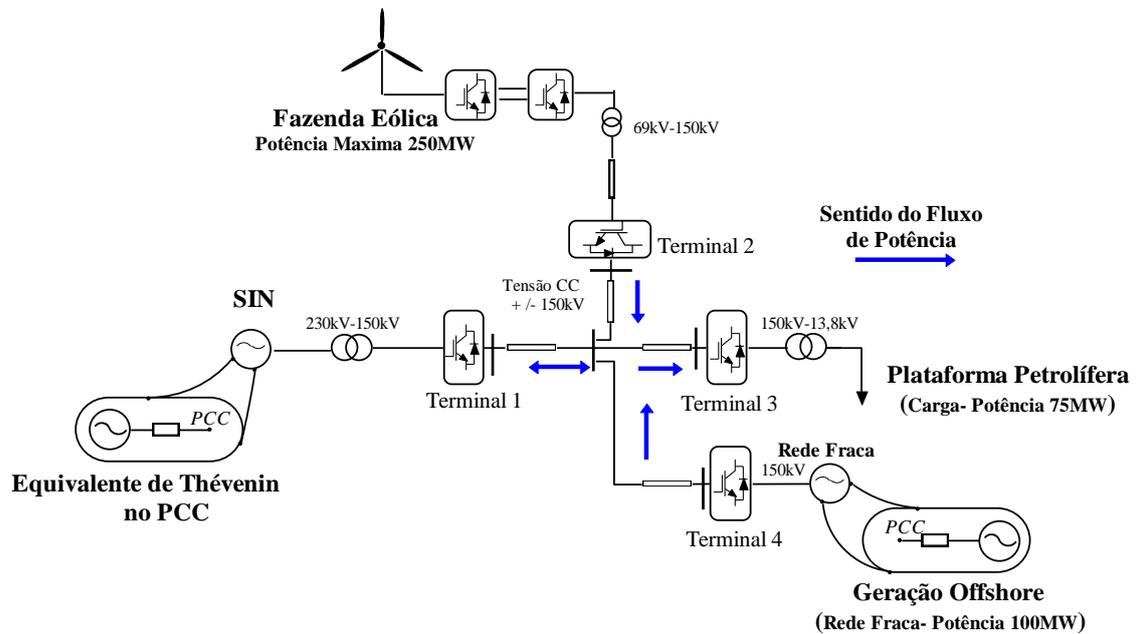


Figura 2.1: Representação do sistema HVDC Multiterminal Proposto.

Esta configuração é adequada para os estudos realizados neste trabalho, que estão focados no sistema de controle dos conversores dos quatro terminais da rede. Neste capítulo será discutido com detalhe cada um dos elementos que fazem parte de cada terminal, assim como as especificações a considerar para o correto projeto destes elementos. Igualmente será apresentada uma modelagem dos sistemas ligado na rede MTDC.

2.1 Topologia dos Terminais da Rede HVDC

A topologia de cada terminal da rede MTDC é apresentada na Figura 2.2, a qual está composta por: 1) um conversor trifásico a IGBTs, 2) reator de alisamento, 3) capacitores, 4) filtros passivos CA, 5) reator do conversor e 6) transformador de potência. Estes elementos são descritos a seguir:

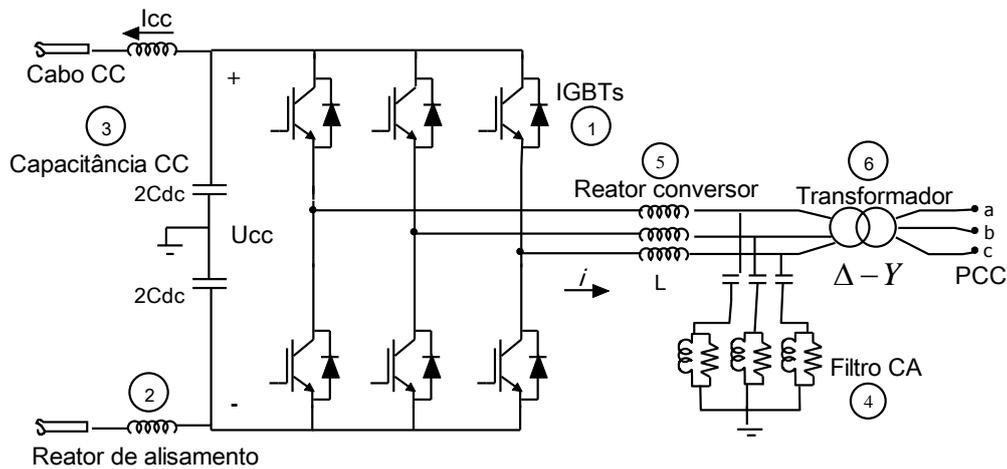


Figura 2.2: Esquema de cada terminal da rede MTDC.

Conversores VSC

O conversor de cada terminal é um VSC trifásico de dois níveis composto por seis IGBTs, nesta aplicação os IGBTs são chaveados a uma frequência de 2,34 kHz através da técnica de modulação PWM.

Reator de Alisamento

Este reator tem como objetivo amortecer as oscilações presentes na corrente do lado CC do conversor, funcionando também como proteção contra correntes elevadas de curto-circuito no lado CC do VSC [19]. O valor considerado foi de 5 mH [35].

Capacitância

No lado CC existem dois capacitores de iguais especificações, que armazenam a energia necessária para manter o nível de tensão CC constante e permitir o controle do fluxo de potência. Devido a corrente que circula no lado CC do conversor apresentar harmônicos, é originado um *ripple* na tensão do elo CC. A magnitude deste *ripple* depende inversamente do tamanho do capacitor e da frequência de chaveamento [36]. Para estabelecer um valor adequado da capacitância, é preciso considerar tanto o comportamento em regime permanente, quanto o comportamento desejado em regime transitório. Em condições de perturbação do sistema, tais como falhas de curto-circuito no lado CA do conversor, um capacitor de menor tamanho permite um controle mais rápido do fluxo de potência, porém, um capacitor com valor muito pequeno permitir grandes oscilações de energia no lado CC do conversor [37].

Neste trabalho o valor da capacitância foi especificado de igual magnitude para os quatro terminais, definido por (2.1). Vale a pena destacar que esta capacitância é independente à capacitância em paralelo originada pelos cabos CC. Desta forma, a

capacitância total de determinado terminal, vista desde o nó CC, é o resultado da soma destes dois componentes.

$$C_{dc} = \frac{2\tau S_N}{U_{ccN}^2}. \quad (2.1)$$

Em (2.1), S_N [MVA] é a potência nominal do conversor, U_{ccN} [kV] é a tensão CC nominal e τ [s] é a constante de tempo que determina a variação transitória da tensão CC durante distúrbios no sistema CA, usualmente escolhida em torno de 5ms [37]. Considerando que na topologia utilizada (*Split Capacitor*) existem dois capacitores no elo CC, o valor de cada capacitor corresponde ao dobro do valor determinado por (2.1). Neste trabalho, foi considerado $S_N = 250MVA$, $U_{ccN} = 300kV$ e $\tau = 5ms$. Desta forma, o valor selecionado da capacitância CC é de $68\mu F$.

Filtros AC

As formas de onda PWM das tensões e correntes de saída CA do conversor contêm, além da componente fundamental, alto conteúdo de componentes harmônicas de alta frequência que, injetadas na rede, podem ocasionar mau funcionamento de alguns equipamentos [24]. Para prevenir isto, são usados filtros passa baixas de segunda ordem com frequência de corte igual à frequência de chaveamento. Na Figura 2.3 é mostrada a configuração do filtro CA projetado. Os parâmetros deste filtro são detalhados na equação (2.2).

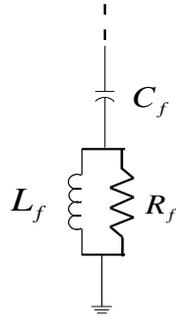


Figura 2.3: Estrutura do filtro CA de segundo ordem.

$$C_f = \frac{(n^2 - 1)Q_{Filtro}}{n^2 \omega_e V_{ll}^2}, \quad L_f = \frac{1}{C_f n^2 \omega_e^2}, \quad (2.2)$$

$$R_f = \omega_e n L_f Q_q,$$

onde n é o número do harmônico da frequência de corte, Q_{filtro} é o valor da potência reativa a compensar, usualmente estabelecida ao redor de 15% da potência reativa

total, ω_e é a frequência da rede CA em radianos, Q_q é o fator de qualidade do filtro e V_{ll} é a tensão eficaz de linha [38][39].

Com o objetivo de conhecer o comportamento deste filtro, é desenvolvida uma análise da impedância do filtro com a variação da frequência da excitação. A expressão da impedância do filtro é mostrada em (2.3).

$$Z_{filtro} = \frac{R_f \omega^2 L_f^2}{R_f^2 + \omega^2 L_f^2} + j \left(\frac{R_f^2 \omega L_f}{R_f^2 + \omega^2 L_f^2} - \frac{1}{\omega C_f} \right). \quad (2.3)$$

Em (2.3) a condição de ressonância se apresenta quando a frequência da impedância é equivalente a:

$$\omega_r = \sqrt{\frac{R_f^2}{R_f^2 L_f C_f - L_f^2}}. \quad (2.4)$$

O comportamento do filtro para diferentes frequências é mostrado na Figura 2.4 mediante um diagrama de Bode. Como era esperado, a impedância apresenta seu menor valor na região próxima à frequência de chaveamento, equivalente a 2340 Hz (14,702 rad/s), com uma magnitude de 14,1254Ω (23,1db), e uma magnitude de 2818,4Ω (69db) na frequência de 60HZ (376 rad/s). Estes resultados correspondem especificamente ao filtro utilizado no terminal ligado à rede fraca (terminal 4). Na rede MTDC estudada, cada terminal apresenta um filtro diferente segundo as especificações de potência. O valor dos parâmetros de cada filtro é apresentado no Capítulo 4.

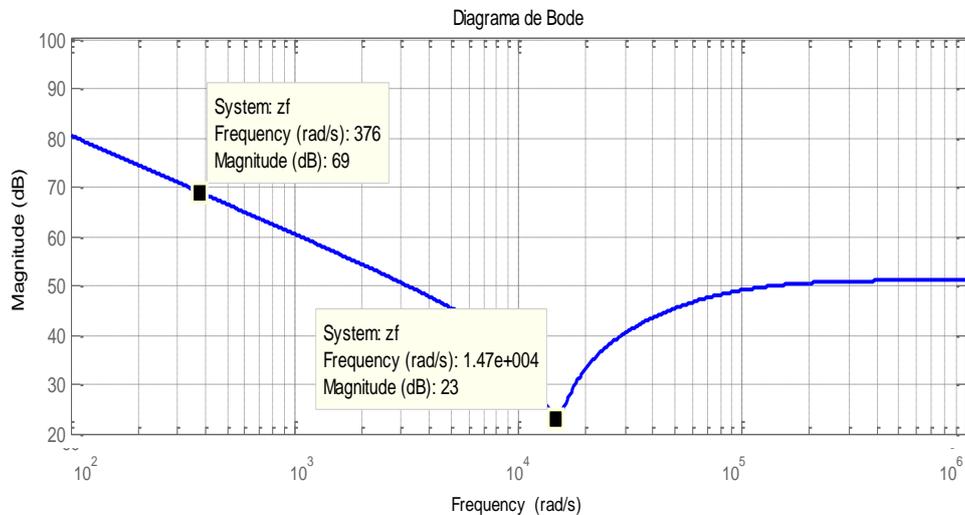


Figura 2.4: Comportamento na frequência do Filtro CA.

Reator do Conversor

O reator do conversor é um dos elementos mais importantes num VSC. Baseados nas equações (1.1) e (1.2), o fluxo de potência ativa e reativa entre uma rede CA e a saída de um conversor trifásico está definido pelo valor eficaz da componente fundamental destas tensões, seu ângulo de defasagem e a impedância entre estes dois pontos. O reator facilita a existência de uma impedância de valor conhecido entre estes dois pontos, de forma que, uma vez conhecida a tensão da rede CA, o controlador do conversor possa controlar plenamente a potência circulante mediante a sintetização da tensão adequada nos terminais do conversor [26]. Este elemento auxilia ainda a limitar as correntes de curto-circuito [37] e ajuda como filtro passa-baixas para os harmônicos de corrente. O valor de reatância considerado foi de 0,14 pu de acordo com as bases nominais do transformador [37].

Transformador

O transformador de potência a usar nas aplicações HVDC pode ser um transformador convencional trifásico ou três transformadores monofásicos. O objetivo do transformador é adequar o nível de tensão CA da rede na entrada do conversor. Segundo seja projetado o transformador, um trocador de taps pode ser incorporado, o qual é comumente colocado no lado secundário do transformador [26]. No sistema estudado neste trabalho são utilizados dois tipos de transformadores, o primeiro com relação de transformação de 230 kV/150 kV e o segundo com relação de 150 kV/13,8 kV, conforme o caso. Os transformadores conectados nos terminais 1 e 2 têm conexão Y-Y, enquanto que o terminal da carga têm um transformador com conexão Δ -Y para eliminar os harmônicos de sequência zero das correntes da rede CA, já no terminal 4 não é utilizado um transformador, pois o equivalente da rede CA considera a impedância do transformador e a tensão CA foi estabelecida para que este elemento não seja necessário. A indutância de dispersão é de 0,15pu segundo as bases do transformador [37].

2.1.1 Disjuntor HVDC

O princípio do funcionamento dos disjuntores dos sistemas de transmissão CA está baseado no fato de que as correntes apresentam passagens por zero de forma natural, inclusive em condições de curto-circuito [40]. A ausência de passagens por zero da corrente de curto nos sistemas CC torna a abertura e fechamento de disjuntores mais desafiante.

No caso de sistemas HVDC com conversores de corrente CSC (*Current Source Converter*), as sobrecorrentes originadas por eventos podem ser limitadas pelo controlador da corrente CC, e a falha pode ser eliminada mediante a ação das válvulas dos tiristores [40]. Por outro lado, em sistemas HVDC-VSC é complexo eliminar falhas CC sem emprego de disjuntores HVDC, já que os diodos de condução livre em antiparalelo permitem que a corrente continue circulando, alimentando o curto-circuito, ainda que os IGBTs permaneçam bloqueados. A ausência de disjuntores CC obriga, em caso de curto no elo CC, a abrir todos os disjuntores do lado CA de cada terminal com o intuito de retirar a falha. Deste modo, num sistema multiterminal HVDC sem disjuntores CC é necessário que a tensão de todo o sistema caia para zero antes de permitir a eliminação de uma falha no elo comum. Tudo isto faz com que o tempo de recuperação do sistema seja muito elevado.

Atualmente estão sendo desenvolvidas importantes pesquisas a nível mundial relacionadas com o desenvolvimento de disjuntores CC comerciais que permitam uma operação confiável e livre de perigo. Neste contexto, existem três principais tipos de disjuntores CC sendo estudados: disjuntores HVDC eletromecânicos, disjuntores HVDC de estado sólido e, a tecnologia mais recente, os disjuntores HVDC híbridos desenvolvidos pela ABB [41].

Os disjuntores HVDC eletromecânicos podem interromper correntes CC com tempos de extinção da falha da ordem de dezenas de milissegundos. No entanto, estas velocidades são muito lentas para cumprir os requisitos de estabilidade numa rede HVDC [41]. Além disso, a construção destes disjuntores representa um grande desafio e requer a instalação de componentes passivos adicionais para a montagem de um circuito ressonante que gere a corrente de cruzamento por zero [40]. Os disjuntores HVDC de estado sólido geralmente estão baseados em IGCTs (*Integrated Gate Commutated Thyristors*). Este tipo de equipamento pode facilmente atingir as especificações de tensão e de velocidade, porém apresenta grandes perdas, usualmente ao redor do 30% das perdas de um terminal HVDC-VSC [41].

O último avanço tecnológico desenvolvido pela ABB pretende dar solução aos problemas dos dois disjuntores anteriormente mencionados. O disjuntor híbrido consegue interromper correntes CC de forma rápida (5 ms ou menos) e suporta potências de até 1GW [41]; Esta tecnologia junta as vantagens dos disjuntores mecânicos e de estado sólido aumentando a estabilidade e confiabilidade das redes HVDC multiterminal ao permitir a rápida interrupção das correntes de falha.

Adicionalmente, facilita a desconexão individual de cabos, linhas ou ainda terminais completos sem deter a totalidade do fluxo de energia da rede. Contudo, esta tecnologia ainda está em desenvolvimento e sua construção precisa de um dimensionamento muito grande que dificulta sua implementação em alto mar.

Diante as complicações presentes na hora de utilizar disjuntores CC nas redes HVDC, os conversores com a topologia *Multinivel Modular* [42] têm se apresentado como uma solução alternativa aos conversores VSC trifásicos tradicionais. Estes conversores apresentam maior robustez contra curtos-circuitos no lado CC do sistema, ao conseguir bloquear curtos-circuitos na linha CC sem depender da atuação de disjuntores CC [43]. Contudo, esta topologia apresenta maior complexidade no controle assim como maior custo dado o aumento no número de chaves utilizadas.

Em consideração ao anteriormente mencionado, não foi considerada a operação de disjuntores CC nos eventos realizados neste trabalho. Todos os eventos de curto-circuito analisados neste trabalho acontecem no lado CA dos terminais da rede MTDC. Nestas simulações é usado o modelo genérico de disjuntor. O interruptor se comporta como uma resistência de valor muito pequeno ($R_{off} = 1 \times 10^{-6}$) quando está fechado, e como uma resistência de alto valor ($R_{on} = 1 \times 10^6$) quando está aberto.

2.2 Cabo CC

Existem 3 tipos de cabos HVDC normalmente usados nos sistemas de transmissão CC: 1) Cabos MI (*Mass Impregnated*) isolados com um papel impregnado de um componente altamente viscoso, 2) Cabos SCFF (*Self-Contained Fluid Filled*) isolado com um papel especial impregnado de um óleo de baixa oleosidade e 3) Cabos *Extruded* [44], estes cabos são similares aos cabos CA XLPE (*Cross-Linked Polyethylene*), mas com uma isolação polimérica modificada [26].

Neste trabalho são usados como referência os cabos *Extruded*. Estes cabos têm um peso típico de 20 a 35 kg/m com um diâmetro de entre 90-120 mm [44] e apresentam varias vantagens, entre as que estão [26]:

- Grande resistência à deformação mesmo sob temperaturas muito elevadas.
- O cabo tem material isolante polimérico, o qual é forte e robusto. Esta robustez e flexibilidade fazem do cabo perfeito para situações com condições atmosféricas severas, como águas profundas e fundos ásperos.
- O risco de vazamento de óleo, que está presente nos cabos com isolação de papel oleoso, é eliminado.

Os campos magnéticos dos cabos HVDC são fortemente atenuados, já que na tecnologia HVDC-VSC a instalação dos cabos é feita por pares com correntes CC antiparalelas [45]². Na Figura 2.5 são apresentadas as principais camadas que compõem o cabo HVDC (tipo *Extruded Cable*).

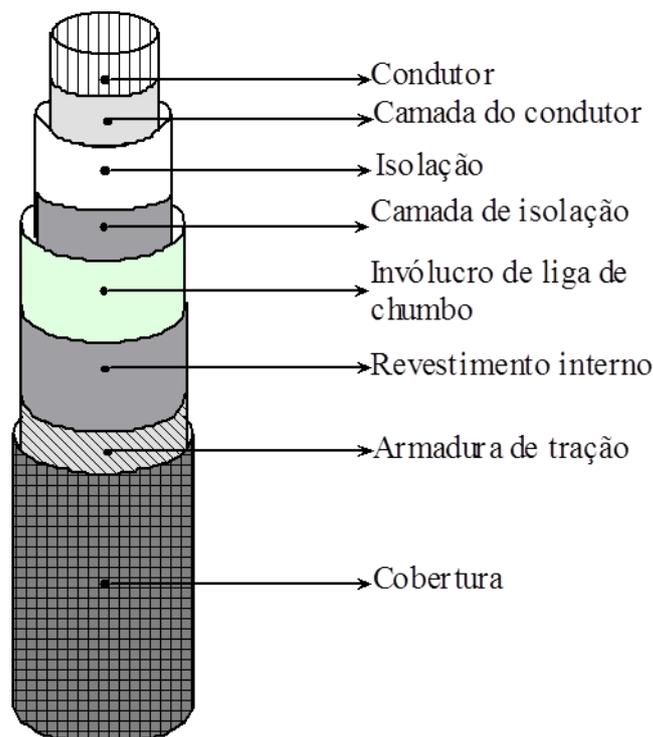


Figura 2.5.Cabo CC tipo *Extruded Cable*.

Algumas das principais características das camadas do cabo CC da Figura 2.5 são apresentadas a seguir [26]:

- Condutor: usualmente são fios cilíndricos de cobre entrelaçados que formam uma estrutura cilíndrica.
- Sistema de isolação: (camada condutora, isolação e camada de isolação) que suporta o estresse gerado pelas tensões no condutor e dá o principal isolamento elétrico.
- Invólucro de chumbo: fornece uma barreira elétrica evitando que exista campo elétrico fora do cabo, se comporta como um condutor ativo para as correntes de sequência zero de curto-circuito e ajuda a manter o condutor e o sistema de isolação seco [26][46].

² Usualmente tenta-se lançar os cabos juntos, mas se isso não for possível e é necessário lançar os cabos por separado, existirá uma perda na capacidade de transmissão devido à corrente induzida e ao campo magnético produzido.

- Revestimento interno de polietileno extrudado: fornece proteção mecânica e corrosiva para a camada de chumbo.
- Armadura de tração: consiste em um grupo de fios galvanizados de aço, localizados perto um dos outros e torcidos ao redor do cabo, que protegem o cabo contra esforços mecânicos. Além disso, a armadura é uma eficaz proteção contra a corrosão. A permeabilidade elétrica da armadura depende do diâmetro do fio, ângulo de instalação e da intensidade do campo magnético circunferencial [47].
- Cobertura: está composta por duas camadas de fios de polipropileno que dá proteção ao cabo diante as diversas condições ambientais que possam afetar sua vida útil e integridade.

Uma vez definido o tipo de cabo a ser usado; a área transversal do mesmo é determinada mediante duas considerações principais: a capacidade de condução de corrente do cabo [48] e a queda de tensão no cabo por quilômetro [46].

2.2.1 Especificação do Cabo segundo o Critério de Capacidade de Condução de Corrente

Por motivos de simplicidade, neste trabalho é utilizada a mesma especificação de cabo para todas as linhas submarinhas. Por conseguinte, o cálculo do critério de capacidade de corrente foi efetuado para o terminal com maior fluxo de potência. No sistema MTDC projetado, o terminal com maior fluxo de potência elétrica corresponde à fazenda eólica, na qual podem ser gerados até 250MW quando a velocidade do vento nas turbinas eólicas corresponde à velocidade de projeto das mesmas. A expressão em (2.5) mostra a corrente CC esperada no terminal da fazenda eólica.

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U_{cc}} = \frac{250MW}{300kV} = 833,33 [A]. \quad (2.5)$$

Neste caso, sendo P_{cc} a potência ativa da fazenda eólica e U_{cc} a tensão nominal do elo CC. De acordo com a documentação apresentada em [45], onde é relacionada a área do condutor do cabo HVDC com sua ampacidade, a área do condutor adequada para suportar o nível de corrente resultante de (2.5) é de 630 mm². No dimensionamento do cabo foi considerada a forma de instalação na qual a capacidade de corrente deste condutor é a menor (*Close laying*). Na Tabela 2.1 são apresentadas algumas das características do condutor escolhido.

Tabela 2.1: Dados do Cabo HVDC, tomado de *HVDC Ligth® Cables* [45].

Área	Ampacidade		150 KV Cabo Bipolar			
	<i>Close Laying</i>	<i>Spaced Laying</i>	<i>Close Laying</i>	<i>Spaced Sep. trenches</i>	<i>Weight per cable</i>	<i>Outer cable diam.</i>
mm ²	A	A	MW	MW	kg/m	mm
630	835	1030	251	309	21	83

Os dados apresentados na Tabela 2.1 consideram um clima tropical.

2.2.2 Especificação do Cabo pelo Critério de Queda de Tensão

As perdas de potência num cabo CC são geradas unicamente pelas correntes circulantes no condutor, denominadas perdas de efeito Joule. Os cabos CC não apresentam [48]:

- Perdas pelo efeito pelicular e pelo efeito de proximidade
- Perdas dielétricas no isolador
- Perdas pelas correntes no invólucro de chumbo
- Perdas por histereses na armadura de tração

Por isso, as perdas num cabo CC são menores do que as perdas num cabo CA. Na falta de uma norma padrão para sistemas de transmissão CC submarinos, este trabalho utiliza como norma de referência o PRODIST. Segundo o PRODIST, para tensões nominais entre 69kV e 230kV se considera adequado manter o nível tensão do sistema de transmissão entre $\pm 5\%$ do valor nominal. No caso dos sistemas de transmissão HVDC-VSC, a queda de tensão pode ser compensada com a elevação da tensão através dos controles do VSC. Para calcular a queda de tensão no cabo é utilizada a expressão apresentada em (2.6) onde, segundo Ribeiro de Almeida em [46], a resistência do cabo é 0,0283 (Ω/Km). Este valor é determinado mediante a consideração da área específica do cabo utilizado neste trabalho e a temperatura média do local.

$$U_{queda} = R \left(\frac{\Omega}{\text{Km}} \right) * I_{nom}(A) * d(\text{Km}). \quad (2.6)$$

Considerando que a distância de transmissão utilizada é de 200 km, e supondo que nessa linha circula a corrente máxima de 833 A temos uma queda de tensão de 4,715 kV. O qual representa uma queda porcentual do 1,57%. Portanto o cabo selecionado atende ao critério de queda de tensão.

$$U_{queda} = 0,0283 * 833 * 200 = 4,715 \text{ kV} = 1,57\% U_{cc}.$$

Os parâmetros técnicos do cabo CC considerado na modelagem da rede MTDC são apresentados na Tabela 2.2, tomados de [49]. O modelo de cada cabo, desenvolvido em PSCAD, é apresentado na Figura 2.6, em que foi considerado um modelo matemático cujos parâmetros elétricos são dependentes da frequência. Para a modelagem do cabo foi considerada uma temperatura média do ambiente de 28° graus [45].

Tabela 2.2: Parâmetros do cabos HVDC, tomada de [49].

Camada	Material	Espessura	Resistividade ρ em Ωm	Permissividade relativa	Permeabilidade relativa
Condutor	Cobre	14,1 mm	$1,72 \cdot 10^{-8}$	---	1
Isolação	XLPE	10mm	---	2,3	1
Involucro	Chumbo	2,9mm	$2,2 \cdot 10^{-7}$	---	1
Revestimento	XLPE	4mm	---	2,3	1
Armadura de tração	Aço	5mm	$1,8 \cdot 10^{-7}$	---	100
Cobertura	Polipropileno	4mm	---	2,1	1

Os cabos submarinos são usualmente projetados com duas camadas de armadura de tração. Segundos os resultados apresentados em [47], ao aumentar a permeabilidade da armadura de tração o efeito de atenuação para sobretensões no cabo aumentam também. Neste trabalho foi considerada uma permeabilidade relativa μ_r de 100. Além disso, foi considerado que o cabo é afundado no solo marino, portanto, outro fator a considerar é a resistividade do meio, a qual neste caso depende fortemente das características do solo. No solo úmido a resistividade é aproximadamente de 1Ω e na rocha é de $10\text{k}\Omega$. No modelo empregado, a resistividade do solo é de 100Ω [47].

Embora os parâmetros elétricos do cabo CC sejam descritos em PSCAD mediante uma representação de parâmetros distribuídos, o programa interno de *PSCAD Line Constants Program* permite calcular um modelo π equivalente deste cabo, cujos dados são mostrados na Tabela 2.3. Neste resultado é observado que a capacitância shunt tem um valor reduzido, principalmente quando comparada com a capacitância do conversor CC calculada mediante (2.1). Esta é uma das características benéficas dos sistemas HVDC, onde as correntes de carga e descarga da capacitância equivalente do cabo não afetam de forma significativa a capacidade de transmissão de potência.

Tabela 2.3: Parâmetros do cabo CC modelo π

Resistência série	0,026989 Ω /Km
Indutância série	5,8654 μ H/Km
Capacitância shunt	0,1771 nF/Km

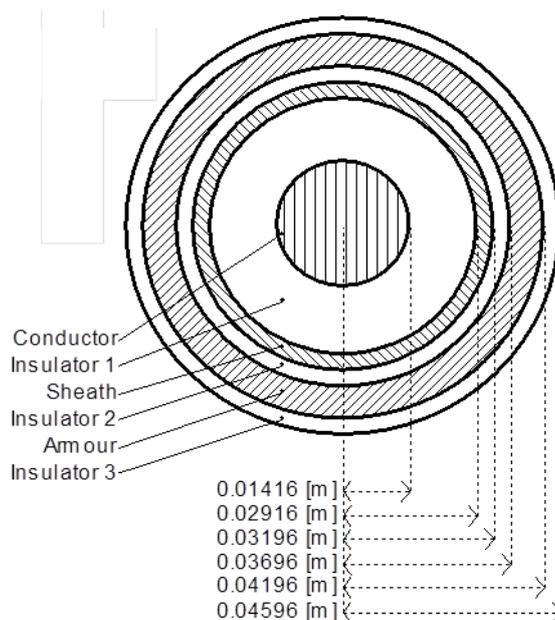


Figura 2.6: Vista transversal do cabo CC.

2.3 Redes CA

Com o fim de analisar a interação entre os sistemas elétricos CA e CC, faz-se necessário a representação da rede elétrica CA num sistema equivalente simplificado. Com base na impedância equivalente é possível classificar uma rede elétrica como forte ou fraca. Uma impedância pequena simboliza uma rede CA forte, onde as oscilações de tensões são relativamente menores e a rede apresenta maior confiabilidade diante mudanças de carga. Por outro lado, uma impedância de Thévenin grande representa uma rede fraca, na qual existem maiores oscilações de tensão em caso de apresentar-se um evento além de aumentar o risco de se apresentar problemas de ressonância harmônica e, portanto instabilidade [19].

A força da rede CA em relação com a impedância de Thévenin pode ser determinada numericamente mediante o indicador SCR (*Short-Circuit Ratio*) expresso em (2.8). O indicador SCR é a relação entre o nível de curto-circuito do sistema (SCL, *Short-Circuit Level*) CA, apresentado mediante (2.7) como a relação entre a tensão de linha e a impedância equivalente da rede CA, e a potência nominal do sistema P_d . No

caso onde o ponto a analisar interliga os sistemas CA e CC a potência P_d é equivalente à potência nominal CC.

$$SCL(MVA) = \frac{V_{ca}^2}{Z_{ca}}, \quad (2.7)$$

$$SCR = \frac{SCL(MVA)}{P_d(MW)}. \quad (2.8)$$

O SCR é um número complexo inversamente proporcional à impedância Z_{ca} ; portanto se Z_{ca} é muito indutiva, o SCR será um indicador quase imaginário. Para entender com maior facilidade as características do sistema baseado no resultado deste indicador, é comum analisar unicamente a magnitude do SCR. Segundo C. Kim em [19] uma rede elétrica com um $SCR > 3$ é uma rede forte e uma rede com este indicador está dentro da faixa $3 > SCR > 2$ é uma rede fraca

Na rede MTDC estudada neste trabalho foram conectadas duas redes ativas CA. A primeira é modelada como uma rede CA forte e representa um ponto do SIN através do seu equivalente de Thévenin no ponto de conexão. A segunda rede representa um ponto de geração a gás *offshore* modelada como uma rede fraca.

Outro fator considerado neste trabalho corresponde à característica predominante da linha do sistema CA. Uma linha com característica predominantemente resistiva apresenta uma relação aproximada de $X_1 / R \approx 0,25$, no entanto uma linha predominantemente indutiva possui uma relação típica de $X_1 / R \geq 4$ [50]. Como as redes CA que estão conectadas na rede MTDC são de alta tensão é esperado que a impedância da linha de transmissão seja predominantemente indutiva. A seguir serão apresentadas individualmente as características das redes CA.

2.3.1 Modelo Elétrico da Rede CA Forte

A rede MTDC é conectada a um ponto do SIN. O equivalente da rede visto desde o ponto de conexão é apresentado à continuação:

Tabela 2.4: Parâmetros da rede forte.

Potência Rede S_{ca}	250MVA
Tensão rms de linha V_{ca}	230kV
Impedância da Rede [Ω]	$Z^+ = 1,12148 \angle 86,97^\circ$ $Z^\circ = 1,24844 \angle 85,40^\circ$
Frequência da Rede	60Hz
Relação X_L/R	18,88

O valor do indicador SCR nesta rede é

$$SCR = \frac{V_{ca}^2}{P_d Z_{ca}} = \frac{230^2}{250 * 1,12148} = 188,68.$$

Como era esperado numa rede forte o indicador SCR é maior do que três.

2.3.2 Modelo Elétrico da Rede CA Fraca

Considerando uma situação onde os poços de petróleo apresentassem excesso de gás, neste trabalho é proposto um ponto de geração *offshore* a gás, o qual também é conectado na rede MTDC. O principal objetivo deste terminal é transmitir a energia gerada para o continente, no entanto se chegar a ser preciso esta unidade de geração atuará como fonte de energia de emergência para a plataforma. Os parâmetros elétricos da rede fraca que representa o ponto de geração a gás foram estimados considerando as definições apresentadas na seção 2.3 e são apresentados na Tabela 2.5. O valor da impedância da rede é relativamente grande o que faz que o indicador SCR seja menor do que três, como mencionado anteriormente para uma rede fraca.

Tabela 2.5: Parâmetros da rede fraca.

Potência Rede S_{ca}	90MVA
Tensão rms de linha V_{ca}	150kV
Impedância Rede $Z^+[\Omega]$	109,4569478,99°
Frequência da Rede	60Hz
Indicador SCR	2,569
Relação X_L/R	5,14

2.4 Modelo do Conversor VSC

O diagrama vetorial na Figura 2.7 mostra os dois estados de operação do VSC. O conversor está em modo retificador quando a tensão de saída do VSC (V_k) está atrasada em relação à tensão da fonte V_s pelo ângulo δ ($\delta < 0$), e em modo inversor quando a tensão de saída do conversor V_k está adiantada da tensão da fonte V_s pelo ângulo δ ($\delta > 0$). As grandezas elétricas com componente de sequencia zero nulo podem ser representadas por um vetor espacial [51]. Em algumas ocasiões é favorável escolher como eixo de referência dos vetores espaciais de tensão e de corrente o eixo girante ou síncrono dq , que permite o desacoplamento do controle da potência ativa do controle da potência reativa [36][19].

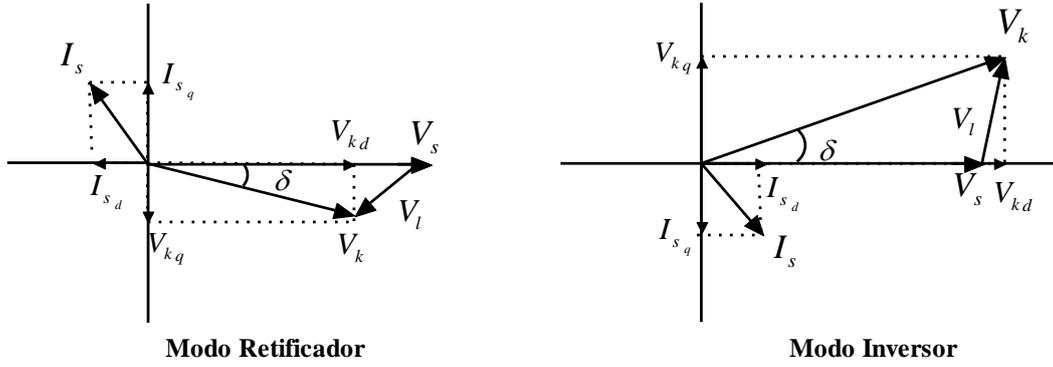


Figura 2.7: Diagrama vetorial dos estados de operação do VSC.

Nesse trabalho, a modelagem do conversor VSC é feita no eixo dq . A Figura 2.8 mostra um esquema geral resumido do conversor VSC presente em cada terminal do sistema HVDC estudado. O elemento l representa a indutância total de fase do transformador e do conversor. A resistência entre v_s e v_k é considerada desprezível para esta análise. O ponto denominado v_s é o PCC entre a rede CA e o VSC-HVDC. O v_s é utilizado como ponto de referência para as medições do lado CA assim como para o circuito de sincronismo, PLL (*Phase-Locked Loop*) [52]. Esta análise é o fundamento para o controle de corrente apresentado na seção 3.4.

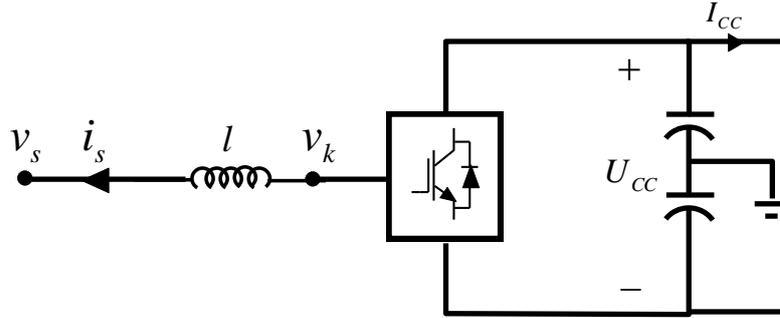


Figura 2.8: Esquema geral do VSC-HVDC.

A partir do circuito da Figura 2.8, tem-se:

$$\overline{v_k} - \overline{v_s} = l \frac{d\overline{i_s}}{dt}. \quad (2.9)$$

Empregando a transformada de Clark mostrada em (A.3), para o caso de transformação invariante em amplitude ($k = 2/3$) tem-se:

$$\overline{v_{k\alpha\beta}} - \overline{v_{s\alpha\beta}} = l \frac{d\overline{i_{s\alpha\beta}}}{dt}. \quad (2.10)$$

Da expressão (A.4) temos que:

$$\begin{aligned}\overline{v_{k\alpha\beta}} &= \overline{v_{kdq}} e^{j\omega t}, \\ \overline{v_{s\alpha\beta}} &= \overline{v_{sdq}} e^{j\omega t}, \\ \overline{i_{s\alpha\beta}} &= \overline{i_{sdq}} e^{j\omega t},\end{aligned}\tag{2.11}$$

onde ω é a velocidade angular do referencial girante dq . Ao substituir (2.11) em (2.9):

$$\overline{v_{kdq}} e^{j\omega t} - \overline{v_{sdq}} e^{j\omega t} = l \frac{d(\overline{i_{sdq}} e^{j\omega t})}{dt}.\tag{2.12}$$

Uma vez é realizada a derivada:

$$\overline{v_{kdq}} e^{j\omega t} - \overline{v_{sdq}} e^{j\omega t} = l \left(j\omega \overline{i_{sdq}} e^{j\omega t} + e^{j\omega t} \frac{d\overline{i_{sdq}}}{dt} \right).\tag{2.13}$$

Dividindo todos os termos por $e^{j\omega t}$:

$$\overline{v_{kdq}} - \overline{v_{sdq}} = lj\omega \overline{i_{sdq}} + l \frac{d\overline{i_{sdq}}}{dt},\tag{2.14}$$

tendo que j pode ser representada pela seguinte matriz nas coordenadas d e q :

$$j = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}.\tag{2.15}$$

A equação(2.14) pode ser representada de forma matricial por:

$$\begin{bmatrix} \overline{v_{kd}} \\ \overline{v_{kq}} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \overline{v_{sd}} \\ \overline{v_{sq}} \end{bmatrix} - \omega l \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{i_{sd}} \\ \overline{i_{sq}} \end{bmatrix} = l \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \overline{i_{sd}} \\ \overline{i_{sq}} \end{bmatrix}.\tag{2.16}$$

Baseados em (2.16) o circuito equivalente do HVDC-VSC é apresentado na Figura 2.9 nos eixos dq enxergado desde a rede CA.

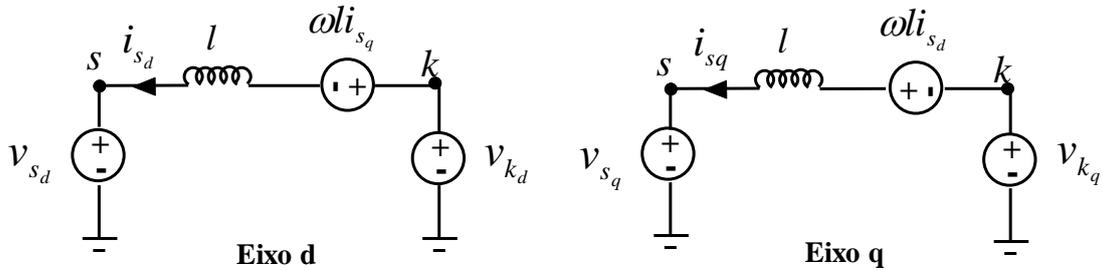


Figura 2.9: Representação do HVDC-VSC no eixo dq .

A potência no ponto S na Figura 2.9 pode ser escrita como:

$$S_{sdq} = \frac{3}{2} v_{sdq} i_{sdq}^* , \quad (2.17)$$

o que leva a:

$$\begin{aligned} S_{sdq} &= \frac{3}{2} (v_{sd} + jv_{sq}) (i_{sd} - ji_{sq}) \\ &= \frac{3}{2} (v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq}) + j(v_{sq}i_{sd} - v_{sd}i_{sq}). \end{aligned} \quad (2.18)$$

Em operação de estado estacionário a potência ativa no lado CA do VSC deve ser equivalente à potência ativa do lado CC, de tal forma que:

$$P_{sdq} = P_{cc},$$

$$\frac{3}{2} (v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq}) = U_{cc}I_{cc}. \quad (2.19)$$

Onde I_{cc} é a corrente do elo CC, U_{cc} é a tensão no elo CC, V_s e i_s corresponde à tensão e à corrente no lado CA. Utilizam-se os valores normalizados das grandezas medidas.

2.5 Modelo Elétrico da Fazenda Eólica

O nível de potência de uma turbina eólica depende nas pás da turbina para capturar a energia do vento. Se a turbina é controlada apropriadamente 59% da energia do vento pode ser convertida em energia mecânica em teoria [53]. A energia mecânica capturada pode ser expressa como:

$$P_W = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V_w C_p(\lambda, \beta), \quad (2.20)$$

onde ρ (k_g/m^3) é a densidade do ar, r (m) é o raio da turbina, V_w (m/s) é a velocidade do vento e C_p é coeficiente de potência da turbina, o qual é função do coeficiente de velocidade periférica (λ) e do ângulo da pá (β). A velocidade periférica λ é definida como:

$$\lambda = \frac{\omega_{tip}}{V_w}, \quad (2.21)$$

onde ω_{tip} é a velocidade da turbina em rad/s.

Segundo Deng em [54], C_p pode ser escrito como apresentado em (2.22), a análise desta expressão indica que para uma turbina com uma potência de geração na faixa dos

MW com velocidade variável, o valor máximo do coeficiente de potência é $C_{p_max} = 0.44$ quando $\lambda = 6,9$ e o ângulo das lâminas é $\beta = 0^\circ$.

$$C_p = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\beta - 0,002\beta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-18,4/\lambda_i}, \quad (2.22)$$

com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{(\lambda - 0,02\beta)} - \frac{0,003}{(\beta^3 - 1)}. \quad (2.23)$$

Por simplicidade, todas as turbinas da fazenda eólica são representadas através de um modelo equivalente. O diagrama simplificado de uma fazenda eólica é mostrado na Figura 2.10. Na modelagem deste trabalho, a seção que se encontra inclusa dentro de um retângulo com linha pontilhada da Figura 2.10 é representada como uma fonte de corrente controlada, tal como poder ser visto na Figura 2.13, que mostra o controle da fazenda eólica. A corrente entregue pela fonte representa a potência capturada através das turbinas da fazenda eólica. O perfil de vento usado na simulação é gerado através de um componente de PSCAD denominado *Wind Source* que considera diversos comportamentos na variação da velocidade do vento. A potência eólica máxima em condições normais de operação da fazenda pode chegar até 250MW calculada a partir de (2.20). Finalmente, os parâmetros da turbina eólica são apresentados na Tabela 2.6.

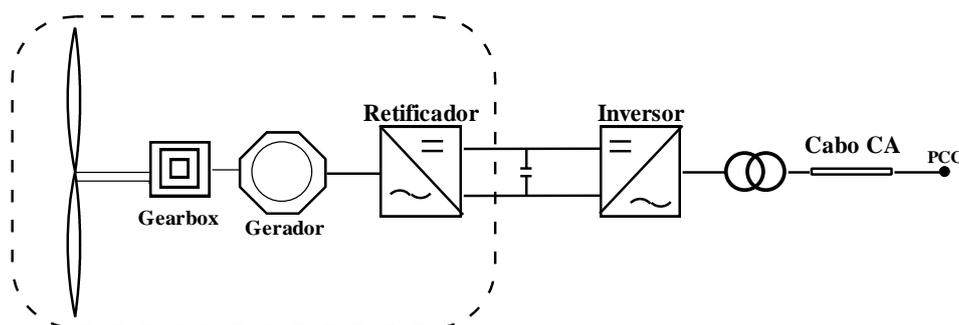


Figura 2.10: Esquema simplificado de uma fazenda eólica.

Tabela 2.6: Parâmetros da turbina eólica [55].

Descrição	Valor	Unidade	Símbolo
Potência nominal	5	MW	P_w
Densidade do ar	1,2	Kg/m^3	ρ
Raio da lâmina	58	m	r
Coef. Potência Max	0,44	--	C_{P_max}
Relação Opt. Vel. Perif.	6,9	--	λ_{opt}
Vel. do vento min	4	m/s	V_{w_min}
Vel. do vento nom.	12,5	m/s	V_w

Vel. do vento Max	25	m/s	V_{w_max}
-------------------	----	-----	--------------

Na modelagem também foi considerado o cabo submarino CA encarregado de transmitir a potência gerada na fazenda até o ponto de conexão com a rede MTDC. Em cabos CA submarinos resulta comum utilizar o modelo de circuito equivalente π de parâmetros agrupados mostrado na Figura 2.11(a). Se maior exatidão é requerida, podem ser considerados vários circuitos π agrupados em cascata. No entanto, o cabo CA considerado para a conexão entre a fazenda eólica e o conversor da rede MTDC tem uma distância suficientemente pequena, aproximadamente 1km, para considerar o modelo RL simplificado da Figura 2.11(b).

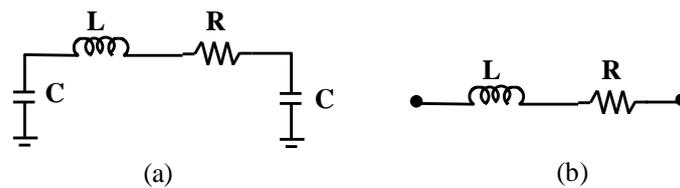


Figura 2.11: Modelo do cabo CA: (a) modelo π convencional, (b) modelo π simplificado.

Tabela 2.7: Características do cabo submarino [56].

	V_n (kV)	I_n (A)	R (Ω /Km)	L (mH/Km)
Cabo CA	87/150	1088	0,0151	0,352

2.5.1 Controle Local Implementado na Fazenda Eólica

Na Figura 2.13 é apresentada a estratégia de controle local implementada na fazenda eólica. Cabe ressaltar que este controle é diferente do controle implementado no terminal que interliga a fazenda eólica com a rede MTDC. O controle do fluxo de potência é feito pelo inversor interno do modelo equivalente da fazenda eólica apresentado anteriormente na Figura 2.10. O laço de controle mais externo da estratégia utilizada corresponde ao controle da tensão CC do VSC do modelo equivalente da fazenda eólica. O sinal de erro entre a tensão CC de referência ($U_{ccw-ref}$) e o valor atual para aquela tensão (U_{ccw}) entra num controlador Proporcional Integral (PI) cuja saída corresponde à potência ativa de referência para o conversor (P_{ref}), como mostrado na Figura 2.12.

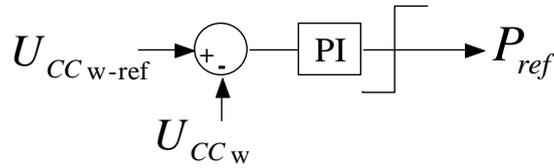


Figura 2.12: Controle PI da tensão CC do conversor associado à modelagem da fazenda eólica.

Quando a tensão CC atual é maior do que a referência, o valor de P_{ref} é positivo e a energia armazenada no capacitor é transmitida à rede. Esta estratégia permite que a energia gerada nas turbinas eólicas seja transferida à rede de transmissão. Com o propósito de manter controlabilidade do conversor, a tensão CC de referência do VSC tem que ser sempre maior do que a tensão CA pelo menos 35% [57]. Segundo Barbosa em [58], existem algumas estratégias onde o fator de potência do PCC da fazenda eólica pode ser melhorado ao estabelecer uma adequada referência no valor da potência reativa a injetar pela fazenda, porém neste estudo é considerado por simplicidade que o valor da potência reativa de referência (Q_{ref}) é igual a zero.

Uma vez que as potências desejadas (P_{ref}, Q_{ref}) são definidas, é possível, através da teoria p-q [59], determinar as correntes de referência do conversor no eixo $\alpha\beta$ (i_α e i_β); tal como apresentado em (2.24), onde v_α e v_β são as tensões da rede representadas no eixo $\alpha\beta$. Estas correntes de referência são os sinais de entrada ao controlador de corrente mostrado na Figura 2.13, o qual será apresentado com maior detalhe na seção 3.4. As tensões que o conversor tem que sintetizar são moduladas mediante a técnica de modulação PWM seno-triângulo apresentada na seção 3.5.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix}. \quad (2.24)$$

Os parâmetros do controle são apresentados a seguir:

Tabela 2.8: Parâmetros do controle da fazenda eólica.

Controle da tensão CC	
Constante Proporcional k_p	1
Tempo Integral T_I [s]	0,05
Controle de Corrente	
Constante Proporcional k_p	20
Tempo Integral T_I [s]	0,0001

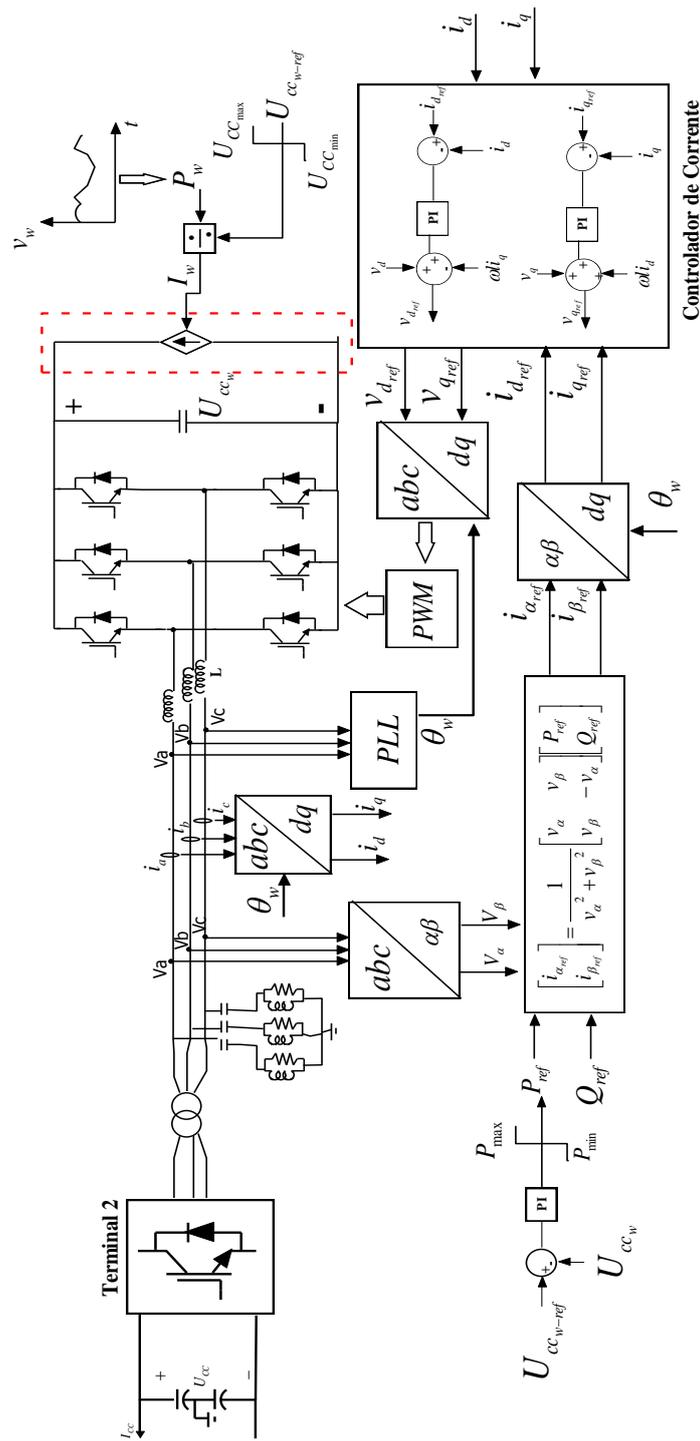


Figura 2.13: Esquema do controle do modelo da fazenda eólica.

2.6 Modelo Elétrico da Plataforma Petrolífera

O consumo de potência elétrica de uma plataforma petrolífera difere de acordo com as dimensões de suas instalações, podendo variar entre 100kW para pequenas instalações de perfuração até 100MW para as grandes plataformas petrolíferas [60]. Uma grande porcentagem da energia requerida pela plataforma é consumida por

motores elétricos, e o resto é consumido em aquecimento elétrico para processos de produção junto com os sistemas de iluminação, conforto e equipamentos auxiliares.

As cargas de uma instalação offshore podem-se dividir nas seguintes categorias:

- Drives para os processos gerais e sistemas auxiliares: Estes sistemas de *drives* são quase exclusivamente para bombas e compressores utilizadas nos processos indústrias do petróleo, gás ou água.
- Sistemas de aquecimento de processos: Ainda que as grandes quantidades de calor requeridas pelos processos da plataforma sejam conseguidas usualmente através de queimadores de gás ou petróleo, têm sido utilizadas caldeiras elétricas de até 20MW. Adicionalmente, neste grupo são considerados os sistemas de rastreamento de calor e elementos aquecedores para necessidades locais [60].
- Sistemas eletromecânicos: Esta carga faz referência aos sistemas de dessalinização da água do mar tanto para água potável como para ser injetada no reservatório.
- Sistemas de iluminação, aquecimento e ventilação: Neste grupo são considerados os sistemas de iluminação da plataforma, ventilação e aquecimento nas áreas de controle e na área residencial da plataforma.

O modelo desenvolvido em PSCAD busca representar de uma maneira simples as cargas anteriormente mencionadas. Este modelo é apresentado na Figura 2.14. Como visto, este modelo representa uma plataforma sem geração própria e está composto por quatro tipos de cargas equivalentes, que são descritas a seguir:

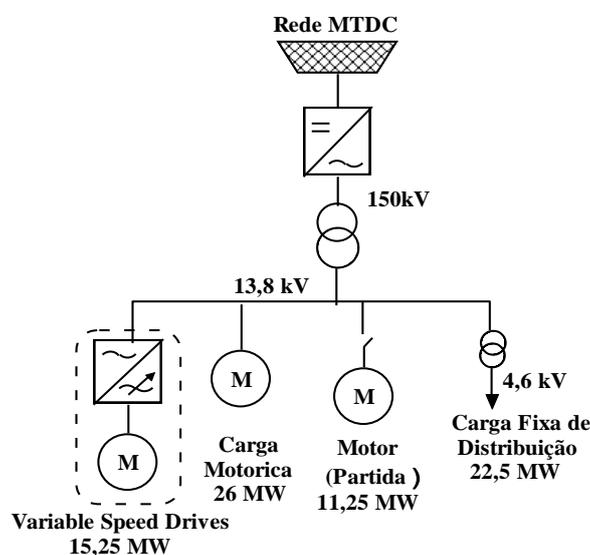


Figura 2.14: Modelo da plataforma.

Carga Fixa de Distribuição: Esta carga representa aproximadamente 30% da carga total da plataforma e considera a carga dos sistemas eletromecânicos, sistemas de aquecimento de processos e sistemas de iluminação, aquecimento e ventilação. Nas simulações é modelada como uma carga elétrica de impedância constante.

Tabela 2.9: Parâmetros da carga fixa, Modelo de impedância constante.

Potência Carga	22,5MW
Tensão rms de linha V_{ca}	4,16kV
Frequência da Rede	60Hz
Fator de Potência	0,91 indutivo

Carga Motórica: Esta carga representa os motores que fornecem energia para as grandes bombas e compressores da plataforma assim como os motores indutivos de baixo porte nos diferentes processos levados a cabo na plataforma. Usualmente estes elementos representam aproximadamente o 35% da carga total da plataforma. Esta carga é modelada através de um motor de indução equivalente, na modelagem desta carga foram introduzidos os parâmetros apresentados na Tabela 2.10 num modelo típico de motor de indução de gaiola de esquilo fornecido pelo PSCAD.

Tabela 2.10: Parâmetros da carga motórica.

Potência Carga Motórica	26 MW
Tensão de linha V_{ca}	13,8kV
Frequência angular	376,99 rad/s
Fator de Potência	0,92 indutivo

Motor de Indução (Partida): Esta carga representa um compressor de grande potência e é modelado como um motor de indução (gaiola de esquilo) de 11,25 MW (15% da carga total). O motor de indução usado nesta carga é modelado usando os parâmetros elétricos apresentados na Tabela 2.11 no modelo típico para motores de indução desta potência, fornecido pelo PSCAD. Este elemento não é considerado dentre a carga motórica anteriormente mencionada com o objetivo de analisar os efeitos da partida de um motor de grande porte na rede MTDC.

Tabela 2.11: Parâmetros do motor de indução (gaiola de esquilo).

Potência do Motor	11,25 MW
Tensão de linha V_{ca}	13,8kV
Frequência angular	376,99 rad/s
Fator de Potência	0,92 indutivo

Motores acionados por variadores de frequência (*Variable Speed Drives*): Esta carga representa os sistemas VSD utilizados na plataforma para o controle de velocidade de motores. Esta carga é modelada como uma carga não linear composta por um conversor CA-CC não controlado com uma fonte de corrente no lado CC representando o requerimento de corrente do motor, tal como se apresenta na Figura 2.15. O espectro harmônico desta carga é mostrado na Figura 2.16, onde os harmônicos quinto, sétimo, decimo primeiro e decimo terceiro apresentam uma magnitude significativa que contribui ao aumento do THD (*Total Harmonic Distortion*) na forma de onda da corrente da carga, como é apresentado em 4.3.1. Na Tabela 2.12 são apresentados os parâmetros do sistema VSD equivalente. Esta carga representa 20% da carga total da plataforma.

Tabela 2.12: Parâmetros do sistema VSD equivalente.

Potência drives	15,25 MW
Tensão de linha V_{ca}	13,8kV
Fator de Potência 1º harmônico	0,97

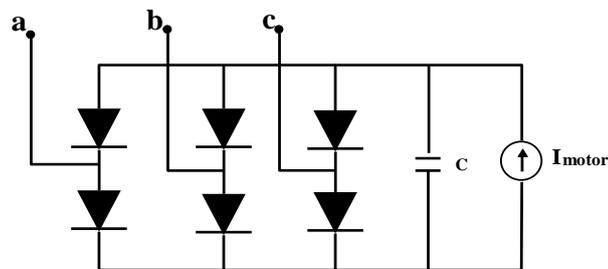


Figura 2.15: Modelo elétrico utilizado para os *Variable Speed Drives*.

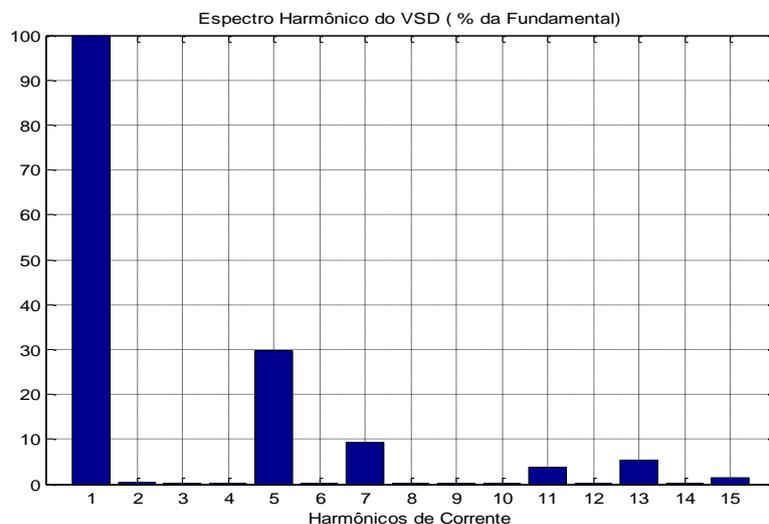


Figura 2.16: Espectro harmônico do modelo que representa os *Variable Speed Drives*.

Capítulo 3

Esquema da Estratégia de Controle da Rede MTDC

Os terminais da rede multiterminal podem ser controlados utilizando uma, ou duas, das seguintes variáveis de referência: o controle de tensão CC, o controle de potência (ativa e reativa) e o controle da tensão CA. A escolha do tipo de controlador a ser implementado depende das características do subsistema a qual o terminal da rede MTDC será conectado. O conversor associado pode ser comandado para executar um ou dois dos controladores mencionados.

Neste trabalho, a estratégia de controle escolhida para o controle da tensão CC é o *Voltage Droop Control (VDC)* [28] [30]. O esquema implementado do VDC permite dividir a responsabilidade do controle da tensão no elo CC entre dois ou mais terminais ligados a redes com características elétricas diferentes. Os controladores de potência e de tensão CC estão divididos em duas malhas: uma interna de corrente e outra externa da variável de referência. Por outro lado, o controle da tensão CA é realizado através do índice de modulação do PWM tanto para redes passivas como para redes ativas representadas mediante fontes de corrente, e através da compensação da potência reativa para redes fracas [36]. Cada um destes controladores será explicado de forma detalhada neste terceiro capítulo.

Para os conversores conectados a redes ativas CA³, os controladores mencionados anteriormente estão baseados na modelagem do VSC no eixo girante dq (apresentada na seção 2.4). Mediante esta modelagem é possível desacoplar o controle das potências ativa e reativa [40]. Neste trabalho o eixo d está alinhado com o fasor da fase a do vetor de tensão V_s , apresentado na Figura 2.8. Na transformada $abc-dq$ é utilizada a transformada invariante em amplitude. Portanto, a magnitude resultante das tensões no eixo dq é:

³ Considera-se rede elétrica ativa aquele sistema elétrico que tem dentro de seus componentes fontes de geração de energia elétrica. Por outro lado, uma rede passiva é aquela que está inteiramente composta por cargas.

$$V_{s_q} = 0,$$

$$V_{s_d} = |V_s|.$$

Ao substituir as expressões anteriormente mencionadas na equação geral de potência nos eixo dq , descrita em (2.18), temos que:

$$\begin{aligned} P_{dq} &= \frac{3}{2} v_{sd} i_d, \\ Q_{dq} &= -\frac{3}{2} v_{sd} i_q, \end{aligned} \tag{3.1}$$

onde P_{dq} é a potência ativa e Q_{dq} é a potência reativa no Ponto de Conexão Comum (PCC). Utilizam-se os valores normalizados das grandezas medidas.

A seguir são descritas as técnicas de controle utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho, incluindo o laço interno de controle de corrente e a técnica de modulação SPWM. De igual maneira, na seção 3.7 são apresentadas as funções de transferência aproximadas para estes controladores, com as quais são determinados os valores das constantes Proporcionais e Integrais dos controladores PI. Finalmente, na seção 3.8 são apresentadas as estruturas finais de controle para cada terminal da rede MTDC.

3.1 Controle da Potência Ativa e da Potência Reativa

Uma variável de grande relevância num sistema de transmissão de energia elétrica é a potência circulante entre seus terminais. No caso da rede MTDC aqui estudada, o controle das potências ativa e reativa injetadas por um determinado terminal depende tanto da tensão do PCC quanto da corrente CA sintetizada por o conversor de aquele terminal. Não obstante, se a tensão v_{sd} no PCC é mantida constante, como apresentado em (3.1), o fluxo de potência ativa pode ser controlado plenamente através da corrente i_d e a potência reativa mediante a corrente i_q . Baseados neste conceito são apresentados na Figura 3.1 os diagramas de blocos dos controladores de potência ativa e reativa.

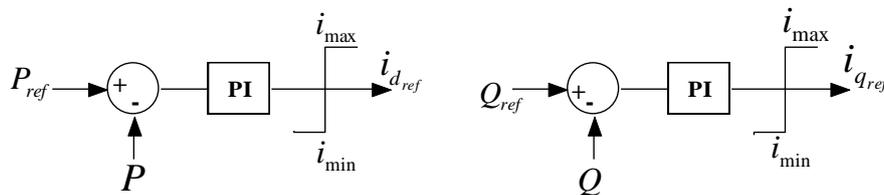


Figura 3.1: Diagrama de blocos dos controladores de potência.

As saídas destes laços de controle são as referências de corrente para os controladores de corrente apresentados na seção 3.4. Sendo i_{dref} para a potência ativa e i_{qref} para a potência reativa.

3.2 Controle da Tensão CC

A tensão do elo CC é uma variável crítica fortemente ligada com a estabilidade de uma rede HVDC. Por outras palavras, os controladores de potência e de tensão CA são efetivos unicamente se o nível de tensão CC for mantido no nível adequado em relação à tensão CA no PCC. A expressão que relaciona a potência CC e a potência CA é expressa em (2.19). O controle da tensão CC, de igual forma do que o controle de potência ativa, depende unicamente da componente da corrente do eixo d (i_d) quando este eixo está alinhado com a fase a da tensão no PCC, o que representa que a componente $v_{s,q}$ é nula.

Nos sistemas de transmissão HVDC-VSC ponto a ponto a estratégia de controle usualmente empregada para manter o nível de tensão CC constante na referência desejada é a denominada mestre-escravo. Este tipo de controle pode ser extrapolado para as redes HVDC de vários terminais. No entanto, nesta estratégia de controle, além de ser necessário que o conversor encarregado de controlar a tensão CC esteja sempre ligado na rede (para manter a controlabilidade da rede), o stress que esse conversor tem que suportar pode ser muito elevado, principalmente em condições de faltas, quando é obrigado a responder a grandes e rápidas variações do fluxo de potência a fim de manter o balanço de potência estável. Como mencionado na introdução deste capítulo, uma estratégia de controle alternativa que dá maior estabilidade à rede MTDC é o *Voltage Droop Control (VDC)*. Esta estratégia de controle outorga maior confiabilidade ao sistema durante grandes distúrbios tais como falhas ou desconexão de terminais e apresenta uma estrutura de controle relativamente simples.

O princípio de funcionamento do *Voltage Droop Control* pode ser comparado com o comportamento do *Frequency Droop Control (FDC)*, usado para o controle de velocidade angular nos geradores síncronos. No FDC, os geradores compartilham a tarefa de controlar a sua variável comum: a frequência angular. Por outro lado, no VDC os conversores compartilham o controle da tensão no elo CC, que neste caso é a variável comum, seguindo o princípio que propõe o FDC [25].

Na literatura existem diferentes abordagens para o controle VDC, porém estas abordagens expõem normalmente o conceito de repartimento do comando da tensão no

elo CC entre conversores conectados a redes CA com características elétricas muito similares (geralmente redes fortes). Nestes esquemas de VDC, todos os conversores que compartilham o controle da tensão CC utilizam a mesma estrutura de controle. No presente trabalho é proposto o uso de uma estratégia combinada de controle VDC, que permite compartilhar a tarefa de comando da tensão CC entre um conversor conectado a uma rede forte (terminal 1) e um conversor conectado a uma rede fraca (terminal 4). Isto concede maior flexibilidade à rede, já que permite definir quais conversores terão como prioridade contribuir no controle da tensão CC; e quais conversores terão como prioridade o controle de potência injetada, mas realizarão um papel secundário no controle da tensão CC. Para isto são utilizadas duas estruturas de controle tal como são descritas a seguir: A primeira abordagem do VDC, cuja estrutura é apresentada na Figura 3.2, é utilizada para o terminal conectado à rede forte (terminal 1). Como mostrado, o esquema de controle é dividido em dois laços: o controle primário e o controle secundário. O controle primário está encarregado de controlar o valor instantâneo da tensão CC, onde a referência de tensão é modificada segundo o *Droop* ou taxa de variação desejada. No controle secundário os erros de estado estável, originados pelas variações na tensão de referência em função das curvas de *Droop*, são corrigidos.

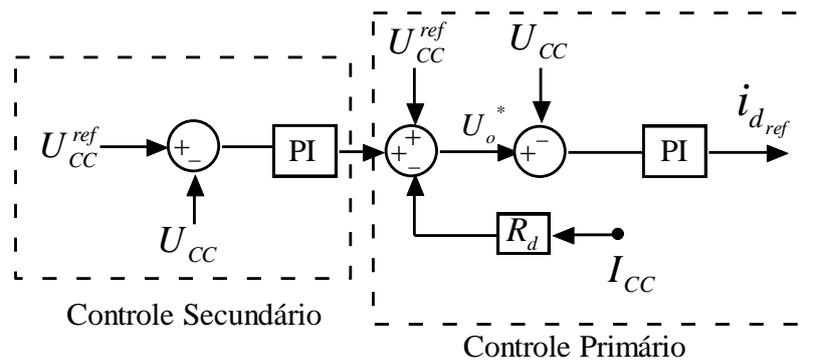


Figura 3.2: Esquema da primeira abordagem do DVC.

Esta abordagem tenta emular uma impedância de saída fictícia, a qual permite um funcionamento mais estável e com maior amortecimento. Esta impedância virtual aumenta a inércia do sistema, em outras palavras faz com que o impacto à tensão CC diante variações no fluxo de potência seja controlado de forma mais suave [30]. Este laço de controle, além de permitir a operação paralela entre dois ou mais conversores, também melhora o comportamento dinâmico da tensão CC. O laço da resistência virtual ajusta o valor da tensão CC a ser controlado pelo controle primário como se apresenta a seguir:

$$U_o = U_{ccref} - R_d I_{cc}, \quad (3.2)$$

onde I_{cc} é a corrente CC circulante do conversor, R_d é a resistência virtual CC e U_{ccref} é a tensão CC de referência. O valor de R_d determina o máximo desvio permitido para a tensão CC em termos do seu valor de referência. Quanto maior o valor de R_d maior o desvio de tensão. Neste contexto o valor máximo de R_d pode ser determinado a partir do desvio de tensão permitido (D_m) como:

$$R_d = D_m / I_{ccmax}, \quad (3.3)$$

onde I_{ccmax} é a máxima corrente CC permitida no conversor. A tensão CC de estado permanente obtida mediante o controle primário do VDC apresenta um erro em regime permanente. Por esta razão se faz necessário o uso de um controle secundário, que restabeleça a tensão CC no valor de referência. O controle secundário tem uma constante de tempo consideravelmente mais lenta do que o controle primário, o qual evita instabilidades entre os dois níveis de controle.

No controle secundário, a tensão de referência é comparada com a tensão CC atual do conversor. A diferença (o erro) é minimizada mediante a ação de um controlador PI como se mostra na expressão (3.4). O resultado do controlador é somado ao valor de tensão de referência do controlador primário com a finalidade de restaurar a tensão CC no valor desejado.

$$\delta U_{cc} = k_p (U_{ccref} - U_{cc}) + k_i \int (U_{ccref} - U_{cc}) dt. \quad (3.4)$$

Na segunda abordagem da estratégia VDC utilizada neste trabalho, projetada para redes elétricas ativas fracas, o controle está focado no comando do fluxo de potência ativa no conversor. Neste esquema, a ação do controle de tensão CC é obtida mediante a modificação do valor inicial de referência da potência [28][32]. Na Figura 3.3(a) é apresentada a curva característica da potência ativa em função da tensão CC no conversor que executa o controle VDC. A inclinação da curva característica (ρ_{cc}) determina a variação na tensão CC devido ao cambio da potência ativa injetada pelo conversor. Valores pequenos de ρ_{cc} implicam um controle da tensão CC mais rígido. O diagrama de blocos desta estratégia de controle é apresentado na Figura 3.3(b).

Neste esquema, a potência de referência (P_{ref}) é comparada com a soma da potência medida (P) e um termo dependente da variação de tensão no elo CC.

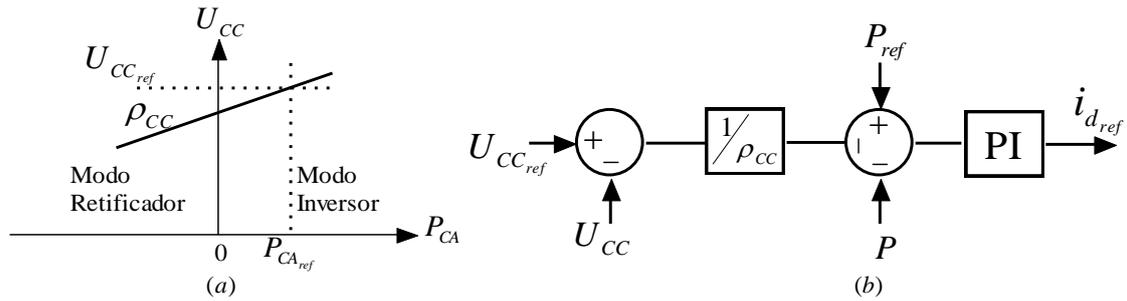


Figura 3.3: Esquema de controle da segunda abordagem VDC. (a) Curva característica da tensão CC em função da potência ativa. (b) Diagrama de blocos da estratégia de controle.

De acordo com a Figura 3.3(b), a tensão no elo CC em regime permanente é definida como:

$$U_{CC} = U_{CC_{ref}} - \rho_{CC}(P_{ref} - P). \quad (3.5)$$

Neste trabalho, esta estratégia de controle foi usada no terminal ligado á rede fraca (terminal 4).

3.3 Controle da Tensão CA

Em conversores ligados a redes passivas ou a redes modeladas através de fontes de corrente controladas, o controle do valor eficaz da tensão CA é efetuado mediante a variação direta do índice de modulação do sinal de controle da modulação PWM. Por outro lado, para corrigir o nível de tensão CA em conversores ligados a redes fracas é usado o controle de tensão CA através de compensação da potência reativa.

3.3.1 Controle da Tensão CA para Conexão de Redes Fracas

Como mencionado, uma rede fraca é caracterizada por apresentar uma impedância significativa no PCC. Nestes sistemas pequenas perturbações causadas por variações no fluxo de potência podem ocasionar grandes desvios nas tensões, afetando a operação do sistema.

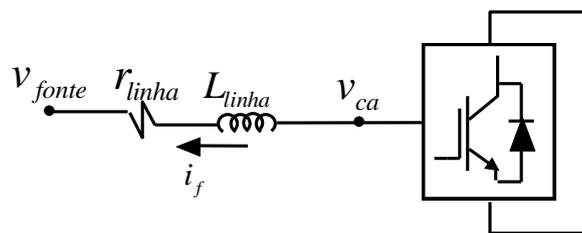


Figura 3.4: Representação simplificada da conexão de um VSC com uma rede elétrica fraca.

Na Figura 3.4 é apresentada uma representação simplificada da conexão entre o conversor e uma rede fraca. A partir desta representação pode ser feita a seguinte análise matemática:

$$V_{ca} - V_{fonte} = I_f (r_{linha} + jX_{L_{linha}}). \quad (3.6)$$

Considerando que:

$$I_f = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^*, \quad (3.7)$$

$$I_f = \left(\frac{P_{ca} + jQ_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \left(\frac{P_{ca} - jQ_{ca}}{V_{ca}} \right).$$

Substituindo (3.7) em (3.6) temos:

$$V_{ca} = V_{fonte} + I_f (r_{linha} + jX_{L_{linha}}),$$

$$V_{ca} = V_{fonte} + \left(\frac{P_{ca} - jQ_{ca}}{V_{ca}} \right) (r_{linha} + jX_{L_{linha}}), \quad (3.8)$$

$$V_{ca} = V_{fonte} + \left(\frac{P_{ca}r_{linha} + Q_{ca}X_{L_{linha}}}{V_{ca}} \right) + j \left(\frac{P_{ca}X_{L_{linha}} - Q_{ca}r_{linha}}{V_{ca}} \right).$$

Dado que o valor resultante da expressão $P_{ca}X_{L_{linha}} - Q_{ca}r_{linha}$ é muito pequeno em comparação com os outros componentes de (3.8), a componente imaginária da tensão V_{ca} é considerada desprezível obtendo como resultado simplificado:

$$V_{ca} = V_{fonte} + \left(\frac{P_{ca}r_{linha} + Q_{ca}X_{L_{linha}}}{V_{ca}} \right). \quad (3.9)$$

Na equação (3.9) é mostrada uma relação entre as potências de linha (P_{ca} e Q_{ca}) e a tensão CA. Observa-se que, dada uma potência ativa estabelecida constante, é possível controlar o nível de tensão V_{ca} através da compensação da potência reativa, em virtude das características da rede elétrica fraca (resistência e indutância) [36].

Com base em (3.9), projeta-se o controlador do valor eficaz da tensão CA no PCC entre o conversor e a rede fraca, mostrado na Figura 3.5.

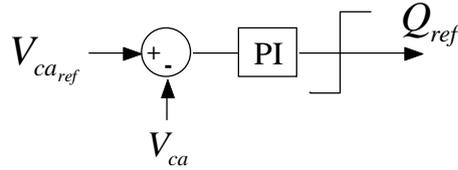


Figura 3.5: Controle de tensão CA para redes elétricas fracas.

3.3.2 Controle da Tensão CA para Redes Passivas

O objetivo deste controlador é manter constante o valor eficaz da tensão CA na saída do conversor diante qualquer carga. Isto é realizado mediante a variação do índice de modulação do PWM seno-triângulo. Se os terminais das cargas são fornecidos com uma tensão trifásica com um adequado nível de distorção harmônica e com o valor nominal da tensão eficaz, o fluxo de potência será o nominal. A partir de um determinado índice de modulação m , as tensões que servem de referência para a geração dos pulsos de disparo das chaves são dadas por:

$$\begin{aligned}
 v_{ca-a} &= \frac{1}{2} m U_{CC} \sin(\omega t), \\
 v_{ca-b} &= \frac{1}{2} m U_{CC} \sin(\omega t - 2\pi/3), \\
 v_{ca-c} &= \frac{1}{2} m U_{CC} \sin(\omega t + 2\pi/3).
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

O índice de modulação m é definido através de um controlador PI que utiliza como entrada o erro entre o valor eficaz da tensão de linha do lado CA (V_{ca}) e seu valor de referência, conforme mostrado na Figura 3.6. Este controle pode ser aplicado, por exemplo, quando a rede elétrica é representada através de fontes de corrente, como é o caso dos aerogeradores.

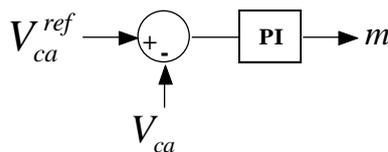


Figura 3.6: Controle de tensão CA para redes elétricas passivas ou redes ativas modeladas como fontes de corrente.

3.4 Controle Interno de Corrente

Os controladores de corrente pertencem ao nível zero na hierarquia dos controladores implementados na rede MTDC. Estes laços internos de controle vão se

encarregar de definir a tensão que deve ser modulada pelo conversor a fim de controlar as correntes da saída CA do mesmo.

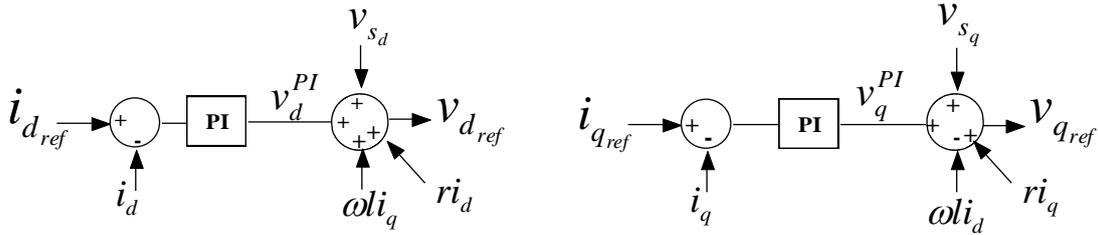


Figura 3.7: Esquemas dos laços de controle de corrente.

Neste trabalho, o controle de corrente é desenvolvido no referencial girante síncrono dq , tal como pode ser apreciado na Figura 3.7. Estes são controladores lineares PI que fundamentam seu comportamento na representação equivalente do conversor VSC nos eixos dq , mostrada na Figura 2.9 do capítulo 2. À saída do controlador PI são somados três termos antes de estabelecer as tensões de referência $v_{d_{ref}}$ e $v_{q_{ref}}$, de forma que:

$$\begin{aligned} v_{d_{ref}} &= v_d^{PI} + v_{s_d} + \omega l i_q + r i_d, \\ v_{q_{ref}} &= v_q^{PI} + v_{s_d} - \omega l i_d + r i_q. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Estes elementos adicionais de desacople procuram melhorar o comportamento dinâmico do controlador de corrente. A importância de acrescentar estes termos na saída do controlador PI pode ser enxergada mais facilmente através da Figura 3.8, onde a tensão gerada pelo conversor (no ponto k) é substituída pelas tensões $v_{d_{ref}}$ e $v_{q_{ref}}$ de (3.11). Ao sintetizar estas tensões na saída do conversor, o circuito equivalente no lado CA do terminal é severamente simplificado, tal como se apresenta na Figura 3.8 e na correspondente equação (3.12). Isto origina que as correntes possam ser controladas de forma desacoplada [17] [61].

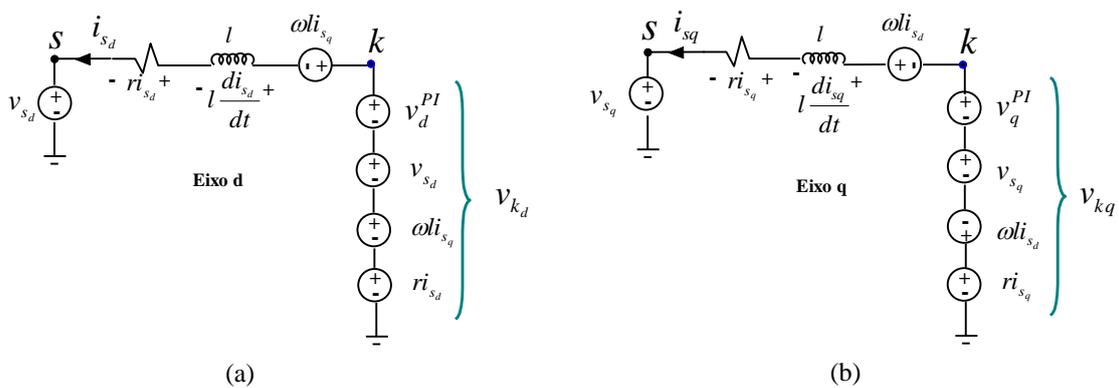


Figura 3.8: Circuito simplificado do HVDC-VSC no eixo dq ao considerar o controlador de corrente.

O resultado da realização da lei de malhas de Kirchhoff nas tensões da Figura 3.8 é

$$\begin{aligned} v_d^{PI} &= l \frac{di_{sd}}{dt}, \\ v_q^{PI} &= l \frac{di_{sq}}{dt}. \end{aligned} \tag{3.12}$$

Nas anteriores figuras ω é a frequência angular da rede CA e l corresponde à indutância do lado CA conectada ao conversor.

3.5 Técnica de Modulação PWM

Os sinais de tensão de referência, saída dos controladores de corrente, são modulados mediante a técnica de modulação seno-triângulo PWM [24]. A frequência de chaveamento utilizada é de 2340 Hz. Nesta modulação o valor pico da portadora é a metade da tensão CC ($U_{cc}/2$). Para evitar sobremodulação é preciso que a magnitude máxima do sinal a modular não seja maior do que o valor pico da portadora.

3.6 Phase Locked Loop

Um elemento importante para garantir o correto funcionamento do controle aplicado nos VSC nas coordenadas dq é o *Phase Locked Loop* (PLL). O PLL identifica a frequência e a fase das tensões da rede CA no PCC, variáveis que são utilizadas para a conversão de coordenadas. Neste trabalho é usado um PLL denominado PLL tipo q , disponível na biblioteca de PSCAD, cujo diagrama de blocos é apresentado na Figura 3.9 [52].

A escolha entre v_d ou v_q como entrada ao controlador PI define o alinhamento em regime permanente entre o vetor espacial das tensões no PCC e as tensões no eixo dq . No caso específico da Figura 3.9, a tensão v_q é escolhida para ser a variável de entrada no controlador PI, que também é chamado *Loop Filter*. Uma vez o erro do controlador PI for zero, o ângulo de saída (θ) e o ângulo da rede (ângulo entre o vetor espacial das tensões trifásicas e a referência da fase a) estarão sincronizados, e v_d estará alinhada com v_a . Nesta circunstância, a transformação $abc-dq$ efetuada com o ângulo θ obtido do PLL dará como resultado uma componente v_d constante e igual à amplitude da tensão monofásica v_a , enquanto que v_q será nulo. As constantes do controlador PI determinam a dinâmica do PLL, as constantes sugeridas são: $k_p = 50$ e $k_I = 900$.

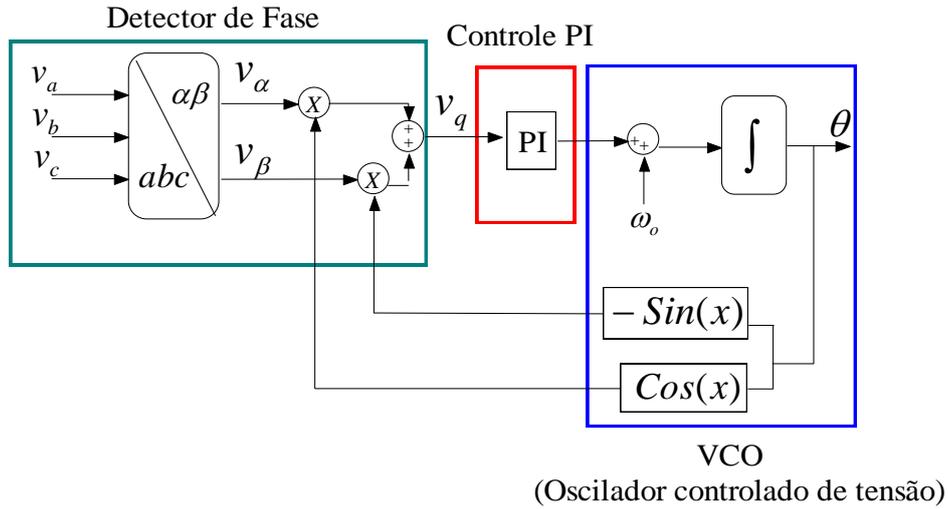


Figura 3.9: Diagrama de blocos do PLL tipo q.

3.7 Funções de Transferência dos Laços de Controle

Para poder especificar as constantes dos controladores PI utilizados nos diferentes laços de controle apresentados anteriormente, é preciso ter conhecimento da função de transferência do sistema que será controlado, para desta forma, poder estabelecer os valores de k_p e k_i que satisfaçam determinadas características desejadas de operação. Nesta seção serão mostradas as funções de transferência equivalentes para cada um dos sistemas controlados. Estas expressões representam matematicamente as plantas onde os controladores são aplicados.

Em este tipo de análises é comum considerar o conversor como um elemento ideal, que converte as tensões senoidais de referência em tensões reais nos seus terminais CA sem introduzir nenhum tipo de conteúdo harmônico e com um atraso de apenas um período de chaveamento [62]. Neste trabalho o conversor é representado mediante uma função de primeira ordem, onde a constante de tempo T_{sw} é especificada para representar o atraso equivalente assim:

$$\text{FT do Conversor} = e^{-T_{sw}S} \approx \frac{1}{1 + T_{sw}S}. \quad (3.13)$$

Onde $T_{sw} = 0.5f_s$ e f_s é a frequência de chaveamento. Por outro lado, a função de transferência do reator pode ser definida a partir da transformada de Laplace da equação (2.9), como se apresenta em (3.14):

$$V_k - V_s = I_s(Ls + r). \quad (3.14)$$

$$\text{FT do reator} = \frac{1}{(Ls + r)} = \frac{I_s}{V_k - V_s}$$

Portanto, a função de laço aberto do sistema pode-se definir como:

$$L.A = \frac{1}{1 + T_{sw}S} * \frac{K}{1 + \tau S} \quad (3.15)$$

Num conversor convencional, a constante de tempo do reator é muito maior do que a constante de tempo T_{sw} , o que faz dela o polo dominante ao ter uma dinâmica muito mais lenta. Como consequência, no momento de projetar o controlador PI é desconsiderada a dinâmica do conversor.

3.7.1 Laço Interno de Controle de Corrente

O controlador PI do laço de controle de corrente é projetado para cancelar o polo dominante do sistema. A partir da equação de laço aberto do laço de controle, apresentada em (3.16), é possível deduzir que para conseguir este objetivo é preciso que se cumpram as seguintes condições: 1) $k_i/k_p = R/L$ e 2) $k_p/L = 1/\tau_i$. A grandeza τ_i é a constante de tempo desejada para o sistema uma vez que o laço de controle é fechado.

$$L.A = \frac{k_p}{Ls} \left(\frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s + \frac{R}{L}} \right) \quad (3.16)$$

Uma vez que o zero do controlador PI é cancelado com o polo do reator do conversor, a função de transferência de laço fechado é igual a:

$$L.F = \frac{1}{1 + s\tau_i} \quad (3.17)$$

Para este trabalho foi definida uma constante de tempo τ_i de 1,72ms que permite um tempo de assentamento de 5ms.

3.7.2 Laço de Controle de Potência Ativa/Reativa

Na Figura 3.10 é apresentado o laço de controle de potência ativa. O ajuste do controlador PI foi projetado utilizando o método do lugar das raízes (mediante a ferramenta Root-Locus de Matlab®). Neste caso, o laço de controle interno de corrente é representado de forma simplificada pela função de transferência da equação (3.17); a saída deste bloco é a corrente circulante no eixo d que multiplicada por uma

representação da tensão no PCC, tal como mostra (3.1), dá como resultado a potência ativa atual. No projeto do controlador PI foi estabelecida uma constante de tempo 20 vezes maior do que a constante de tempo do laço interno de controle, isto com o objetivo de que o controlador de corrente consiga responder com sucesso às variações de corrente de referência.

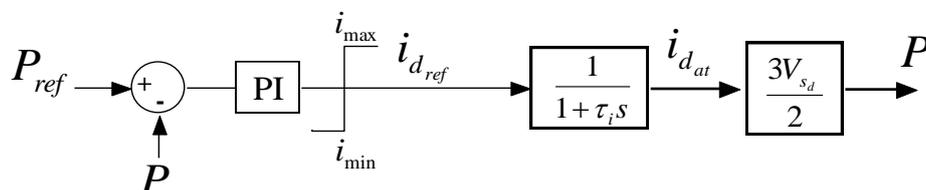


Figura 3.10: Laço de controle da potência ativa.

Na Figura 3.10 a grandeza $i_{d_{at}}$ corresponde à corrente que está atualmente circulando no lado CA do conversor. A função de transferência de laço aberto do sistema é apresentada em (3.18). A grandeza T_i representa a constante de tempo integral do PI e k_p a constante proporcional do PI. A mesma análise é aplicada para os controladores de potência reativa.

$$L.A = k_p \left(\frac{1 + sT_i}{T_i s} \right) \left(\frac{1}{1 + s\tau_i} \right) \frac{3V_{sd}}{2}. \quad (3.18)$$

3.7.3 Laço de Controle da Tensão CC

Neste trabalho são implementadas duas técnicas de controle de tensão CC. A seguinte análise aplica unicamente para a primeira abordagem do VDC, discutida na seção 3.2 e mostrada de forma esquemática na Figura 3.11. Para a segunda abordagem, apresentada na Figura 3.3, não é realizado um estudo do laço de controle de tensão CC, pois este laço consiste unicamente no ganho $1/\rho_{cc}$, que determina o nível de modificação do valor de referência da potência ativa.

Para ter-se uma melhor análise da primeira abordagem, divide-se o controle primário em duas partes, como se apresenta na Figura 3.11. Na determinação das constantes do controlador PI unicamente é necessário realizar uma análise da segunda parte do controle sendo que a primeira é definida em (3.3).

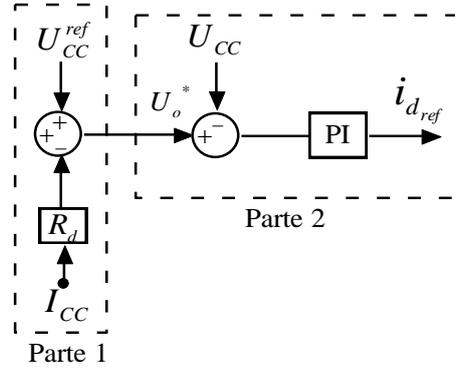


Figura 3.11: Controle primário do controle VDC.

O diagrama de blocos da malha de controle de tensão é apresentado na Figura 3.12. O controlador PI é projetado de forma que o sistema de malha fechada apresente uma constante de tempo de 75ms e um *overshoot* máximo de 5%. Ao igual que para o controlador de potência, as constantes do controlador PI foram definidas através do método do lugar das raízes, mediante a ferramenta Root-Locus de Matlab[®].

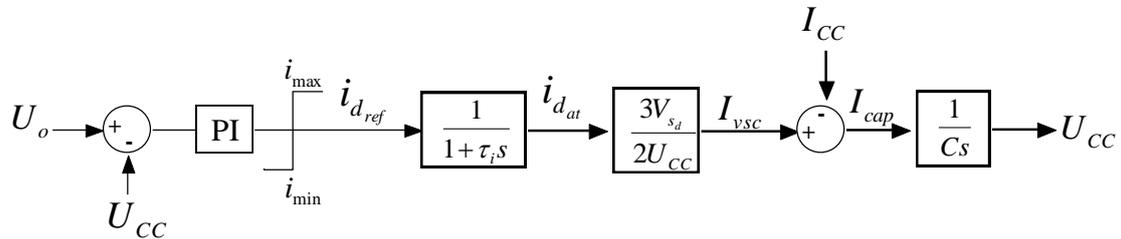


Figura 3.12: Controle primário do controle VDC.

A função de transferência de malha aberta do sistema é apresentada em (3.19), lembrando que τ_i é a constante de tempo uma vez que a malha do controle de corrente é fechada, e T_i e k_p são as constantes do controlador PI.

$$L.A = k_p \left(\frac{1 + sT_i}{T_i s} \right) \left(\frac{1}{1 + s\tau_i} \right) \frac{3V_{sd}}{2U_{cc}} \frac{1}{Cs}. \quad (3.19)$$

3.7.4 Laço de Controle da Tensão CA

O sistema equivalente para o laço de controle de tensão CA é apresentado na Figura 3.13.

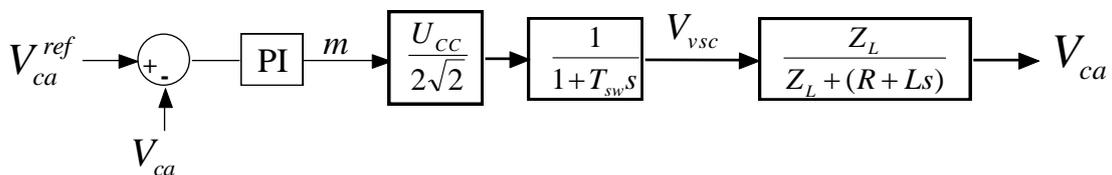


Figura 3.13: Laço de controle de tensão CA para cargas passivas.

Neste caso é considerado, por simplicidade, que a carga pode ser representada por uma impedância equivalente de valor Z_L . A função de transferência de laço aberto do sistema é apresentada em (3.20). A grandeza T_{sw} corresponde à constante de tempo equivalente do conversor. As constantes do controlador PI foram projetadas para que a função de transferência de malha fechada do sistema da Figura 3.13 apresente uma constante de tempo de 50 ms.

$$L.A = k_p \left(\frac{1 + sT_i}{T_i s} \right) \frac{U_{CC}}{2\sqrt{2}} \left(\frac{1}{1 + sT_{sw}} \right) \frac{Z_L}{Z_L + (R + Ls)}. \quad (3.20)$$

3.7.5 Laço de Controle da Tensão CA para Redes Fracas

Na Figura 3.14 é apresentado o laço de controle de tensão CA para conversores conectados a redes fracas, assim como foi mencionado na seção 3.3.1 o controle da tensão CA pode ser feito mediante compensação da potência reativa.

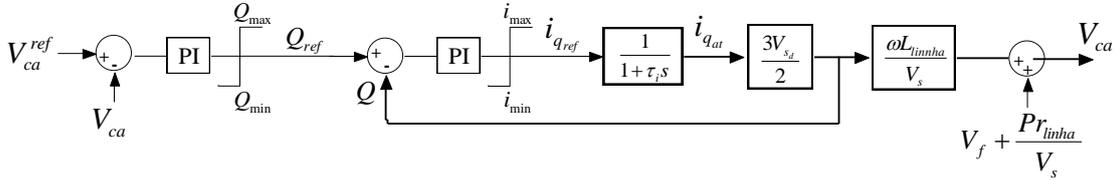


Figura 3.14: Laço de controle de tensão CA para redes fracas.

A função de malha aberta do sistema é apresentada em (3.21). O método para projetar o controlador de potência foi apresentado na seção 3.7.2. Para o projeto do controlador PI da tensão CA, que é feito através do método do lugar das raízes, é definido que a constante de tempo da função de transferência de malha fechada do sistema apresentado na Figura 3.14 seja 10 vezes maior do que a constante de tempo da malha fechada do sistema G . A grandeza G é a função de transferência de laço aberto do controlador de potência reativa, mostrado na Figura 3.14.

$$L.A = k_p \left(\frac{1 + sT_i}{T_i s} \right) \left(\frac{G}{1 + G} \right) \frac{\omega L_{linha}}{V_s}. \quad (3.21)$$

3.8 Esquemas de Controle dos Terminais da Rede MTDC

Uma vez que os sistemas que estão conectados na rede MTDC foram descritos, no capítulo 2 desta dissertação, e todos os tipos de controle foram apresentados, neste capítulo 3, podem-se apresentar os esquemas completos de controle para cada conversor. O qual é definido segundo o tipo de rede à qual está ligado o terminal:

- O terminal conectado ao SIN opera de forma equivalente a uma barra slack, com capacidade de injetar ou absorver potência ativa. Para isso, nele é utilizado um controle de tensão CC, apresentado em 3.8.1.
- O terminal 4, conectado à geração offshore, injeta potência ativa ao tempo que contribui no controle da tensão CC. Adicionalmente, este terminal auxilia no comando da tensão CA no seu PCC. Sua estrutura de controle é apresentada em 3.8.3.
- Finalmente, com a tensão CC corretamente controlada, os outros terminais realizam um controle de tensão CA, descrito em 3.8.2. No caso da carga, isto é suficiente para que os motores sejam alimentados e o fluxo de potência dependa dos equipamentos acendidos. No caso da fazenda eólica, existe um controlador interno, descrito na seção 2.5.1, que realiza o controle da potência injetada⁴.

Desta maneira, espera-se que em regime permanente o terminal conectado ao SIN responda ante as variações de potência da fazenda eólica, enquanto que a geração offshore injete sua potência nominal e a carga tenha uma tensão constante no seu PCC. A seguir são apresentados os esquemas de controle utilizados.

3.8.1 Esquema de Controle no Terminal 1 Ligado ao SIN

No terminal 1 é implementada a primeira abordagem do controle VDC descrita na seção 3.2, que produz como saída a referência de corrente no eixo d (i_{dref}); junto com controle de potência reativa que dá a referência de corrente no eixo q . A potência reativa de referência varia em função do valor médio da potência ativa, a fim de manter um fator de potência constante. Na Figura 3.15 é apresentado o esquema de controle do terminal 1.

⁴ No terminal da fazenda eólica também poderia ser utilizado um controle *droop* de tensão CC similar ao implementado na rede fraca. Neste trabalho esta funcionalidade não foi considerada, já que o sistema mostrou-se robusto suficiente com o esquema de controle usado.

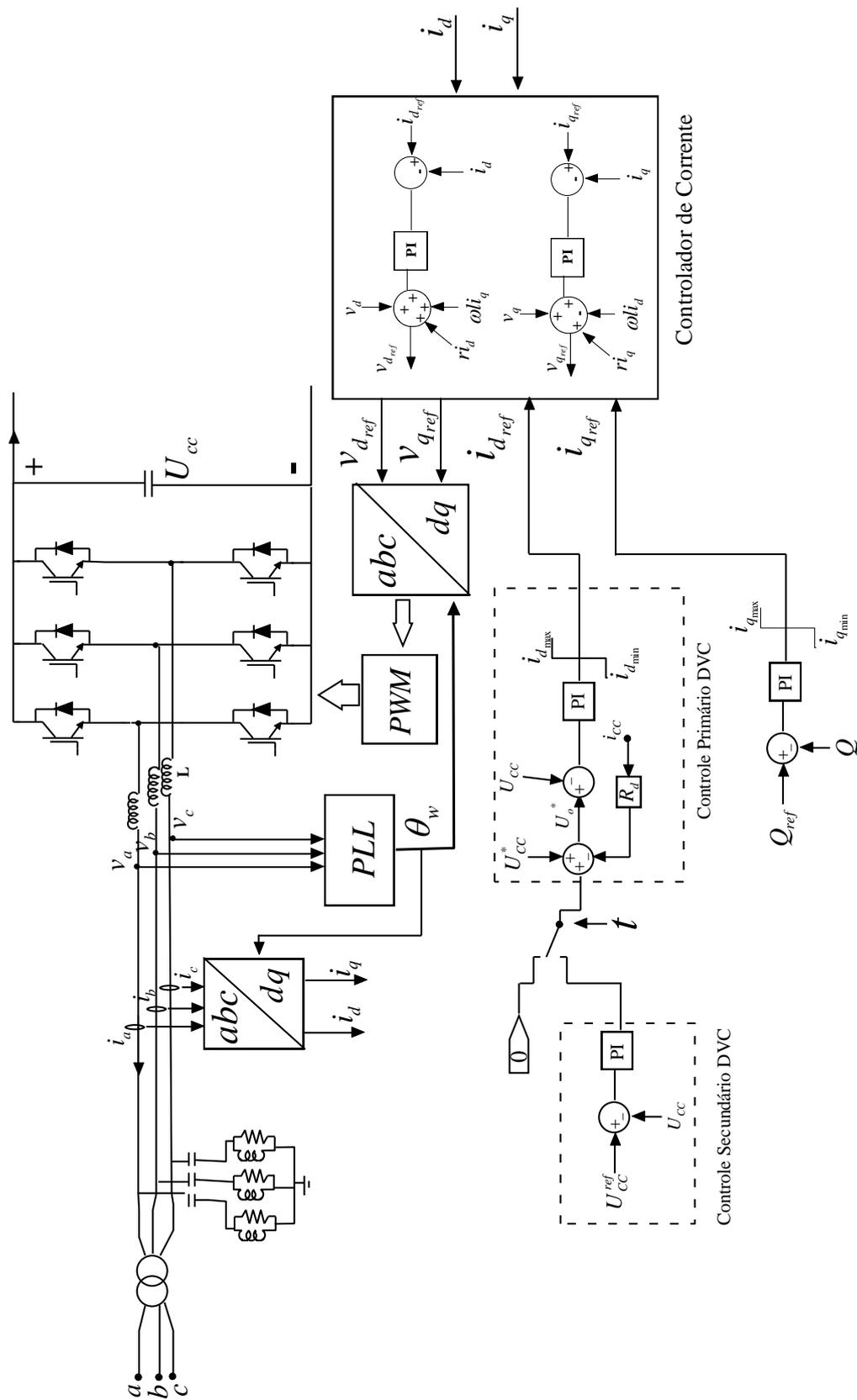


Figura 3.15:Esquema de controle do terminal 1, conectado ao SIN.

3.8.2 Esquema de Controle nos Terminais 2 e 3

Na Figura 3.16 é apresentado o esquema de controle dos terminais 2 e 3. Para estes terminais a técnica de controle do valor eficaz da tensão de linha CA é efetuada tal como apresentada na seção 3.3.2.

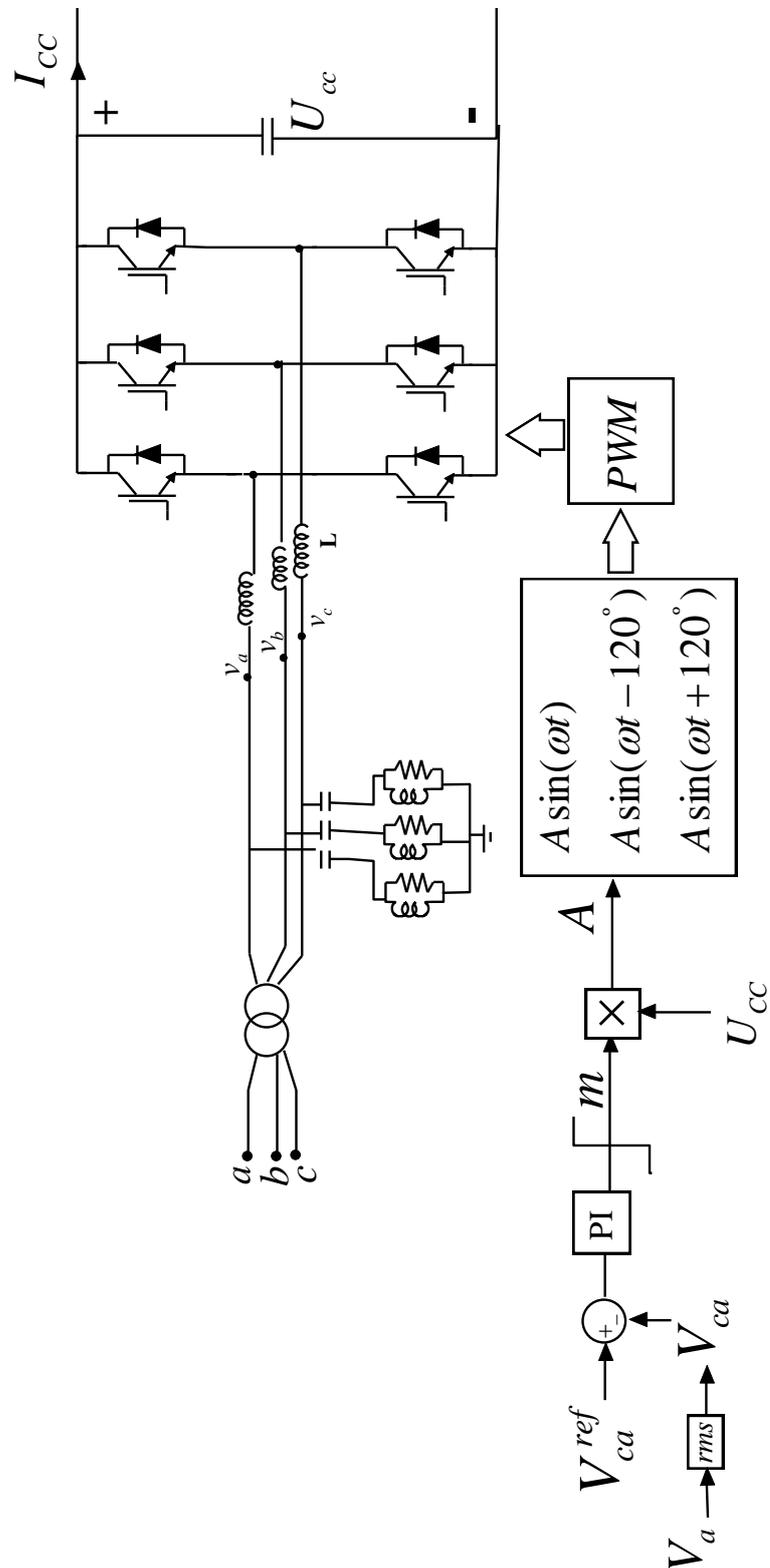


Figura 3.16: Esquema de controle do terminal 2 (fazenda eólica) e terminal 3 (carga).

Capítulo 4

Resultados de Simulação

4.1 Considerações sobre os Testes Desenvolvidos

Este capítulo apresenta os resultados das simulações efetuadas na rede MTDC modelada no capítulo 2 e cuja estratégia de controle foi descrita no capítulo 3. Neste estudo são consideradas condições de operação normais, tais como mudanças na geração eólica e partida de motores de grande porte na carga. Serão avaliados, também, os efeitos de curtos circuitos monofásicos e trifásicos tanto no terminal da carga, quanto no terminal ligado ao SIN. Este último evento permite testar a robustez da rede quando um dos terminais encarregados de controlar a tensão CC é desligado.

Nos testes que consideram eventos de curto-circuito são consideradas duas proteções elétricas independentes: a primeira, com o objetivo de proteger o conversor do terminal, bloqueia o chaveamento do conversor quando o valor instantâneo da corrente CA supera os 3pu. A segunda isola o subsistema da rede MTDC mediante uma proteção para sobrecorrentes instantâneas. Esta proteção tem uma especificação de *pick-up* de 3pu e um tempo de operação do disjuntor trifásico associado de 100ms. Nas simulações desenvolvidas, o bloqueio do chaveamento (a primeira proteção) atua mais rápido e, no caso do terminal da plataforma petrolífera, é suficiente para remover o curto-circuito.

No sistema, as medições de potência são baseadas na teoria de potências instantâneas $p-q$ [59]. Os valores apresentados nos gráficos são os valores médios de p e de q (\bar{p} e \bar{q}), obtidos mediante filtros passa baixas de segunda ordem com frequência de corte igual a 60Hz. A convenção adotada na simulação considera como potência positiva a potência extraída do elo CC enquanto que a potência negativa é aquela injetada no elo CC. A seguir são apresentados alguns dos parâmetros mais importantes do sistema e logo após, na seção 4.3, são descritos os casos de estudo efetuados.

4.2 Bases e Parâmetros do Sistema

4.2.1 Bases do Sistema

As bases de cada terminal são escolhidas segundo a potência nominal e a tensão CA nominal do mesmo. As bases para cada terminal são apresentadas a seguir:

Tabela 4.1: Bases do sistema.

Bases do Terminal 1, SIN			Bases do Terminal 2, Geração Eólica		
Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
Potência base	250	MVA	Potência base	250	MVA
Tensão base	150	kV	Tensão base	150	kV
Impedância base	90	Ω	Impedância base	90	Ω
Bases do Terminal 3, Carga			Bases do Terminal 4, Rede Fraca		
Parâmetro	Valor	Unidade	Parâmetro	Valor	Unidade
Potência base	75	MVA	Potência base	100	MVA
Tensão base	150	kV	Tensão base	150	kV
Impedância base	300	Ω	Impedância base	225	Ω

4.2.2 Parâmetros do Sistema

Os parâmetros que definem a rede MTDC estudada são apresentados a seguir. O grupo de parâmetros em comum do sistema está apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Parâmetros gerais e comuns.

Parâmetros Gerais					
Tensão CC	± 150	kV	Frequência da rede	60	Hz
Capacitância ⁵	68	μF	Frequência de chaveamento	2340	Hz
Reator de alisamento				24	m Ω

Nas Tabela 4.3 até a Tabela 4.6 são apresentados os parâmetros que são particulares a cada terminal.

⁵ Este é o valor do capacitor do elo CC. Estritamente, a capacitância equivalente vista por um terminal da rede MTDC é igual a este valor somado com a capacitância total do cabo CC associado. Na modelagem do cabo, mostrada na seção 2.2, foi detectado que a capacitância do cabo é consideravelmente menor do que o capacitor do elo CC.

Tabela 4.3: Parâmetros do terminal 1.

Terminal 1 (ligado no SIN)								
Transformador								
Tensão CA	230/150	kV	Reatância de dispersão		0,15	pu		
Reator do Conversor								
Resistencia	6×10^{-3}	pu	Reatância		0,14	pu		
Filtro CA								
Capacitância	0,39	pu	Indutância	0,0164	pu	Resistencia	3,2	pu
Controlador de Tensão CC- VDC com Impedância Virtual								
Controle Primário								
Resistencia virtual	34	Ω	k_p	0,0061	k_i	0,185		
Controle Secundário								
k_p	0,0005		k_i		2			
Controlador de Potência Reativa								
k_p	0,0036		k_i		0,357			
Constantes do Controlador de Corrente								
k_p	20		k_i		312,5			

Tabela 4.4: Parâmetros do terminal 2.

Terminal 2 (ligado na Fazenda Eólica)								
Reator do Conversor								
Resistencia	6×10^{-3}	pu	Reatância		0,14	pu		
Filtro CA								
Capacitância	0,449	pu	Indutância	0,0164	pu	Resistencia	2,84	pu
Controlador de Tensão CA								
k_p	0,0008		k_i		0,1428			

Tabela 4.5: Parâmetros do terminal 3.

Terminal 3 (ligado na Plataforma)								
Transformador								
Tensão CA	150/13,8	kV	Reatância de dispersão		0,15	pu		
Reator do Conversor								
Resistencia	$1,8 \times 10^{-3}$	pu	Reatância		0,0684	pu		
Filtro CA								
Capacitância	0,1332	pu	Indutância	$4,89 \times 10^{-3}$	pu	Resistencia	0,96	pu
Controlador de Tensão CA								
k_p	0,0324		k_i		3,248			

Tabela 4.6: Parâmetros do terminal 4.

Terminal 4 (ligado na Rede elétrica Fraca)					
Reator do Conversor					
Resistencia	$1,51 \times 10^{-6}$	pu	Reatância	0,0577	pu
Filtro CA					
Capacitância	0,0799	pu	Indutância	$8,21 \times 10^{-3}$	pu
Resistencia	1,6	pu			
Controlador Voltage Droop Control					
k_p	0,00358	k_i	0,358	$1/\rho_{cc}$	0,08
Controlador de Tensão CA-Compensação Potência Reativa					
k_p	2,5	k_i	20		
Controlador de Potência Reativa					
k_p	0,00358	k_i	0,358		
Constantes do Controlador de Corrente					
k_p	20	k_i	2000		

4.3 Casos de Estudo

A fim de avaliar o comportamento dinâmico e a robustez da rede MTDC, alguns testes têm sido realizados com base em condições realistas tais como: i) mudanças na geração eólica, ii) compensação da potência reativa, iii) partida de motores de grande porte, iv) curtos - circuitos e v) desligamento de terminais. Uma descrição dos casos de estudo assim como do comportamento do sistema ante cada um destes eventos é apresentada a seguir.

4.3.1 Mudança da Potência Eólica, Partida de Motor e Controle do Valor Eficaz da Tensão na Rede Fraca

Neste teste a rede MTDC é exposta a mudanças bruscas na velocidade do vento, à compensação de potência reativa para o suporte da tensão CA no PCC da rede fraca e à partida de um motor de grande porte na plataforma, tal como é mostrado esquematicamente no diagrama da Figura 4.1. Destaca-se que todos estes eventos são analisados num mesmo caso de simulação para diminuir o número de gráficos desta dissertação, não obstante, sua ocorrência em um intervalo de tempo tão curto é pouco provável num sistema real.

A Tabela 4.7 apresenta a sequência dos eventos que acontecem neste teste. Além dos eventos mencionados, existe uma variação permanente na intensidade de vento na fazenda eólica.

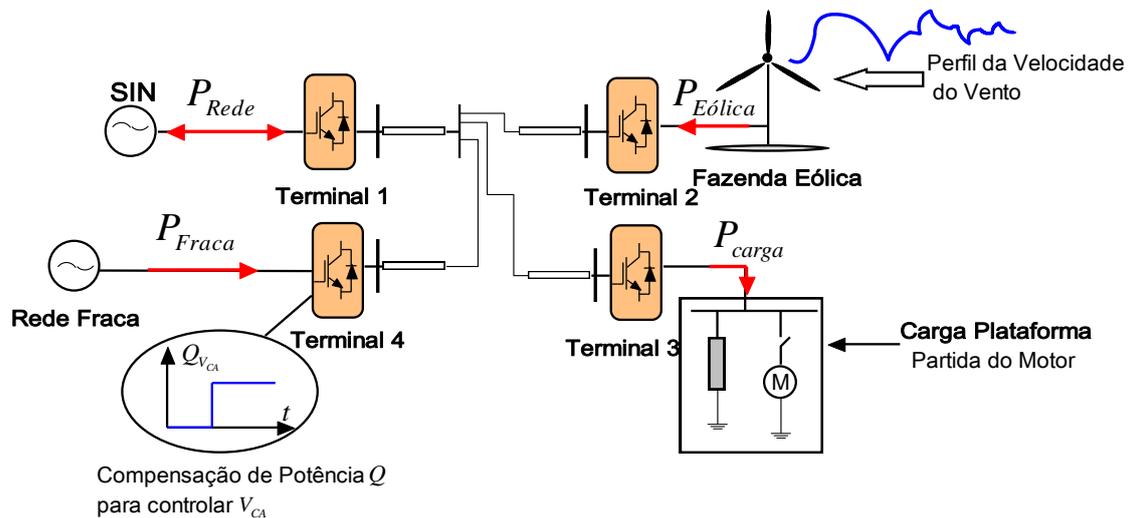


Figura 4.1: Eventos considerados no teste #1: Mudança da potência eólica, partida direta de motor de grande porte e controle do valor eficaz da tensão na rede fraca.

Tabela 4.7: Sequencia dos eventos na rede MTDC- Teste 1.

Tempos	Descrição dos Eventos
$t_0 = 1,5 [s]$	Compensação de potência reativa (Terminal 4)
$t_1 = 2,0 [s]$	Partida do motor de grande porte (Terminal 3)

O perfil de vento usado neste teste é apresentado na Figura 4.2. Como pode ser observado, este perfil apresenta variações bruscas na velocidade instantânea do vento. Esta variação cria significativas mudanças na potência gerada pela fazenda eólica o que põe em teste a rapidez do controle de potência apresentado na Figura 2.13.

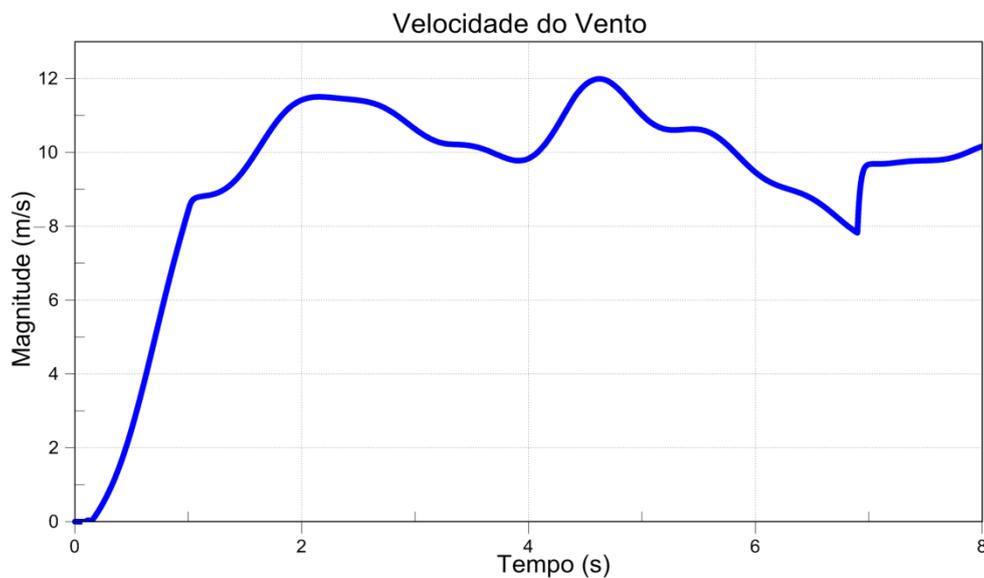


Figura 4.2: Perfil da velocidade do vento.

A Figura 4.3 corresponde às potências resultantes na rede MTDC. Como mencionado, a convenção de potência utilizada para os terminais deste trabalho considera negativa a potência que entra na rede CC e positiva a potência que entra na rede CA. Por isto, nos terminais de geração, fazenda eólica e rede fraca (geração a gás), a potência da Figura 4.3 é sempre negativa. No lado da carga o fluxo de potência é sempre positivo, como se aprecia na figura, como consequência da operação em modo inversor do conversor do terminal. Finalmente, o terminal ligado ao SIN apresenta fluxo de potência tanto positivo quanto negativo já que este terminal se encarrega de manter o balanço entre a potência gerada na rede MTDC e a potência transmitida para o SIN, funcionando de uma forma semelhante à barra swing dos sistemas de potência convencionais.

Como apresentado na Figura 4.3 a potência fornecida pela fazenda eólica varia segundo o perfil de vento. Com este resultado se mostra como o controle interno de potência implementado na fazenda eólica (seção 2.5.1, Figura 2.13) consegue responder satisfatoriamente a diferentes tipos de mudanças no comportamento do vento tais como rajada e rampa, ambos com componentes de ruído. A potência da rede fraca é mantida em 0.8pu nas bases do terminal 4 (80MW), esta sinal apresenta um pequeno transiente em t_0 , momento em que é ativada a compensação de potência reativa no terminal 4, porém, o controlador consegue rapidamente controlar valor da potência ativa no valor de referência. Finalmente, no instante t_1 um motor de grande porte é ligado na plataforma, nesse instante a potência requerida pela plataforma atinge seu valor nominal de 1 pu nas bases do terminal 3 (75MW). Da Figura 4.3 é evidente que a forma de onda da potência injetada pelo terminal 1 no ponto de conexão do SIN responde às variações no vento da fazenda eólica, assim como ao incremento de carga da plataforma que ocorre em t_1 , o qual é consequente com o fato de que o terminal 1 (SIN) se comporta como a barra swing dos sistemas CA. A oscilação presente na potência no início é associada ao carregamento dos capacitores do elo CC.

Na Figura 4.4 é mostrado o comportamento da tensão no elo CC, medido próximo aos capacitores, estas quatro tensões CC apresentam pequenas diferenças entre elas no seu valor instantâneo como consequência das quedas de tensão presentes nos cabos CC. Do mesmo modo, a tensão CC não permanece fixa no valor nominal de referência ao ser afetada pelas variações significativas do fluxo de potência na rede MTDC que, em conjunto com a estratégia de controle VDC, originam pequenos desvios do valor instantâneo em relação ao valor nominal. Porém, os conversores encarregados de

controlar a tensão no elo CC conseguem controlar rapidamente o transiente. O máximo desvio acontece em $t = 7$ s, neste instante o perfil de vento apresenta uma rampa de grande declive, o que representa uma grande mudança na potência eólica gerada. Este aumento na geração eólica gera um desvio não maior do que 6% da tensão CC que rapidamente é controlado, como se mostra no detalhe da Figura 4.4.

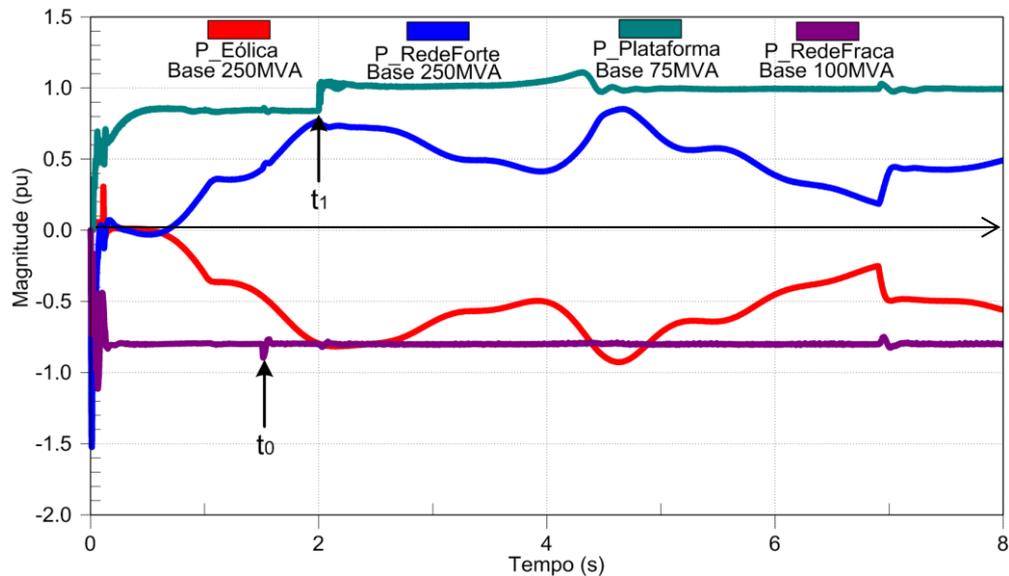


Figura 4.3: Potência ativa em cada terminal da rede MTDC.

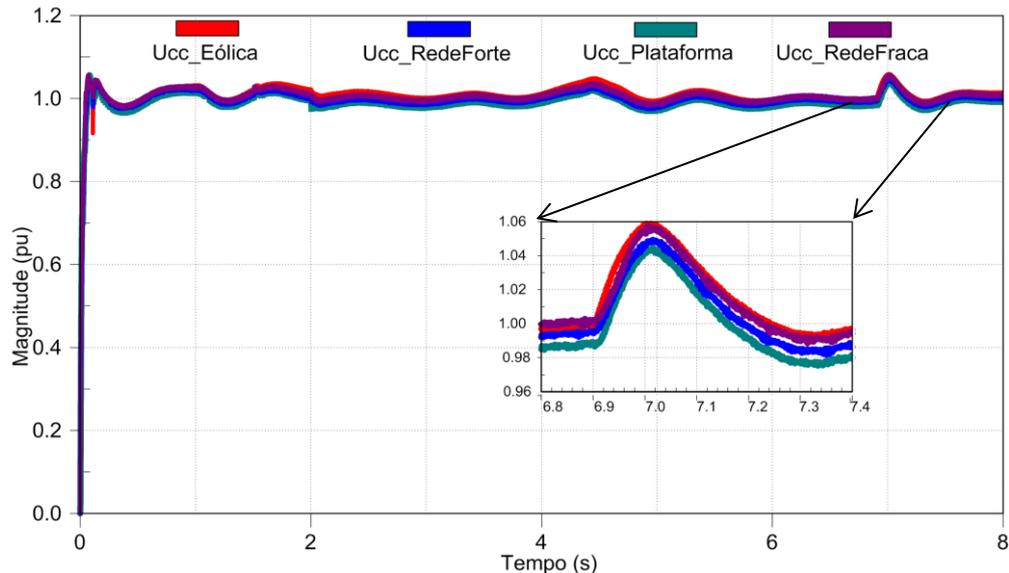


Figura 4.4: Tensão CC perto dos capacitores de cada terminal.

Assim como foi mencionado anteriormente, o terminal ligado ao SIN faz às vezes de barra swing, portanto, nos momentos de excesso de potência na rede MTDC este terminal encaminha esta energia para outro consumidor. Por outro lado, no caso de falta de potência na rede MTDC este terminal se encarrega de suprir a demanda, mantendo um balanço estável de potência na rede MTDC. Na Figura 4.5 são

apresentadas as correntes CC do terminal 1, sua amplitude varia segundo o comportamento das outras potências na rede.

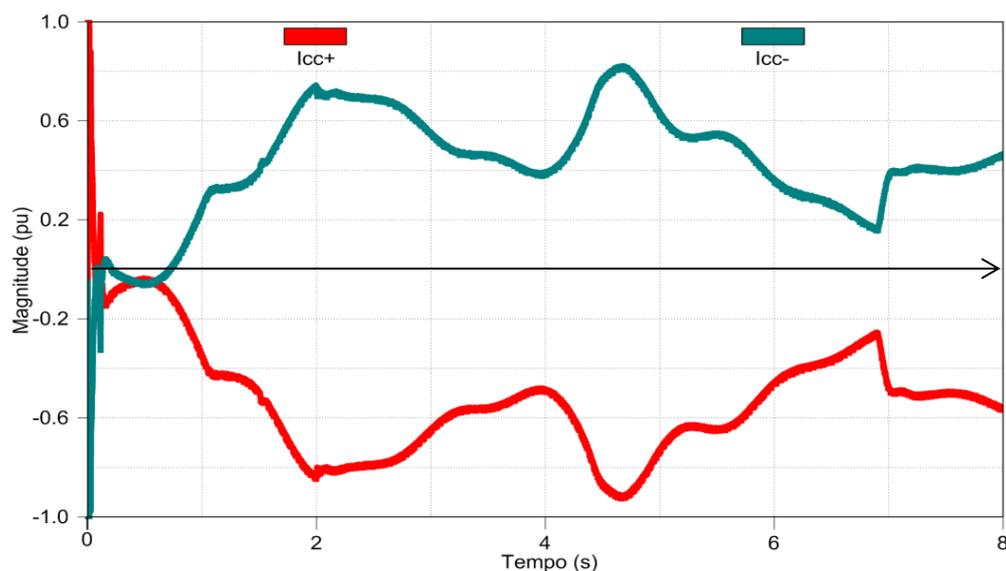


Figura 4.5: Correntes CC no conversor do terminal 1.

Em relação às potências reativas dos terminais da rede MTDC, mostradas na Figura 4.6, a potência reativa do conversor que está conectado ao SIN é controlada buscando que o fator de potência seja mantido em 0,98 indutivo; a potência reativa do conversor conectado à fazenda eólica é zero tal como é estabelecido no controle, que busca manter o fator de potência unitário. No terminal da rede fraca, a referência de potência reativa é modificada em t_0 , de um valor inicial de zero a um valor determinado pelo controle da tensão eficaz do PCC descrito no capítulo 3 e apresentado na Figura 3.5. A potência reativa da plataforma não é controlada e depende da carga conectada em esse terminal. No momento da partida do motor de grande porte (t_1), um grande aumento na potência reativa é solicitado, tal como mostra a Figura 4.6. Ao somar as potências reativas dos quatro terminais da rede MTDC pode ser observado que, diferentemente a como ocorre com as potências ativas, o resultado do somatório de potências reativas não tem que ser necessariamente nulo.

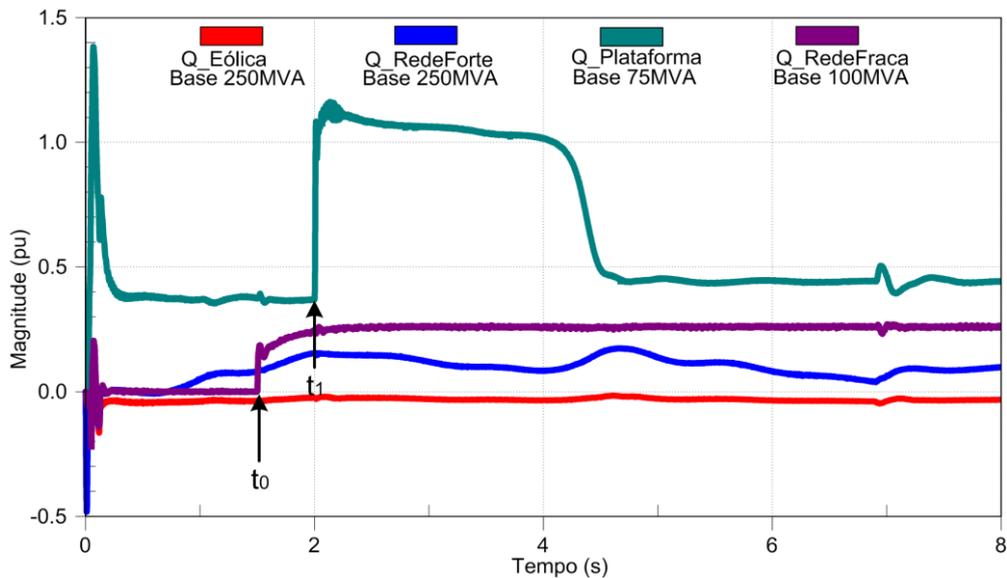


Figura 4.6: Potência reativa em cada terminal da rede MTDC.

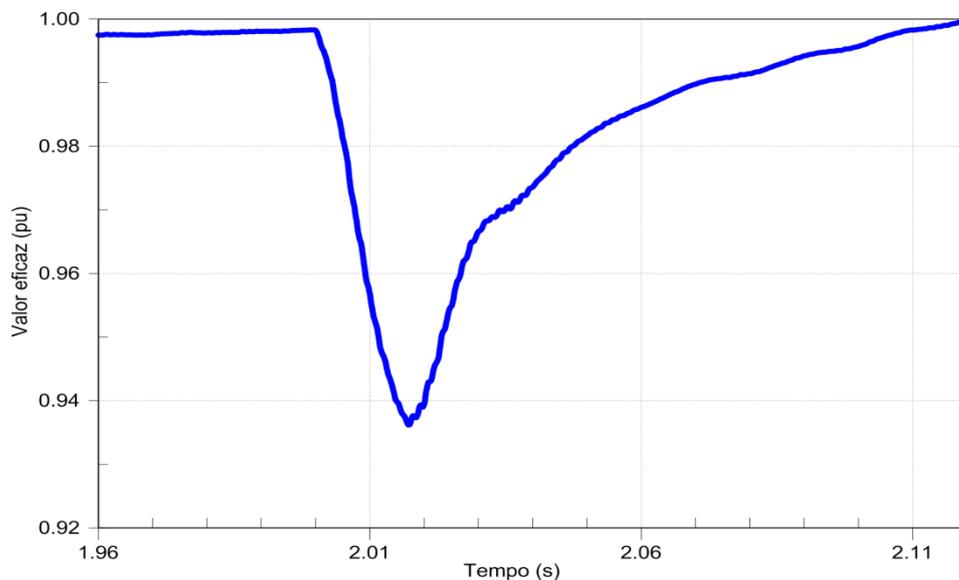


Figura 4.7: Valor eficaz da tensão CA na plataforma.

A Figura 4.7 apresenta o comportamento do valor eficaz da tensão CA do conversor ligado à plataforma no momento em que o motor de grande porte é ligado. A norma IEC 61892 focada em unidades *offshore* permite que, diante de grandes mudanças na carga a tensão CA, apresente um desvio não máximo a $+15\%/-20\%$ [60] [63]. Como se mostra, o valor eficaz da tensão CA cai apenas num 6,4% do valor nominal, cumprindo com as especificações. O controlador de magnitude de tensão eficaz da Figura 3.16 atua satisfatoriamente e permite que a tensão retorne rapidamente a seu valor nominal.

A Figura 4.8 apresenta com maior detalhe o resultado do controle de tensão eficaz CA da rede fraca (terminal 4) efetuado através da compensação de potência reativa. Na

figura mostra-se o comportamento do valor eficaz da tensão antes e depois de ser ativado o controle. Observa-se como um incremento na potência reativa fornecida pela rede fraca ao terminal 4 da rede MTDC (que é efetuado no instante de simulação $t = 1,5$ s) consegue compensar a magnitude da tensão eficaz CA no PCC até estabelecê-la no seu valor nominal. Enquanto esta função de controle de tensão é realizada, a potência ativa deste terminal permanece praticamente constante, mostrando unicamente um pequeno comportamento transiente no instante, tal como é mostrado na Figura 4.3.

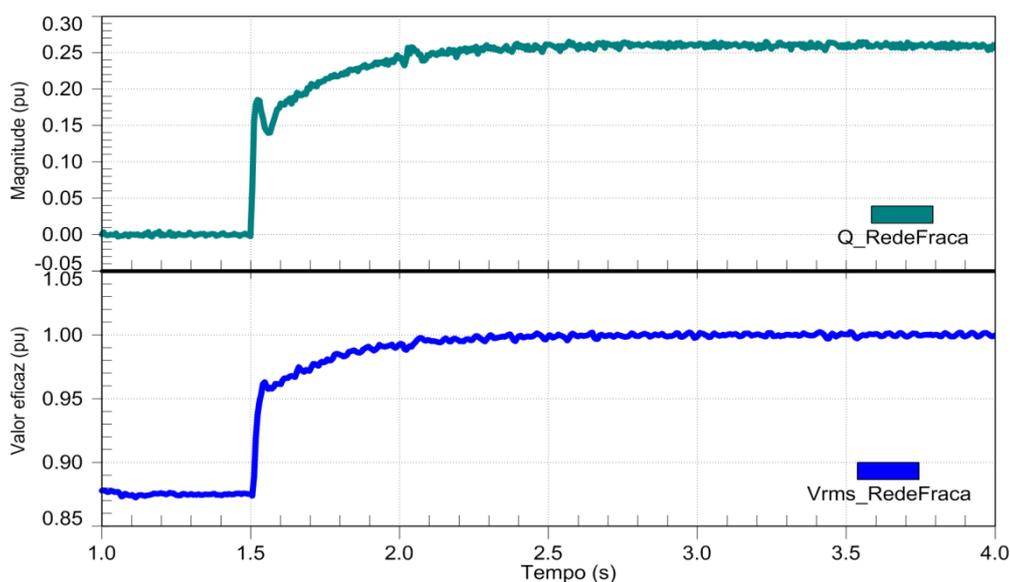


Figura 4.8: Controle da tensão CA através da compensação de potência reativa.

Na Figura 4.9 é destacada a forma de onda da tensão CA no PCC entre o terminal 3 da rede MTDC e a plataforma petrolífera. É observado que os filtros analógicos conseguem diminuir o conteúdo harmônico das tensões na saída da ponte inversora, ao ponto que a distorção harmônica total dos sinais mostrados na Figura 4.9 é de 4,3%, e o harmônico com maior amplitude é o quinto, com uma magnitude de 2,86% da componente fundamental; estes valores se encontram dentro dos limites permitidos pela norma para unidades offshore [63]. Na Figura 4.10 é mostrado a magnitude média dos harmônicos destas tensões.

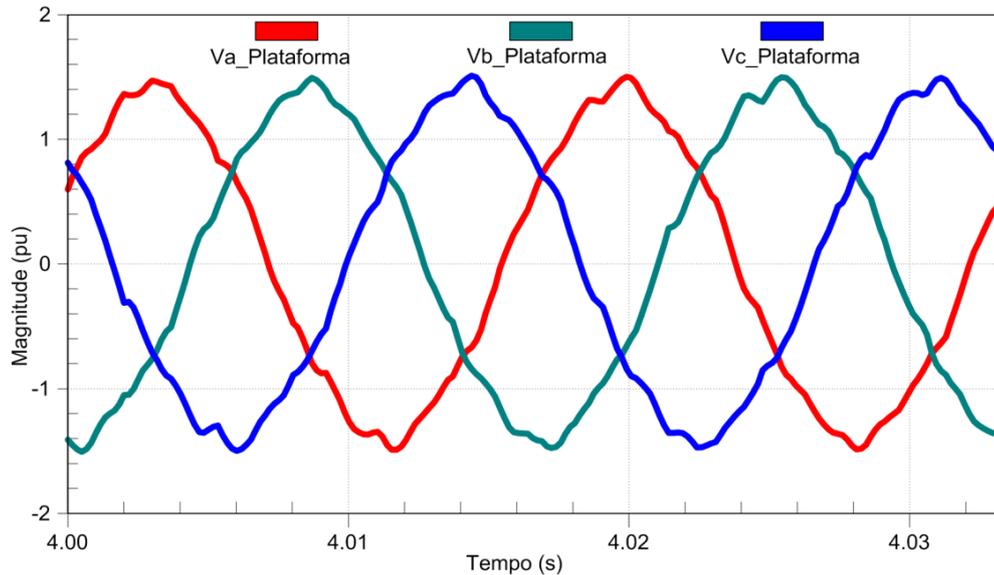


Figura 4.9: Tensão CA na plataforma.

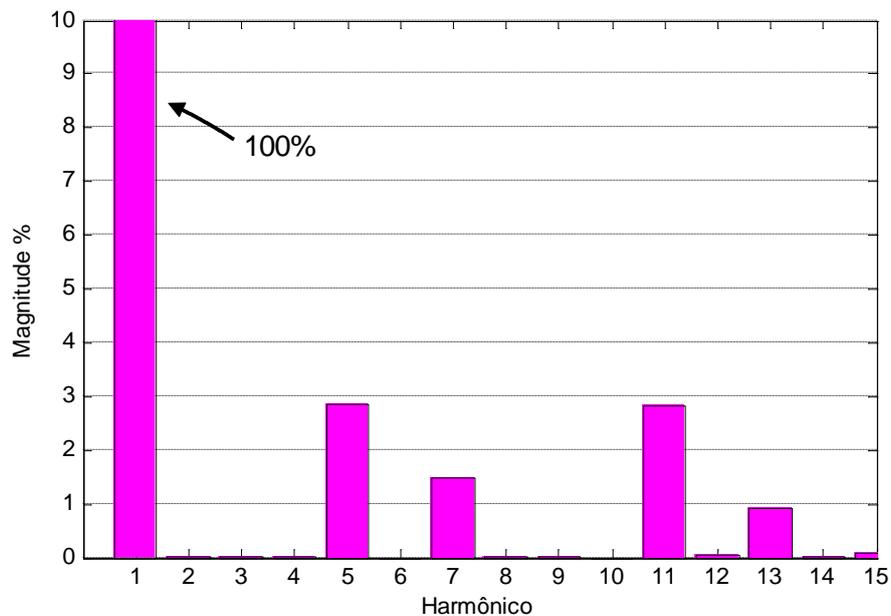


Figura 4.10: Conteúdo harmônico da tensão CA na plataforma.

Lembrando que a fazenda eólica é representada através de um modelo equivalente simplificado que incorpora o gerador-conversor numa fonte controlada de corrente, como apresentado na Figura 2.13. A tensão CC no capacitor do conversor deste modelo equivalente e a potência gerada pela fazenda eólica durante todo o intervalo de simulação do presente caso de estudo são apresentadas na Figura 4.11. Desta figura é possível observar que diante das variações do vento o controlador de tensão utilizado modifica a potência de saída da fazenda eólica permitindo manter a tensão em torno ao valor nominal, mesmo quando a variação de vento é muito rápida.

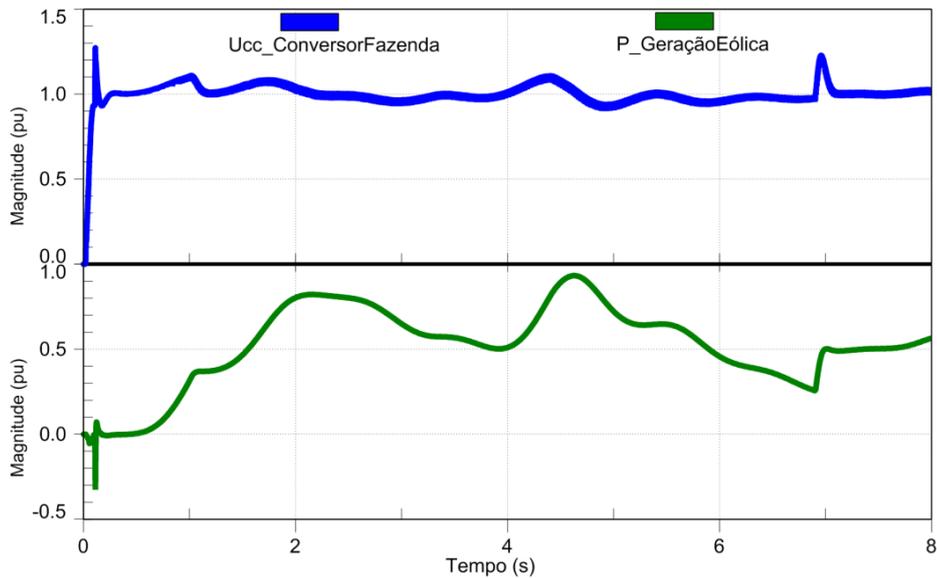


Figura 4.11: Tensão CC e potência ativa da fazenda eólica.

Na Figura 4.12 é apresentada a forma de onda da tensão CA no PCC entre o terminal 2 da rede MTDC e a fazenda eólica. Esta onda apresenta uma baixa distorção harmônica total de 1,32% com um componente unitário máximo de 0,46%, na 39ª frequência harmônica. No entanto, esta distorção pode ser melhorada através filtros mais seletivos ou topologias mais eficientes como *Modular Multilevel Converter - MMC* [64].

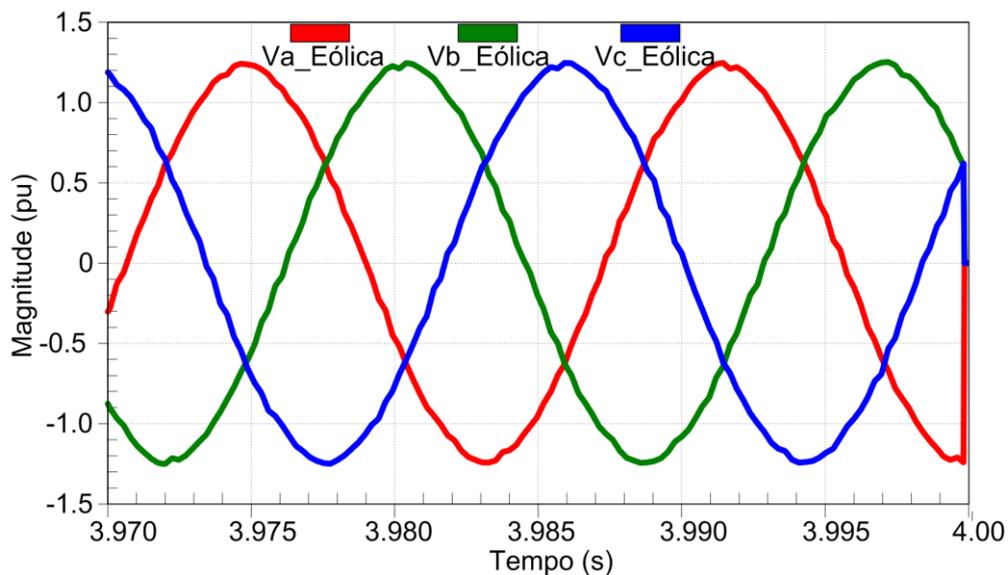


Figura 4.12: Tensão CA do conversor ligado na fazenda eólica.

Como conclusão dos resultados deste primeiro caso de simulação, podemos afirmar que o sistema MTDC projetado se comporta satisfatoriamente ante variações do seu ponto de operação; de tal maneira que modificações na potência ou carga dos

terminais, produzidas por situações de normal ocorrência, não afetam a estabilidade da rede.

4.3.2 Curto-circuito e Desconexão do Terminal 1

Este teste analisa o comportamento do sistema MTDC diante um curto-circuito no terminal 1 que obriga à desconexão do mesmo. Ao estar conectado com a rede de transmissão forte e possuir uma função de controle da tensão CC da rede, este terminal é o mais importante da rede e seu correto funcionamento está relacionado com a estabilidade do sistema. Por este motivo, este teste permite analisar a robustez do sistema de controle, possibilitando a verificação do correto funcionamento do *Voltage Droop Control*.

4.3.2.1 Curto-circuito Trifásico e Desconexão do Terminal 1

Neste teste é considerado um curto-circuito trifásico aplicado em $t = 1,85$ s com uma duração de 150ms no lado CA do terminal 1, destacado na Figura 4.13. A Tabela 4.8 apresenta a sequência dos eventos que acontecem durante o teste.

Tabela 4.8: Sequência dos eventos na rede MTDC- Teste 2

Tempos	Descrição dos Eventos
$t_0 = 1,85$ [s]	Curto-circuito trifásico no terminal 1
$t_1 = 1,94$ [s]	Desconexão do terminal 2 da rede MTDC (proteção de sobretensão CC)
$t_2 = 1,95$ [s]	Desconexão do terminal 1 da rede MTDC (proteção de sobrecorrente)
$t_3 = 3,5$ [s]	Reconexão do terminal 1
$t_4 = 3,8$ [s]	Reconexão do terminal 2
$t_5 = 5,0$ [s]	O controle secundário do VDC é ativado (terminal 1)

Na figura 4.12 estão destacados os pontos da rede MTDC onde ocorrem os eventos descritos na tabela 4.8. De igual maneira a figura mostra o sentido do fluxo de potência nos terminais.

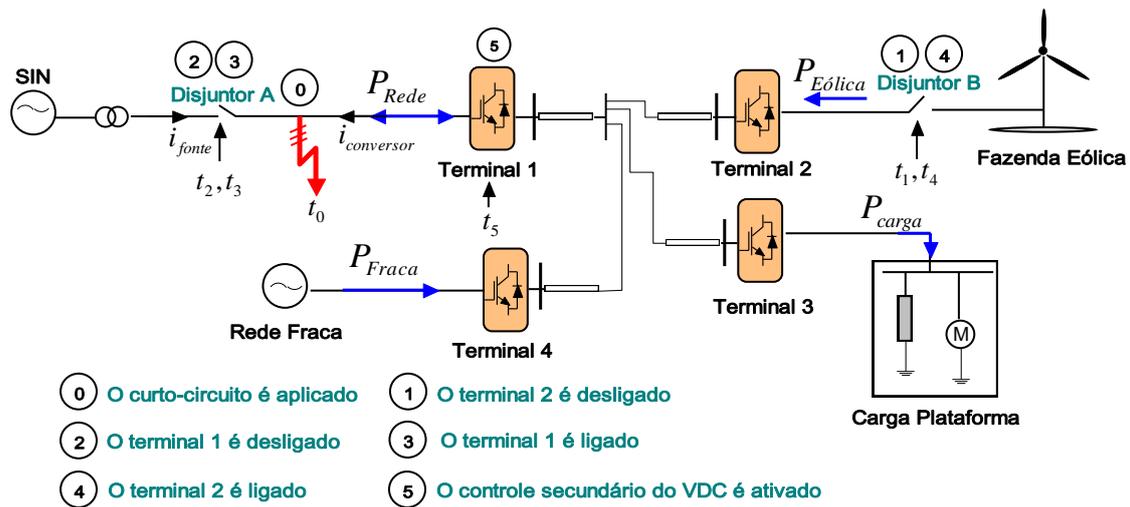


Figura 4.13: Eventos considerados no teste #2: Curto-circuito trifásico no terminal 1.

A Figura 4.14 mostra o comportamento do fluxo de potência da rede MTDC no evento de curto-circuito trifásico no terminal 1. A impedância de curto para este defeito é tal que a tensão CA trifásica no ponto onde ocorre o curto é enfraquecida num 80% do valor nominal, como se apresenta na Figura 4.15. Ainda que nível de tensão CA é reduzido, o conversor do terminal 1 continua controlando a corrente CA; porém a potência que este entrega ao SIN é reduzida, o qual é destacado na Figura 4.14 com o indicador t_0 . Em consequência, a potência que é injetada na rede MTDC (pelos terminais da rede fraca e da fazenda eólica) é maior do que a potência absorvida; isto ocasiona a perda do balanço de potências na rede e, portanto, um aumento constante na tensão do elo CC, o qual é apresentado na vista zoom da Figura 4.16.

Com o fim de diminuir a injeção de potência na rede MTDC em condições de desequilíbrio de energia e evitar a instabilidade da mesma, no terminal ligado à fazenda eólica foi implementado um sistema de proteção a sobtensões, que se ativa uma vez que a tensão CC do conversor associado é maior do que 1,1pu por mais de 15ms. Esta proteção abre o disjuntor associado isolando a fazenda eólica da rede MTDC, o qual é ilustrado na Figura 4.13. Por outra parte, as correntes que alimentam o curto circuito (i_{fonte} na Figura 4.13) acionam uma proteção de sobrecorrente que isola o terminal 1 do SIN. Esta ação origina um aumento na corrente do conversor do terminal 1 e leva ao bloqueio de seu chaveamento. Uma vez que estes terminais são desligados, o balanço de potência é restabelecido entre os terminais restantes (rede fraca e plataforma) mediante o controlador *droop* de tensão do terminal 4, tal como será detalhado na discussão da Figura 4.16; este balanço de potência permite que a carga continue sendo alimentada mesmo quando a conexão com o SIN é perdida.

O resultado descrito na Figura 4.14 mostra a robustez e versatilidade de um controle compartilhado de tensão CC para uma rede MTDC, onde nenhum terminal é indispensável para manter a controlabilidade da rede. Neste sentido, a contribuição deste trabalho está em combinar duas metodologias de controle diferentes na mesma rede CC, o que permitiu que a rede fraca pudesse contribuir de forma significativa no aumento da estabilidade do sistema. No correspondente ao atual caso de estudo, nos instantes de tempo t_3 e t_4 são re-ligados os terminais 1 e 2, respectivamente. A entrada destes terminais no sistema não afeta de maneira significativa aos outros terminais e para o final do intervalo de simulação o sistema está num ponto estável de operação.

Na Figura 4.15 se apresenta o comportamento da tensão CA no PCC do terminal 1 uma vez que o curto-circuito é aplicado. Como já foi mencionado, a magnitude da tensão neste ponto cai num 80% do valor nominal durante a falha. A distorção que se observa na forma de onda da tensão nos instantes iniciais da Figura 4.15 é consequência dos harmônicos gerados pelo chaveamento do conversor, portanto uma vez que o terminal 1 é desligado da rede forte e o curto é extinto, a tensão CA no PCC fica como uma senoidal perfeita.

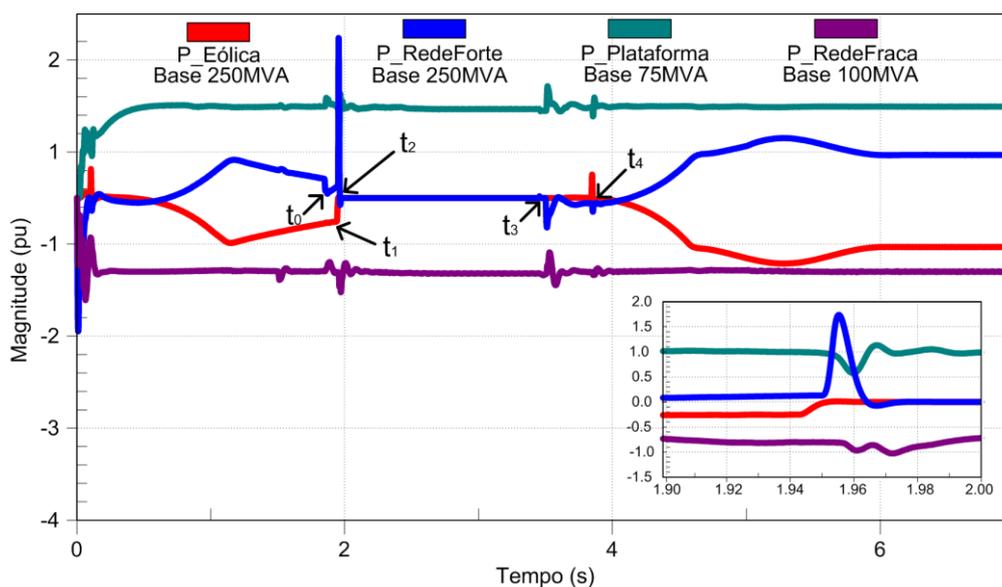


Figura 4.14: Potências da rede MTDC, curto-circuito trifásico.

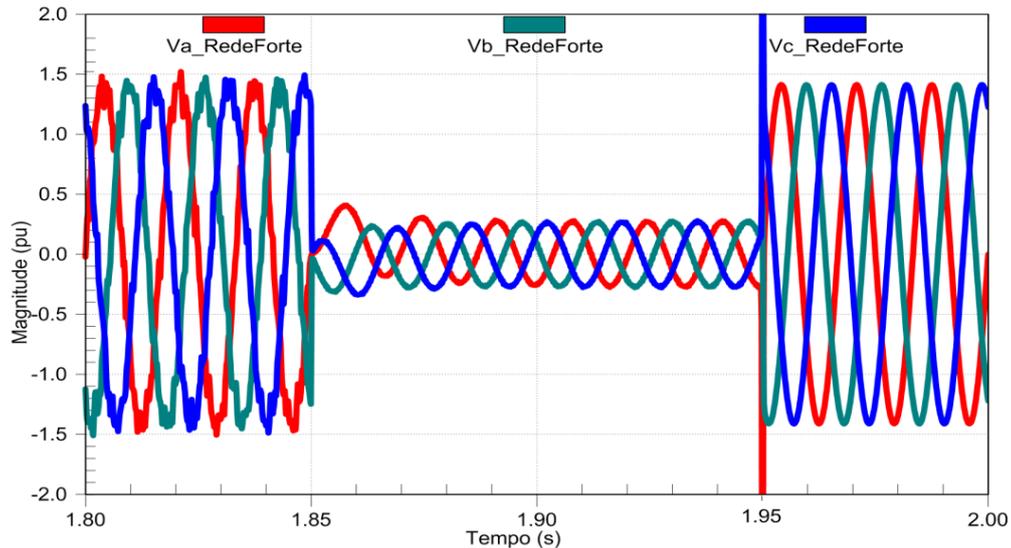


Figura 4.15: Tensão CA no conversor do terminal 1.

Na Figura 4.16 é apresentado o comportamento da tensão CC de cada terminal. É possível ver como uma vez que o curto-circuito é aplicado (no instante t_0) a tensão CC aumenta com uma inclinação constante até que a fazenda eólica é desligada. Pouco depois de ser desligado o terminal da fazenda eólica, a rede forte é isolada pela sua proteção de sobrecorrente; devido a que o ponto de falha está localizado entre o disjuntor da rede forte e o conversor do terminal 1 (ver Figura 4.13), esta desconexão não isola a falha da rede MTDC, mas leva a que o conversor do terminal 1 alimente individualmente o curto, causando uma forte transiente na tensão CC deste terminal. Este batimento na tensão CC é eliminado com a parada do chaveamento do conversor do terminal 1. É importante destacar o comportamento da rede durante os tempos t_2 e t_3 (nos quais unicamente os terminais da plataforma (#2) e da rede fraca (#4) permanecem ativos); pode-se observar como o terminal 4 consegue manter a estabilidade da rede neste intervalo ao controlar a tensão CC numa nova tensão de referência (neste caso 0.9pu) estabelecida pela característica do controlador *droop* e a potência ativa requerida pela plataforma.

Dado que a tensão nominal do elo CC é de 300 kV, a relação existente entre o valor pico monofásico da tensão nominal da carga (122,5 kVpico) e 1/2 da tensão nominal do elo CC é de 0,816. Esta característica permite manter a controlabilidade sobre a tensão CA no terminal da carga em situações de afundamento de tensão, como a apresentada no resultado da Figura 4.15. Com este resultado é mostrado que a estratégia de controle *Droop* proposta neste trabalho possibilita o fluxo de potência entre os terminais restantes da rede MTDC, mesmo quando seja necessário desligar um

dos terminais que ajudam no controle da variável mais crítica, a tensão no elo CC. No instante t_3 o terminal 1 volta a ser ligado e consigo a tensão CC modifica seu ponto de operação, num valor menos distanciado da tensão nominal da rede. A posterior reconexão da fazenda eólica leva a que o valor da tensão CC oscile em torno a 1pu, até que em t_5 , é ativado o controle secundário da estratégia de controle da tensão CC (implementado no terminal 1), o que leva a eliminar satisfatoriamente o erro em estado estável na tensão CC.

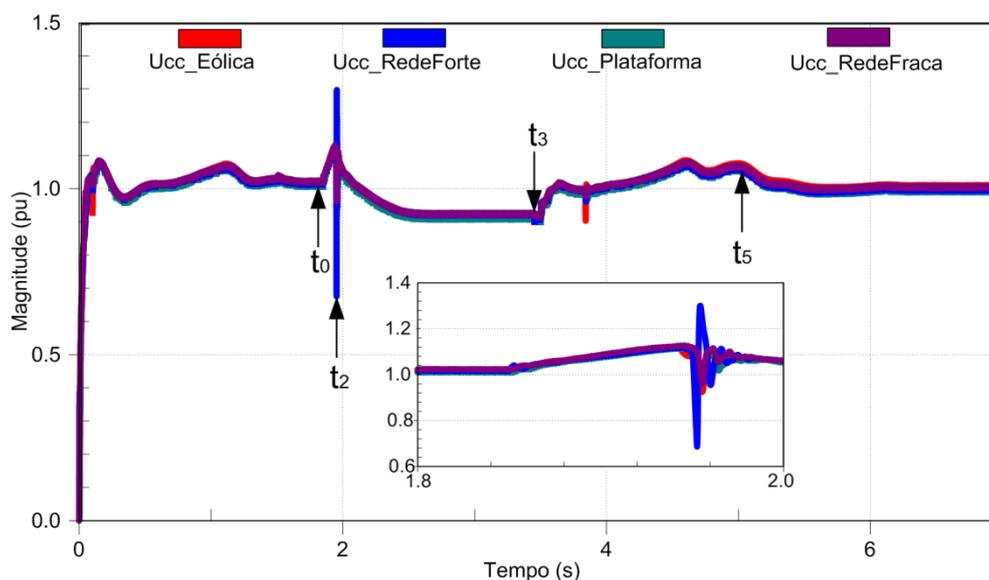


Figura 4.16: Tensão CC do sistema MTDC durante o curto-circuito.

A Figura 4.17 apresenta as correntes de curto-circuito do terminal em falha, com a nomenclatura e direção descritas na Figura 4.12; como se mostra na Figura 4.17, as correntes de curto da fonte atingem um valor eficaz de até 7.5pu, ultrapassando o setup da proteção de corrente. Inicialmente, as correntes do lado do conversor não têm magnitudes muito elevadas, o qual é consequência de que a impedância equivalente do ponto de falha ao lado CA do conversor é consideravelmente maior do que a impedância resultante entre a falha e o SIN. No entanto, uma vez que o disjuntor A é ativado isolando a rede forte do conversor, o curto-circuito começa a ser alimentado unicamente pela rede MTDC; isto faz que as correntes CA do conversor incrementem subitamente, tal como se apresenta na Figura 4.17, ativando a proteção do conversor que bloqueia o chaveamento do mesmo e zera as suas correntes CA. Finalmente, uma vez que o curto-circuito é superado e o terminal 1 volta a ser ligado na rede MTDC o sistema volta ao estado pre-falta.

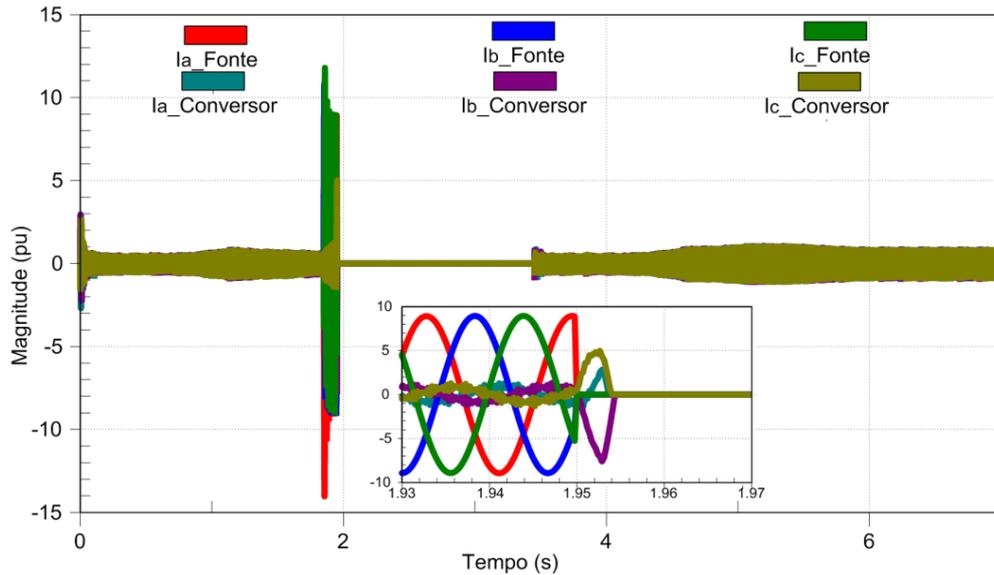


Figura 4.17: Correntes de curto-circuito no terminal 1.

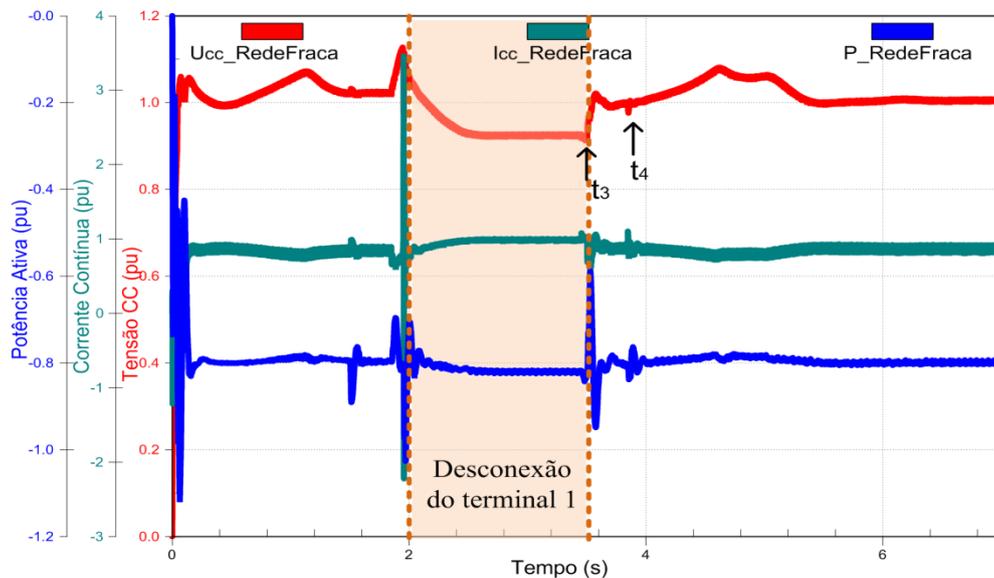


Figura 4.18: Grandezas no terminal 4 durante o curto-circuito e a desconexão do terminal 1.

Na Figura 4.18 se apresenta o comportamento da tensão CC do terminal 4 durante o evento de curto-circuito, destacando o intervalo de tempo de desconexão do terminal 1 como se mostra na figura, durante o intervalo de tempo em que o terminal 1 é desligado, o terminal 4 consegue manter a tensão CC constante em 0,9 pu mantendo a estabilidade da rede MTDC. A modificação de 0,1 pu no ponto de operação da tensão CC implica que a potência entregue pela rede fraca aumenta em 2,4 MW em relação a seu valor de referência inicial; este incremento é definido pela constante de *droop* ($1/\rho_{cc}$) da estrutura de controle da Figura 3.18. O ajuste da constante do *droop* permite modificar, se é requerido, esta variação de potência e tensão CC. No instante t_3 o terminal 1 volta a ser ligado e em t_4 , 300 ms depois de ser ligado o terminal 1, o

terminal 2 é religado. Nas mudanças da topologia da rede MTDC a potência ativa na rede fraca apresenta pequenos transientes que são rapidamente amortecidos pelo controlador.

4.3.2.2 Curto-circuito Monofásico e Desconexão do Terminal 1

Neste teste é realizado um curto-circuito monofásico no lado CA do terminal 1 assim como se apresenta na Figura 4.19. O curto-circuito é aplicado em $t = 1.85$ s e, ao igual do que o curto-circuito trifásico tem uma duração de 150 ms. Na Tabela 4.9 é apresentada a sequência de eventos no teste, que resultam serem os mesmos que para o caso trifásico. A única diferença entre estas duas tabelas está no instante de atuação das proteções de sobrecorrente e sobretensão.

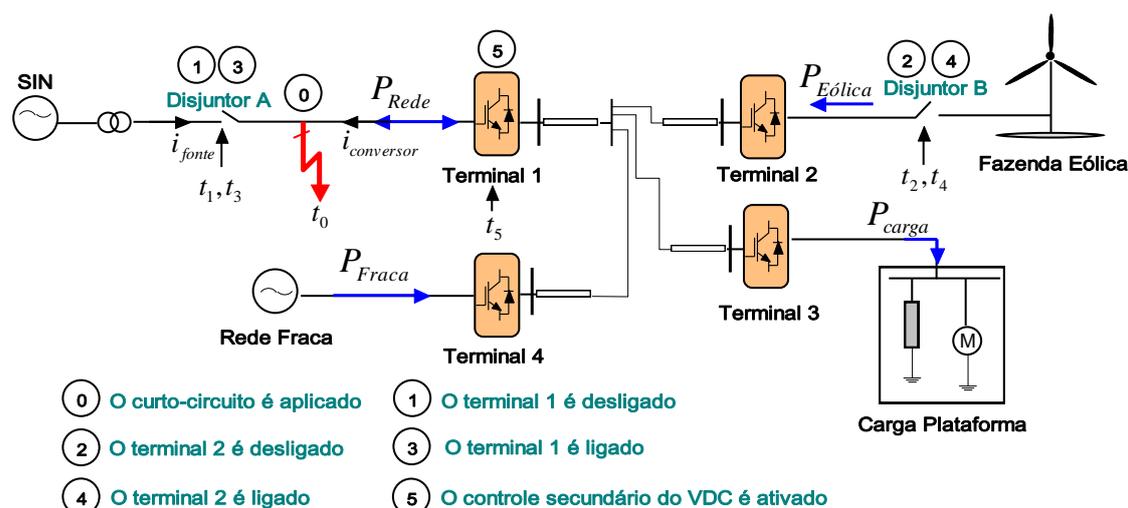


Figura 4.19: Eventos considerados no teste #3: Curto-circuito monofásico no terminal 1.

Neste evento, a principal diferença no comportamento do sistema em comparação com o teste anterior está na característica desequilibrada da falha. Esta característica do curto-circuito monofásico origina uma oscilação de potência no lado CC da rede com uma frequência igual a duas vezes a frequência fundamental da rede do lado CA, que por sua vez, causa fortes oscilações na tensão no elo CC tal como mostra na Figura 4.20 e na Figura 4.21.

Tabela 4.9: Sequência dos eventos na rede MTDC-Teste 3.

Tempos	Descrição dos Eventos
$t_0 = 1,85$ [s]	Curto-circuito trifásico no terminal 1
$t_1 = 1,95$ [s]	Desconexão do terminal 1 (proteção de sobrecorrente)
$t_2 = 2,0$ [s]	Desconexão do terminal 2 (proteção de sobretensão CC)
$t_3 = 3,5$ [s]	Reconexão do terminal 1
$t_4 = 3,9$ [s]	Reconexão do terminal 2

$t_5 = 5,0 [s]$

O controle secundário do VDC é ativado (terminal 1)

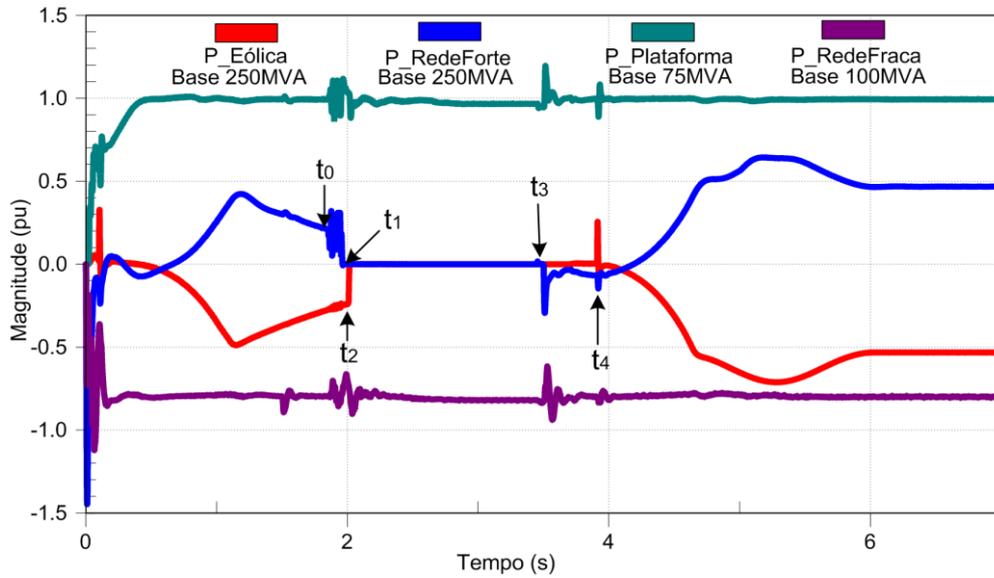


Figura 4.20: Potências do sistema MTDC, curto-circuito monofásico.

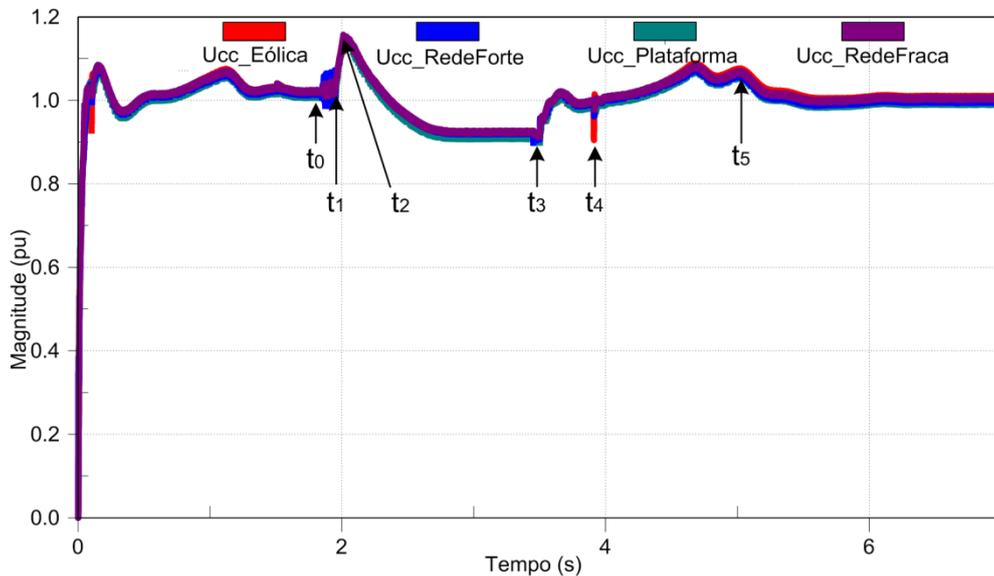


Figura 4.21: Tensão CC do sistema MTDC, curto-circuito monofásico.

De igual forma que no evento anterior, o fluxo de potências apresentado na Figura 4.20 mostra como o sistema é capaz de manter a estabilidade da rede durante o curto e no intervalo em que um dos terminais que compartilham a tarefa de controlar a tensão CC é desligado da rede MTDC. No entanto, em contraste com o teste do curto-circuito trifásico, neste teste o terminal onde a falha acontece consegue controlar o fluxo de potência (com oscilações originadas no desequilíbrio das tensões do PCC) de modo que nos instantes iniciais do curto-circuito a tensão CC fica oscilante, mas dentro da faixa permitida. No entanto, uma vez que o SIN é desligado e o chaveamento do

conversor deste terminal é detido, a tensão no elo começa a aumentar como se apresenta na Figura 4.21. Este aumento de tensão é causa do excesso de geração na rede MTDC e, como consequência, a fazenda eólica é desligada em t_2 . Depois de desconectada a fazenda eólica, o controle VDC implementado no terminal 4 faz a contribuição ao controle da tensão CC mediante a modificação do valor inicial de referência da potência e como consequência, a tensão CC apresenta um erro em estado estável, que neste caso é de 0,1pu. Finalmente no instante t_5 , depois de que os terminais do SIN e da fazenda eólica são reintegrados na rede MTDC, o controle secundário da estratégia VDC implementada no terminal 1 é ativado e por conseguinte a tensão CC é rapidamente levado a seu valor nominal, eliminando o erro em regime permanente.

A Figura 4.22 apresenta as principais grandezas elétricas do terminal 4 ligado na rede fraca. Observa-se como no momento em que o terminal 1 é desligado o terminal 4 aumenta a corrente CC injetada pelo conversor com o fim de controlar a tensão do elo CC. No momento do curto-circuito assim como na desconexão do terminal 1 o conversor do terminal 4 consegue controlar a potência a ser entregada. Inicialmente no valor de referência e durante a desconexão do terminal 1 no valor dado pela constante de *droop*.

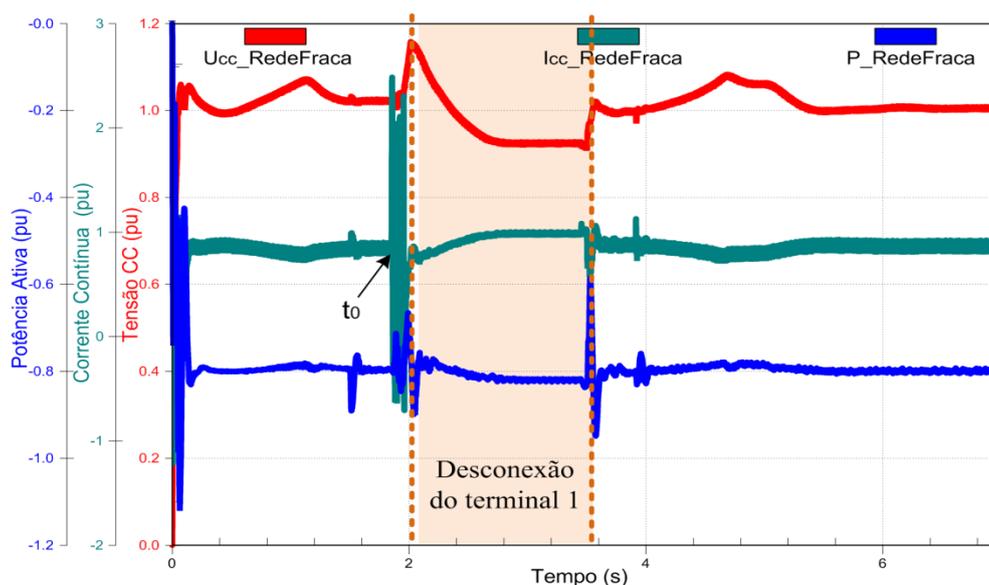


Figura 4.22:Grandezas do terminal conectado à rede fraca.

Na Figura 4.23 são apresentadas as correntes do curto-circuito no terminal 1. Como se apresenta na Figura 4.19, as correntes i_{fonte} correspondem às corrente fornecidas pela rede forte e as correntes $i_{conversor}$ são fornecidas pelo conversor do terminal 1.

Durante o evento, as correntes do curto-circuito são fornecidas inicialmente pela rede forte; no entanto, uma vez que a proteção de sobrecorrentes é ativada e a rede forte é isolada do terminal da rede MTDC, as correntes do curto-circuito começam a ser fornecidas pelo conversor. Diante desta situação a proteção do conversor é ativada e, portanto, o chaveamento do mesmo é bloqueado.

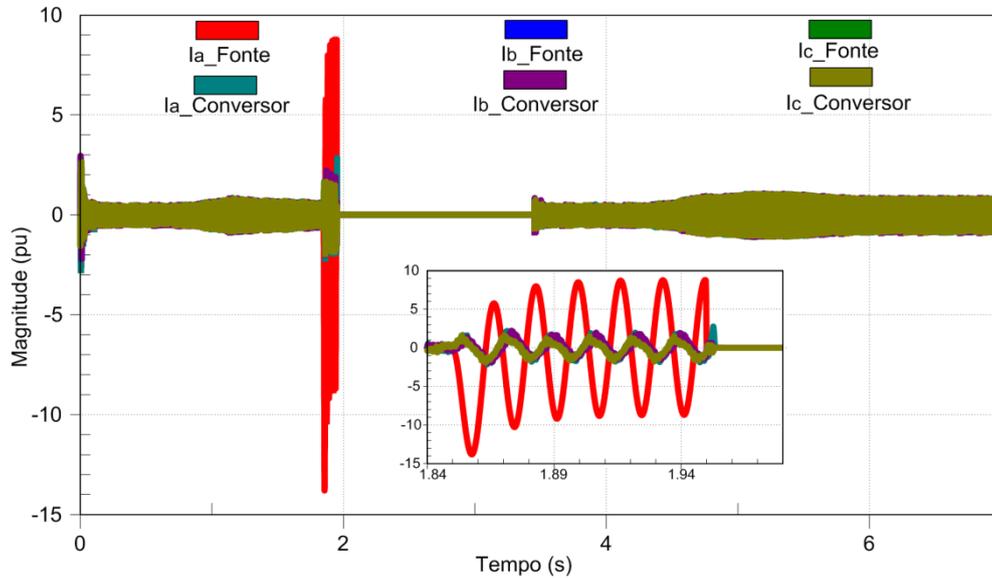


Figura 4.23: Correntes trifásicas da rede forte e do terminal 1, curto-circuito monofásico.

Assim como no teste de curto-circuito trifásico, a magnitude da fase *a* da tensão CA no PCC diminui num 80% uma vez que o curto é aplicado. Isto causa um desequilíbrio nas tensões trifásicas no PCC, como se mostra na Figura 4.24.

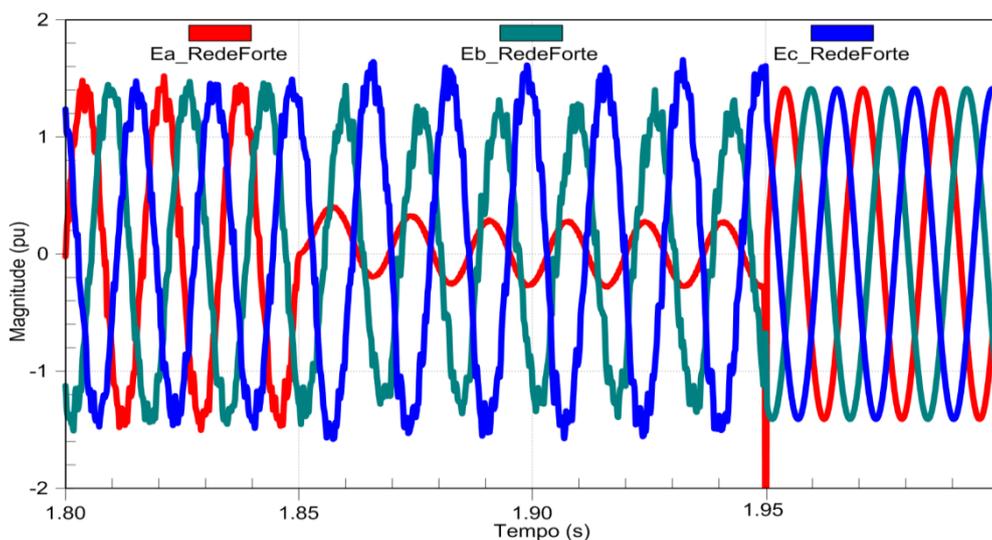


Figura 4.24: Tensões CA do terminal 1, curto-circuito monofásico.

Os testes 2 e 3 mostram como no sistema MTDC projetado é possível manter o intercâmbio de energia entre os terminais não afetados por o evento de curto-circuito, o

que valida a robustez da estratégia de controle implementada para a tensão CC. Em outras palavras, parte do sistema continua em operação durante o evento; isto representa uma grande vantagem na confiabilidade da rede MTDC em contraste com os sistemas ponto a ponto e sistemas MTDC com a técnica de controle *Master-Slave* para a tensão CC onde toda a rede é desligada e o fluxo de potência é zerado em caso de uma falha no terminal encarregado de controlar a tensão CC.

4.3.3 Curto-circuito monofásico na carga

Este teste foi desenvolvido com o objetivo de analisar o comportamento do sistema diante uma falha no lado da carga da rede MTDC. No estudo, foi considerado o efeito de um curto circuito monofásico no terminal de carga, especificamente no lado de baixa do transformador 150 kV/13,8 kV como é detalhado na Figura 4.25. A duração do curto é de 100ms, sendo aplicado em $t = 1,5s$. É considerado um sistema de proteção de sobrecorrente no conversor, no qual é ativado para correntes com valor eficaz superior a 3pu bloqueando o chaveamento do conversor. Adicionalmente, é considerado um sistema básico de proteção de sobrecorrente instantânea na plataforma com setup de 3pu, tempo de operação de 80ms e religamento 100ms depois da abertura do disjuntor trifásico associado. No entanto, a proteção do conversor atua de forma mais rápida e consegue neutralizar as correntes de curto circuito antes que a proteção associada ao disjuntor seja ativada. A Tabela 4.10 apresenta a sequência de eventos no teste.

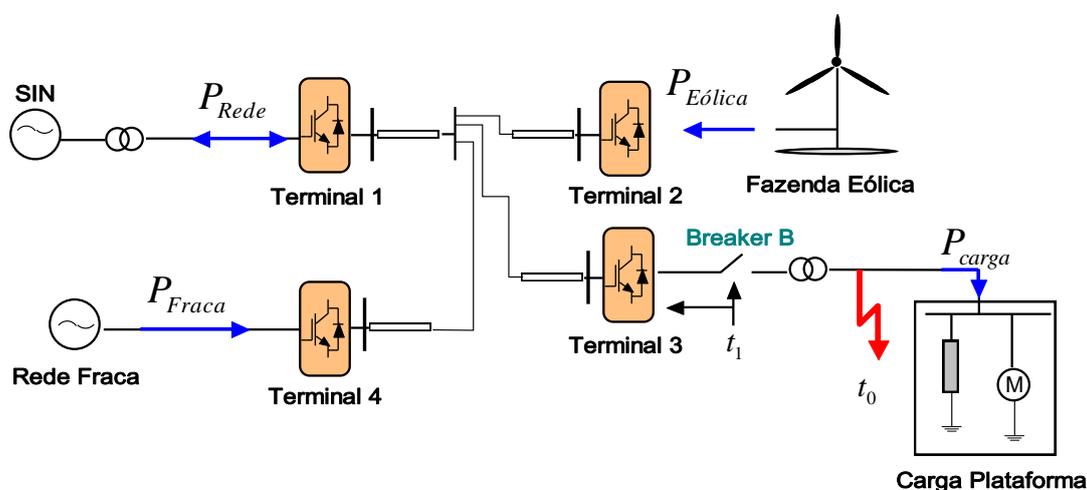


Figura 4.25: Eventos considerados no teste #4, curto-circuito monofásico na carga.

Tabela 4.10: Sequência dos eventos na rede MTDC-Teste 4.

Tempos	Descrição dos Eventos
$t_0 = 1,5 [s]$	Curto-circuito monofásico no terminal 3
$t_1 = 1,505 [s]$	Proteção do conversor para sobre correntes é ativada
$t_2 = 1,654 [s]$	Desbloqueio do conversor do terminal 3

Na Figura 4.26 é apresentado o fluxo de potência ativa de cada terminal. No terminal da fazenda eólica o efeito do curto-circuito na carga é praticamente desprezível e as variações de potência apresentadas correspondem com a dinâmica do vento; isto é consequência da modelagem da fazenda eólica (mostrado na Figura 2.13) onde o conjunto gerador-conversor é representado através de uma fonte de corrente controlada. A potência da rede fraca, por sua vez, apresenta maiores variações, dada sua maior sensibilidade à tensão no PCC. Para a rede forte, encarregada do balanço de potência da rede MTDC, as variações são mais severas; nos instantes de curto, atuação da proteção (instante no qual existe excesso de potência injetada na rede MTDC) e religamento (no retorno ao ponto normal de operação).

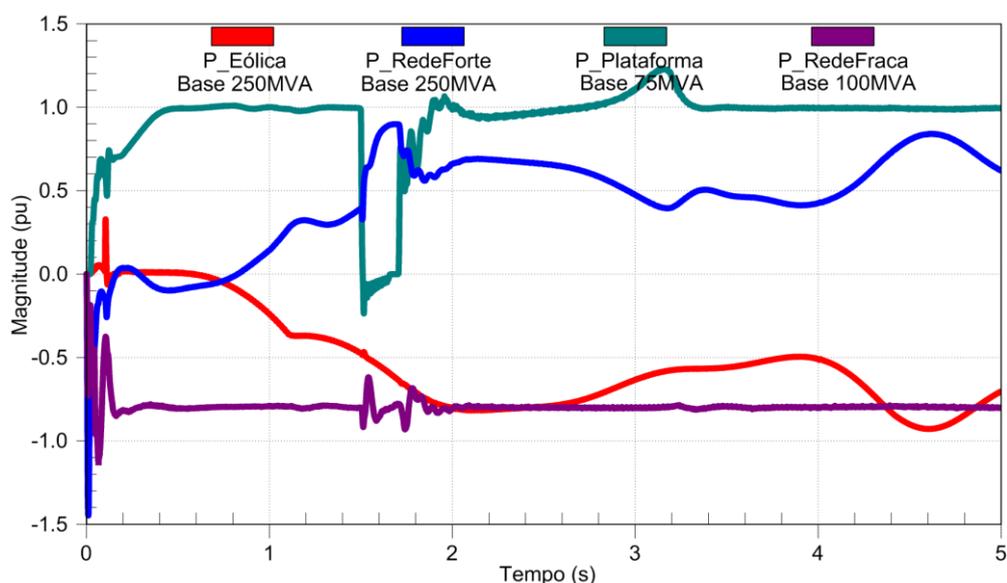


Figura 4.26: Potências da rede MTDC, curto-circuito monofásico na carga.

Na Figura 4.27 mostra-se como mesmo em situação de curto a tensão CC é controlável. Pode-se observar como no momento do curto-circuito (t_0) a tensão na plataforma apresenta uma queda de 0,13pu como consequência da grande quantidade de potência requerida pelo terminal no momento de curto. No entanto, a rápida atuação da proteção de sobrecorrente faz com que esta carga fique isolada da rede e, portanto, a energia que originalmente alimentava a plataforma é absorvida pelo terminal 1

originando uma modificação na referência do controlador *droop* deste terminal e, por conseguinte, um aumento na tensão CC como se mostra no zoom da Figura 4.27. Por outro lado, no instante em que a carga volta a ser ligada⁶ a potência requerida para o re-arranque dos motores da plataforma é significativamente alta (tal como se apresenta na Figura 4.26 e Figura 4.28), o que faz que a tensão CC caia momentaneamente. Porém, uma vez que o transiente é superado a tensão CC e a potência da plataforma voltam a seu valor nominal.

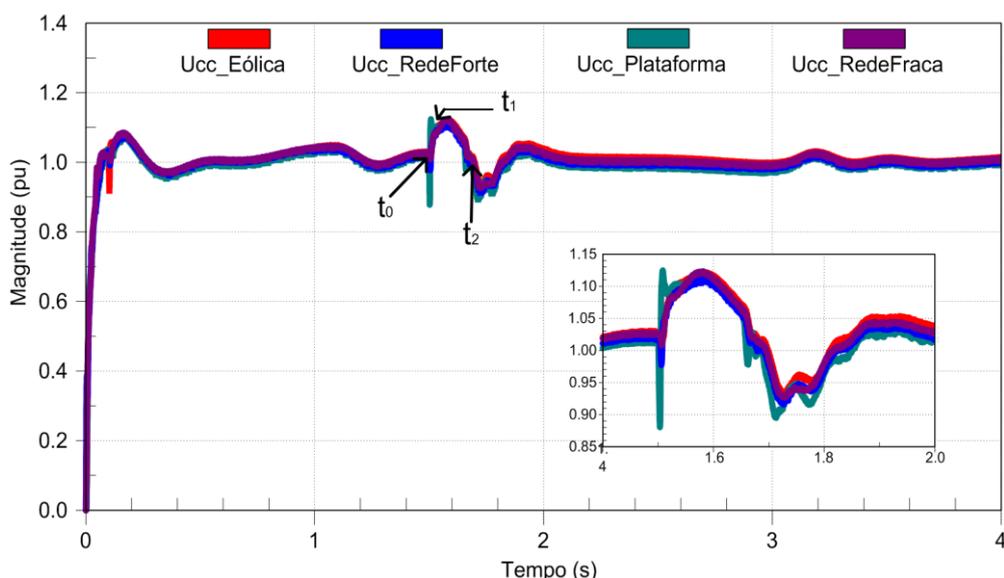


Figura 4.27: Tensões CC da rede MTDC, curto-circuito monofásico carga.

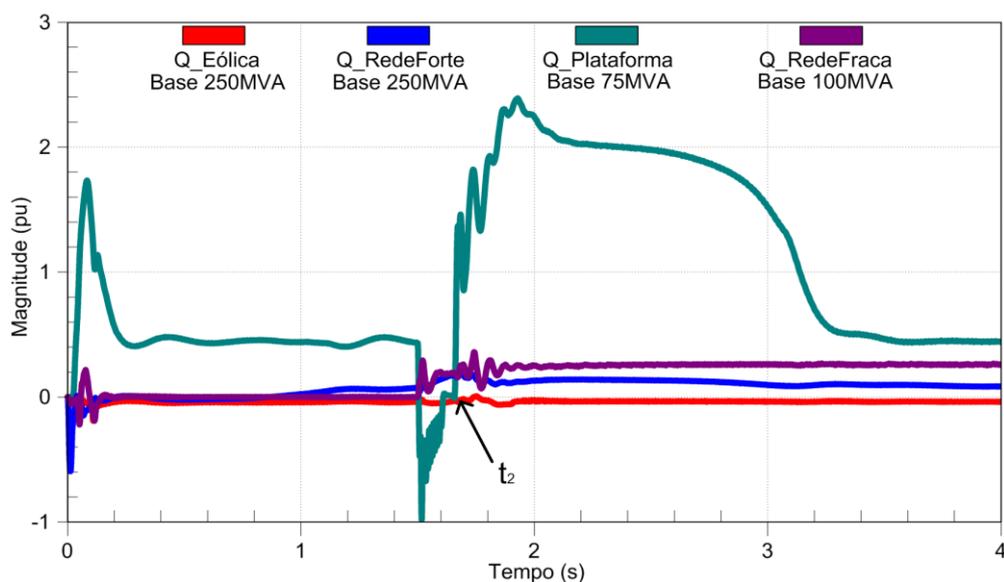


Figura 4.28: Potências reativas da rede MTDC, curto-circuito monofásico na carga.

⁶No modelo de simulação assume-se que todas as cargas da plataforma podem ser religadas de forma direta. No entanto, numa plataforma petrolífera real, um curto-circuito deste porte provocaria uma parada prolongada nas cargas que não aceitassem uma volta de energia tão rápida. Alguns dos processos de partida destas cargas poderiam levar de minutos a horas.

Na Figura 4.29 são mostradas as correntes de curto-circuito fornecidas pelo conversor (terminal 3); estas têm um valor eficaz aproximado de 5pu (a base utilizada é o valor nominal eficaz). A proteção atua com um retardo de meio ciclo depois de ser identificadas as sobrecorrentes, parando o chaveamento e levando a zero estas correntes. A Figura 4.30 mostra o efeito de uma carga principalmente motórica (a plataforma) no aporte às correntes de curto; quando o chaveamento do conversor é detido, mas o curto segue presente, as correntes da carga não são nulas, como é destacado no zoom da Figura 4.29. Ao fornecer estas correntes, parte da energia cinética armazenada nos motores é transferida ao curto-circuito ocasionando uma diminuição na sua velocidade, como se apresenta na Figura 4.31. Por outro lado, como era esperado uma vez que o conversor é bloqueado a tensão CA da plataforma cai significativamente como é mostrado na Figura 4.31. Isto ocasiona que no momento em que o conversor é desbloqueado e a plataforma religada as correntes pós-falha são maiores às pré-falha, porém uma vez superado o transiente dos motores as correntes retornam aos valores pré-falha. Neste caso, mostra-se a capacidade de *blackstart* da tecnologia VSC que permite religar sistemas passivos após a falha.

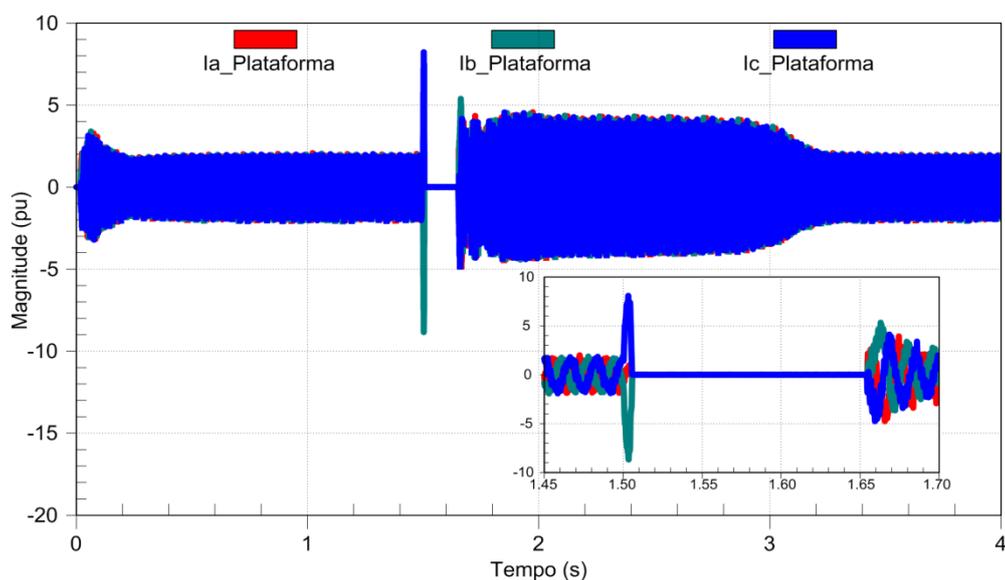


Figura 4.29: Correntes na saída do terminal, curto-circuito monofásico na carga.

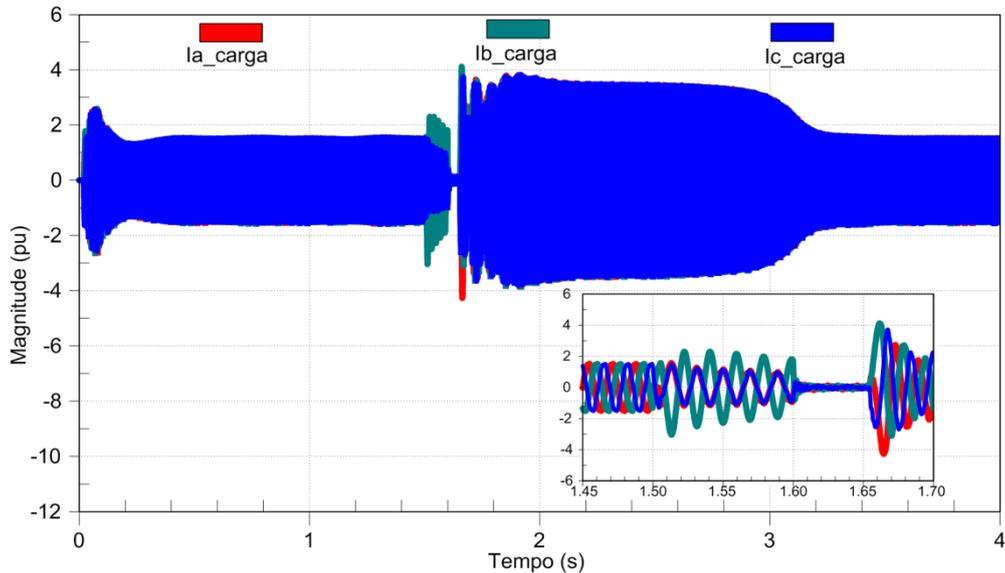


Figura 4.30: Correntes da carga, curto-circuito monofásico.

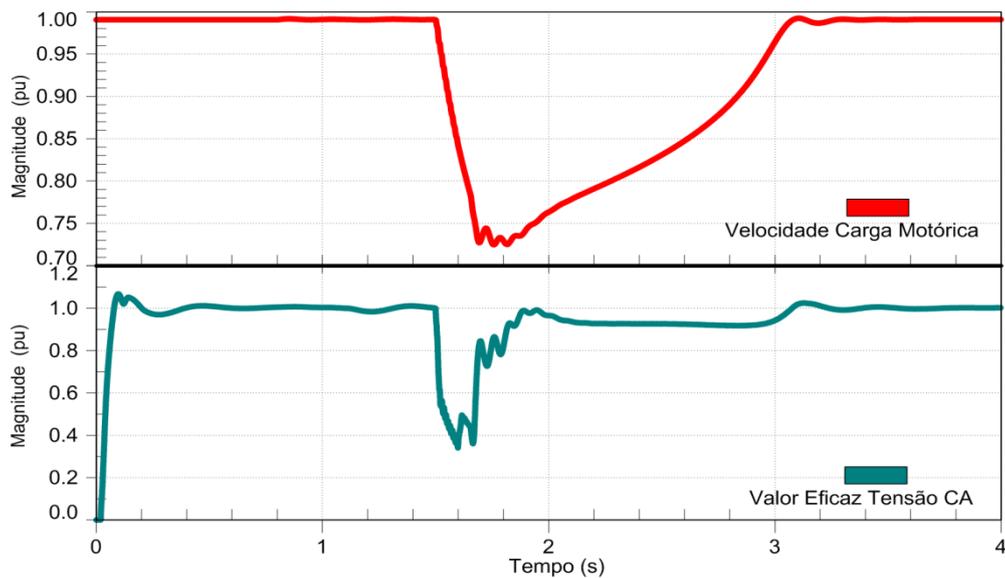


Figura 4.31: Velocidade e tensão CA da carga motórica, curto-circuito monofásico na carga.

Os resultados deste teste mostraram que o sistema sob curto-circuito monofásico na carga tem um comportamento estável: foi possível comprovar que o ponto de operação pós-falha (depois de superado o transiente dos motores de grande porte) é igual ao pré-falha, adicionalmente foi observado que no caso de sobrecorrentes as proteções funcionaram corretamente protegendo o conversor.

Finalmente, pode se afirmar que, assim como aconteceu nos testes anteriores, um sistema MTDC-VSC permite que os terminais não afetados por uma falha continuem com o intercâmbio de energia. Esta e as outras vantagens mencionadas no transcurso do texto, tais como: controle independente de potência ativa e reativa, capacidade de *blackstart* e a capacidade de interligar redes passivas, impulsionam a penetração de

sistemas de transmissão CC com múltiplos terminais na rede elétrica. Neste contexto, a estratégia de controle utilizada neste trabalho permite que vários tipos de subsistemas (passivos, redes ativas fortes, redes ativas fracas e geradores com potência variável) sejam interligados na rede MTDC, todo isto sobre o escopo de que nenhum terminal seja indispensável para manter a estabilidade da rede. Neste trabalho, este objetivo é conseguido através da combinação de metodologias de controle, que permitem estabelecer quais conversores terão como prioridade contribuir no controle da tensão CC; e quais conversores terão como prioridade o controle de potência injetada, mas realizarão um papel secundário no controle da tensão CC brindando maior flexibilidade à rede.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Considerações Finais

No presente trabalho foi apresentada uma rede elétrica multiterminal de corrente contínua como uma alternativa para a integração de fontes de energia intermitentes e cargas elétricas, ambas de tipo *offshore*, com um ponto de conexão do SIN, que faz o papel do sistema de back-up necessário diante a propriedade intermitente da maioria das energias renováveis, e que garante o fornecimento estável e confiável de energia elétrica ao consumidor final. Esta rede de transmissão CC multiterminal MTDC é baseada em VSCs e permite interligar a energia dos ventos (fazendas eólicas) e a energia proveniente de hidrocarbonetos (unidade de geração a gás *offshore*) no Sistema Interligado Nacional. Este sistema se apresentou como uma solução tecnicamente viável diante dois cenários: 1) no caso em que plataformas *offshore* de extração, que utilizem geradores termelétricos alimentados por gás, estejam ligadas a poços com reservas petrolíferas maiores do que as reservas atuais de gás como é o caso dos campos Maromba e Papa terra na bacia de campos e 2) no caso em que as plataformas extratoras de óleo apresentam poços com reservas de gás muito maiores do que as reservas petrolíferas. Neste último caso, é proposto neste trabalho um ponto de geração a gás *offshore*, que transforme o excesso de gás em energia elétrica injetada na rede MTDC, o qual poderia ser uma solução energética e ambientalmente eficiente para aquele cenário.

A rede MTDC estudada nas simulações está composta por quatro terminais: um ponto de conexão ao SIN, um terminal de uma fazenda eólica, uma plataforma petrolífera como carga elétrica e um sistema fraco de geração offshore a gás. O estudo deste sistema busca mostrar como uma rede elétrica como a apresentada pode contribuir na diversificação da matriz energética do país, assim como incentivar a pesquisa de sistemas de geração de energia eólica *offshore* mais eficientes.

Esta dissertação contribui no estudo de sistemas transmissão de corrente contínua em alta tensão baseados em conversores VSC, principalmente das redes HVDC

multiterminais. Neste trabalho foi proposto um esquema de controle baseado no *Voltage Droop Control* para a tensão CC, que pode ser utilizado em terminais que estejam ligados a redes elétricas com potências de curto circuito diferentes e isoladas entre si. Esta estratégia de controle outorga maior confiabilidade ao sistema durante grandes distúrbios, tais como, falhas ou desconexão de terminais e apresenta uma estrutura de controle relativamente simples. Adicionalmente, é mostrado que, desde o ponto de vista elétrico, uma rede MTDC *offshore* baseada em conversores VSC consegue fornecer de forma robusta a potência elétrica requerida por uma carga *offshore* a partir da interligação entre uma fazenda eólica e o SIN. Assim como possibilita a transmissão de energia ao continente a partir da interligação na rede de usinas de geração a gás e de fazendas eólicas *offshore*. Esta interconexão proporciona um aumento na confiabilidade do fornecimento de energia ao sistema elétrico da plataforma petrolífera, assim como uma redução nas emissões de gases de efeito estufa.

5.2 Propostas para Trabalhos Futuros

A partir dos resultados obtidos neste trabalho, e com o propósito de melhorar o detalhamento do sistema MTDC estudado neste trabalho, assim como dar continuidade à presente linha de pesquisa propõem-se como continuidade deste trabalho os seguintes tópicos:

- a) Implementar uma versão experimental do sistema proposto, através de uma configuração *hardware in the loop* que permita avaliar de melhor forma a resposta da estratégia de controle; isto permitiria validar os resultados apresentados neste trabalho.
- b) Realizar uma modelagem mais detalhada do gerador eólico, que permita analisar o comportamento dinâmico destas máquinas diante de eventos críticos, tais como desconexão das fazendas eólicas da rede ou curtos-circuitos.
- c) Estudar o comportamento da rede MTDC ao substituir os conversores VSC por conversores multiníveis, como por exemplo, os conversores MMC (*Modular Multi-Level Converter*), que atualmente estão emergindo como uns dos principais candidatos para aplicações HVDC. Avaliar o desempenho destes tipos de conversores quando ocorrem defeitos de curto-circuito no cabo CC.

Referências Bibliográficas

- [1] Petrobras, “Plano de Negócios e Gestão 2012-2016.” Jun-2012.
- [2] S. Sawyer and K. Rave, “Global Wind Report,” Global Wind Energy Council, GWEC, Annual Market Update 2012, Abril 2013.
- [3] Steering Committee REN21, “Renewables 2012 Global Status Report,” REN21 Secretariat, Paris, França, 2012.
- [4] G. Ortiz and M. Kampel, “POTENCIAL DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA MARGEM DO BRASIL,” in *Oceanografia e Políticas Públicas*, Santos, SP, Brasil, 2011.
- [5] J. Reeve, “Multiterminal HVDC power systems,” *Power Appar. Syst. IEEE Trans. On*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 729–737, 1980.
- [6] X. Chen, H. Sun, J. Wen, W.-J. Lee, X. Yuan, N. Li, and L. Yao, “Integrating Wind Farm to the Grid Using Hybrid Multiterminal HVDC Technology,” *Ind. Appl. IEEE Trans. On*, vol. 47, no. 2, pp. 965–972, 2011.
- [7] M. F. de Oliveira, “Fontes Renováveis de Energia Elétrica em Plataformas de Produção de Petróleo e Gás- Proposta de Utilização,” Proposta de Qualificação de Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- [8] C. A. Carreiro Cavaliere, “Interligação Onshore-Offshore,” Sistemas Elétricos para Plataformas Petrolíferas, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Apresentação, Setembro 2013.
- [9] T. M. Haileselassie, T. Undeland, and K. Uhlen, “Multiterminal HVDC for Offshore Wind farms-Control Strategy,” presented at the EPE Wind Energy Chapter Seminar 2009, Stockholm, 2009.
- [10] L. Xu, Y. Liangzhong, and M. Bazargan, “DC Grid Management of a Multi-Terminal HVDC Transmission System for Large Offshore Wind Farms,” in *Sustainable Power Generation and Supply. SUPERGEN’09. International Conference on. IEEE*, Nanjing, 2009, pp. 1–7.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, “Atlas de Energia Elétrica,” Brasil, 2006.
- [12] Empresa de Planejamento Energético, “Balanço Energético Nacional 2012,” Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2012.
- [13] E. Melo, “A Perspectiva de Futuro da Energia Eólica,” *Associação Brasileira de Energia Eólica*, 2013. [Online]. Available: <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/artigos/118-a-perspectiva-de-futuro-da-energia-e%C3%B3lica.html>. [Accessed: 30-Jan-2014].
- [14] A. Brito, “Energia eólica já é mais barata que térmica a gás no Brasil,” *Folha de São Paulo*, Agosto-2011. [Online]. Available: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/962025-energia-eolica-ja-e-mais-barata-que-termica-a-gas-no-brasil.shtml>. [Accessed: 27-Jan-2014].
- [15] Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE2021,” EPE, Rio de Janeiro, Informe à Imprensa, Setembro 2012.
- [16] B. Tavares, “Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC,” Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores), Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2010.
- [17] O. Gomis-Bellmunt, A. Egea-Alvarez, A. Junyent-Ferre, J. Liang, J. Ekanayake, and N. Jenkins, “Multiterminal HVDC-VSC for offshore wind power

- integration,” presented at the Power and Energy society General Meeting, 2011 IEEE, San Diego, CA, 2011.
- [18] V. Hamidi, “Reliability assessment of offshore networks for connection of offshore windfarms,” in *Reliability of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2011)*, 2011.
- [19] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, *HVDC TRANSMISSION Power Conversion Applications in Power Systems*, 1^o ed. Singapore: John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 2009.
- [20] J. Liang, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake, and N. Jenkins, “Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission for offshore wind power,” presented at the Power Electronics and Applications, 2009. 13th European Conference on, Cardiff, Reino Unido, 2009, pp. 1–10.
- [21] V. Hamidi and K. S. Smith, “Smart grid technologies for connection of offshore windfarms,” presented at the IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), Edimburgo, 2011.
- [22] H. Jiang and E. Ake, “Multiterminal HVDC systems in urban areas of large cities,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 4, pp. 1278–1284, 1998.
- [23] W. I. Suemitsu, “Dispositivos Semicondutores de Potência-Apresentação,” presented at the Eletrônica de Potência I, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Mar-2012.
- [24] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power Electronics: Converters, Applications and Design*, 3^o ed. John Wiley & Sons. Inc, 2009.
- [25] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. Nova Iorque: McGraw Hill, 1994.
- [26] O. Heyman, “HVDC Ligth It’s time to connect.” ABB, Power Systems-HVDC, Dec-2012.
- [27] C. Viviescas, R. F. S. Dias, and M. Aredes, “Rede HVDC Multiterminal para Interligação de Parques-Eólicos, Sistemas Offshore e a Rede Elétrica,” presented at the Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2014, Foz de Iguaçu, 2014.
- [28] T. M. Haileselassie and K. Uhlen, “Precise Control of Power Flow in Multiterminal VSC-HVDC Using DC Voltage Droop Control,” presented at the Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, California, EUA, 2012.
- [29] V. Mier, P. G. Casielles, J. Coto, and L. Zeni, “Voltage margin control for offshore multi-use platform integration,” presented at the International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela, Spain, 2012.
- [30] J. M. Guerrero, J. C. Vásquez, and R. Teodorescu, “Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and AC Microgrids – A General Approach Towards Standardization,” presented at the Industrial Electronics, 2009. IECON’09. 35th Annual Conference of IEEE, Porto, 2009.
- [31] T. M. Haileselassie, K. Uhlen, J. O. Tande, and O. Anaya-Lara, “Connection Scheme for North Sea Offshore Wind Integration to UK and Norway: Power Balancing and Transient Stability Analysis,” presented at the IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Noruega, 2011.
- [32] T. M. Haileselassie and K. Uhlen, “Power System Security in a Meshed North Sea HVDC Grid,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, no. 4, pp. 978–990, Abril-2013.
- [33] S. Zhou, J. Liang, J. Ekanayake, and N. Jenkins, “Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission system for offshore wind power generation,” presented at the

- Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, Glasgow, 2009.
- [34] ABB, “References | ABB,” *HVDC References*, 2014. [Online]. Available: <http://new.abb.com/systems/hvdc/references>. [Accessed: 07-Feb-2014].
- [35] L. Xu, B. R. Andersen, and P. Cartwright, “VSC Transmission Operating Under Unbalanced AC Conditions-Analysis and Control Design,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 427–434, 2005.
- [36] T. M. Haileselassie, “Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems,” Dissertação (Master of Science in Energy and Environment), Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2008.
- [37] J. Shriharsha, G. N. Shilpa, E. Ramesh, L. N. Dayananda, and C. Nataraja, “Voltage Source Converter Based HVDC Transmission,” *International Journal of Engineering Science and Innovative Technology*, vol. 1, no. 1, 2012.
- [38] C. Bajracharya, “Control of VSC-HVDC for wind power,” Dissertação (Master of Science in Energy and Environment), Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2008.
- [39] D. Khare, “Reactive Power Compensation and Harmonic Filters for HVDC Classic,” presented at the ABB, Power Systems-HVDC Workshop, ABB, 2011.
- [40] O. Gomis-Bellmunt, J. Liang, J. Ekanayake, R. King, and N. Jenkins, “Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 2, pp. 271–281, 2011.
- [41] M. Callavik, A. Blomberg, J. Häfner, and B. Jacobson, “The Hybrid HVDC Breaker An Innovation Breakthrough enabling reliable HVDC grids,” ABB Grid Systems, Technical Paper, Nov. 2012.
- [42] U. N. Gnanarathna, M. G. Aniruddha, and R. Jayasinghe, “Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 1, pp. 316–324, 2011.
- [43] J. R. Lebre, “Transmissão em Corrente Contínua com Conversor Multinível Modular em Ponte SemiCompleta,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- [44] E. Zaconne, “HVDC Transmission Cable Systems State of the Art and Future Trends,” presented at the Spring 2009 ICC Meeting Subcommittee C-Cable Systems, Orlando, EUA, May-2009.
- [45] ABB HVDC, “Light Cables: Submarine and land power cables,” presented at the ABB’s high voltage cable unit, Suécia, 2006.
- [46] T. B. Ribeiro de Almeida, “Análise de um sistema de transmissão VSC HVDC submarino para alimentação de unidades de produção de petróleo offshore,” Dissertação (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- [47] B. Gustavsen, J. A. Martinez, and D. Durbak, “Parameter Determination for Modeling System Transients - Part II: Insulated Cables,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 3, pp. 2045–2050, 2005.
- [48] R. Mardiana, “Parameters Affecting the Ampacity of HVDC,” presented at the Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2011, pp. 1–6.
- [49] F. Mura, C. Meyer, and R. W. De Doncker, “Stability Analysis of High-Power DC Grids,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 46, no. 2, pp. 584–592, 2010.
- [50] S. L. da Silva Lima Barcelos, “UPFC PARA CONTROLE DE TENSÃO,” Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

- [51] R. H. Park, "Two-Reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis-Part I," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 48, no. 3, pp. 716–727, 1929.
- [52] S. Gao and M. Barnes, "PHASE-LOCKED LOOP FOR AC SYSTEMS: ANALYSES AND COMPARISONS," presented at the Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), 6th IET International Conference on, Bristol, 2012.
- [53] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, 1st ed. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 1999.
- [54] F. Deng and Z. Chen, "Power Control of Permanent Magnet Generator Based Variable Speed Wind Turbines," presented at the Electrical Machines and Systems, 2009. ICEMS 2009. International Conference on, Tokyo, 2009, pp. 1–6.
- [55] AREVA, "The evolution of the proven offshore platform M5000," AREVA Wind, França, Technical data, Setembro 2011.
- [56] M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, S. Aurtenetxea, and A. Cárcar, "Spectral Analysis of a Transmission System based on AC Submarine Cables for an Offshore Wind Farm," presented at the Industrial Electronics, 2009. IECON '09. 35th Annual Conference of IEEE, Porto, Portugal, 2009.
- [57] J. C. Ferreira, I. . Machado, E. H. Watanabe, and L. G. . Rolim, "Wind Power System Based on Squirrel Cage Induction Generator," presented at the Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian, Brasilia, 2011, pp. 943–948.
- [58] P. Barbosa, L. . Rolim, E. H. Watanabe, and R. Hanitsch, "Control Strategy for Grid-Connected DC-AC Converters with Load Power Factor Correction," *IEE Proc-Gener TransmDistrib*, vol. 145, no. 5, pp. 487–491, Setembro 1998.
- [59] H. Akagi, E. H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*, 1^o ed., vol. 1. Nova Iorque: IEEE Press / Wiley Interscience, 2007.
- [60] J. C. Myhre, "Electrical Power Supply to Offshore Oil Installations by High Voltage Direct Current Transmission," Thesis (Doctor of Engineering), Norwegian University of Science and Technology, 2001.
- [61] T. M. Haileselassie, M. Molinas, and T. Undeland, "Multi-Terminal VSC-HVDC System for Integration of offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea," presented at the Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, Espoo, Filand, 2008.
- [62] W. Leonhard, *Control of Electrical Drives*, 3rd ed. Nova Iorque: BertelsmannSpringer publishing group, 2001.
- [63] International Standard, "IEC 61892 Mobile and fixed offshore units- Electrical installations." International Electrotechnical Commission, 2001.
- [64] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range," presented at the 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, Italia, 2003, vol. 3.

Apêndice

A. Eixo Síncrono dq e Eixo Estacionário $\alpha\beta$

A representação dos vetores de corrente e tensão nos eixos dq e $\alpha\beta$ facilita o controle das variáveis elétricas presentes num sistema de transmissão HVDC. As transformadas de Park e Clark são apresentadas a seguir.

Partindo da condição de que o sistema é trifásico balanceado temos que:

$$\dot{M}_a + \dot{M}_b + \dot{M}_c = 0 \quad (\text{A.1})$$

Onde a variável \dot{M} representa o fasor de uma grandeza elétrica monofásica (tensão ou corrente) de um sistema trifásico balanceado. A transformação do eixo estacionário abc para o eixo $\alpha\beta$ é dada pela transformada de Clark apresentada na equação (A.2). Na expressão, k é uma constante de dimensionamento a ser definida mais adiante.

$$\bar{M}_{\alpha\beta} = M_\alpha + jM_\beta = k \left[M_a + M_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + M_c e^{j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (\text{A.2})$$

Os eixos abc e $\alpha\beta$ são apresentados na Figura A.1.

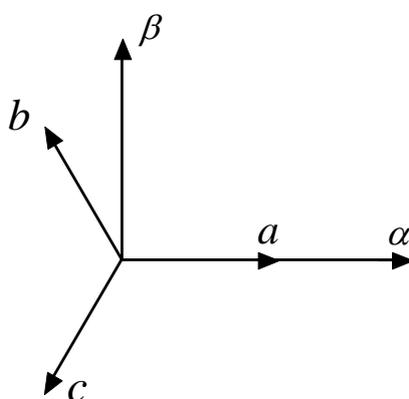


Figura A.1: Relação entre os eixos de referência naturais (a-b-c) e ortogonais (α - β).

Uma representação matricial da equação (A.2) é apresentada em (A.3)

$$\begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_a \\ M_b \\ M_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

Ao contrario do eixo $\alpha\beta$ que permanece fixo, o eixo de referências dq é um eixo girante a uma velocidade angular ω (rad/s), equivalente à frequência elétrica da rede CA. O ângulo formado entre o eixo real α e o também eixo real d é denominado de θ . A equação (A.4) mostra a relação entre o vetor espacial e os componentes dq .

$$M_{dq} = \overline{M_{\alpha\beta}} e^{-j\theta} \quad (\text{A.4})$$

A transformação das variáveis do eixo $\alpha\beta$ para o eixo dq é feita através da transformada apresentada em (A.5).

$$\begin{bmatrix} M_d \\ M_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_\alpha \\ M_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

O diagrama apresentado na Figura A.2 mostra os eixos dq e $\alpha\beta$

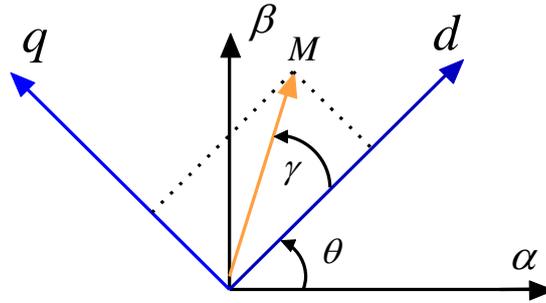


Figura A.2: Representação do vetor espacial nos referenciais dq .

A transformação direita das grandezas expressadas nas coordenadas abc para o eixo girante dq é dada pela transformada de Park:

$$\begin{bmatrix} M_d \\ M_q \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_a \\ M_b \\ M_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

A transformação inversa de Park é:

$$\begin{bmatrix} M_a \\ M_b \\ M_c \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Se a constante k das anteriores equações é escolhida como $k = \sqrt{2/3}$ a potência calculada nos referenciais dq ou $\alpha\beta$ terá a mesma magnitude da potência calculada no eixo abc , esta transformação é chamada comumente de invariante em potência. Por outro lado, se k é igual a $2/3$, então a amplitude das ondas em ambos os eixos abc e dq são iguais, esta transformada é chamada de invariante em amplitude [36].