

ANÁLISE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM TENSÃO CONTÍNUA PARA
ALIMENTAÇÃO DE CARGAS ISOLADAS

Rodrigo Pereira Carvalhal

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

Aprovada por:

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2008

CARVALHAL, RODRIGO PEREIRA

Análise de Sistemas de Transmissão em
Tensão Contínua para Alimentação de Car-
gas Isoladas [Rio de Janeiro] 2008

XIV, 91 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE

1. Transmissão em Tensão Contínua
2. Sistemas Multiterminais
3. Alimentação de cargas isoladas

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Este trabalho é dedicado aos meus pais,
Sebastião e Josefina, por todo apoio e
compreensão demonstrados ao longo
deste percurso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me guiado durante esta longa caminhada, dando-me força para vencer todas as dificuldades encontradas e permitindo que tudo desse certo no final.

A minha família por todo o incentivo e sacrifício feitos para que eu chegasse até aqui com sucesso.

Ao professor Dr. Edson Hirokazu Watanabe, pela compreensão e excelência como orientador deste trabalho, ajudando de forma indispensável no entendimento e aplicação da Eletrônica de Potência, bem como na elaboração desta dissertação.

Ao Engenheiro e Doutor Jaime Mourente Miguel, cuja dedicada colaboração se fez presente desde minha graduação, contribuindo com sua experiência e conhecimento para que este trabalho pudesse nascer e seguir o rumo certo.

A minha amada Sheila, pelo apoio, carinho e paciência, incentivando-me a sempre buscar o sucesso em minha vida.

Finalmente, agradeço a todos os professores do Programa de Engenharia Elétrica e aos colegas que caminharam junto comigo durante a fase de créditos pela contribuição para o meu aprendizado, sem a qual este trabalho não seria possível.

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

ANÁLISE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM TENSÃO CONTÍNUA PARA ALIMENTAÇÃO DE CARGAS ISOLADAS

Rodrigo Pereira Carvalhal

Junho/2008

Orientador: Edson Hirokazu Watanabe

Programa: Engenharia Elétrica

Neste trabalho são estudados três esquemas para sistemas de transmissão de energia em tensão contínua para cargas isoladas. Os sistemas possuem uma estação retificadora alimentada por uma rede CA próxima, que transmite energia elétrica em tensão contínua para uma ou mais estações inversoras. As estações inversoras, por sua vez, alimentam as cargas isoladas do sistema.

Os três esquemas estudados se mostram capazes de alimentar as cargas satisfatoriamente, mantendo tensão e corrente estáveis e apresentando distorção harmônica dentro dos limites adotados. Os sistemas foram testados em condições de curto-circuito, perda e reinserção de cargas, permitindo verificar que problemas em uma das cargas não afetam significativamente as demais cargas no sistema.

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

ANALYSIS OF TRANSMISSION SYSTEMS WITH DIRECT VOLTAGE FOR
FEEDING OF ISOLATED LOADS

Rodrigo Pereira Carvalhal

June/2008

Advisor: Edson Hirokazu Watanabe

Department: Electrical Engineering

In this work three schemes for power transmission systems with direct voltage are studied for the feeding of isolated loads. The systems have a rectifier station fed by a close AC network, which sends power in direct voltage to one or more inverter stations. The inverter stations, in turn, feed the system's isolated loads.

The three studied schemes prove themselves capable of satisfactorily feeding the loads, keeping both voltage and current stable and presenting harmonic distortion under the given limits. The systems were tested in short-circuit conditions, loss and reinsertion of loads, allowing to verify that problems in one of the loads don't affect the remaining loads in a significant way.

ÍNDICE

<u>AGRADECIMENTOS</u>	iv
<u>RESUMO</u>	v
<u>ABSTRACT</u>	vi
<u>ÍNDICE</u>	vii
<u>ÍNDICE DE FIGURAS</u>	ix
<u>NOMENCLATURA</u>	xiv
<u>1 INTRODUÇÃO</u>	1
1.1 MOTIVAÇÃO PARA O TRABALHO	2
1.2 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA	5
1.3 OBJETIVO DO TRABALHO	6
1.4 LEVANTAMENTO DO ESTADO DA ARTE	7
1.5 SUMÁRIO	18
<u>2 TRANSMISSÃO COM SISTEMAS VSC-HVDC</u>	20
2.1 OPÇÕES PARA ALIMENTAÇÃO DAS CARGAS	22
2.2 SISTEMA VSC-HVDC PONTO A PONTO	25
2.3 DISTORÇÃO HARMÔNICA	43
<u>3 SISTEMA VSC-HVDC PONTO A PONTO ALIMENTANDO MÚLTIPLAS CARGAS</u>	46
3.1 ALIMENTAÇÃO DAS INSTALAÇÕES	48
3.2 OS MOTORES DE INDUÇÃO DAS INSTALAÇÕES	52
3.3 CASOS DE DEGRAU DE CARGA	56
3.4 CASOS DE CURTO-CIRCUITO	59
<u>4 SISTEMA VSC-HVDC MULTITERMINAL</u>	67
4.1 TRANSMISSÃO CC PARA A ESTAÇÃO INVERSORA	68

4.2 ALIMENTAÇÃO DAS INSTALAÇÕES NO SISTEMA MULTITERMINAL ...	70
4.3 ALIMENTAÇÃO DE INSTALAÇÕES COM CARGAS DIFERENTES	73
4.4 OS MOTORES DE INDUÇÃO DAS INSTALAÇÕES	74
4.5 DEGRAUS DE CARGA E CURTO-CIRCUITO	75
4.6 ESQUEMA MULTITERMINAL HÍBRIDO	78
<u>5 CONCLUSÕES</u>	84
5.1 COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS SIMULADOS	85
5.2 TRABALHOS FUTUROS	87
<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- 1: Esquema unifilar de um sistema HVCA simples	2
Figura 1- 2: Esquema unifilar de um sistema VSC-HVDC ponto a ponto	3
Figura 1- 3: Representação do sistema VSC-HVDC da plataforma Troll A	16
Figura 2- 1: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto	22
Figura 2- 2: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto com distribuição CA para um grupo de instalações isoladas	23
Figura 2- 3: Sistema VSC-HVDC multiterminal	23
Figura 2- 4: Sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido	24
Figura 2- 5: Sistema VSC-HVDC para uma única carga simulado no PSCAD	25
Figura 2- 6: Ponte retificadora do sistema VSC-HVDC simulado no PSCAD	27
Figura 2- 7: Diagrama de blocos de controle para a tensão CC	28
Figura 2- 8: Tensões no retificador	29
Figura 2- 9: Correntes no retificador	30
Figura 2- 10: Sinais de referência para a modulação PWM	32
Figura 2- 11 Tensão CC de transmissão	33
Figura 2- 12: Ângulo de fase para tensão de referência da ponte retificadora	34
Figura 2- 13: Corrente contínua de transmissão	35
Figura 2- 14: Potências instantâneas na entrada da ponte retificadora	36
Figura 2- 15: Ponte inversora do sistema VSC-HVDC simulado no PSCAD	37

Figura 2- 16: Diagrama de blocos de controle para a tensão CA	38
Figura 2- 17: Filtro de primeira ordem utilizado no cálculo do valor RMS coletivo da tensão	39
Figura 2- 18: Tensão RMS coletiva de saída da ponte inversora	40
Figura 2- 19: Potências instantâneas medidas na carga	41
Figura 2- 20: Tensões na carga do sistema	41
Figura 2- 21: Tensão RMS de alimentação da carga	42
Figura 2- 22: Correntes trifásicas na carga	42
Figura 3- 1: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto para múltiplas instalações simulado no PSCAD	47
Figura 3- 2: Filtro RLC	48
Figura 3- 3: Potências instantâneas em uma das instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto	49
Figura 3- 4: Tensões em uma das instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto.....	50
Figura 3- 5: Espectro harmônico da tensão na carga do sistema VSC-HVDC com distribuição CA	50
Figura 3- 6: Correntes trifásicas nas instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto durante regime permanente	51
Figura 3- 7: Espectro harmônico da corrente na carga do sistema VSC-HVDC ponto a ponto	52

Figura 3- 8: Potência nas instalações durante partida direta simultânea de três motores no sistema VSC-HVDC ponto a ponto	54
Figura 3- 9: Torque mecânico e velocidade no eixo dos motores durante a partida direta no sistema VSC-HVDC ponto a ponto	55
Figura 3- 10: Tensão RMS coletiva na entrada das instalações para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto	55
Figura 3- 11: Potência aparente nas instalações com a perda e reinserção das Instalações 1 e 2 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto	57
Figura 3- 12: Corrente na fase a da instalação 2 durante sua perda e reinserção no sistema VSC-HVDC ponto a ponto	57
Figura 3- 13: Tensão na fase a da instalação 2 durante sua perda e reinserção no sistema VSC-HVDC ponto a ponto	58
Figura 3- 14: Tensão CC durante a perda e reinserção das Instalações 1 e 2 no sistema VSC-HVDC ponto a ponto	58
Figura 3- 15: Correntes de defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	60
Figura 3- 16: Corrente CC durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	60
Figura 3- 17: Tensão CC durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	61
Figura 3- 18: Potência nas cargas das instalações durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	62

Figura 3- 19: Corrente CC durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	63
Figura 3- 20: Tensão CC durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	63
Figura 3- 21: Correntes na Instalação 1 durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	64
Figura 3- 22: Potência aparente nas instalações durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	65
Figura 3- 23: Correntes na Instalação 1 durante curto-circuito fase-fase no sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção	66
Figura 4- 1: Sistema VSC-HVDC multiterminal simulado no PSCAD	67
Figura 4- 2: Tensão CC de transmissão para o sistema VSC-HVDC multiterminal	69
Figura 4- 3: Corrente contínua de transmissão para o sistema VSC-HVDC multiterminal.....	69
Figura 4- 4: Potência na entrada da ponte retificadora do sistema VSC-HVDC multiterminal	70
Figura 4- 5: Tensão RMS coletiva na saída das pontes inversoras para o sistema VSC-HVDC multiterminal	71
Figura 4- 6: Potência em uma das instalações do sistema VSC-HVDC multiterminal.....	72
Figura 4- 7: Tensões RMS coletivas para terminais com cargas diferentes no sistema VSC-HVDC multiterminal	73

Figura 4- 8: Potência aparente para terminais com cargas diferentes no sistema VSC-HVDC multiterminal	74
Figura 4- 9: Tensão CC durante defeito trifásico na saída do inversor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC multiterminal	76
Figura 4- 10: Correntes na carga da Instalação 1 durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VDC HVDC multiterminal	77
Figura 4- 11: Potência aparente nas cargas das instalações durante defeito trifásico na saída do inversor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC multiterminal	78
Figura 4- 12: Sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido simulado no PSCAD	79
Figura 4- 13: Potência na carga RL das instalações durante defeito trifásico na carga RL da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção	81
Figura 4- 14: Torque mecânico e velocidade nos eixos dos motores das instalações 2 e 3 durante defeito trifásico na carga RL da Instalação 1 do sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção	82
Figura 4- 15: Potência aparente nos grandes motores durante curto-circuito na saída do inversor do motor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido	83
Figura 4- 16: Potência na carga RL das instalações durante curto-circuito na saída do inversor do motor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido	83

NOMENCLATURA

AC – *Alternating Current*;

CA – *Corrente Alternada*;

CC – *Corrente Contínua*;

DC – *Direct Current*;

FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*;

GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*;

HVAC – *High Voltage Alternating Current*;

HVDC – *High Voltage Direct Current*;

IEC – *International Electrotechnical Commission*;

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*;

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*;

MOSFET – *Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor*;

NEMMCO – *National Electricity Market Management Company Limited*;

PLL – *Phase Locked Loop*;

PWM – *Pulse Width Modulation*;

VHV – *Very High Voltage*;

VSC – *Voltage Source Converter*;

VSD – *Variable Speed Drive*;

VSC-HVDC – *Voltage Source Converter High Voltage Direct Current*.

1 INTRODUÇÃO

Instalações isoladas das redes elétricas existentes são muitas vezes alimentadas através da geração local de energia com uso de fontes não-renováveis. Painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas podem ser instalados localmente. Porém, em instalações com consumo de dezenas ou centenas de megawatts (MW), as opções de alimentação com fontes renováveis locais podem apresentar um custo muito elevado.

No caso específico de instalações marítimas, o espaço e peso da geração local representam fatores adicionais para motivar a busca por outras opções de alimentação. Neste caso, a transmissão através de linhas aéreas até as cargas isoladas não é uma opção. No entanto sistemas de transmissão com cabos subterrâneos ou marítimos podem ser utilizados no lugar da geração local, ou para complementar esta.

Segundo Miguel [1], no caso de unidades marítimas de produção de petróleo, a interligação e até mesmo a transmissão de energia através de cabos elétricos submarinos propicia a possibilidade de otimização da geração de energia em relação à geração local.

Tanto sistemas de transmissão CA (corrente alternada) quanto CC (corrente contínua) podem ser utilizados para a transmissão de energia elétrica até localidades isoladas. No caso de sistemas CA, é comum o uso de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) e *Custom Power*, permitindo maior controle e qualidade de energia (menor distorção harmônica) no sistema.

Os conceitos de FACTS e *Custom Power*, termos introduzidos por Hingorani [2] e já bastante difundidos na Eletrônica de Potência, lidam com a flexibilização dos sistemas de transmissão CA e com a qualidade de energia, respectivamente. Desta forma é possível obter um melhor desempenho dos sistemas elétricos através de um controle mais eficiente, melhor qualidade de energia e parâmetros de confiabilidade.

Sistemas CC com chaves semicondutoras de potência como IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e conversores fonte de tensão têm ganhado bastante destaque na última década. Estes sistemas, conhecidos como VSC-HVDC (*Voltage Source Converter High Voltage Direct Current*), são capazes de controlar rapidamente a potência ativa e reativa de forma independente. No caso da alimentação de cargas isoladas, o sistema controla a tensão e a frequência da alimentação.

1.1 Motivação para o trabalho

A transmissão em alta tensão CA é a opção convencional para transmitir energia para instalações isoladas. Estes sistemas são conhecidos como HVAC (*High Voltage Alternating Current*) e podem ser utilizados com cabos submarinos para o atendimento a instalações marítimas. O esquema unifilar de um sistema HVAC simples com indutores para compensação de reativos nas extremidades dos cabos é mostrado na Figura 1-1.

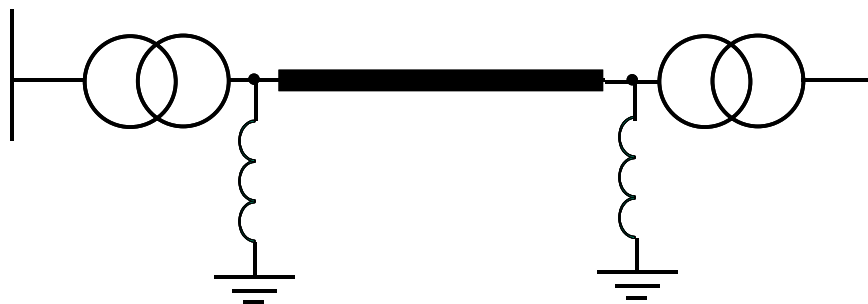


Figura 1- 1: Esquema unifilar de um sistema HVAC simples.

Uma outra opção que tem se destacado na última década é o uso dos sistemas VSC-HVDC, que transmitem a energia em corrente contínua utilizando conversores do

tipo fonte de tensão. O esquema de um sistema VSC-HVDC ponto a ponto é mostrado na Figura 1- 2.



Figura 1- 2: Esquema de um sistema de transmissão VSC-HVDC ponto a ponto.

Além da transmissão de energia para localidades de difícil acesso, os sistemas VSC-HVDC também podem ser uma solução para o acionamento a longa distância (dezenas de km) de máquinas de potência elevada, com dezenas de MW. Para esta aplicação destaca-se o projeto executado para a plataforma de gás Troll A, na Noruega [3, 4, 5].

Com um sistema VSC-HVDC para transmitir energia elétrica até instalações isoladas, pode-se reduzir ou até mesmo eliminar a necessidade de geração local de energia ou aumentar a potência de instalações já construídas. A eliminação da geração local nestas unidades consumidoras pode reduzir problemas de espaço e manutenção dos equipamentos necessários para a geração local. No caso de instalações *offshore*, deve-se considerar também o menor custo para geração de energia *onshore*, a redução de peso na instalação e, principalmente, a eliminação do problema de emissão de CO₂ com geração local.

O impacto ambiental positivo dos sistemas VSC-HVDC é de grande importância quando comparado às opções de geração local com fontes de energia não-renováveis [6]. Neste último caso, a geração é caracterizada pela grande emissão de dióxido de carbono no meio ambiente e, muitas vezes, a substituição de fontes não-renováveis por

fontes renováveis não é possível por questões econômicas ou de espaço. A questão do impacto ambiental é, atualmente, de grande importância para se conseguir permissão para um projeto.

As possibilidades e benefícios dos sistemas VSC-HVDC podem torná-los atraentes para diversas aplicações, apresentadas a seguir [7, 8].

- Cargas isoladas da rede principal

Muitas comunidades isoladas não são conectadas à rede elétrica, sendo dependentes de geração local para suas necessidades, o que torna a energia bastante cara. O conceito de transmissão em corrente contínua pode tornar viável, em muitos casos, a conexão dessas comunidades à rede elétrica principal, onde há disponibilidade de energia mais barata. No caso de uso do VSC (*Voltage Source Converter*), não é necessário que a rede receptora tenha geração própria para fazer a conexão com a rede principal. Porém a ocorrência de defeitos nos casos de redes receptoras sem geração própria ainda apresenta dificuldades técnicas para implementação satisfatória.

- Potência elétrica adicional para centros urbanos

Aumentar a capacidade de transmissão para centros urbanos através de novas linhas aéreas é bastante caro e muitas vezes difícil para se conseguir permissão para a área de passagem. Cabos CC ocupam menos espaço do que linhas CA e podem transmitir mais potência que cabos CA, sendo uma solução muito mais prática para qualquer centro urbano.

- Fornecimento de energia elétrica para ilhas

Normalmente a alimentação de ilhas é bastante cara por ser feita através de geração local. Sistemas VSC-HVDC podem conectar a ilha à rede elétrica localizada em terra e importar a energia elétrica de menor custo nela disponível.

- Sistemas multiterminais

O lado CC de um conversor VSC é uma fonte de tensão de polaridade fixa, o que permite a conexão em paralelo de outros VSCs formando sistemas multiterminais. Pode-se conectar qualquer número de conversores VSC a uma barra de tensão CC de polaridade fixa e com isso criar uma malha CC similar a um sistema CA.

É importante ressaltar que a proteção de sistemas CA é feita por meio de disjuntores e é bastante robusta. Porém sistemas CC multiterminais ainda não contam com uma proteção além da garantida pelo próprio conversor. Para estes sistemas o mais indicado é a utilização de cabos e uma instalação projetada para impossibilitar ao máximo a ocorrência de defeitos.

- Interconexões de sistemas de potência

Sistemas VSC-HVDC são de grande valor para conectar sistemas de potência independentes, especialmente se forem assíncronos. Isso é devido à possibilidade do VSC operar sincronizado com qualquer sistema CA. Além disso, é possível controlar a potência transmitida e a potência reativa, conseqüentemente auxiliando o controle da tensão no ponto de conexão. A interconexão de sistemas pode ser feita com cabos ou da forma *back-to-back*, com os dois conversores juntos um do outro.

1.2 Identificação do problema

O problema estudado neste trabalho consiste na transmissão de energia elétrica em corrente contínua para instalações isoladas usando VSC. Uma estação retificadora conectada à rede elétrica já existente converte energia CA em CC e, através de cabos, transmite energia para uma ou mais estações inversoras localizadas remotamente. A estação inversora, por sua vez, alimenta em CA cargas isoladas do sistema.

A estação retificadora recebe energia em corrente alternada da rede de alimentação local e a converte para energia em corrente contínua. A estação inversora deve receber esta energia em corrente contínua, através de cabos apropriados para transmissão em CC, e a transformar novamente para corrente alternada, a fim de alimentar as cargas. Para este fim, diversos problemas precisam ser considerados:

- Estabilidade da tensão nos elos CC;
- Alimentação de grandes motores simultaneamente com as demais cargas das instalações;
- Curto-circuito em pontos de saída das estações inversoras;
- Perda e reincerção de carga;
- Distorção harmônica de tensão e corrente na carga alimentada.

1.3 Objetivo do trabalho

O trabalho deverá estudar os sistemas VSC-HVDC e suas aplicações, com o objetivo de apresentar alternativas à geração local para alimentação de instalações isoladas. As alternativas analisadas devem ser capazes de alimentar um grupo de instalações próximas, considerando suas cargas gerais e também a presença de grandes cargas, como motores de potência elevada.

Sendo assim, o objetivo principal deste trabalho é a análise de sistemas VSC-HVDC de transmissão para um grupo de instalações isoladas. Os sistemas devem atender aos limites pré-estabelecidos de distorção harmônica de tensão e corrente, além de obter um desempenho satisfatório tanto na operação em regime permanente quanto nos casos de partida simultânea de vários motores e de degrau de carga a serem estudados.

Diferentes topologias para o sistema serão simuladas computacionalmente: a primeira, utilizando apenas distribuição CA para alimentar as instalações isoladas. A segunda, alimentando as cargas do sistema apenas através de transmissão CC. A terceira, utilizando um sistema híbrido com distribuição CA e transmissão CC para fazer a alimentação das unidades consumidoras. Serão também simulados casos de perda de carga e curto-circuito trifásico para todas as topologias mencionadas.

1.4 Levantamento do estado da arte

Atualmente sistemas VSC-HVDC estão presentes na transmissão de energia elétrica com diversas finalidades. Por mais de cem anos a transmissão tem sido feita principalmente em corrente alternada, porém, para transmissão com potências elevadas e por longas distâncias, a tecnologia atual dos sistemas VSC-HVDC tem se provado muito econômica em diversos casos [9, 10].

Do ponto de vista técnico, sistemas VSC-HVDC vêm sendo utilizados na última década com resultados bastante satisfatórios [11, 12, 13]. O principal fabricante de sistemas VSC-HVDC no mundo apresenta uma lista de projetos de referência com diversos dados técnicos e o ano de comissionamento de cada um dos projetos [14], sendo tomado como referência no levantamento do estado da arte feito neste trabalho.

1.4.1 Hällsjön

A primeira aplicação comercial de um sistema VSC-HVDC, onde o principal objetivo era apenas testar o conceito de transmissão com elo CC de tensão, aconteceu em 1997 em *Hällsjön*, Suécia. A linha construída tem 10 km de comprimento,

transmitindo 3 MW de potência em CC com tensão de ± 10 kV e corrente de 150 A, tendo até hoje o propósito de servir como um banco de testes para novos componentes e equipamentos.

A linha de *Hällsjön* pode servir tanto para ajudar na alimentação da rede CA de *Grängesberg* quanto para alimentar sozinha uma parte isolada dessa mesma rede. No último caso, o sistema CC alimenta uma carga passiva com nenhuma outra fonte de alimentação, controlando tanto a tensão quanto a frequência.

1.4.2 Gotland

Considerado pela maioria como o primeiro projeto comercial de um sistema VSC-HVDC (devido ao caráter de teste do projeto de *Hällsjön*), o projeto de *Gotland* foi a solução encontrada para conectar a potência eólica da ilha de *Gotland* (uma província sueca) ao centro de carga da rede CA em terra, atendendo aos altos requisitos de desempenho na rede e utilizando cabos submarinos.

Um dos principais motivos para a escolha da transmissão VSC-HVDC foi a necessidade de lidar com os problemas de qualidade de energia comuns a instalações eólicas de geração de energia elétrica.

O sistema de transmissão de *Gotland* tem potência de 50 MW e entrou em operação em 1999. Dois cabos subterrâneos de 70 km de comprimento transmitem a potência elétrica em CC com ± 80 kV de tensão e 350 A de corrente até a estação conversora da ilha.

Outros problemas predominantes foram os fenômenos transitórios decorrentes de defeitos na rede CA. A conexão em paralelo do sistema HVDC e da rede CA em uma das estações, com a fraca rede CA na outra estação do sistema, faz com que o tempo de

resposta cause um grande impacto durante defeitos CA. Até mesmo os geradores assíncronos têm influência considerável durante esses defeitos [15]. Foi verificado que controladores de tensão comuns não conseguem lidar com essas situações, pois os parâmetros do controlador devem fazer com que o sistema não seja tão rápido durante a operação normal, porém aja rapidamente quando um evento inesperado aconteça. Com o sistema VSC-HVDC isso pôde ser solucionado satisfatoriamente.

Os estudos de casos de defeito no sistema CA mostraram uma melhoria no seu comportamento durante os defeitos e durante a recuperação dos mesmos, bem como a melhoria da estabilidade.

Para atender a variação na potência de saída das turbinas eólicas, foi desenvolvido um sistema de controle automático do fluxo de potência para minimizar as perdas e evitar sobrecarga das linhas CA, não havendo necessidade de operadores para fazer o controle manual.

As experiências obtidas com o projeto de *Gotland* mostraram que, com o controle do fluxo de potência dos conversores, a rede CA se torna mais fácil de ser supervisionada do que uma rede CA convencional e não é tão forçada por variações de potência. Além disso, consumidores sensíveis, como grandes companhias industriais, sofrem menos com perturbações devidas aos problemas de qualidade de tensão. Mesmo com a rede não sendo capaz de lidar com todos os defeitos CA, o comportamento médio durante o período de um ano aponta para uma qualidade de tensão melhor do que em redes CA convencionais [14].

1.4.3 Direct Link

O projeto *Direct Link*, em operação desde o meio do ano 2000, conecta dois estados australianos através de um sistema VSC-HVDC de três conversores de 60 MW conectados em paralelo (totalizando uma potência de 180 MW) com cabos subterrâneos de 59 km de comprimento, transmitindo potência elétrica em CC com tensão de ± 80 kV e corrente de 342 A.

O *Direct Link* é um projeto não-regulamentado de interconexão entre os estados de *New South Wales* e *Queensland*, na Austrália, permitindo uma livre comercialização de energia elétrica entre estes dois mercados regionais, de acordo com os preços na NEMMCO (*National Electricity Market Management Company Limited*).

Três inovações que minimizam os efeitos ambientais, estéticos e comerciais destacam o *Direct Link* dos projetos anteriores: os cabos são enterrados no subsolo por toda sua extensão, o projeto foi financiado pelos próprios responsáveis por seu desenvolvimento e o fluxo de potência entre as estações do sistema VSC-HVDC pode ser definido e controlado de forma precisa. Os terminais dos conversores podem agir de forma independente um do outro para prestar serviços auxiliares, como suporte de reativo.

1.4.4 Tjæreborg

O projeto *Tjæreborg* é um projeto de demonstração em pequena escala construído na Dinamarca e comissionado em 2000. *Tjæreborg* é usado para testes de instalação e transmissão ótima de potência elétrica gerada em plantas eólicas.

Neste projeto é feita a conexão de uma planta eólica *onshore* através de um sistema VSC-HVDC de 8 MVA com dois cabos de 4,3 km de comprimento, transmitindo potência em CC com tensão de ± 9 kV e corrente de 358 A.

A planta eólica de *Tjæreborg* pode ser conectada à rede elétrica de três maneiras: usando apenas transmissão CA, usando apenas transmissão CC e usando tanto a transmissão CA quanto a CC em paralelo. O sistema de controle do VSC-HVDC foi projetado para se conectar automaticamente através da transmissão CA se a geração de potência da planta eólica estiver abaixo de 500 kW e através dos cabos CC se a potência estiver acima de 700 kW.

A motivação principal para o projeto é de que a Dinamarca pretende instalar cinco plantas eólicas *offshore* de aproximadamente 150 MW cada e, nos próximos 30 anos, pretende instalar um total de 4.000 MW de potência elétrica provenientes de plantas eólicas, o que corresponde a mais de 40% da capacidade total instalada no país. Por tanto, *Tjæreborg* tem o propósito de investigar como a controlabilidade dos sistemas VSC-HVDC pode ser usada para um aproveitamento ótimo da energia eólica, usando o conversor para fornecer uma frequência variável coletiva às turbinas eólicas.

A integração de quantidades tão grandes de potência eólica no sistema de potência elétrica pode trazer graves conseqüências para esse sistema. A produção flutuante das plantas eólicas, substituindo a produção constante de potência das plantas convencionais, o controle de tensão e a contribuição na potência reativa da rede são fatores especialmente importantes que precisam ser considerados. Os dois últimos problemas podem ser superados ao se conectar essa potência eólica à rede através de um sistema VSC-HVDC.

1.4.5 Eagle Pass

O projeto *Eagle Pass* conecta os Estados Unidos ao México através de um sistema VSC-HVDC em configuração *back-to-back*. A carga de *Eagle Pass* é alimentada por duas linhas de 138 kV e, devido ao crescimento da carga, a área sofre problemas de instabilidade de tensão. Estes problemas ocorrem após contingências de transmissão, durante períodos de picos de carga, e diminuem a confiabilidade do fornecimento de potência no lado americano da fronteira dos EUA com o México.

O projeto *Eagle Pass*, comissionado em setembro de 2000, tem potência de 36 MVA com tensão e corrente no elo CC de $\pm 15,9$ kV e 1,1 kA, respectivamente. Suas principais funções são amenizar os problemas de instabilidade de tensão e permitir o fluxo de potência nos dois sentidos entre os Estados Unidos e o México.

A escolha de um sistema VSC-HVDC com configuração *back-to-back* se mostrou a opção mais barata dentro das alternativas consideradas, além do fato de que a construção de uma linha CA adicional precisaria primeiro passar pelas dificuldades de se adquirir as permissões necessárias. Foi considerada a construção de um sistema HVDC convencional (elo de corrente contínua), porém essa solução deixou dúvidas quanto à garantia de confiabilidade por causa do sistema CA no lado americano da fronteira com o México ser fraco.

A capacidade de operação do sistema de *Eagle Pass* se mostrou sem precedentes. O sistema é capaz transmitir energia com fator de potência unitário, operar como um STATCOM fornecendo toda sua potência nominal como potência reativa e operar com fatores de potência intermediários, conforme necessário.

1.4.6 Cross Sound Cable

Localizado nos Estados Unidos, *Cross Sound Cable* liga a ilha de *Long Island*, da cidade de *New York*, com a cidade de *New Haven*, do estado de *Connecticut*, tendo sido comissionado em 2002.

A conexão de *Long Island* e *New Haven* é feita através de dois cabos submarinos de 40 km. O sistema de transmissão tem uma potência de 330 MW, tensão CC de $\pm 150\text{kV}$ e corrente CC de 1,175 kA.

Além do objetivo principal de fornecer potência para a ilha de *Long Island*, que é extremamente dependente dessa energia, o elo de *Cross Sound* também serve para permitir a comercialização de potência entre geradores e consumidores de ambas as regiões e aumentar a confiabilidade das redes de *Long Island* e *Connecticut*.

O controle do sistema VSC-HVDC de *Cross Sound* pode ser feito tanto localmente quanto remotamente.

1.4.7 Murray Link

Murray Link é o maior sistema de transmissão com cabos subterrâneos no mundo, conectando os estados australianos de *South Australia* e *Victoria* através de uma distância de aproximadamente 180 km.

O sistema de transmissão tem potência de 220 MW, com tensão e corrente no elo CC de $\pm 150\text{ kV}$ e 739 A respectivamente, tendo sido comissionado em 2002.

Murray Link fica bastante próximo da fronteira que liga os três estados australianos de *South Australia*, *Victoria* e NSW (New South Whales), podendo transmitir energia de qualquer um dos três estados bem como da geração do rio *Snowy*,

tanto no lado de *South Austrália* quanto no lado de *Victoria*. O projeto não ocupa nenhum terreno privado, se aproveitando de “corredores” existentes entre estes terrenos.

Os conversores podem trabalhar de forma independente um do outro para prestar serviços auxiliares, como suporte de reativo e controle de tensão em redes fracas.

A experiência na operação do sistema de *Murray Link* tem mostrado que o controle da tensão CA melhora consideravelmente a estabilidade de tensão e a qualidade de energia nas redes conectadas. Além disso, reatores *shunt* nas redes vizinhas normalmente podem ser desconectados quando o controle da tensão CA está ativo.

O projeto de *Murray Link* ganhou o prêmio *Case Earth* de excelência ambiental em 2002 e o prêmio *Engineering South Australia* em 2003 por ser a maior linha de transmissão subterrânea do mundo.

1.4.8 Troll A

O projeto *Troll A* é o primeiro projeto *offshore* com sistemas VSC-HVDC no mundo, tendo sido comissionado em 2005. O projeto tem como objetivo transmitir potência para alimentar motocompressores da plataforma de gás *Troll A*, na Noruega, através de cabos submarinos.

A construção de um sistema VSC-HVDC foi a solução encontrada para fornecer energia elétrica ao sistema de pré-compressão da plataforma *Troll A*, a fim de se manter a capacidade de produção com a diminuição de pressão decorrente do esgotamento gradual do reservatório de gás.

A estação retificadora está localizada na cidade de *Kollsnes* e é conectada, através de um transformador, à rede local de 132 kV.

O inversor da plataforma *Troll A* é conectada ao retificador em *Kollsnes* através de dois cabos CC de 70 km e com potência de 42 MW, transmitindo potência com uma tensão de ± 60 kV e corrente de 350 A.

O lado CA do inversor é conectado diretamente ao motor VHV (*Very High Voltage*) do sistema de pré-compressão da plataforma através de um disjuntor e cabos CA, com o objetivo de fazer o acionamento do motor VHV (uma máquina síncrona) com tensão e frequência variáveis de 0 a 53 kV e de 0 a 63 Hz, respectivamente.

Comparado a sistemas convencionais, o sistema VSC-HVDC é mais leve e ocupa um menor espaço na plataforma.

O *software* de controle foi adaptado para conseguir controle de velocidade e torque, não havendo nenhuma alteração na parte de *hardware* do controle, que é idêntica tanto para o retificador quanto para o inversor. O controle garante um fator de potência unitário e uma baixa distorção harmônica em toda faixa de operação do motor, sempre mantendo o sistema com uma resposta dinâmica suficientemente rápida.

Não existe comunicação entre o retificador na terra e o inversor na plataforma. A única grandeza que pode ser detectada em ambos as extremidades da transmissão é a tensão no elo CC. Porém, o sistema de controle foi desenvolvido de forma que seja possível a instalação de um elo de telecomunicação. Neste caso, é possível fazer a operação, detecção de defeitos e manutenção da estação na plataforma remotamente.

A Figura 1- 3 mostra a representação do sistema VSC-HVDC da plataforma Troll A.

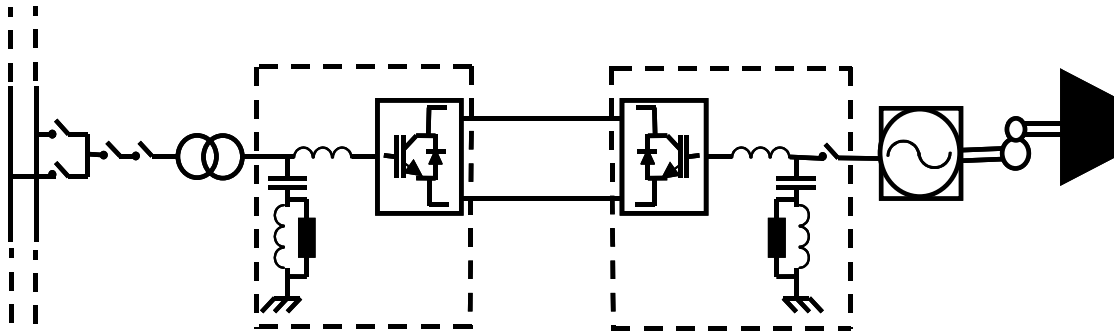


Figura 1- 3: Representação do sistema VSC-HVDC da plataforma Troll A.

1.4.9 Estlink

O projeto *Estlink*, comissionado em 2006, tem como principal objetivo alimentar o mercado de eletricidade da Finlândia com energia gerada nos Estados Bálticos.

O sistema tem uma potência de 350 MW e tensão no elo CC de 150 kV, transmitindo potência através de cabos subterrâneos com 31 km de comprimento e cabos submarinos com 74 km de comprimento.

Assim como em outros projetos de sistemas VSC-HVDC, a estação retificadora e a estação inversora podem trabalhar de forma independente uma da outra para prestar serviços auxiliares, melhorando a estabilidade de tensão na rede local. Além disso, o fato dos sistemas elétricos conectados não serem síncronos favorece a escolha de um sistema VSC-HVDC.

As Tabelas 1- 1 e 1- 2 mostram alguns parâmetros dos vários projetos mencionados neste item. A Tabela 1- 1 mostra o ano de comissionamento, a potência do sistema de transmissão e a tensão CA das redes conectadas pelo sistema. A Tabela 1- 2 mostra a tensão CC, corrente CC e o comprimento dos cabos elétricos da transmissão.

**Tabela 1- 1: Projetos de referência de sistemas VSC-HVDC – Ano de
Comissionamento, Potência e Tensão CA das Redes Conectadas.**

Projeto	Ano de Comissionamento	Potência	Tensão CA das Redes Conectadas
Hällsjön	1997	3 MW	10/10 kV
Gotland	1999	50 MW	80/80 kV
Direc Link	2000	180 MW (3x 60)	132/110 kV
Tjæreborg	2000	8 MVA / 7,2 MW	10,5/10,5 kV
Eagle Pass	2000	36 MW	132/132 kV
Cross Sound Cable	2002	330 MW	345/138 kV
Murray Link	2002	220 MW	132/220 kV
Troll A	2005	84 MW (2 x 42)	132/56 kV
Estlink	2006	350 MW	330/400 kV

**Tabela 1- 2: Projetos de referência de sistemas VSC-HVDC – Tensão CC,
Corrente CC e Comprimento dos Cabos Elétricos.**

Projeto	Tensão CC	Corrente CC	Comprimento dos Cabos Elétricos
Hällsjön	± 10 kV	150 A	2 x 10 km
Gotland	± 80 kV	350 A	2 x 70 km
Direc Link	± 80 kV	342 A	6 x 59 km
Tjæreborg	± 9 kV	358 A	2 x 4,3 km
Eagle Pass	± 15,9 kV	1,1 kA	<i>Back-to-Back</i>
Cross Sound Cable	± 150 kV	1,175 A	2 x 40 km
Murray Link	± 150 kV	739 A	2 x 180 km
Troll A	± 60 kV	350 A	4 x 70 km
Estlink	± 150 kV	1,167 A ⁽¹⁾	2 x 31 km / 2 x 74 km

1.5 Sumário

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos.

Introdução. Neste capítulo foi dada a introdução ao trabalho. A proposta a ser elaborada foi apresentada e relacionada com o estudo da Eletrônica de Potência. Ainda em *Introdução*, apresentou-se a motivação para o trabalho, os problemas a serem considerados para a realização do mesmo e os objetivos a serem alcançados. Por fim, foi feito um levantamento do estado da arte.

(1) Valor estimado com base na potência e tensão informadas, visto que a corrente não foi divulgada pelo fabricante.

Transmissão com sistemas VSC-HVDC. No segundo capítulo é discutida a transmissão em corrente contínua e as opções de alimentação para as cargas isoladas. É apresentado um sistema VSC-HVDC ponto a ponto com uma única carga a ser alimentada, detalhando-se seus componentes principais e a estratégia de controle.

Sistema VSC-HVDC ponto a ponto alimentando múltiplas cargas. No terceiro capítulo é apresentado e detalhado o sistema VSC-HVDC utilizando corrente alternada para a distribuição de potência elétrica às instalações isoladas. O sistema é analisado tanto em regime permanente quanto em casos de degrau de carga e curto-circuito.

Sistema VSC-HVDC multiterminal. No quarto capítulo é apresentado e detalhado o sistema VSC-HVDC utilizando corrente contínua para a alimentação das cargas do sistema. O sistema também será analisado em regime permanente e em casos de degrau de carga e curto-circuitos trifásicos. Ainda no quarto capítulo é apresentado um esquema multiterminal híbrido, utilizando tanto corrente alternada como corrente contínua para a alimentação das cargas.

Conclusões. No quinto e último capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho, baseadas na análise dos resultados obtidos com os esquemas propostos para sistemas VSC-HVDC. Serão também feitas sugestões para trabalhos futuros.

2 TRANSMISSÃO COM SISTEMAS

VSC-HVDC

A necessidade de energia é uma consequência natural do desenvolvimento e da construção de uma sociedade moderna. Dentro desse cenário a energia elétrica cada vez mais aumenta sua participação na energia total utilizada. As exigências crescentes por um menor impacto ambiental na transmissão e geração de energia, bem como por maior confiabilidade, disponibilidade e qualidade de energia, tem como consequência natural uma preocupação maior em como a energia elétrica é transmitida.

Uma das respostas para esta preocupação foi o desenvolvimento da tecnologia dos sistemas VSC-HVDC. Desenvolvida nos últimos anos, esta é uma tecnologia que tem se provado uma forma tecnicamente e economicamente viável de transmissão de energia em corrente contínua para um número cada vez maior de cenários [16, 17, 18].

A diferença básica entre os sistemas VSC-HVDC e os sistemas HVDC convencionais é que enquanto os sistemas HVDC convencionais são sistemas de transmissão CC em corrente contínua (elo CC de corrente), os sistemas VSC-HVDC são sistemas de transmissão CC em tensão contínua (elo CC de tensão).

O elo CC de um sistema de transmissão baseado em tensão contínua é caracterizado por possuir capacitância e manter a polaridade da tensão constante no conversor. O retificador e inversor controlados possuem topologia semelhante, na qual a corrente no elo CC pode fluir nos dois sentidos, positivo e negativo.

Além disso, através de técnicas de chaveamento apropriadas, é possível gerar tensões cuja amplitude e fase podem ser utilizadas para se controlar a potência ativa e reativa do sistema de forma independente [11, 19].

Na área industrial, a tecnologia PCC (*Phase Controlled Converter*), utilizada em sistemas HVDC convencionais, já está praticamente toda substituída pela tecnologia VSC. A diferença fundamental é que na tecnologia VSC a corrente pode ser conduzida e bloqueada através do controle das chaves semicondutoras, não havendo necessidade de uma rede para forçar a comutação [12].

Em esquemas de transmissão com VSCs a energia máxima transmitida depende do limite de corrente contínua no cabo e, principalmente, dos limites de tensão e corrente dos dispositivos semicondutores. Até alguns anos atrás, conversores fonte de tensão eram associados principalmente com acionamentos industriais, utilizando o GTO (Gate-Turn-Off Thyristor), IGBT e o MOSFET (Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistors) como dispositivos semicondutores. Com os limites iniciais de condução desses dispositivos, era tecnicamente e economicamente difícil empregar esses conversores em aplicações de transmissão de energia. Alguns dos fatores mais desejados para os dispositivos semicondutores na transmissão de potência são:

- Alta tensão de bloqueio (em kV);
- Alta corrente de condução e corte (em kA);
- Baixas perdas por condução e chaveamento;
- Capacidade de suportar variações de tensão (dv/dt) e corrente (di/dt) na faixa de kV/ μ s e kA/ μ s, respectivamente;
- Baixa taxa de falha.

Nenhum dispositivo atende perfeitamente todas estas características, pois a otimização numa área normalmente limita outra. Na melhor das hipóteses, alguns dispositivos podem atender bem um dado grupo destas características. Neste aspecto, o

GTO, IGCT e o IGBT tornaram-se candidatos em potencial, com o IGBT emergindo como a opção mais comum para aplicações com VSCs [20].

2.1 Opções para alimentação das cargas

Para um sistema VSC-HVDC de transmissão de energia dedicado a alimentação de cargas isoladas tem-se inicialmente três opções a serem consideradas. A primeira, utilizando um sistema ponto a ponto com distribuição CA para alimentar as várias instalações. A segunda, alimentando as instalações com um sistema multiterminal. A terceira, utilizando um esquema híbrido, onde um sistema multiterminal usará também distribuição CA para fazer a alimentação das cargas isoladas.

A Figura 2- 1 ilustra um sistema VSC-HVDC ponto a ponto, onde a ponte inversora alimenta a carga através de um transformador.

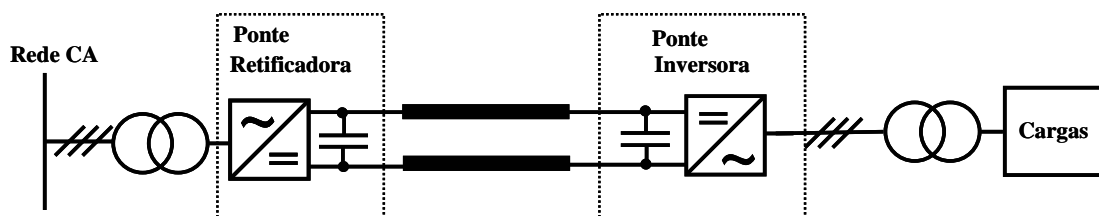


Figura 2- 1: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

A Figura 2- 2 ilustra a primeira opção considerada, mostrando o sistema VSC-HVDC ponto a ponto usando distribuição CA para alimentar um grupo de instalações.

O maior problema do uso exclusivo de distribuição CA é o acionamento de grandes motores, que pode trazer problemas na corrente e tensão das demais cargas. Nestes casos, normalmente são utilizados conversores extras dedicados ao seu acionamento.

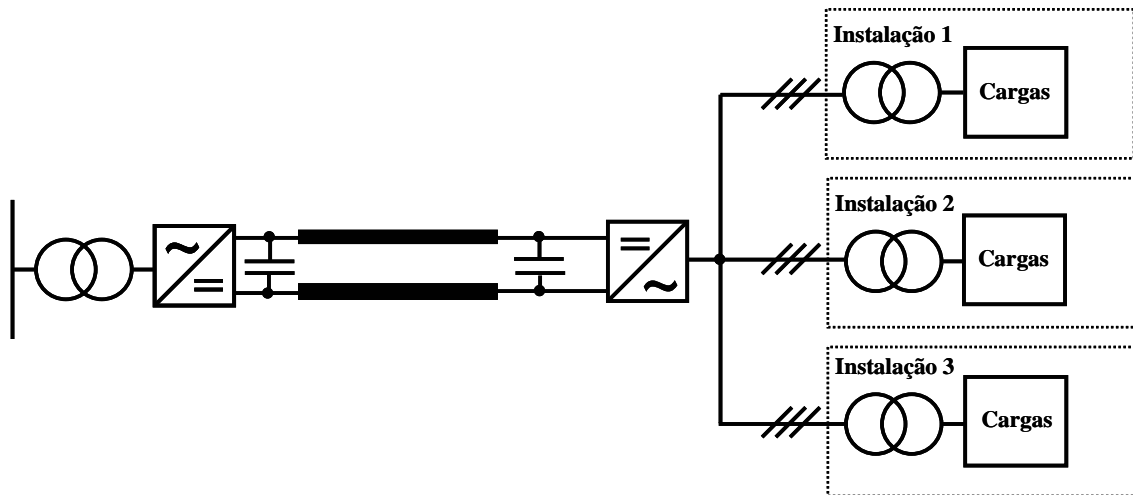


Figura 2- 2: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto com distribuição CA para um grupo de instalações isoladas.

A Figura 2- 3 ilustra a segunda opção considerada, mostrando um sistema VSC-HVDC multiterminal para todas as cargas isoladas.

O maior problema do uso exclusivo de um sistema multiterminal é que, dependendo da distância de transmissão, esta opção pode se tornar muito cara se comparada a sistemas de transmissão CA convencionais.

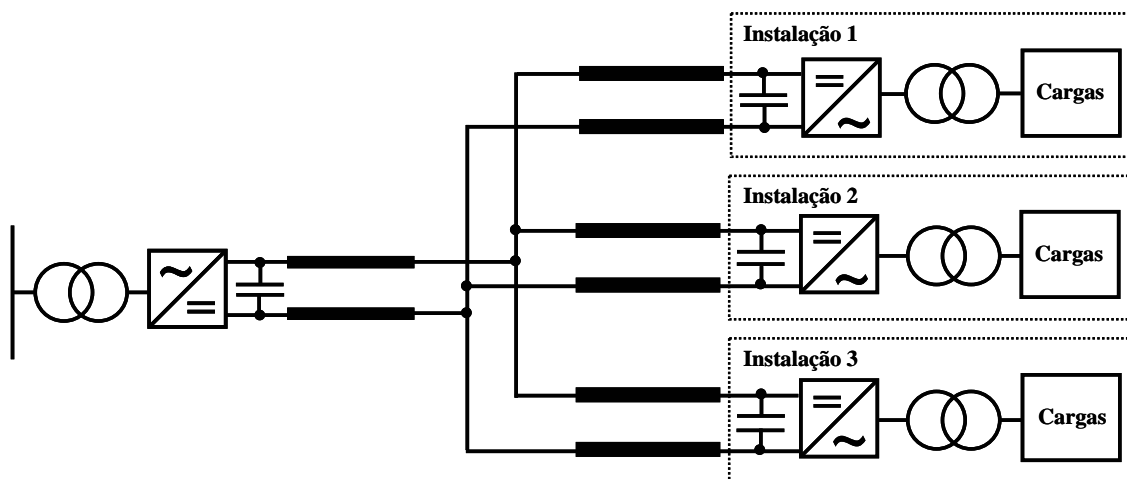


Figura 2- 3: Sistema VSC-HVDC multiterminal.

A Figura 2- 4 ilustra a terceira opção considerada, mostrando um sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido, que utiliza tanto a transmissão CC quanto a distribuição CA para alimentar as instalações do sistema.

Com o terceiro esquema é possível deixar a transmissão CC apenas para a alimentação e acionamento dos grandes motores existentes nessas instalações, distribuindo energia em CA para a alimentação das demais cargas. Com isso, os problemas de variação de tensão e corrente para o acionamento destes motores podem ser resolvidos, possivelmente tornando o projeto mais economicamente viável.

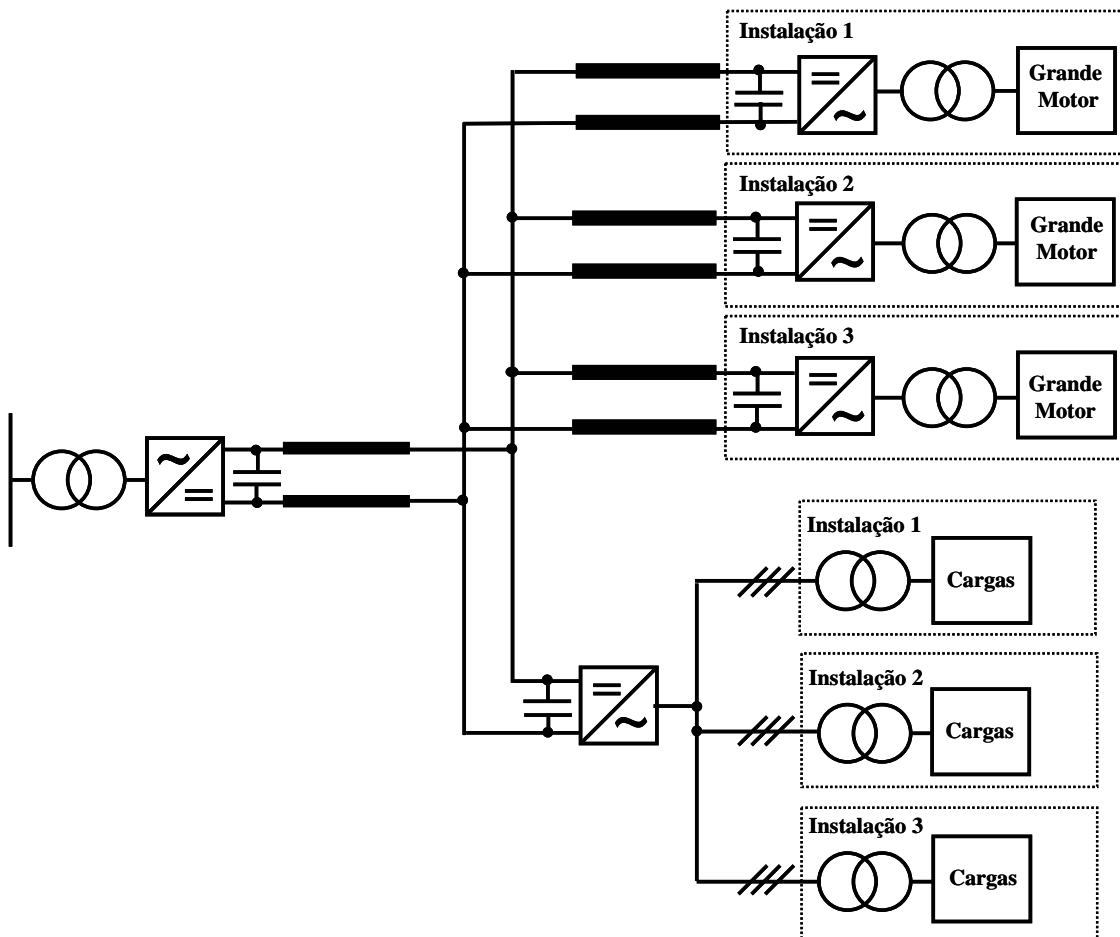


Figura 2- 4: Sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido.

2.2 Sistema VSC-HVDC ponto a ponto

Um sistema VSC-HVDC ponto a ponto consiste, basicamente, de uma ponte retificadora ligada a uma ponte inversora através de cabo CC. A ponte inversora recebe energia elétrica em corrente alternada da rede local e transforma essa energia para corrente contínua. Esta energia é então transmitida até a ponte inversora, através de cabos apropriados para transmissão CC.

A ponte inversora converte a energia recebida pelo cabo CC novamente para CA, na frequência e amplitude necessárias para alimentar a carga.

A Figura 2- 5 mostra, de forma simplificada, um sistema VSC-HVDC ponto a ponto alimentando uma única carga, simulado no PSCAD. Na figura, a rede CA que alimenta o retificador é representada por uma fonte ideal de tensão de 138 kV em série com uma pequena resistência (1 mΩ). Essa fonte de tensão alimenta um bloco de carga de 900 MVA, representando as cargas locais do lado do retificador, e também a ponte retificadora do sistema VSC-HVDC, através de um transformador que reduz a tensão de entrada para aproximadamente 110 kV (o transformador encontra-se dentro do bloco da ponte retificadora, que será detalhado mais a frente). A ponte inversora alimenta uma carga RL de 360 MVA com fator de potência 0,8.

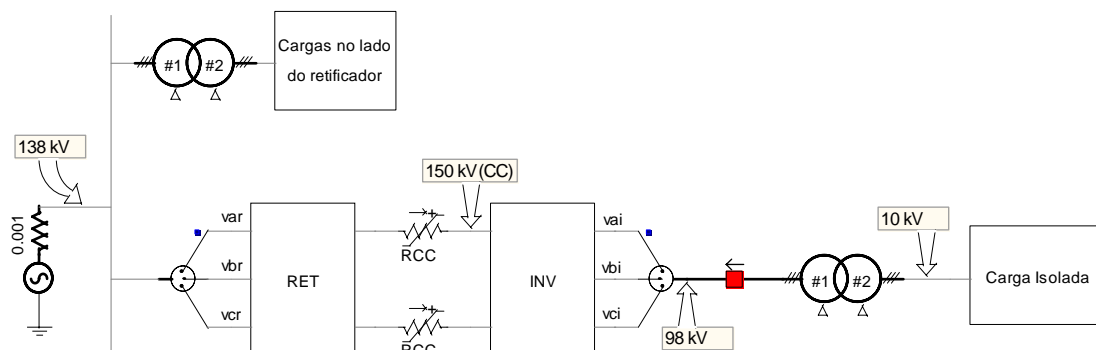


Figura 2- 5: Sistema VSC-HVDC para uma única carga simulado no PSCAD.

Na Figura 2- 5 tem-se:

var, vbr, vcr	tensões de entrada na ponte retificadora;
vai, vbi, vci	tensões de saída da ponte inversora;
RCC	resistência do cabo CC.

Neste trabalho o fluxo de potência ocorre sempre no mesmo sentido, visto que só um dos conversores do sistema VSC-HVDC é conectado a uma rede CA e capaz de fornecer potência elétrica para o outro lado do sistema. Logo, um dos conversores sempre atua como ponte retificadora e o outro como ponte inversora.

2.2.1 Ponte retificadora

A Figura 2- 6 mostra, de forma simplificada, os componentes do bloco da ponte retificadora da Figura 2- 5. A tensão de entrada de 138 kV é reduzida para 110 kV (valor comercial para alimentação dos retificadores de sistemas VSC-HVDC) e alimenta a ponte retificadora do sistema.

O reator e o transformador de entrada possuem juntos uma impedância reativa de 0,15 pu e a resistência é considerada desprezível na simulação.

Normalmente os transformadores são ligados em delta no lado do conversor e estrela com neutro aterrado no lado rede CA de alimentação (bem como no lado da carga, no caso dos inversores). Apesar disto, os transformadores usados nas simulações estão ligados em delta tanto no primário quanto no secundário, de forma a impedir que o terceiro harmônico injetado nas tensões de referência utilizadas no controle (que será detalhado adiante) passe para as cargas do sistema.

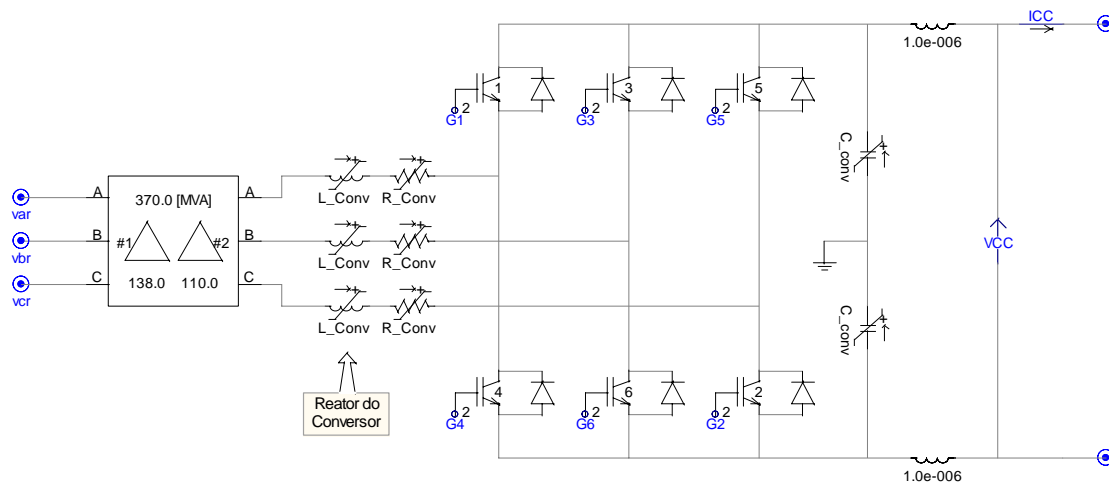


Figura 2- 6: Ponte retificadora do sistema VSC HVCD simulado no PSCAD.

Na Figura 2- 6 tem-se:

var, vbr, vcr	tensões de alimentação do retificador;
L_Conv e R_Conv	indutância e resistência do reator;
G1, G2, G3, G4, G5 e G6	sinais de controle dos IGBTs;
C_Conv	capacitância do elo CC;
VCC	tensão CC de transmissão;
ICC	tensão CC de transmissão.

Os sinais de controle G1, G2, G3, G4, G5 e G6 comandam os respectivos IGBTs da ponte retificadora. Para a geração destes sinais, o primeiro passo é detectar a fase da tensão de alimentação do sistema, o que é feito através de um circuito PLL.

Uma vez detectada a fase da tensão de alimentação, utiliza-se a estratégia de PWM (Pulse Width Modulation – Modulação por Largura de Pulso) seno-triângulo com a frequência da portadora em 1.260 Hz para a geração dos sinais de controle.

Nos sistemas VSC-HVDC, o retificador é responsável por controlar a tensão CC. Este controle é feito através da diferença de fase entre a tensão de alimentação do retificador e a sua tensão de referência.

Considerando que a fase da tensão de alimentação do conversor é fixa, a defasagem entre ela e a tensão de referência depende unicamente da fase definida para esta última, logo, alterando a fase da componente fundamental da forma de onda da tensão de referência, é possível controlar a tensão CC de transmissão.

A figura 2- 7 mostra o diagrama de blocos no PSCAD usado para o controle da tensão CC.

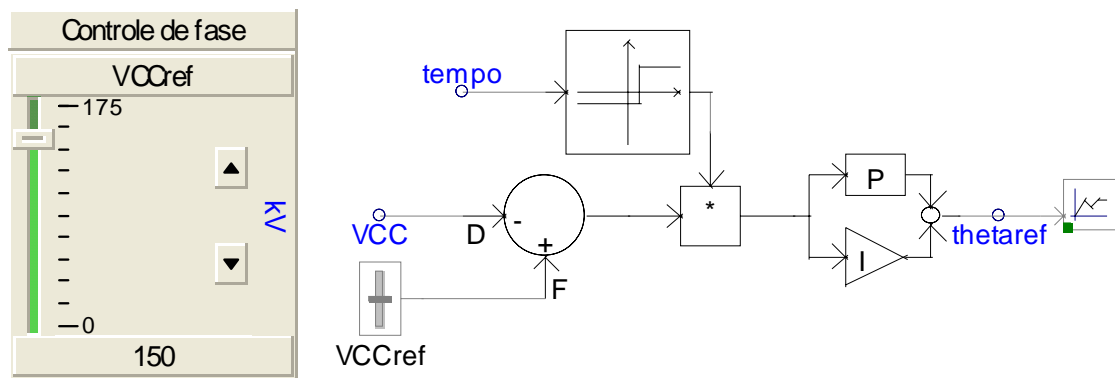


Figura 2- 7: Diagrama de blocos de controle para a tensão CC.

Na Figura 2- 7 tem-se:

- tempo entrada de tempo de simulação (para liberação do controle);
- VCC tensão CC de transmissão medida;
- VCCref referência de tensão CC de transmissão;
- thetaref fase para forma de onda de tensão do conversor.

A tensão CC medida é comparada com a tensão CC de referência. O resultado, após a liberação do circuito de controle, passa por um controlador PI que determina o ângulo de fase θ_{ref} (da Figura 2- 7) para a forma de onda da tensão do retificador.

Além do controle da tensão CC, o retificador pode também controlar a potência reativa ou a tensão CA na sua extremidade. Este controle é feito através da amplitude da onda de referência de tensão, da mesma forma mostrada na Figura 2- 7, porém utilizando a tensão CA ou a potência reativa no lugar da tensão CC.

Em aplicações de interligação entre redes elétricas distintas, o controle da tensão CA possibilita melhorar a estabilidade da tensão nas redes. No caso de alimentação de cargas isoladas, a amplitude da tensão de referência irá definir o fator de potência do retificador.

A Figura 2- 8 mostra as tensões na entrada do retificador durante a simulação.

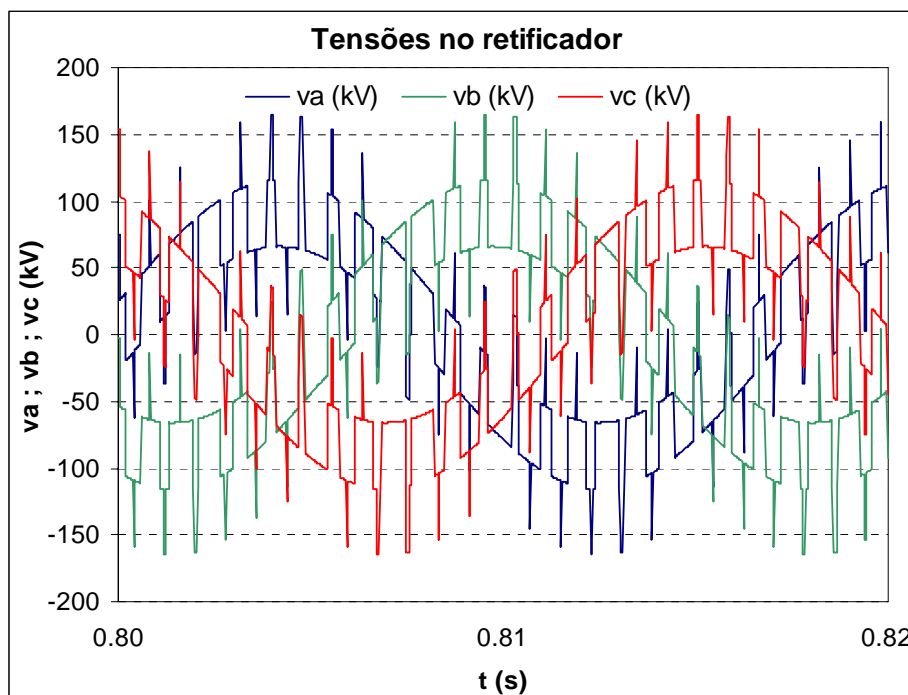


Figura 2- 8: Tensões no retificador.

A Figura 2- 9 mostra as correntes no retificador durante a simulação.

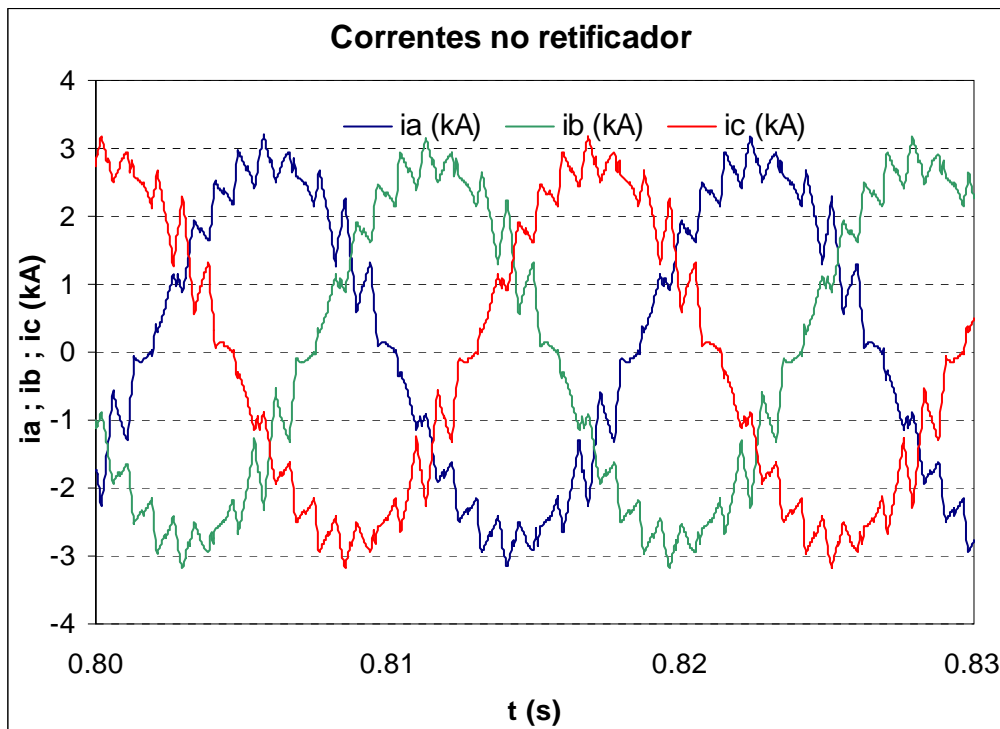


Figura 2- 9: Correntes no retificador

2.2.2 Modulação por Largura de Pulso (PWM) seno-triângulo

A modulação por largura de pulso (PWM) seno-triângulo é uma das estratégias mais utilizadas para controlar conversores eletrônicos de potência. Neste tipo de modulação o ciclo de trabalho das chaves do conversor é variado em uma frequência de chaveamento alta para obter uma componente fundamental de tensão ou corrente de saída desejada.

O princípio de funcionamento dos esquemas de modulação é criar seqüências de chaveamento (trens de pulsos) cujo valor instantâneo de volt-segundo é igual a da forma de onda de referência a qualquer instante. A dificuldade com estes trens de pulsos é que eles contêm harmônicos indesejados que precisam ser minimizados. Logo, para qualquer esquema PWM, o objetivo primário está em calcular os tempos para cada

estado das chaves do conversor de forma a produzir a tensão ou corrente de saída desejada na frequência fundamental, e o mínimo de distorção harmônica [21].

A portadora triangular na modulação PWM seno-triângulo estabelece a frequência de chaveamento do conversor, e o sinal de referência ou controle é usado para modular o ciclo de trabalho das chaves e estabelece a frequência fundamental da forma de onda da tensão. Define-se como fator de modulação m_a a razão entre a amplitude da forma de onda de referência ou controle e a amplitude da forma de onda da portadora, dado por:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{controle}}{\hat{V}_{portadora}}$$

onde $\hat{V}_{controle}$ é a amplitude da forma de onda de referência ou controle e $\hat{V}_{portadora}$ é a amplitude da forma de onda da portadora.

Quando $m_a \leq 1,0$ a modulação PWM está na faixa linear, isto significa que a componente fundamental da tensão de saída aumenta proporcionalmente com m_a . Quando $m_a > 1,0$ começa a chamada sobremodulação. Na sobremodulação a amplitude da componente fundamental da tensão de saída não varia mais proporcionalmente a m_a e os harmônicos com amplitudes dominantes na região linear podem não ser mais dominantes na sobremodulação.

Para obter o máximo de potência dos conversores sem trabalhar na região de sobremodulação, foi adicionada uma pequena quantidade de terceiro harmônico (12%) nas formas de onda de referência. Deste modo, a frequência fundamental das formas de onda de referência pode alcançar uma maior amplitude sem que o fator de modulação fique maior que 1.

A Figura 2- 10 mostra os sinais de referência ref_a , ref_b e ref_c para as fases a, b e c, respectivamente, utilizados na estratégia PWM seno-triângulo para simulação do sistema VSC-HVDC ponto a ponto com uma única carga.

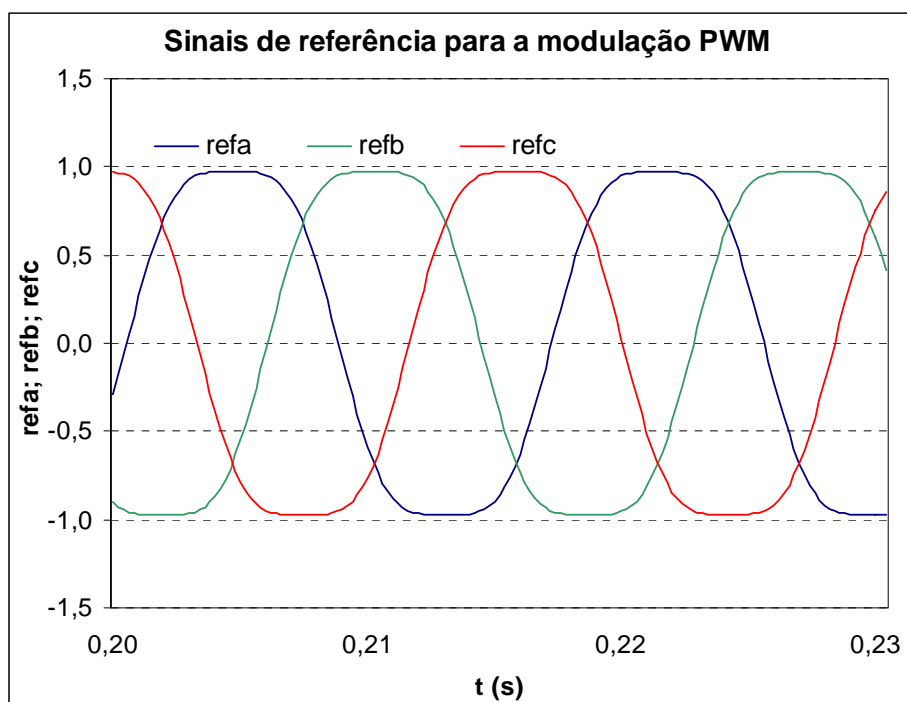


Figura 2- 10: Sinais de referência para a modulação PWM.

A presença do terceiro harmônico nos sinais de referência da figura acima causa um achatamento nas formas de onda. Este fato permite uma maior amplitude na forma de onda fundamental, extraindo-se assim uma maior potência do conversor, ao mesmo tempo em que se evita a operação na região de sobremodulação.

A fase a da ponte retificadora é controlada pelos IGBTs 1 e 4 (ver Figura 2- 6). Sempre que a referência da fase a é maior que a portadora triangular, o sinal de referência para os IGBT 1 será 1 (IGBT conduzindo) e para o IGBT 4 será 0 (IGBT cortado). Sempre que a referência da fase a é menor que a portadora triangular, o sinal de referência para os IGBT 1 será 0 e para o IGBT 4 será 1.

O mesmo ocorre para as fases b e c, com o par de IGBTs 3 e 6 e o par de IGBTs 5 e 2, respectivamente.

Controlando a amplitude e a fase do sinal de referência da ponte retificadora, é possível controlar a potência reativa presente na rede conectada no lado do retificador e

a tensão CC de transmissão, respectivamente. Através de algoritmos de controle específicos, pode-se isolar as variáveis de controle de forma bastante satisfatória, com o objetivo de melhorar a qualidade da energia transmitida [22] ou otimizar o sistema para outras aplicações específicas [23, 24, 25]. Desta forma a amplitude dos sinais de referência pode controlar a tensão CA ou a potência reativa, e a fase dos sinais de referência pode controlar a tensão CC de transmissão ou a potência ativa transmitida.

2.2.3 Transmissão CC com sistema VSC-HVDC ponto a ponto

Na simulação realizada, foi definida uma tensão de 150 kV para a transmissão em corrente contínua entre a estação retificadora e a inversora.

A Figura 2- 11 mostra a tensão CC de transmissão no sistema VSC-HVDC com uma única carga, simulado desde a inicialização dos conversores.

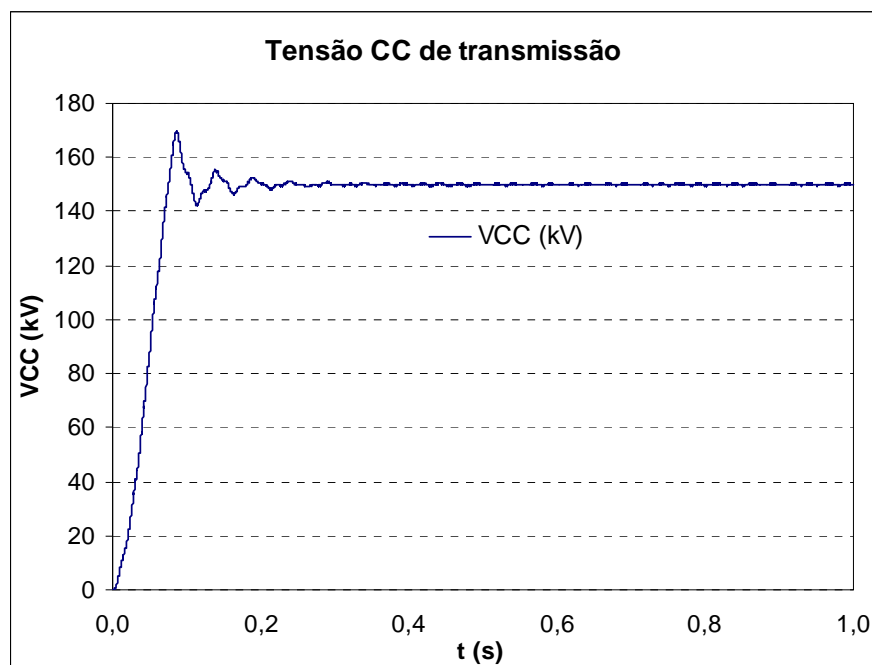


Figura 2- 11: Tensão CC de transmissão.

A tensão CC fica estabilizada em 150 kV por volta de $t = 0,25$ s e apresenta um pico de 168 kV por volta de $t = 0,09$ s.

A Figura 2- 12 mostra a variação do ângulo de referência, *thetaref*, ao longo da simulação.

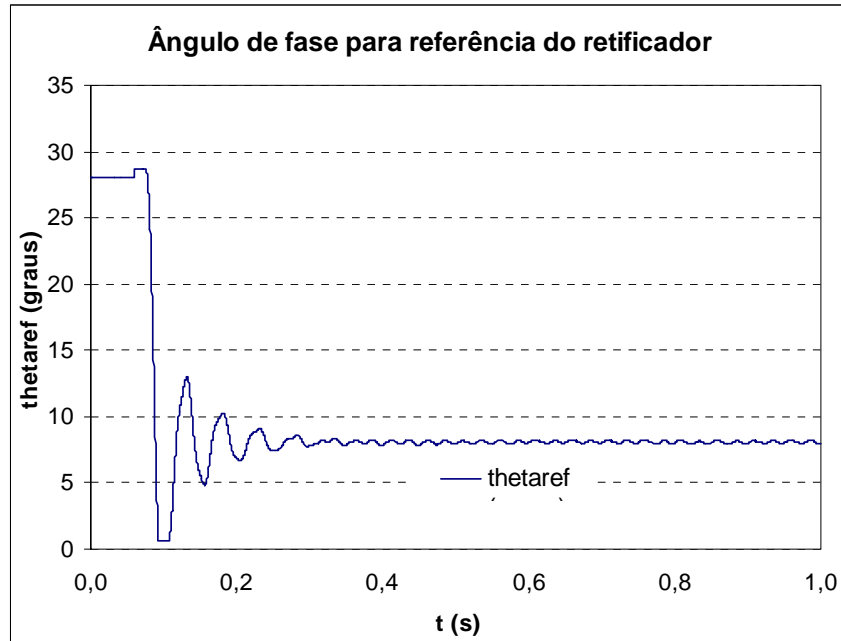


Figura 2- 12: Ângulo de fase para tensão de referência da ponte retificadora.

O ângulo de referência para a forma de onda da tensão da ponte retificadora se estabiliza em aproximadamente 8,3 graus por volta de $t = 0,35$ s.

A Figura 2- 13 mostra a corrente no cabo CC durante a operação do sistema em regime permanente. Pode-se observar que a corrente tem amplitude de aproximadamente 2,1 kA.

O transitório do sistema VSC-HVDC apresenta correntes mais elevadas e, na prática, estes sistemas são dimensionados levando este fato em consideração e é feita a pré-carga dos capacitores para evitar picos de corrente.

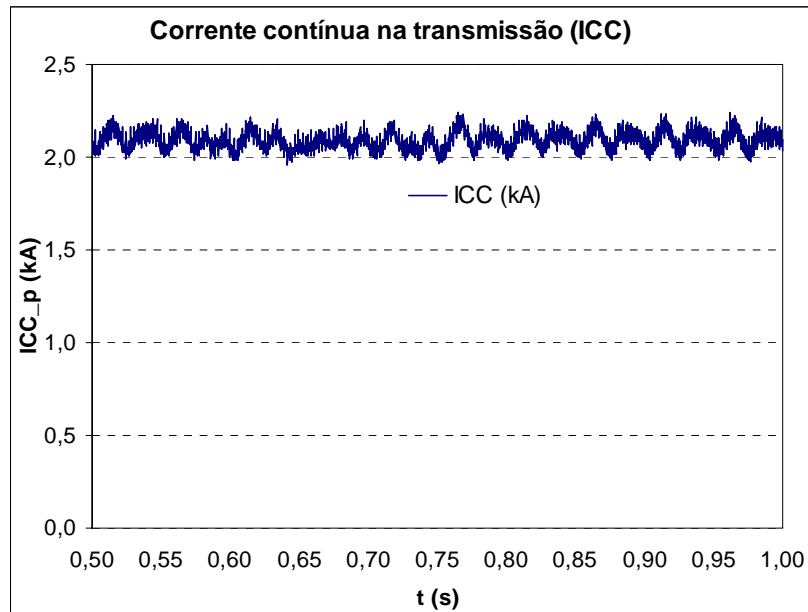


Figura 2- 13: Corrente contínua de transmissão.

A Figura 2- 14 mostra as potências instantâneas na entrada da ponte retificadora durante a operação do sistema em regime permanente.

Ressalta-se que no PSCAD as potências instantâneas são calculadas multiplicando-se os valores instantâneos das tensões pelas correntes das correspondentes fases e, para uma correta medição da potência reativa, as cargas devem estar equilibradas [26].

O acompanhamento ao longo do tempo das potências aparente, ativa e reativa é uma particularidade do PSCAD. O uso de métodos numéricos para cálculos dos valores instantâneos de tensão e corrente provoca as pequenas oscilações visíveis nas medições. Ainda assim, a metodologia de cálculo apresenta resultados coerentes com o dimensionamento do sistema.

Observa-se na Figura 2- 14 uma potência aparente de 370 MVA com fator de potência 0,8, o que está dentro do limite de operação para conversores usados em sistemas VSC-HVDC de 360 MVA. É importante considerar que a potência no

retificador deve ser capaz de fornecer energia suficiente para suprir as cargas do sistema mais as perdas na transmissão.

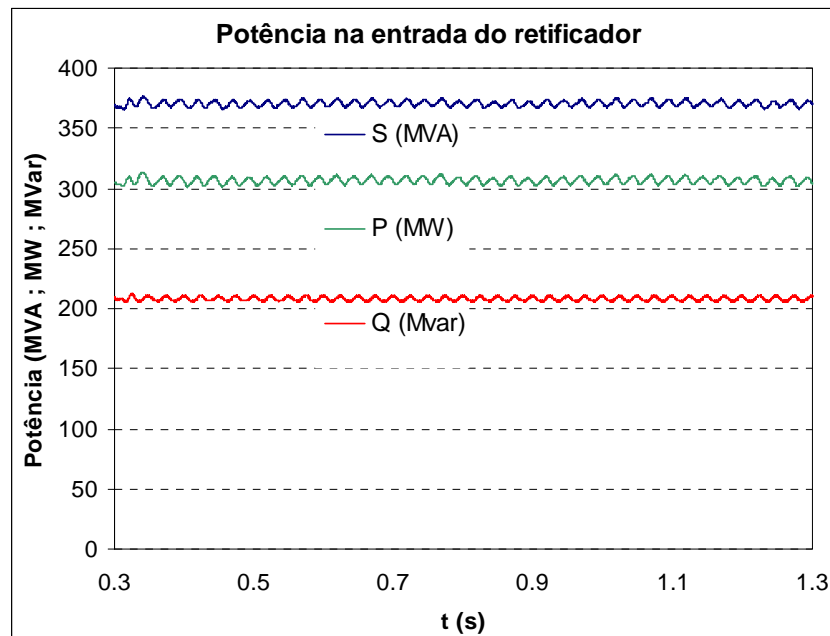


Figura 2- 14: Potências instantâneas na entrada da ponte retificadora.

2.2.4 Ponte inversora

A Figura 2- 15 mostra, de forma simplificada, os componentes do bloco onde se encontra a ponte inversora da Figura 2- 5.

A tensão CC de transmissão é transformada para uma tensão CA de 98 kV. O reator de saída e o transformador que alimenta a carga (ver Figura 2- 5) possuem juntos uma impedância reativa de 0,15 pu e a resistência é considerada desprezível para a simulação.

O controle dos IGBTs é feito da mesma forma que na ponte retificadora, porém, na ponte inversora a amplitude da forma de onda da tensão de referência determina a amplitude da tensão de saída do inversor.

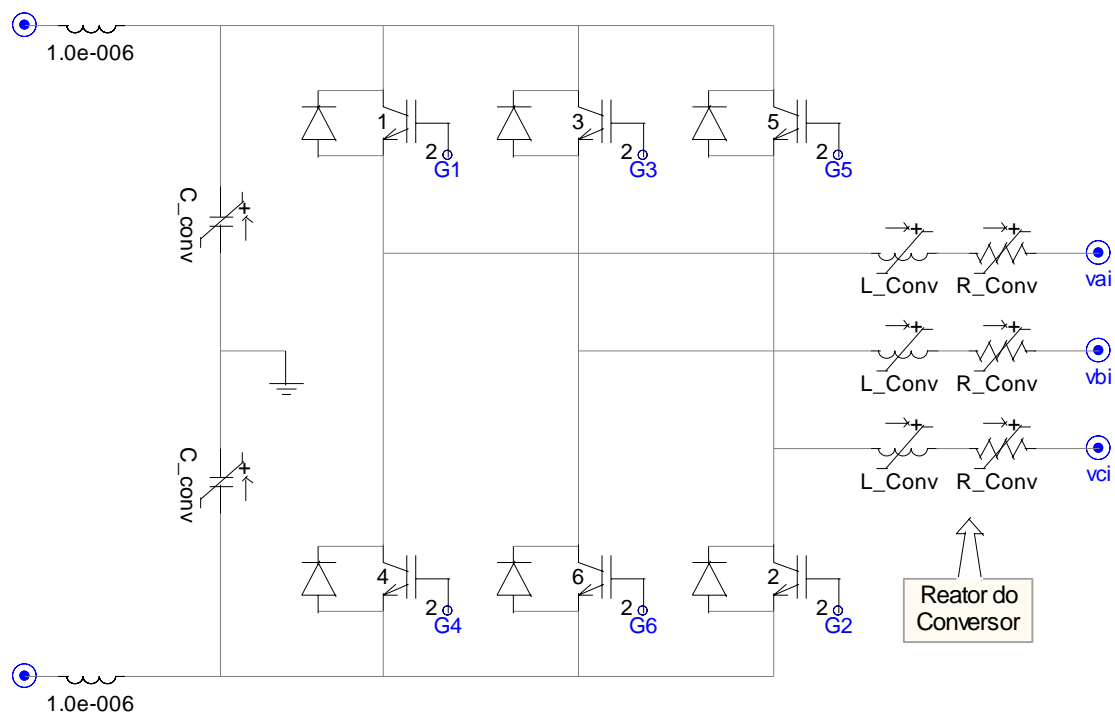


Figura 2- 15: Ponte inversora do sistema VSC HVCD simulado no PSCAD.

Na Figura 2- 15 tem-se:

- vai, vbi, vci tensões de saída do inversor;
- L_Conv, R_Conv indutância e resistência do reator;
- G1, G2, G3, G4, G5 e G6 sinais de controle dos IGBTs;
- C_Conv capacitância do elo CC;

Outro fato importante é que, como já mencionado, neste trabalho apenas o lado do retificador fornece potência elétrica enquanto o lado do inversor apresenta uma ou mais cargas isoladas a serem alimentados, logo, não existe defasagem entre a tensão de referência e a tensão CA que alimenta as instalações.

A Figura 2- 16 mostra o diagrama de blocos para o controle da tensão de saída da ponte inversora. O valor RMS coletivo da tensão CA de saída do inversor é medido e

comparado com a tensão RMS de referência. O resultado, após a liberação do circuito de controle, passa por um controlador PI que determina a amplitude para a forma de onda da tensão do inversor.

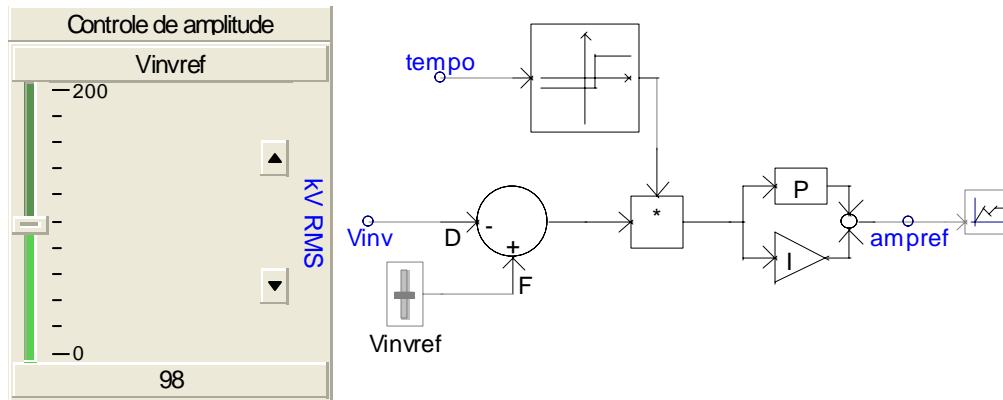


Figura 2- 16: Diagrama de blocos de controle para a tensão CA.

Na Figura 2- 16 tem-se:

- tempo entrada de tempo de simulação (para liberação do controle);
- Vinv valor RMS coletivo da tensão CA medida na saída do inversor;
- Vinvref valor RMS de referência para a tensão CA do inversor;
- ampref amplitude para forma de onda de tensão do inversor.

No PSCAD, o valor RMS coletivo da tensão é calculado através da função [21]:

$$V_{RMS} = \frac{\pi}{3 \times \sqrt{2}} \cdot (MAX(v_{NA}, v_{NB}, v_{NC}) - MIN(v_{NA}, v_{NB}, v_{NC}))$$

Onde v_{NA}, v_{NB}, v_{NC} são as tensões instantâneas nos nós de medição. A função acima é obtida igualando-se a diferença entre o valor máximo e mínimo das tensões trifásicas a cada instante com a tensão média V_d de uma ponte retificadora completa a diodos

$$(V_d = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} \cdot V_{RMS}).$$

O valor RMS coletivo calculado na fórmula acima passa por um filtro de primeira ordem, como mostrado na Figura 2- 17, para suavizar a oscilação presente.

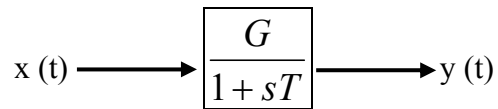


Figura 2- 17: Filtro de primeira ordem utilizado no cálculo do valor RMS coletivo da tensão.

Na Figura 2- 17 tem-se:

$$G = 1;$$

$$T = 0,0167 \text{ s.}$$

Ressalta-se que a cada instante, definido por t_n , a referência de amplitude é dada pela medição feita no instante imediatamente anterior, t_{n-1} , logo, a referência é dada com um atraso equivalente a um passo de integração da simulação. Este atraso não chega a afetar negativamente o controle e desempenho do sistema na alimentação de centros de carga isolados que, na prática, são insensíveis a este atraso no controle da tensão CA de saída.

A utilização do valor RMS coletivo proporciona um sinal com oscilações minimizadas (como será visto a seguir na Figura 2- 18) e com as medições de potência na carga do sistema coerentes com o dimensionamento da carga, conforme será visto na Figura 2- 19 da Seção 2.2.5.

A Figura 2- 18 mostra a tensão RMS coletiva de saída da ponte inversora durante toda a simulação realizada. A tensão se estabiliza no valor de referência de 98 kV por volta de $t = 0,2 \text{ s}$.

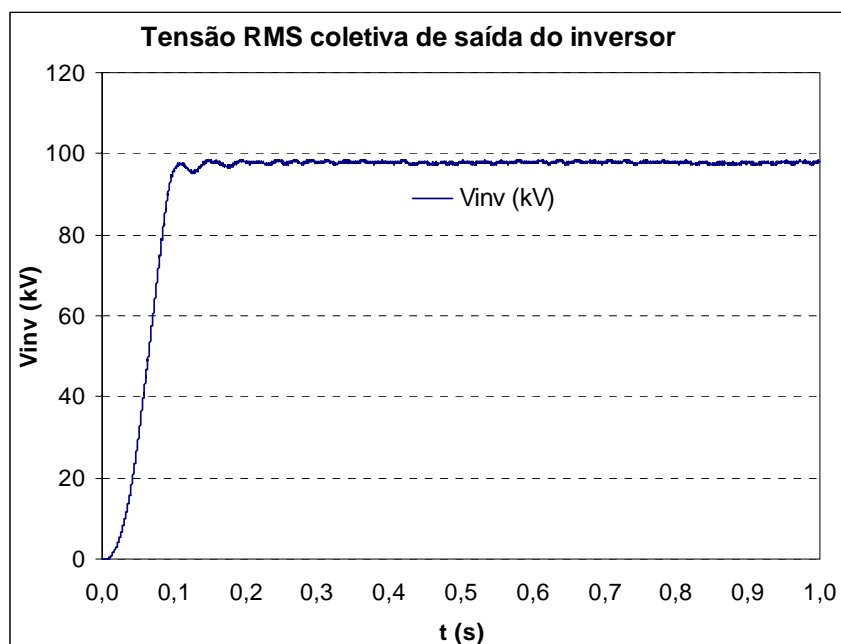


Figura 2- 18: Tensão RMS coletiva de saída da ponte inversora.

2.2.5 Dimensionamento da carga

Para esta simulação, foi dimensionada uma única carga RL de 360 MVA com fator de potência 0,8 indutivo. São utilizados filtros RLC na entrada de cada fase da carga com frequência de corte de 900 Hz. Os filtros e o espectro harmônico das tensões e correntes na carga serão detalhados no Capítulo 3, onde é analisado o primeiro esquema para alimentação de múltiplas cargas.

A carga é alimentada através de um transformador de potência que recebe a tensão da ponte retificadora em 98 kV e entrega para a carga em 10 kV.

A Figura 2- 19 mostra as potências instantâneas medidas na carga durante toda a operação do sistema. A potência medida corresponde a 360 MVA com fator de potência 0,8, exatamente o valor para qual a carga foi dimensionada.

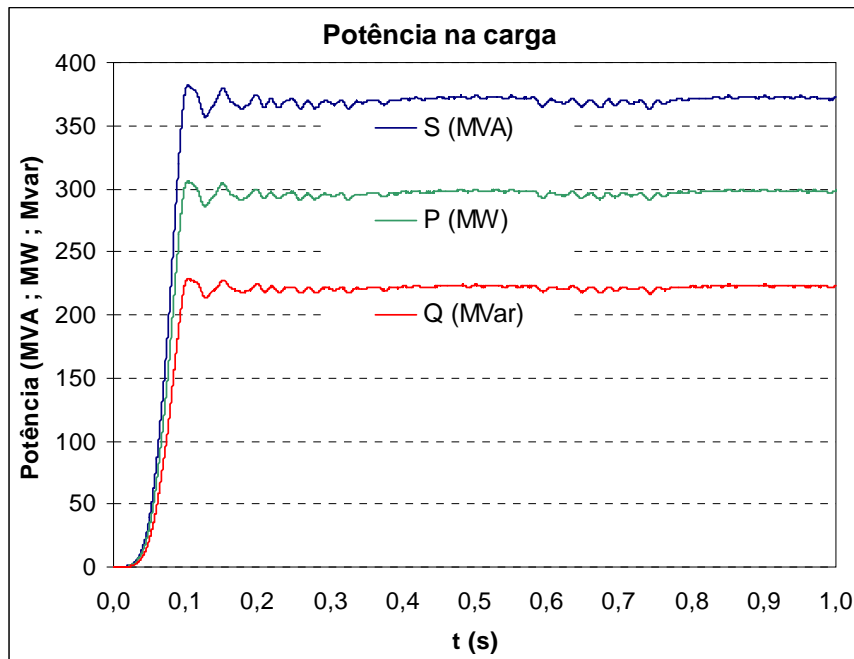


Figura 2- 19: Potências instantâneas medidas na carga.

A Figura 2- 20 mostra as tensões trifásicas na carga do sistema VSC-HVDC simples. Pode-se observar que há distorção harmônica nas formas de onda, o que será analisado e discutido na Seção 2.2.6.

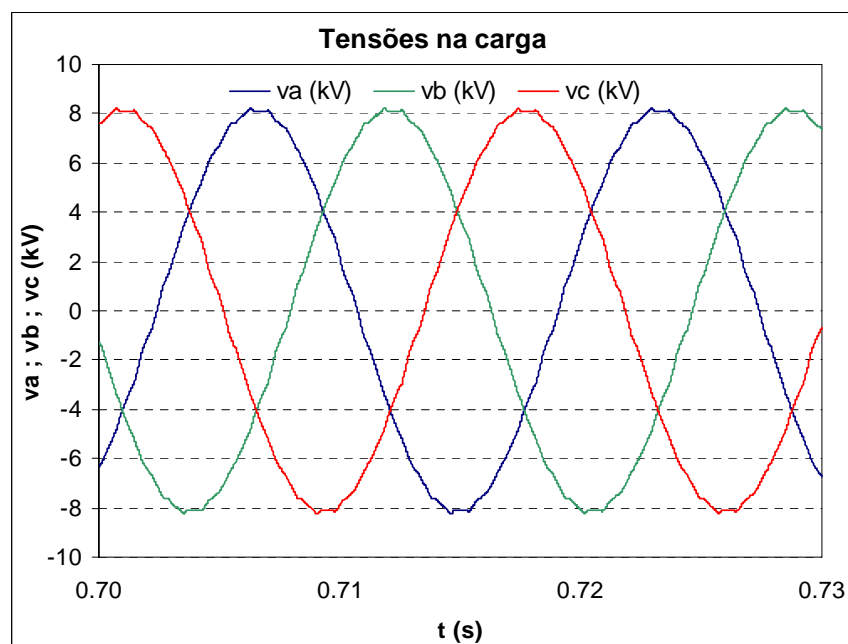


Figura 2- 20: Tensões na carga do sistema.

A Figura 2- 21 mostra o valor RMS da tensão de alimentação da carga. A tensão se estabiliza em 10 kV por volta de $t = 0,2$ s.

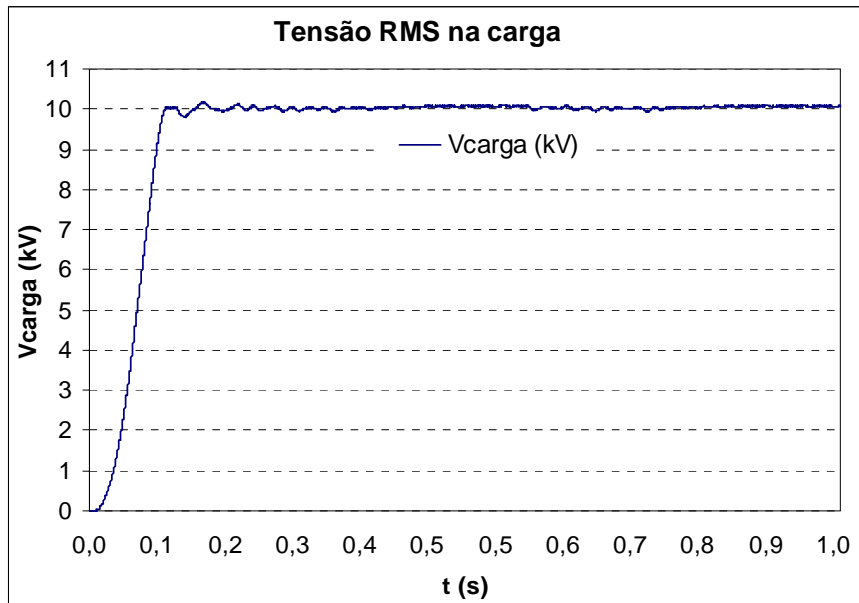


Figura 2- 21: Tensão RMS de alimentação da carga.

A Figura 2- 22 mostra as correntes trifásicas na carga. Pode-se observar que as correntes se aproximam de senoides perfeitas.

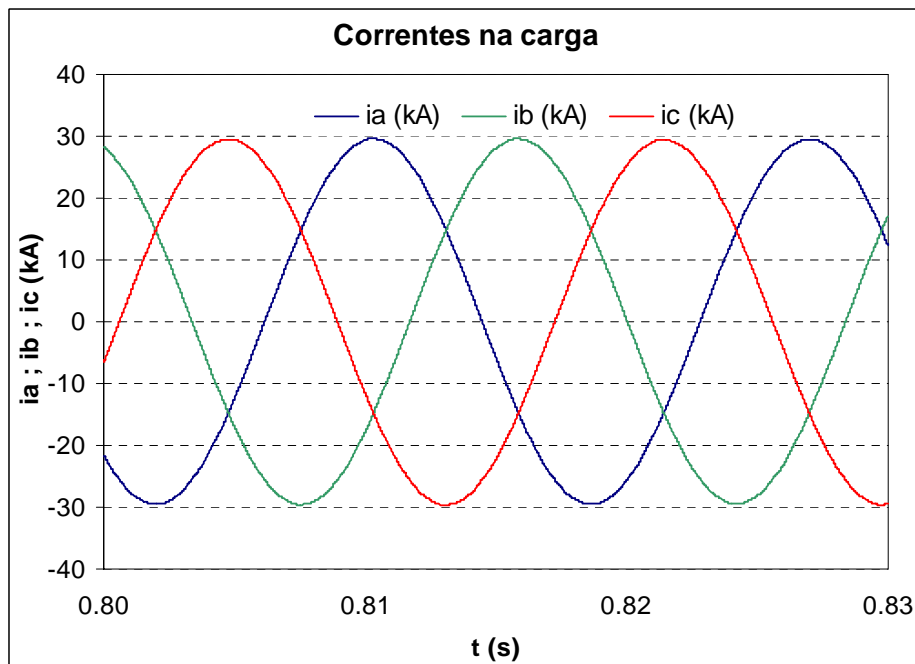


Figura 2- 22: Correntes trifásicas na carga.

2.3 Distorção harmônica

Num sistema elétrico ideal, tanto a forma de onda da corrente como a da tensão são puramente senoidais. Correntes não-senoidais resultam de sistemas elétricos com cargas não lineares, o que existe em qualquer situação real.

Qualquer onda contínua e periódica pode ser decomposta em uma senóide com a frequência fundamental da onda mais um número infinito de senóides com frequências múltiplas da frequência fundamental. Estas outras senóides são denominadas de harmônicos. Assim, uma onda distorcida pode ser representada pela fundamental e componentes não desejadas. Em geral, as componentes não desejadas são múltiplos inteiros da frequência fundamental, mas é possível que isso não aconteça, sendo possível até mesmo o aparecimento de componentes sub-múltiplas da frequência fundamental. A ordem do harmônico é dada pela razão da sua frequência e a frequência fundamental.

A distorção harmônica total (THD) em uma forma de onda é calculada de acordo com:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} A_n^2}}{A_1},$$

onde n é a ordem do harmônico e A é a amplitude desse harmônico. Note que $n = 1$ se refere à própria componente fundamental da forma de onda.

A presença de harmônicos é sempre prejudicial para os sistemas elétricos. Em máquinas elétricas as componentes harmônicas aumentam as perdas no cobre e ferro, causando maior aquecimento. Podem também causar um perceptível aumento na emissão sonora do motor e problemas com oscilações mecânicas.

Em transformadores o efeito de correntes harmônicas causa perdas adicionais no cobre, enquanto que tensões harmônicas aumentam as perdas no ferro. Um efeito bastante comum é o sobreaquecimento do transformador.

Em cabos elétricos, harmônicos podem acarretar problemas como sobreaquecimento devido ao efeito pelicular.

Para o benefício de todas as partes envolvidas no fornecimento, distribuição e consumo de energia elétrica, existem limites estabelecidos por norma para a distorção harmônica total e individual de acordo com o nível de tensão do sistema em questão, BT (baixa tensão), MT (média tensão) ou AT (alta tensão). Tanto a IEC (*International Electrotechnical Commission*) quanto a IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) preocupam-se com a padronização internacional do nível de harmônicos gerados por equipamentos. A Tabela 2- 1, do documento IEEE Std 519 [27], mostra recomendações para limites de distorção harmônica de corrente em sistemas gerais de distribuição com tensões de 120 V até 69 kV, de acordo com a razão entre a corrente máxima de defeito no ponto de acoplamento comum (I_{sc}) e a componente fundamental da corrente máxima demandada pela carga (I_l). A Tabela 2- 2, também do documento IEEE Std 519 [27], mostra os limites para a distorção harmônica de tensão de acordo com o nível de tensão do sistema.

Tabela 2- 1: Recomendações para limites percentuais para distorção harmônica de corrente em sistemas gerais de distribuição (120V até 69kV) – IEEE Std 519.

I_{sc}/I_l	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	THD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

- 1) Harmônicos pares são limitados a 25% dos limites acima;
- 2) Distorções devidas ao nível CC não são permitidas.

Tabela 2- 2: Limites percentuais para distorção harmônica de tensão – IEEE Std 519.

Nível de tensão no Ponto de Acoplamento Comum	Distorção Individual	THD
$V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$V > 161 \text{ kV}$	1,0	1,5

3 SISTEMA VSC-HVDC PONTO A PONTO ALIMENTANDO MÚLTIPLAS CARGAS

Neste capítulo é apresentado o sistema VSC-HVDC ponto a ponto para alimentação de múltiplas cargas.

O sistema deve alimentar quatro instalações, cada uma representada por uma carga RL de 80 MVA e um grande motor de indução de 10 MVA, totalizando 90 MVA com fator de potência 0,8 para cada instalação.

Da mesma forma que no sistema VSC-HVDC do capítulo anterior, a rede CA é representada por uma por uma fonte ideal de tensão de 138 kV em série com uma resistência de 1 m Ω e as cargas do lado do retificador são representadas por um bloco de carga de 900 MVA.

O desempenho do sistema será estudado e analisado tanto para operação em regime permanente como para casos de degrau de carga (perda e reinserção de uma ou mais instalações durante a operação), curto-circuito na saída da estação inversora e na entrada de uma das instalações alimentadas.

A Figura 3- 1 mostra, de forma simplificada, o sistema VSC-HVDC ponto a ponto para múltiplas instalações simulado no PSCAD.

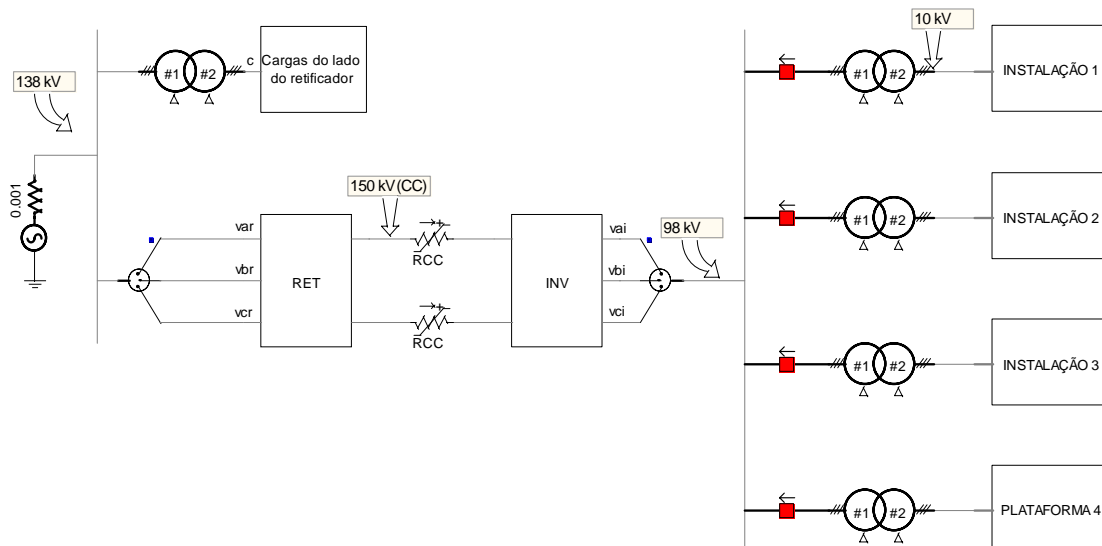


Figura 3- 1: Sistema VSC-HVDC ponto a ponto para múltiplas instalações simulado no PSCAD.

Na Figura 3.1 tem-se:

var, vbr, vcr tensões de entrada na ponte retificadora;

vai, vbi, vci tensões de saída da ponte inversora;

RCC resistência do cabo CC.

As quatro instalações alimentadas pela estação inversora recebem tensão em 10 kV e têm fator de potência 0,8. Para simplificação, o motor de indução de cada instalação foi configurado com o mesmo fator de potência da carga RL.

A ponte retificadora e a transmissão em corrente contínua funcionam da mesma forma que a descrita no capítulo anterior.

3.1 Alimentação das instalações

Neste sistema, a estação inversora deve transmitir energia para quatro instalações consumidoras. Cada uma destas instalações é alimentada através de um transformador que recebe tensão da ponte inversora em 98 kV e a entrega para as cargas em 10 kV, da mesma forma que no capítulo anterior.

São utilizados filtros RLC com frequência de corte de 900 Hz na entrada de cada fase das instalações, conforme mostrado na figura 3- 2.

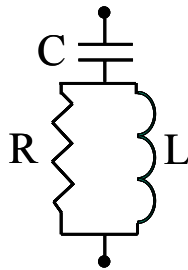


Figura 3- 2: Filtro RLC.

Na Figura 3- 2 tem-se:

- R resistência do filtro ($R = 0,1029 \Omega$);
- L indutância do filtro ($L = 0,0218 \text{ mH}$);
- C capacitância do filtro ($C = 1.432,3858 \mu\text{F}$).

A ponte inversora e o controle utilizado na amplitude da forma de onda da tensão de referência são exatamente como apresentados no capítulo anterior para o sistema simples.

A Figura 3- 3 mostra a potência instantânea medida pelo PSCAD na entrada de uma das instalações do sistema ponto a ponto durante toda a simulação. Como as quatro

instalações são idênticas, tem-se o mesmo comportamento para a potência, tensão e corrente em todas elas.

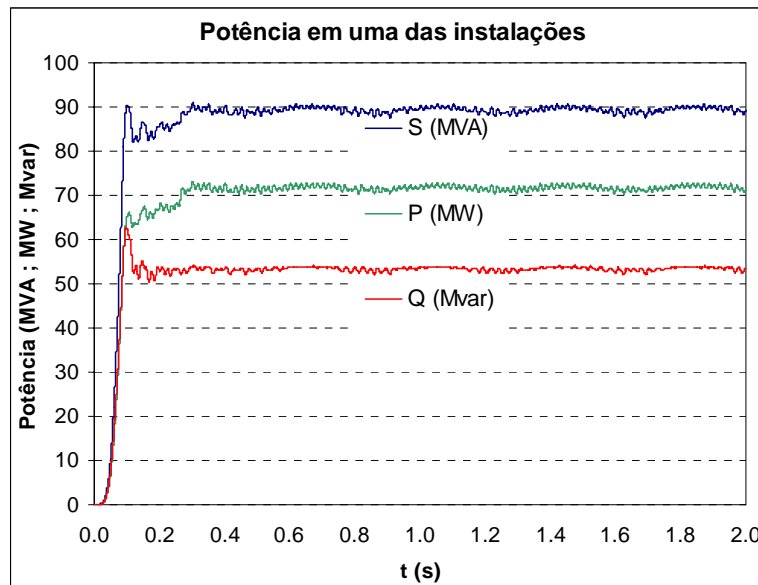


Figura 3- 3: Potências instantâneas em uma das instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

Nota-se a partir da Figura 3- 3 que a potência em regime permanente é de 90 MVA com fator de potência 0,8, o que corresponde a um quarto da potência total de saída do conversor para cada instalação.

Até $t = 0,25$ s a velocidade dos motores é definida como 0,99 pu e eles atuam como se fossem cargas RL. Após esse instante a velocidade passa a ser calculada de acordo com a carga no eixo do motor e suas especificações elétricas e mecânicas (o motor será mais detalhado no item 3.2.2). Devido a isso a potência entra em regime permanente por volta de $t = 0,3$ s.

A Figura 3- 4 mostra as tensões trifásicas em uma das instalações do sistema com distribuição CA durante regime permanente. A Figura 3- 5 mostra o espectro harmônico das formas de onda de tensão.

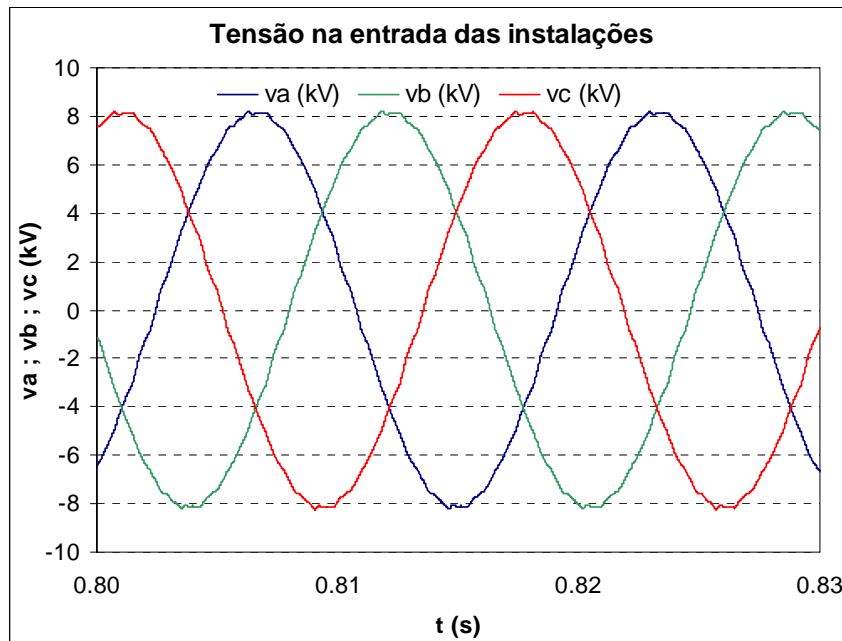


Figura 3- 4: Tensões em uma das instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

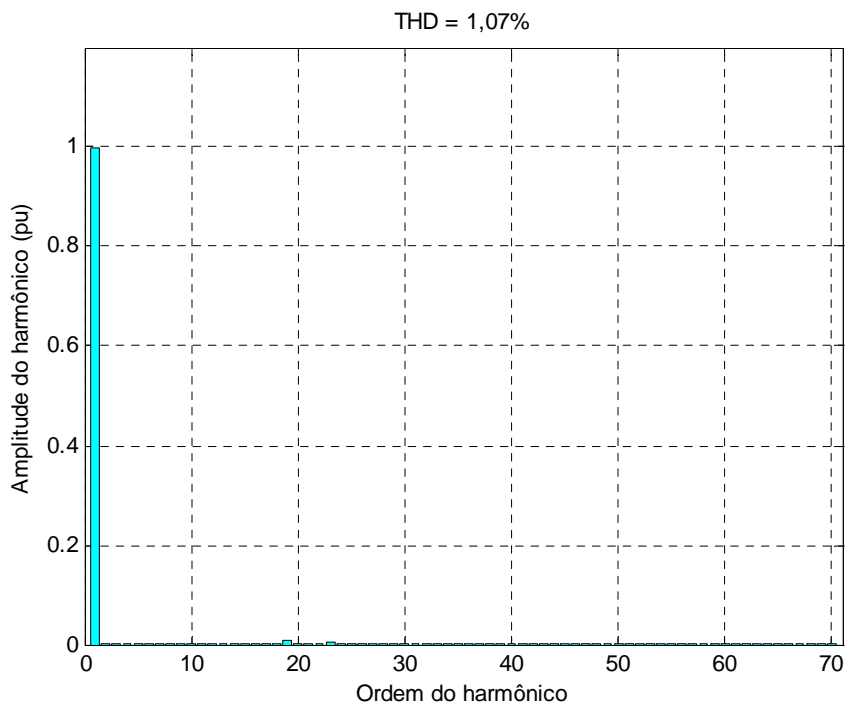


Figura 3- 5: Espectro harmônico da tensão na carga do sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

O THD calculado foi de 1,07%, bem abaixo do limite de 5% mostrado na Tabela 2- 2. Os maiores harmônicos são os de ordem H_{19} e H_{23} (harmônicos de ordem $h = 19$ e $h = 23$, respectivamente), sendo $H_{19} = 0,7\%$ e $H_{23} = 0,6\%$. Existem outros harmônicos nas frequências ímpares próximas às múltiplas de $h = 21$ (que equivale à frequência de chaveamento de 1.260 Hz), porém, não ultrapassam 0,3%.

A Figura 3- 6 mostra as correntes trifásicas nas instalações durante regime permanente. Nota-se que as correntes se aproximam de senoides perfeitas, o que será comprovado a seguir na figura 3- 7, onde o THD total calculado é de 0,13%.

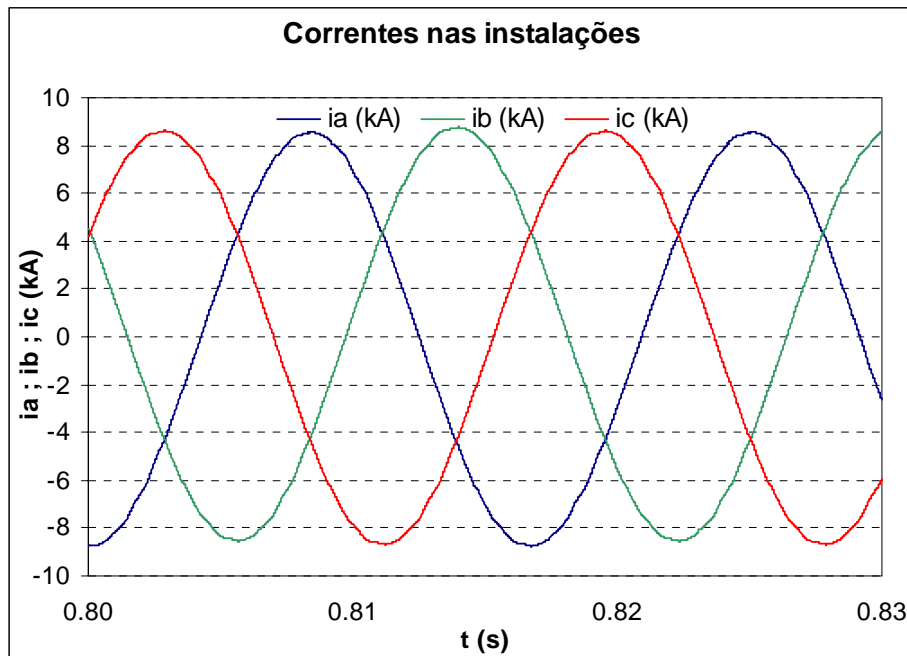


Figura 3- 6: Correntes trifásicas nas instalações do sistema VSC-HVDC ponto a ponto durante regime permanente.

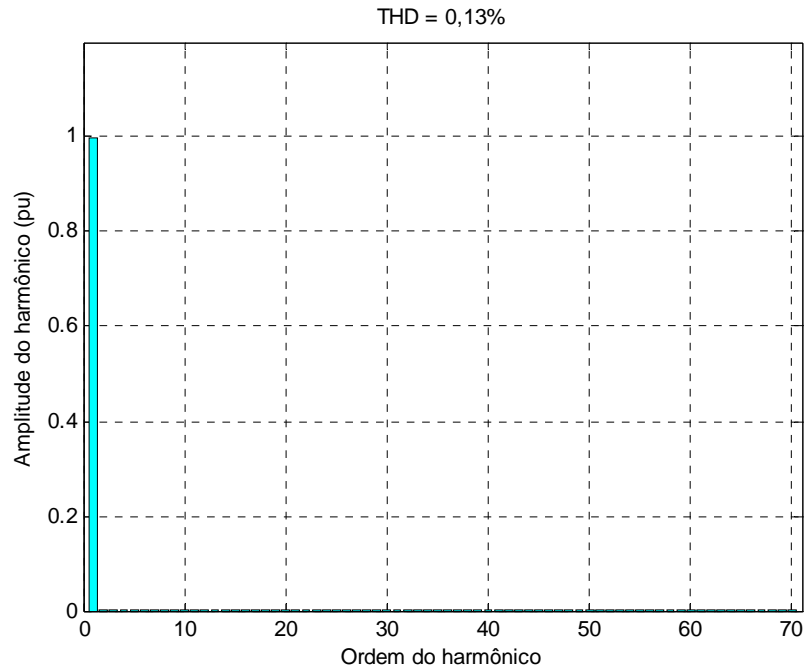


Figura 3- 7: Espectro harmônico da corrente na carga do sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

3.2 Os motores de indução das instalações

Os motores de indução das instalações têm a seguinte especificação:

- Número de fases: 3 (três);
- Tensão nominal: 10,0 kV;
- Potência Nominal: 10 MVA;
- Número de pólos: 4 (quatro);
- Frequência nominal: 60 Hz;
- Fator de potência com carga nominal: 0,8 (especificado para ter o mesmo fator de potência que a carga passiva);
- Rendimento com carga nominal: 0,99;
- Escorregamento com carga nominal: 0,9%;

- $\frac{I_{partida}}{I_{nominal}} = 6,0;$

(onde $I_{partida}$ e $I_{nominal}$ são as correntes de partida e nominal respectivamente)

- $\frac{T_{partida}}{T_{nominal}} = 2,5;$

(onde $T_{partida}$ e $T_{nominal}$ são os torques de partida e nominal respectivamente)

- $\frac{T_{máximo}}{T_{nominal}} = 2,0;$

(onde $T_{máximo}$ é o torque máximo)

- Momento de inércia: 60 kgm^2 .

A carga acoplada ao eixo de motor é proporcional ao quadrado da velocidade mecânica, sendo definida como:

$$T = 0,85 \cdot \omega_{mec}^2$$

Onde:

T valor da carga no eixo do motor (pu);

ω_{mec} velocidade no eixo do motor.

3.2.1 Partida e operação em regime permanente dos motores

Para a simulação a seguir foi verificada a relação máxima entre a potência com motores e a potência nominal do conversor, de forma que o sistema possa partir estes motores simultaneamente.

Na prática, existe um limite de potência que os conversores são capazes de fornecer, por um determinado período de tempo, para a partida de motores. Para esta simulação foi verificado o número máximo de motores em cada instalação que podem

ser partidos simultaneamente, de forma que a potência em cada instalação não ultrapasse a faixa de 50% a 60% do seu valor nominal de 90 MVA.

Foi observado que, para respeitar o limite considerado acima, pode haver no máximo três motores em cada instalação, o que significa 30 MVA em motores para os 90 MVA totais de cada instalação.

A Figura 3- 8 mostra a potência aparente instantânea para a partida dos três motores em cada instalação. A potência máxima observada, de aproximadamente 140 MVA, corresponde a um acréscimo de 55,5% em relação à potência nominal de 90 MVA.

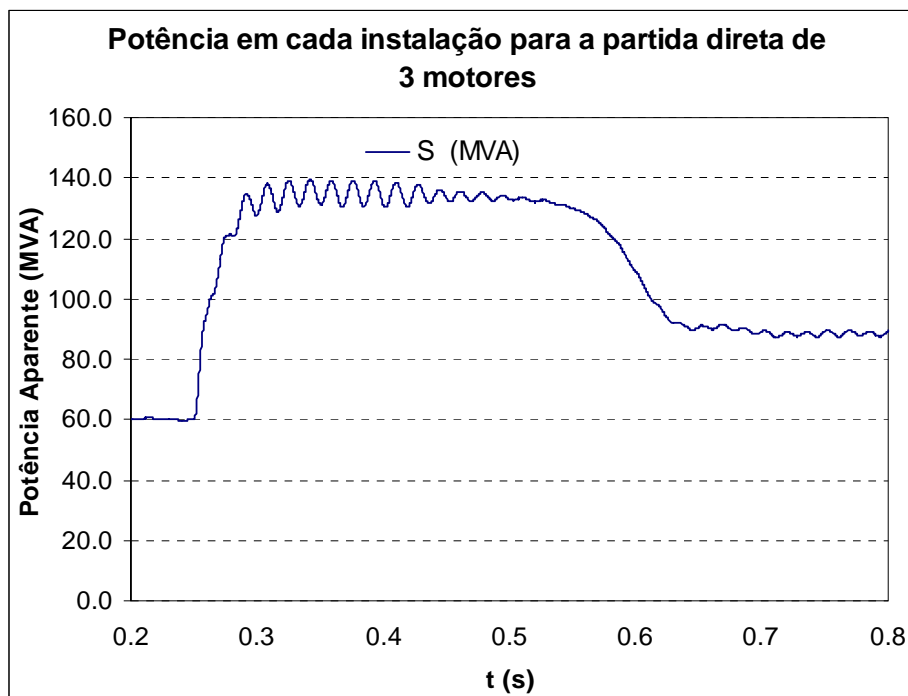


Figura 3- 8: Potência nas instalações durante partida direta simultânea de três motores no sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

A Figura 3- 9 mostra o torque mecânico e a velocidade no eixo dos motores para o caso descrito acima.

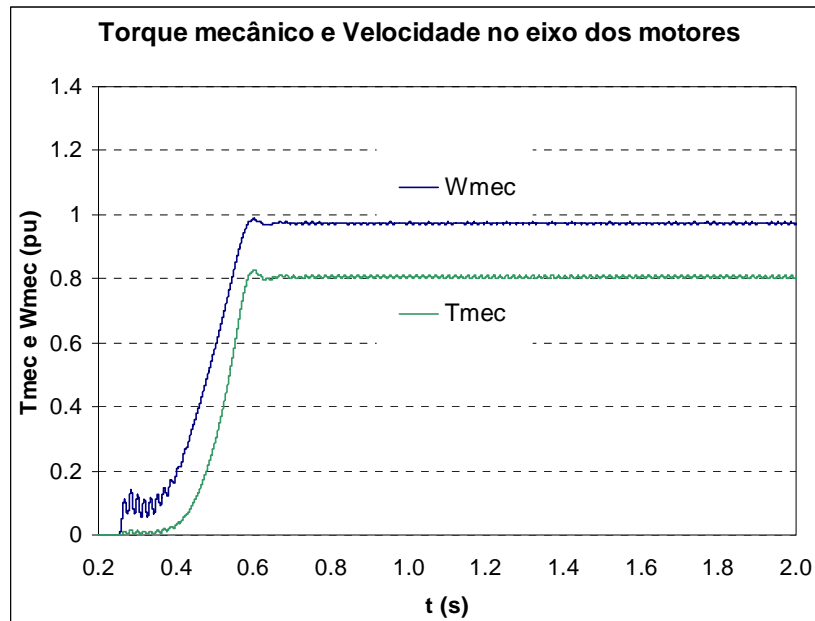


Figura 3- 9: Torque mecânico e velocidade no eixo dos motores durante partida direta no sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

A Figura 3- 10 mostra a tensão nas instalações durante a partida direta dos motores.

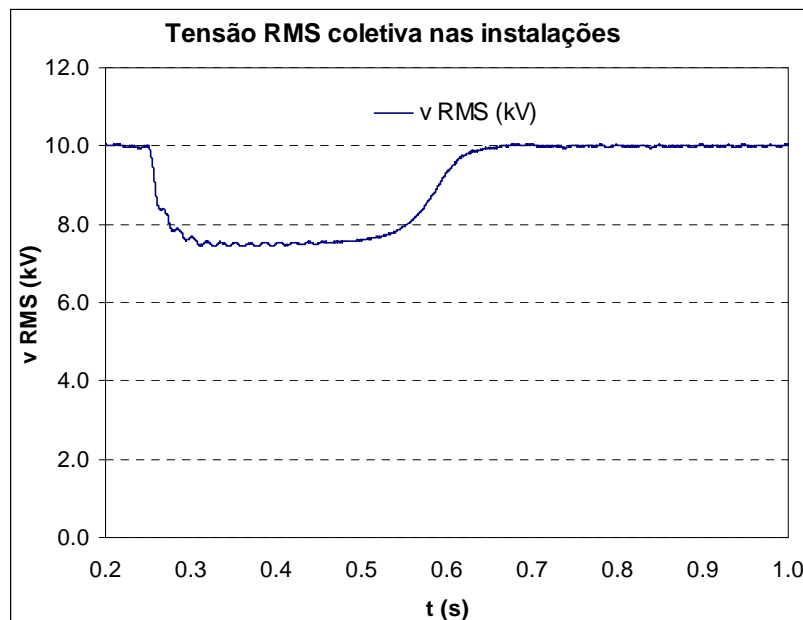


Figura 3- 10: Tensão RMS coletiva na entrada das instalações para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

Nota-se um afundamento de 25% na tensão, que cai de 10 kV para 7,5 kV, durante a partida dos motores. Em situações reais este afundamento é considerado muito elevado, sendo normalmente tolerados afundamentos de até 15%.

3.3 Casos de degrau de carga

Os degraus de carga simulados consistem na perda e reinserção de uma ou mais das instalações alimentadas pelo sistema VSC-HVDC. É importante que no caso da perda de uma instalação as demais continuem operando normalmente.

A Figura 3- 11 mostra a potência aparente instantânea (como foi definida) nas quatro instalações do sistema durante a simulação onde ocorre a perda da Instalação 1 em $t = 0,4$ s e a perda da Instalação 2 em $t = 0,6$ s. Em $t = 1,0$ é restabelecida a conexão com ambas as instalações simultaneamente.

Nota-se que a potência nas instalações 3 e 4 se mantém em 90 MVA durante toda a simulação. A potência aparente nas Instalações 1 e 2 apresentam picos de aproximadamente 140 MVA logo após sua reinserção no sistema, semelhante à potência obtida na partida de 3 motores simultaneamente em cada instalação, conforme a Figura 3- 8. A Instalação 1, onde os motores desaceleraram por mais tempo, volta para regime permanente por volta de $t = 1,35$ s e a Instalação 2 por volta de $t = 1,25$ s.

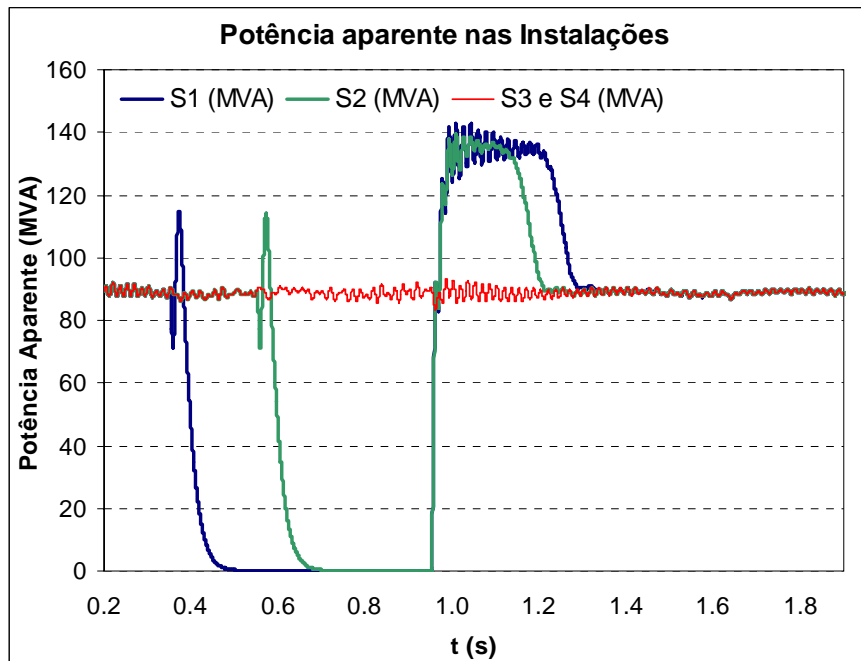


Figura 3- 11: Potência aparente nas instalações com a perda e reinserção das Instalações 1 e 2 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

As Figuras 3- 12 e 3- 13 mostram, respectivamente, a corrente instantânea e tensão instantânea na fase a da Instalação 2 durante sua perda e reinserção no sistema.

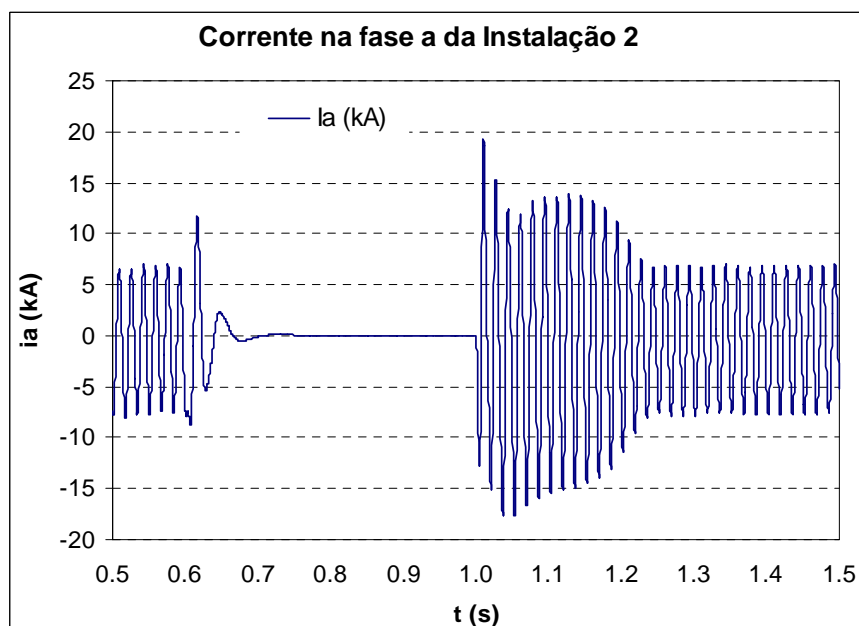


Figura 3- 12: Corrente na fase a da Instalação 2 durante sua perda e reinserção no sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

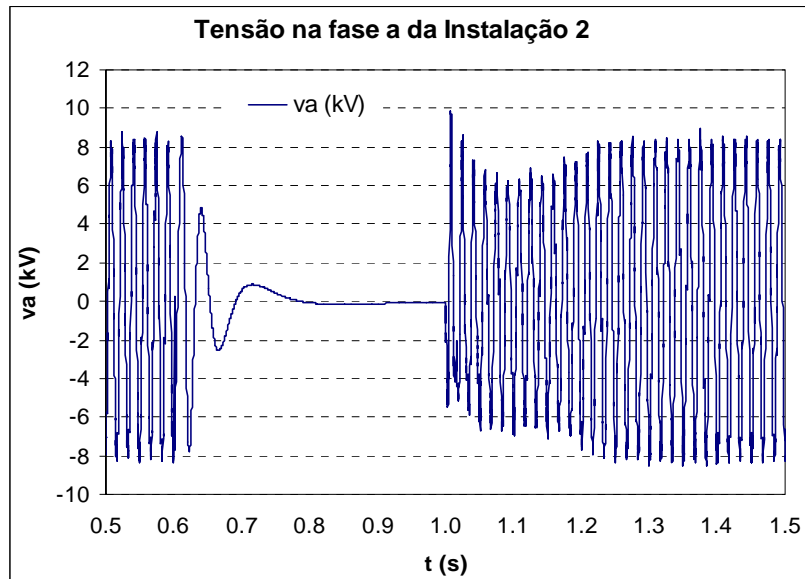


Figura 3- 13: Tensão na fase a da Instalação 2 durante sua perda e reinserção no sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

A Figura 3- 14 mostra a tensão CC durante o caso de degrau de carga estudado. Pode-se observar que o controle é capaz de manter a tensão estabilizada durante a perda e reinserção das cargas.

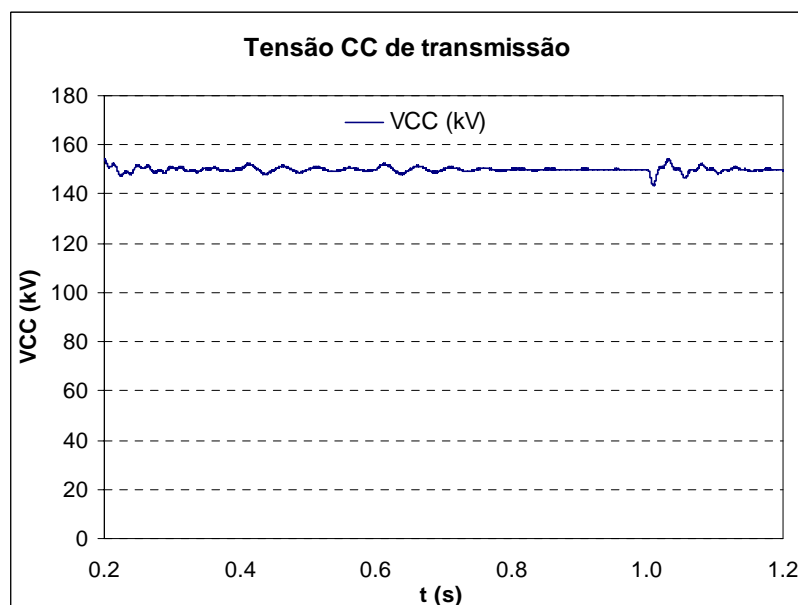


Figura 3- 14: Tensão CC durante a perda e reinserção das Instalações 1 e 2 no sistema VSC-HVDC ponto a ponto.

Ressalta-se que em situações reais as cargas RL utilizadas na simulação seriam, na maior parte, pequenos motores e, portanto, influenciariam os resultados na reinserção das cargas.

3.4 Casos de curto-circuito

Os casos de curto-circuito simulados são os casos trifásicos onde o defeito ocorre logo na saída da estação inversora ou na entrada de um dos centros de carga alimentados pelo sistema. A transmissão em CC é, na prática, sempre muito bem reforçada e isolada, a fim de se garantir que não ocorrerá curto-circuito na mesma.

Cabe ressaltar que as simulações a seguir não consideram nenhuma proteção ativa no sistema. A proteção de sistemas VSC-HVDC para alimentação de múltiplas cargas é extremamente complexa e requer estudos específicos e bastante aprofundados, ainda em fase de aperfeiçoamento pelos fabricantes desta tecnologia.

3.4.1 Curto-circuito trifásico na saída da estação inversora

Na prática, um curto-circuito trifásico na saída do inversor causa a abertura do circuito e impede a corrente de chegar aos valores mostrados a seguir. A situação abaixo é apenas uma situação hipotética em que o sistema suporta a corrente de defeito trifásica. O objetivo é analisar até onde essa corrente de defeito chegaria.

A Figura 3- 15 mostra as correntes de defeito na saída da estação inversora para um curto-circuito trifásico, sem abertura do circuito, na saída da mesma de $t = 0,5$ s a $t = 0,8$ s. Nota-se que as correntes trifásicas durante o defeito são aproximadamente oito

vezes maiores que as correntes de regime permanente para um defeito trifásico na saída do inversor.

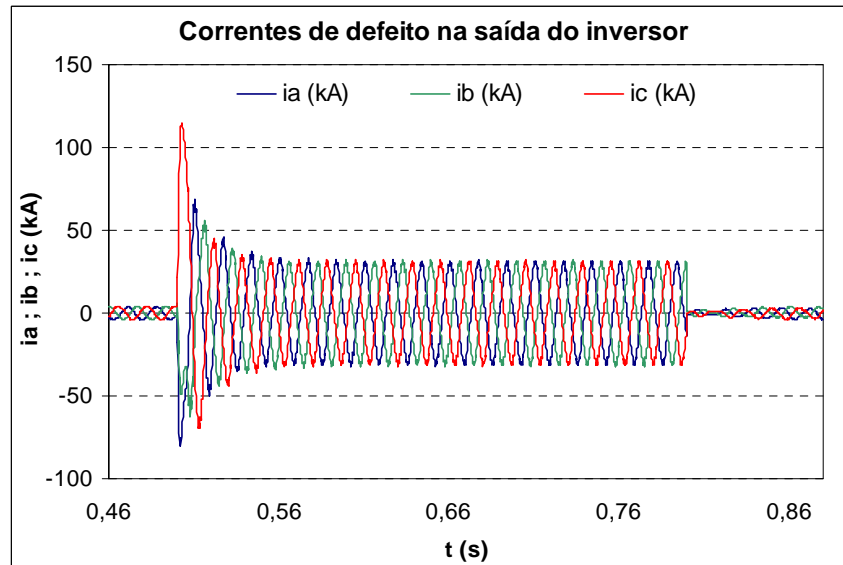


Figura 3- 15: Correntes de defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

A corrente CC de transmissão também sofre elevação durante o defeito, o que é mostrado a seguir na Figura 3- 16.

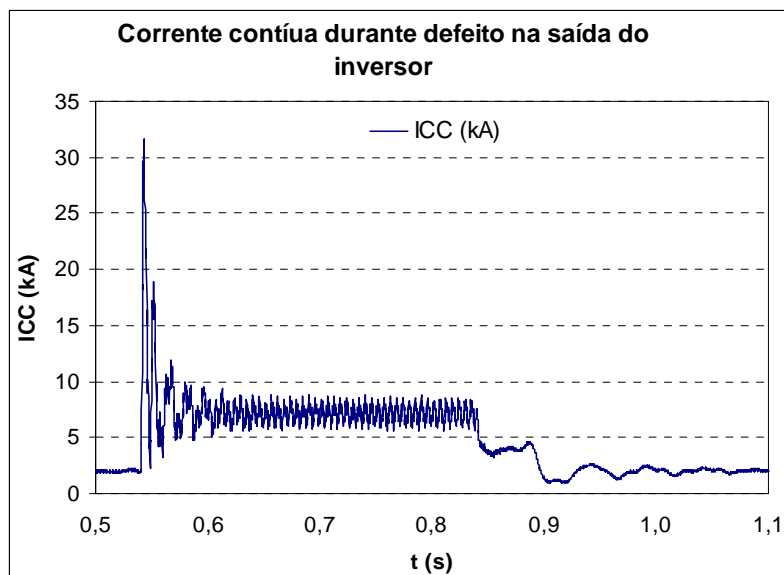


Figura 3- 16: Corrente CC durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

Após a eliminação do defeito, em $t = 0,8$ s, a corrente CC de transmissão volta a se estabilizar no valor anterior de regime permanente por volta de $t = 1$ s.

A Figura 3- 17 mostra a tensão CC de transmissão durante o defeito simulado. A tensão CC cai para aproximadamente 40 kV durante o defeito, voltando para 150 kV por volta de $t = 1$ s. Durante um defeito trifásico na saída do inversor, as instalações deixam de ser alimentadas, como se fossem desconectadas do sistema e reconectadas após a eliminação do defeito.

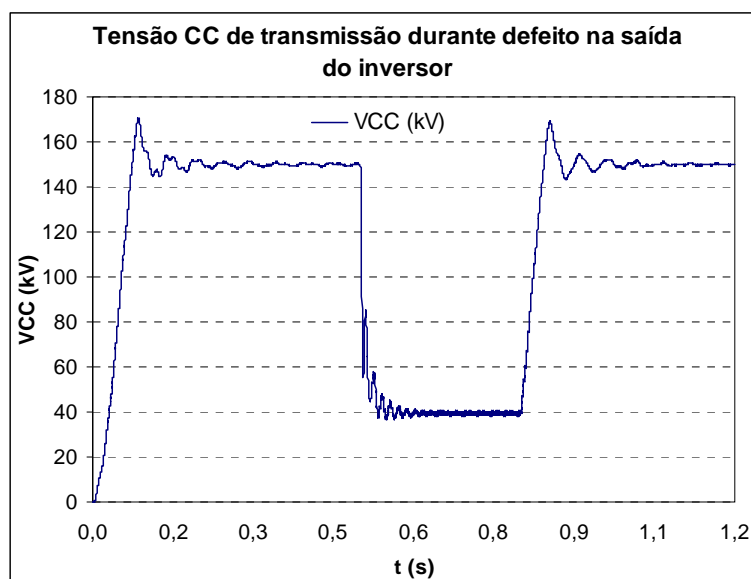


Figura 3- 17: Tensão CC durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

A Figura 3- 18 mostra a potência nas instalações do sistema durante o curto-circuito trifásico na saída da estação inversora. Após a eliminação do defeito, em $t = 0,8$ s, as instalações voltam a operar em regime permanente por volta de $t = 1$ s.

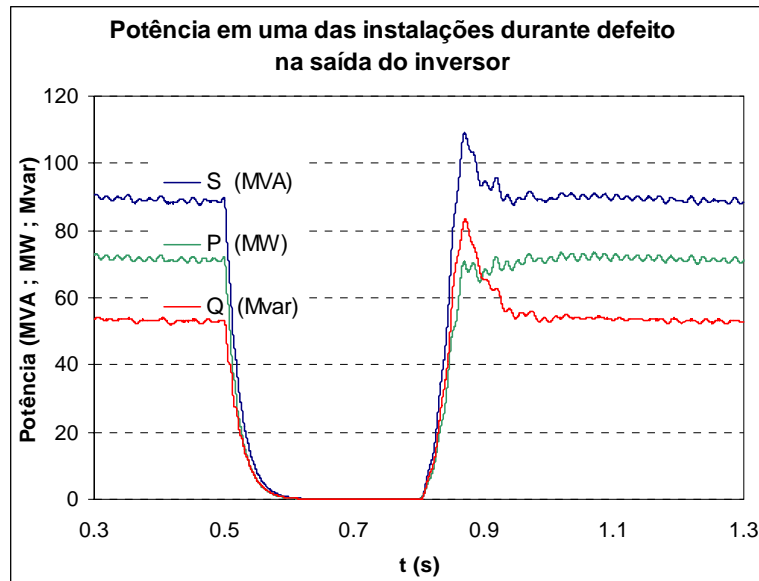


Figura 3- 18: Potência nas cargas das instalações durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

3.4.2 Curto-circuito trifásico na entrada de uma das instalações

A Figura 3- 19 mostra a corrente CC de transmissão durante um defeito trifásico na entrada da Instalação 1 de $t = 0,5$ s a $t = 0,8$ s, na situação hipotética em que o sistema não se protegesse e suportasse a ocorrência do defeito.

Após a eliminação do defeito, em $t = 0,8$ s, a corrente volta a se estabilizar no valor anterior de regime permanente, por volta de $t = 1$ s.

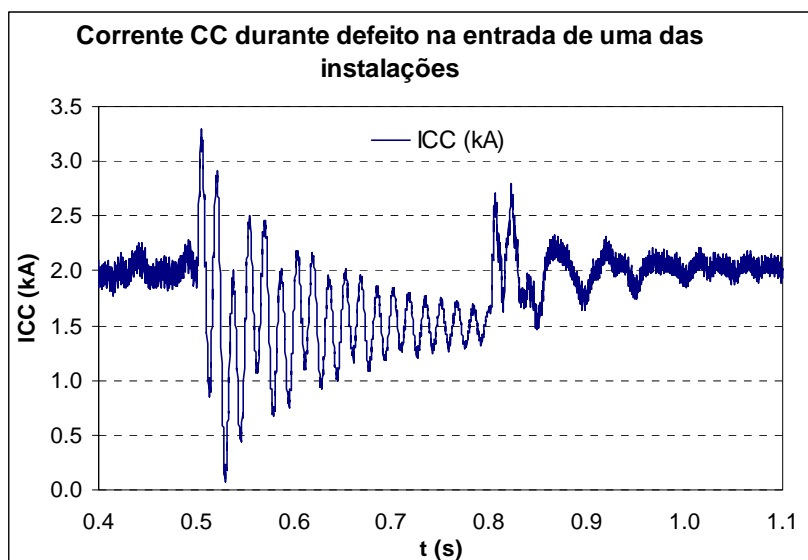


Figura 3- 19: Corrente CC durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

A Figura 3- 20 mostra o efeito do curto-circuito simulado sobre a tensão CC de transmissão.

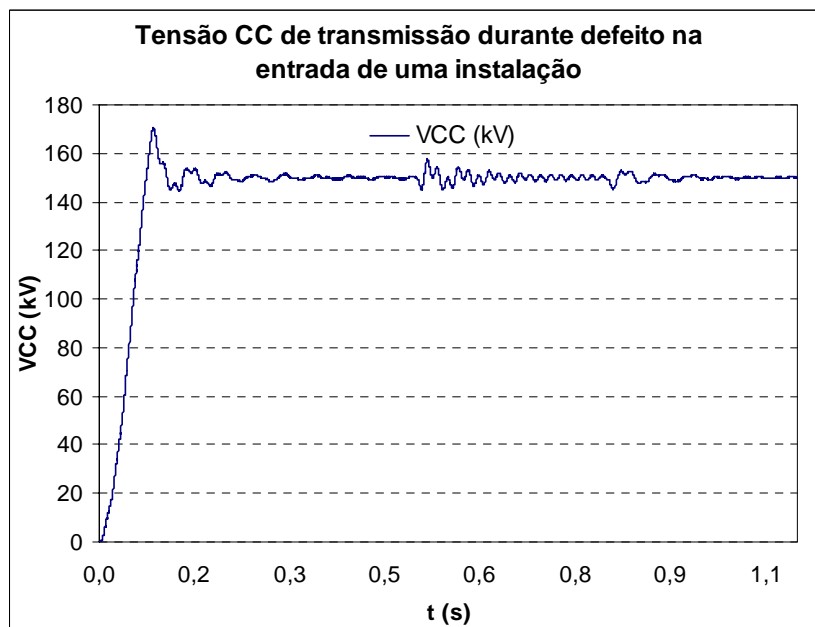


Figura 3- 20: Tensão CC durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

Pode-se observar que a tensão CC oscila em torno do valor de referência de 150 kV durante o defeito simulado. Esta variação é de no máximo 5 kV, logo após o início do defeito. Eliminado o curto-circuito, a tensão CC se estabiliza novamente em 150 kV por volta de $t = 1$ s.

A Figura 3- 21 mostra as correntes trifásicas na carga da Instalação 1 durante o curto-circuito descrito acima.

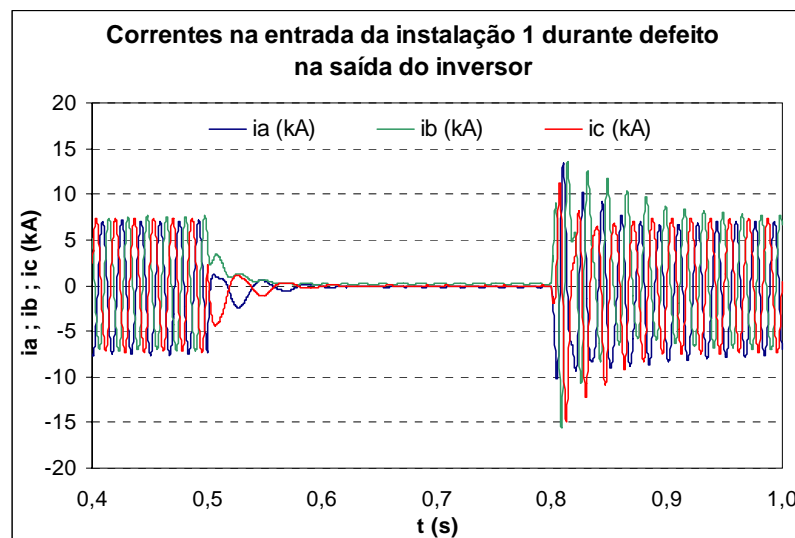


Figura 3- 21: Correntes na Instalação 1 durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

Observa-se a influência dos motores no instante em que ocorre o defeito e a redução das correntes a zero. Após a eliminação do defeito em $t = 0,8$ s, as correntes voltam ao valor de regime permanente por volta de $t = 0,9$ s.

A Figura 3- 22 mostra a potência aparente da Instalação 1 junto com a potência aparente das demais instalações durante o defeito.

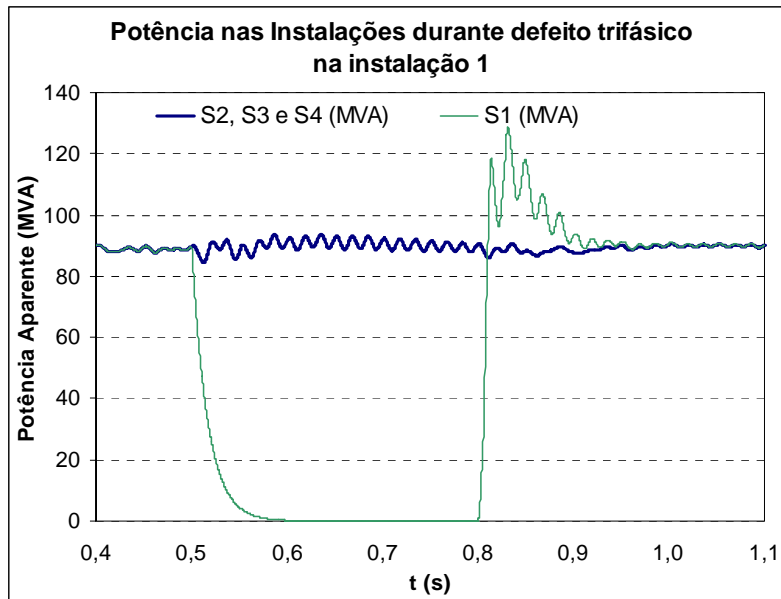


Figura 3- 22: Potência aparente nas instalações durante defeito trifásico na entrada da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

Nota-se que o curto-circuito na Instalação 1 provoca uma pequena oscilação nas demais instalações. Esta oscilação é de no máximo 3 MVA, logo após o início do defeito. Eliminado o curto-circuito, a potência nas cargas se estabiliza novamente em 90 MVA por volta de $t = 1$ s.

3.4.3 Curto-circuito fase-fase na entrada de uma das instalações

A Figura 3- 23 mostra as correntes na entrada da Instalação 1 quando ocorre um curto-circuito fase-fase, entre as fases a e b, de $t = 0,5$ s a $t = 0,8$ s.

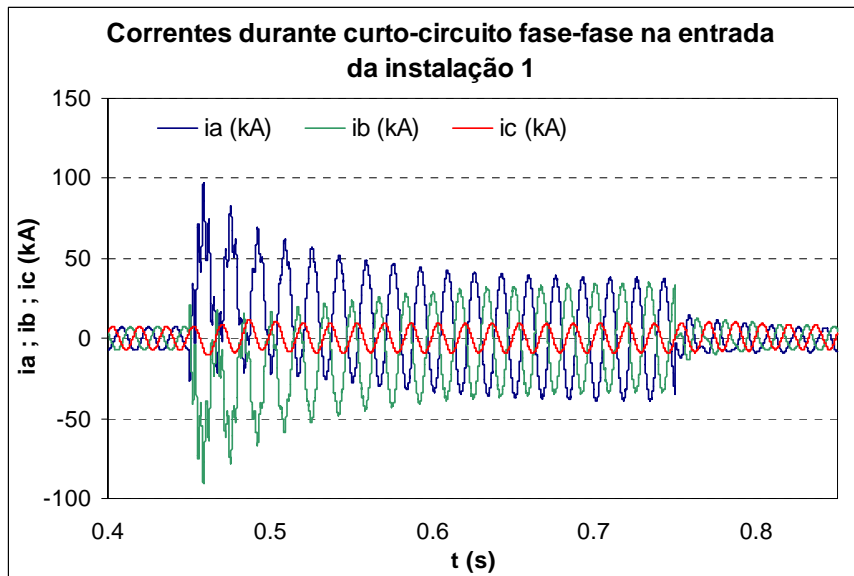


Figura 3- 23: Correntes na Instalação 1 durante curto-circuito fase-fase no sistema VSC-HVDC ponto a ponto sem proteção.

Durante o curto-fase-fase descrito acima, $i_a = -i_b$, alcançando um pico de 97 kA. A corrente i_c chega a um pico de 11,4 kA. Após a eliminação do defeito as correntes entram em regime permanente por volta de $t = 0,9$ s.

4 SISTEMA VSC-HVDC MULTITERMINAL

Neste capítulo é apresentado e analisado o segundo esquema de alimentação de cargas isoladas com sistemas VSC-HVDC. Agora cada instalação é alimentada através de seu próprio cabo CC, tendo cada uma o seu próprio inversor.

Assim como no capítulo anterior, cada instalação é representada por uma carga RL de 80 MVA e um grande motor de indução de 10 MVA, totalizando 90 MVA. As cargas locais também permanecem sem alterações.

A Figura 4- 1 mostra, de forma simplificada, o sistema VSC-HVDC multiterminal simulado no PSCAD. Os blocos do retificador e dos inversores são como mostrados no capítulo 2, Figuras 2-6 e 2-13 respectivamente.

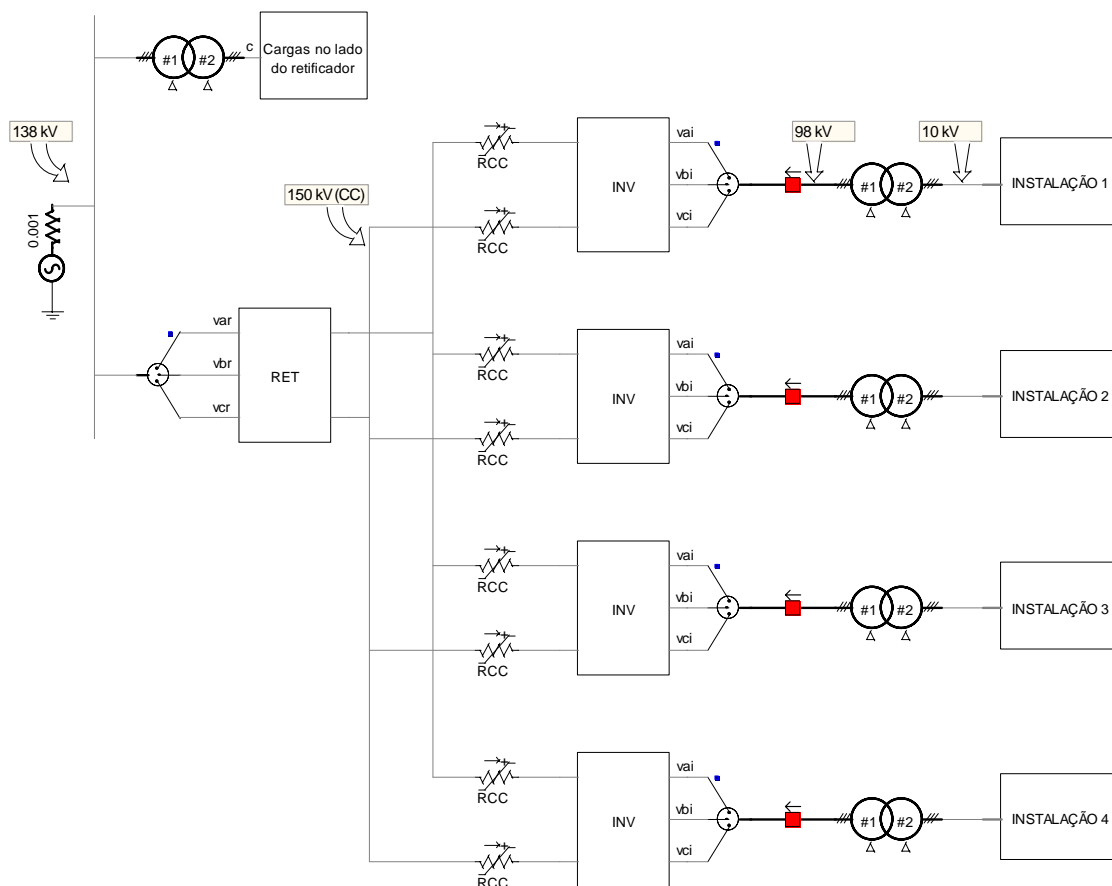


Figura 4- 1: Sistema VSC-HVDC multiterminal simulado no PSCAD.

Na Figura 4- 1 tem-se:

var, vbr, vcr	tensões de entrada na ponte retificadora;
vai, vbi, vci	tensões de saída das pontes inversoras;
RCC	resistência dos cabos CC.

Da mesma forma que nos sistemas anteriores, a rede CA que alimenta o retificador é representada por uma fonte de tensão de 138 kV em série com uma pequena resistência e as cargas locais são representadas por um bloco de carga de 900 MVA.

As quatro instalações, alimentadas cada uma por um inversor, recebem tensão em 10 kV através de um transformador de potência e têm fator de potência 0,8, exatamente como no capítulo anterior.

A ponte retificadora e a transmissão em corrente contínua funcionam exatamente como nos demais sistemas já detalhados.

4.1 Transmissão CC para a estação inversora

A ponte retificadora simulada e o controle do ângulo de fase para a tensão de referência são exatamente como apresentados no capítulo 1 para o sistema simples.

A Figura 4- 2 mostra a tensão CC de transmissão para o sistema VSC-HVDC multiterminal simulado desde a inicialização dos conversores. A tensão CC fica estabilizada em 150 kV por volta de $t = 0,3$ s e apresenta um pico de 165 kV por volta de $t = 0,12$ s.

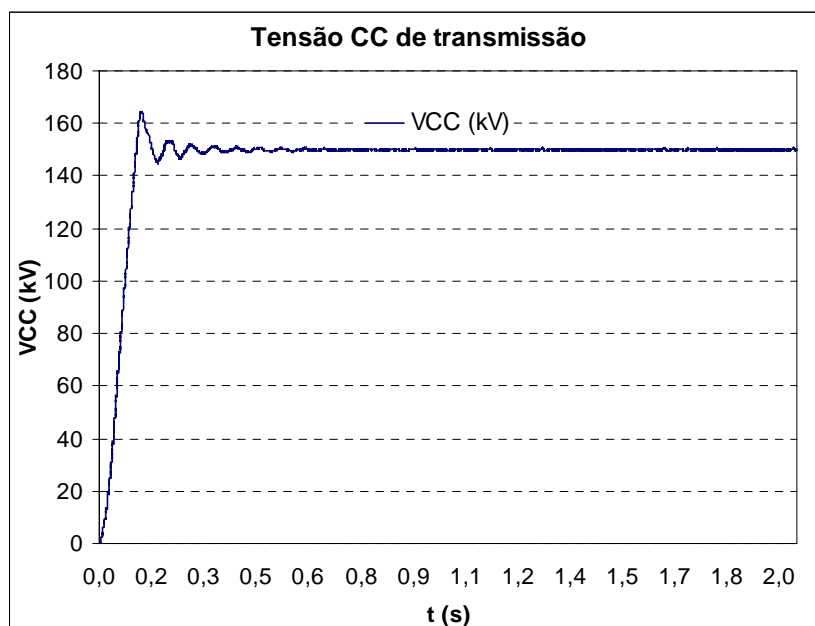


Figura 4- 2: Tensão CC de transmissão para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

A Figura 4- 3 mostra a corrente contínua nos cabos CC que chega a cada uma das instalações durante a operação em regime permanente.

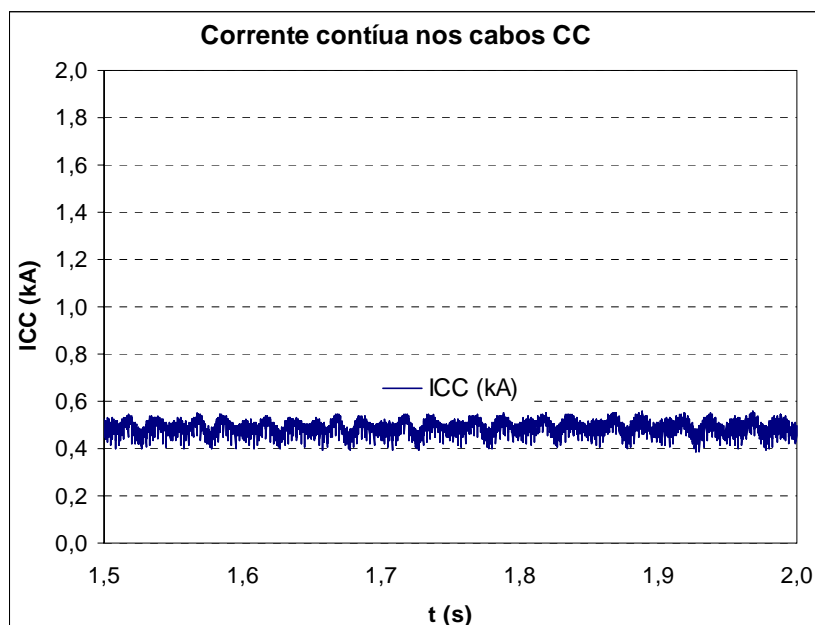


Figura 4- 3: Corrente contínua de transmissão para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

Pode-se observar que a corrente mostrada tem intensidade de aproximadamente 0,5 kA, como existem quatro linhas de transmissão CC, a corrente total é de aproximadamente 2 kA.

A Figura 4- 4 mostra a potência instantânea na entrada da ponte retificadora durante a operação em regime permanente. Assim como no sistema anterior a potência aparente é de aproximadamente 370 MVA com fator de potência 0,8.

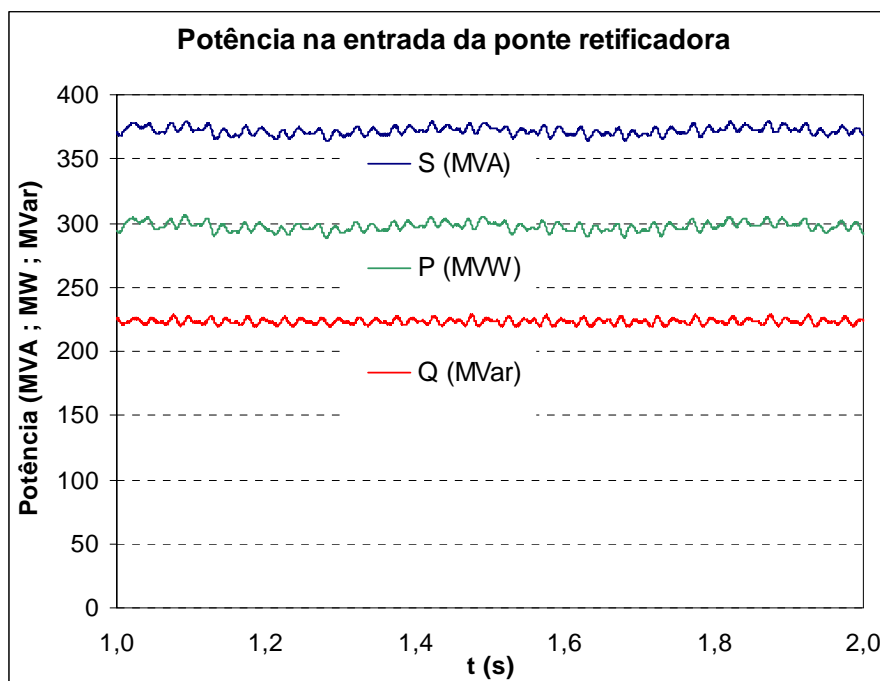


Figura 4- 4: Potência na entrada da ponte retificadora do sistema VSC-HVDC multiterminal.

4.2 Alimentação das instalações no sistema multiterminal

No sistema multiterminal, a estação retificadora transmite potência elétrica através de quatro pares de cabo CC, um para cada instalação consumidora.

Os inversores e o controle utilizado na amplitude da forma de onda da tensão de referência funcionam conforme descrito no Capítulo 1.

A Figura 4- 5 mostra a tensão RMS coletiva na saída das pontes inversoras durante toda a simulação realizada. A tensão se estabiliza em aproximadamente 100 kV por volta de $t = 0,2$ s.

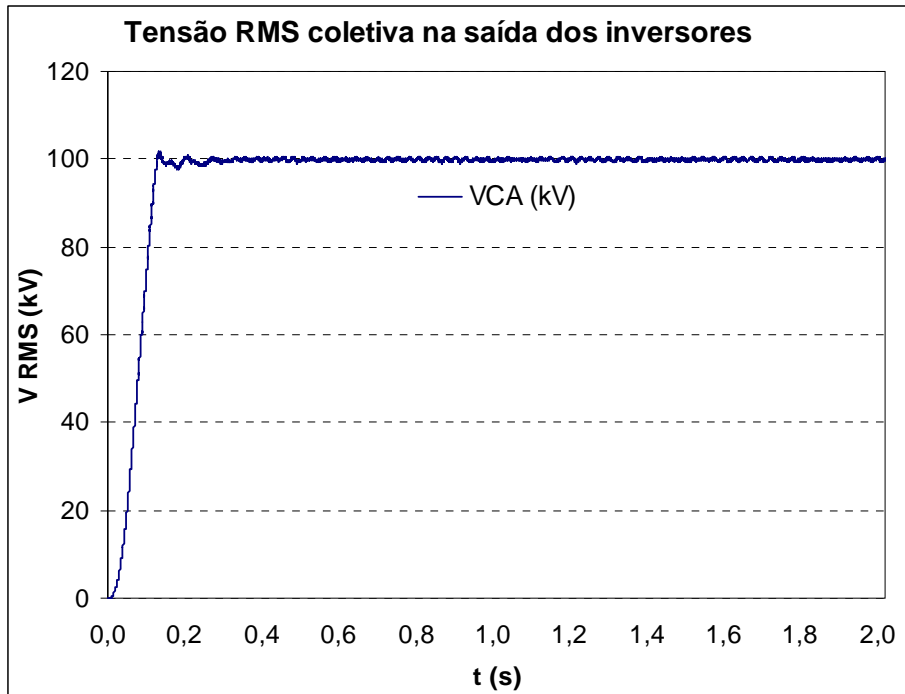


Figura 4- 5: Tensão RMS coletiva na saída das pontes inversoras para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

4.2.1 Carga do sistema

Assim como no sistema com distribuição CA, foram dimensionadas quatro instalações de 90 MVA com fator de potência 0,8 indutivo, alimentadas em 10 kV através de um transformador. Cada instalação possui 80 MVA em cargas passivas e um grande motor de indução de 10 MVA. É utilizado um filtro RLC com frequência de corte de 900 Hz na entrada da cada instalação, conforme descrito no Capítulo 3, Seção 3.1.

A Figura 4- 6 mostra a potência instantânea medida na entrada de uma das instalações do sistema durante toda a simulação. Sendo as quatro instalações idênticas, tem-se o mesmo comportamento para a potência, tensão e corrente em todas elas.

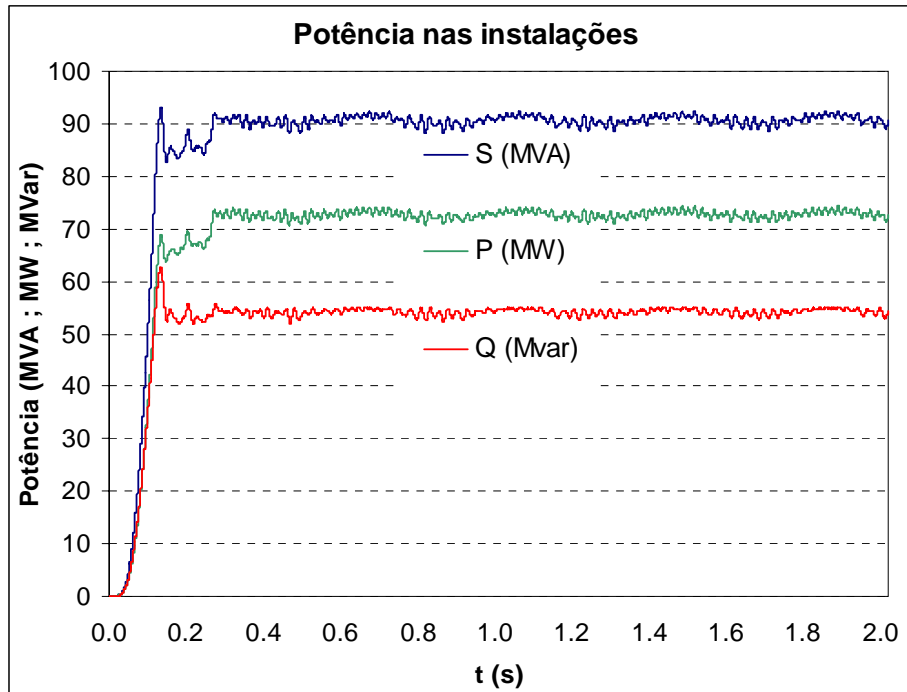


Figura 4- 6: Potência em uma das instalações do sistema VSC-HVDC multiterminal.

Nota-se a partir da figura acima que a potência aparente em regime permanente é de 90 MVA com fator de potência 0,8, o que corresponde a um quarto da potência total de saída do conversor para cada instalação.

Até $t = 0,25$ s a velocidade dos motores é definida como 0,99 pu. Após esse instante a velocidade passa a ser calculada de acordo com a carga no eixo do motor e suas especificações elétricas e mecânicas (detalhadas no item 3.2.2). Devido a isso a potência entra em regime permanente por volta de $t = 0,3$ s.

A operação em regime permanente apresenta os mesmo resultados obtidos para o esquema ponto a ponto do capítulo 3, não sendo repetida neste capítulo.

4.3 Alimentação de instalações com cargas diferentes

No sistema multiterminal, cada terminal deve controlar sua tensão CA, logo, é interessante estudar o caso em que um terminal esteja com carga diferente dos demais. Para este estudo, foi definida uma carga RL de 50 MVA para a Instalação 1, além do motor de 10, totalizando 60 MVA. As demais instalações continuam com uma carga RL de 80 MVA e o motor de indução de 10 MVA, totalizando 90 MVA.

A Figura 4- 7 mostra as tensões RMS coletivas na saída dos inversores dos terminais das instalações. A menor carga no terminal da Instalação 1 causa uma diferença de aproximadamente 3 kV entre as tensões desta instalação e as Instalações 2, 3 e 4.

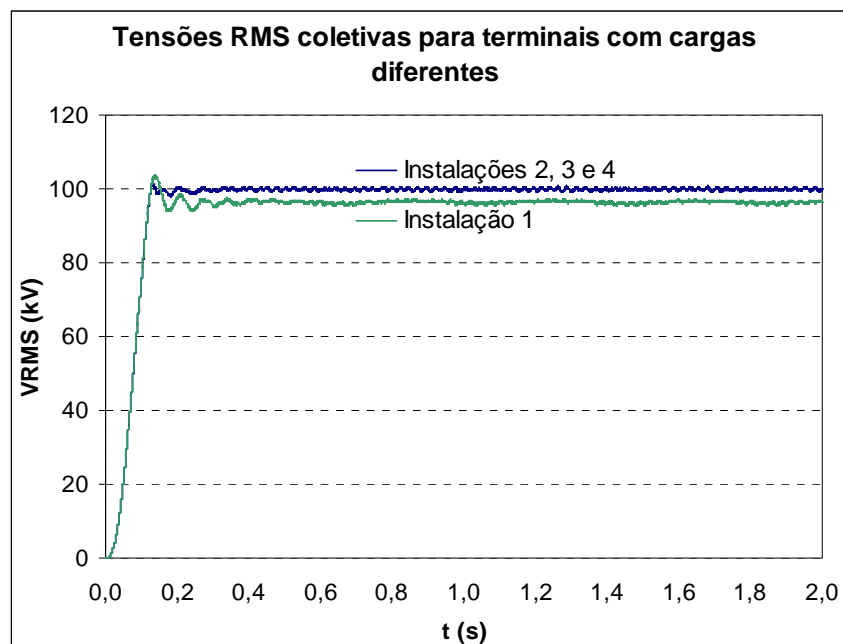


Figura 4- 7: Tensões RMS coletivas para terminais com cargas diferentes no sistema VSC-HVDC multiterminal.

A Figura 4- 8 mostra as potências aparentes nas Instalações para o caso descrito acima. Pode-se observar que, conforme esperado, a Instalação 1 trabalha com potência de 60 MVA e as Instalações 2, 3 e 4 trabalham com potência de 90 MVA.

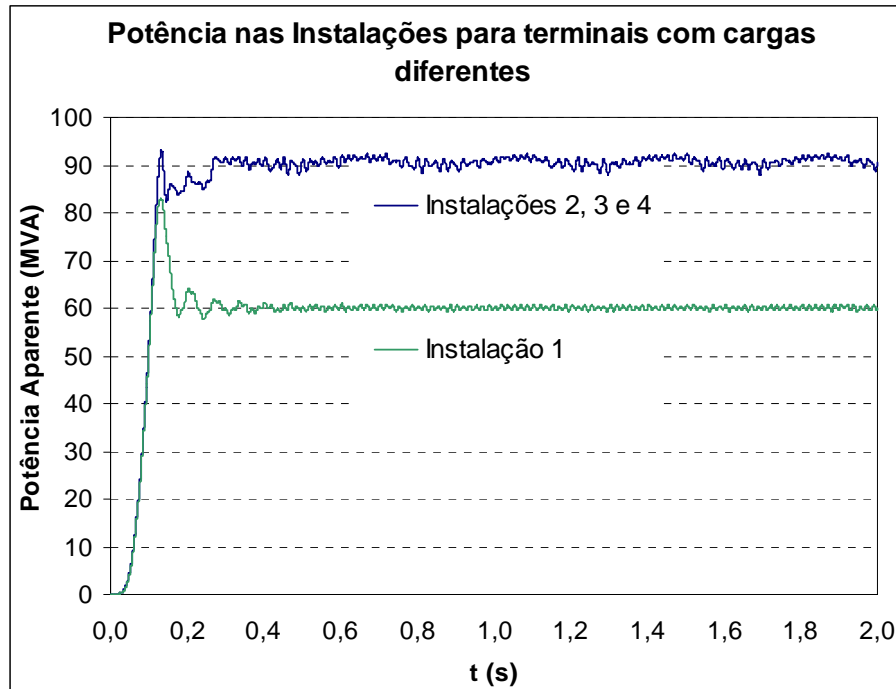


Figura 4- 8: Potência aparente para terminais com cargas diferentes no sistema VSC-HVDC multiterminal.

Não foi observada diferença significativa nas distorções harmônicas de tensão e corrente entre as instalações.

4.4 Os motores de indução das instalações

Assim como foi feito no Capítulo 3 para o esquema ponto a ponto, foi verificada a relação máxima entre a potência com motores e a potência nominal dos conversores no sistema multiterminal, de forma que o sistema possa partir estes motores simultaneamente.

Considerando a mesma faixa de tolerância do Capítulo 3 (50% a 60% de acréscimo sobre a potência nominal de 90 MVA para cada instalação) foi observado que o limite de três motores encontrado para o esquema ponto a ponto é também o limite para o esquema multiterminal, não havendo diferença no comportamento do sistema durante a partida dos motores.

4.5 Degraus de carga e curto-circuito

Para degraus de carga, o esquema multiterminal não apresenta diferenças significativas em relação ao esquema ponto a ponto do Capítulo 3.

Em relação aos casos de curto-circuito, nota-se que no esquema multiterminal cada instalação conta com sua própria estação inversora. Por este motivo, será analisado apenas o caso de curto-circuito na saída do inversor de uma dessas instalações (no esquema ponto a ponto havia uma única estação inversora comum a todas as cargas). A transmissão CC é, na prática, cuidadosamente instalada e isolada de forma a garantir que não ocorrerá curto-circuito na mesma.

Assim com no Capítulo 3, não está sendo considerada qualquer proteção no sistema. As simulações a seguir consistem em situações hipotéticas onde o sistema sobrevivesse aos defeitos, a fim de analisar os valores máximos que as grandezas estudadas poderiam chegar.

A Figura 4- 9 mostra a tensão CC no pólo positivo da linha de transmissão durante um defeito trifásico na saída do inversor da Instalação 1 de $t = 0,5$ s a $t = 0,8$ s.

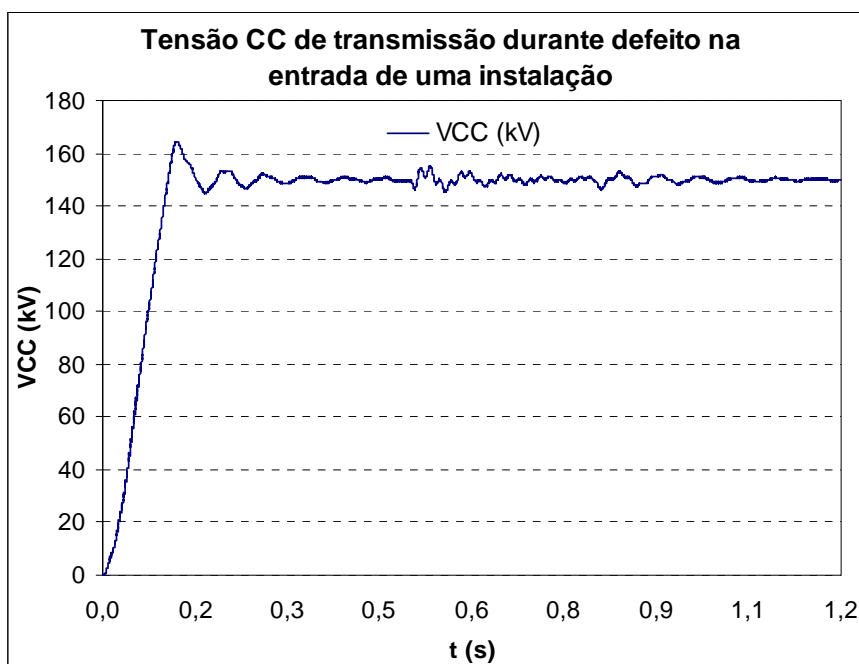


Figura 4- 9: Tensão CC durante defeito trifásico na saída do inversor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

Pode-se observar uma pequena oscilação na tensão CC. Esta oscilação é de no máximo 4 kV, logo após o início do defeito. Eliminado o curto-circuito, a tensão CC se estabiliza novamente em 150 kV por volta de $t = 1$ s.

A Figura 4- 10 mostra as correntes trifásicas na carga da Instalação 1 durante o curto-circuito descrito acima. Observa-se a influência dos motores no instante em que ocorre o defeito e a redução das correntes a zero. Após a eliminação do defeito em $t = 0,8$ s, as correntes voltam ao valor de regime permanente por volta de $t = 0,9$ s.

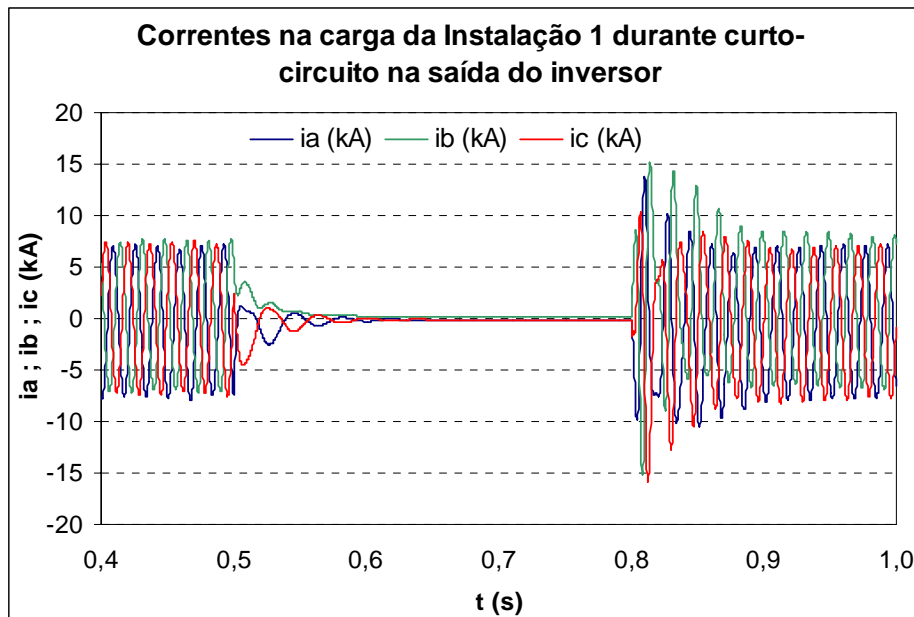


Figura 4- 10: Correntes na carga da Instalação 1 durante defeito trifásico na saída do inversor para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

A Figura 4- 11 mostra a potência aparente da Instalação 1 junto com a potência aparente das demais instalações durante o curto-circuito.

Pode-se observar que a potência nas demais cargas praticamente não é afetada, ao contrário do sistema ponto a ponto do Capítulo 3 durante este mesmo defeito, onde é possível notar o efeito do curto-circuito nas demais instalações (ver Figura 3- 20). Eliminado o curto-circuito, a potência na Instalação 1 se estabiliza novamente em 90 MVA por volta de $t = 0,9$ s (mais rápido que no sistema com distribuição CA).

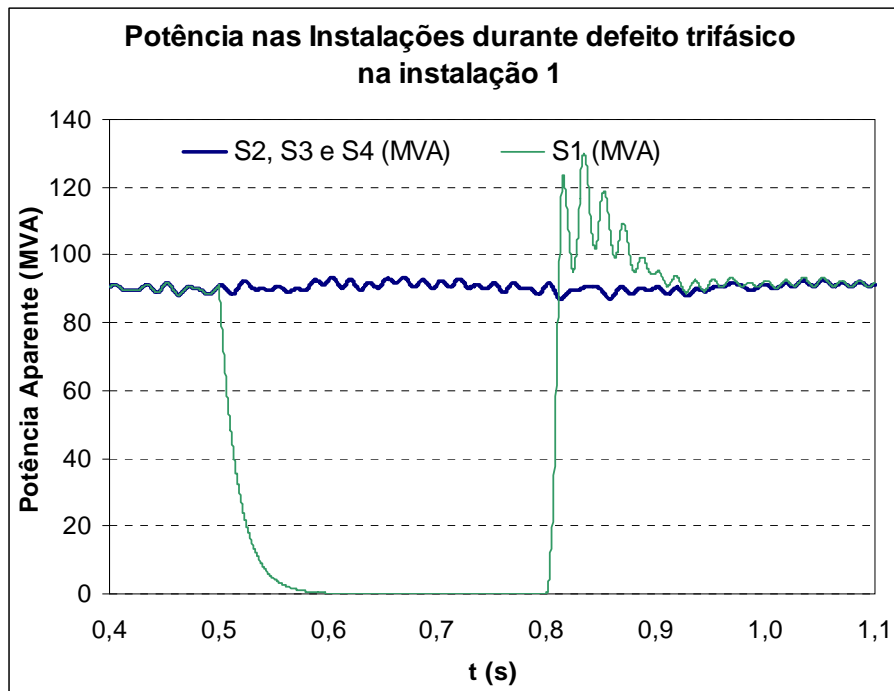


Figura 4- 11: Potência aparente nas cargas das instalações durante defeito trifásico na saída do inversor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC multiterminal.

4.6 Esquema multiterminal híbrido

É possível utilizar o sistema multiterminal com um (ou mais) dos terminais alimentando múltiplas cargas através de distribuição CA, conforme o esquema do Capítulo 3. A Figura 4- 12 mostra o esquema do sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido que ilustra a situação acima descrita.

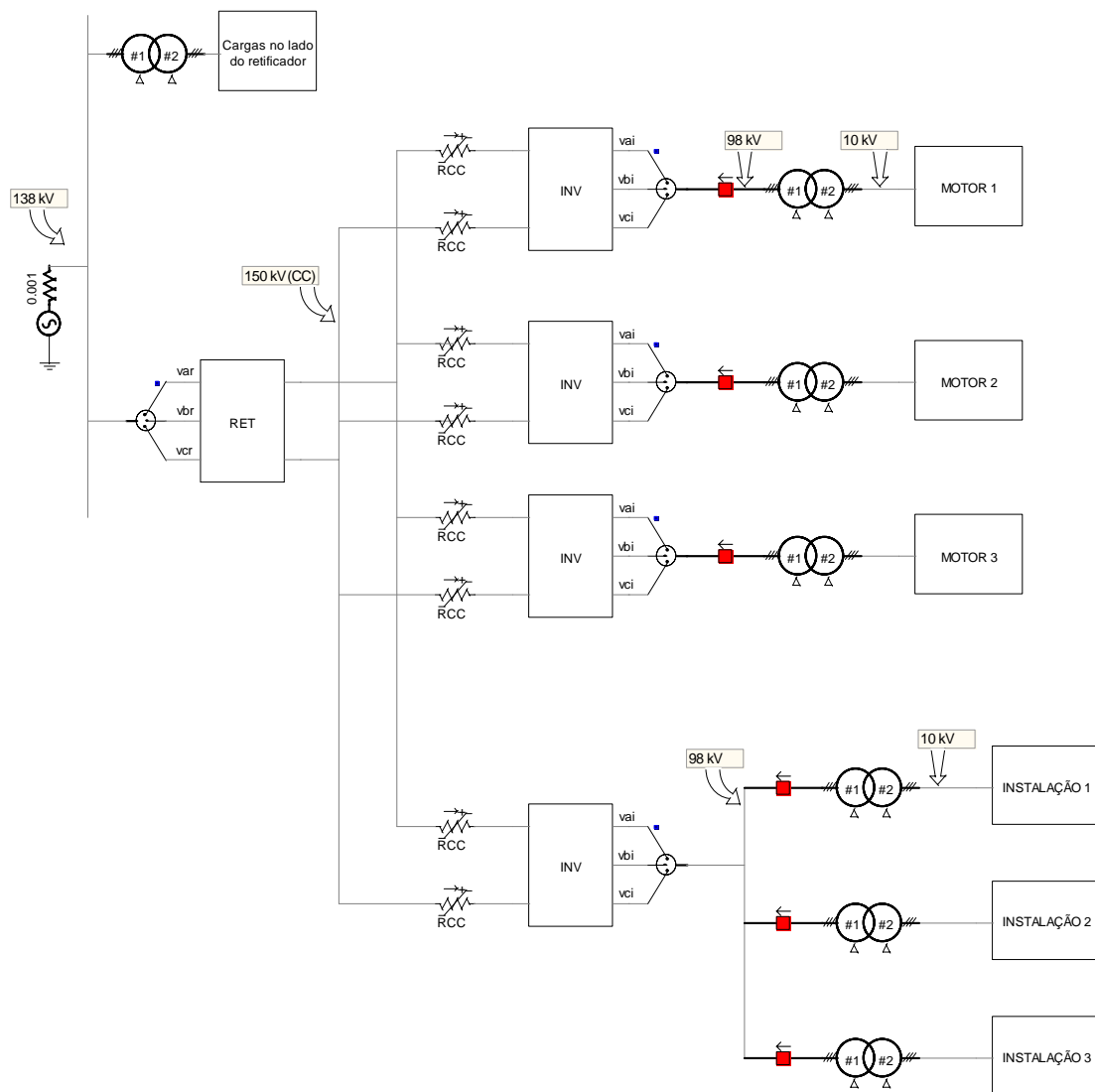


Figura 4- 12: Sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido simulado no PSCAD.

Na Figura 5-1 tem-se:

var, vbr, vcr tensões de entrada na ponte retificadora;

vai, vbi, vci tensões de saída das pontes inversoras;

RCC resistência dos cabos CC.

Da mesma forma que nos sistemas anteriores, a rede CA é representada por uma fonte de tensão de 138 kV em série com uma pequena resistência (1 mΩ).

Optou-se pela utilização de apenas três instalações, mantendo-se a mesma potência total e fator de potência das cargas dos outros sistemas já analisados, a fim de se manter a simulação computacional no PSCAD dentro do limite de nós elétricos disponível. Desta forma, o sistema conta com três instalações, cada uma com 110 MVA em cargas RL e um motor de indução de 10 MVA, totalizando 360 MVA com fator de potência 0,8. A carga no lado do retificador permanece inalterada.

A distribuição CA a partir de um único inversor, conforme apresentada no capítulo 3, é utilizada na alimentação da carga RL das instalações. A transmissão CC multiterminal, conforme mostrada neste capítulo, é utilizada apenas para os motores de 10 MVA de cada uma das instalações.

Os motores de indução das instalações e as cargas acopladas aos eixos dos motores têm a mesma especificação descrita para o sistema com distribuição CA (Capítulo 3, seção 3.3).

O uso de uma transmissão dedicada para cada motor, independente da distribuição em CA para as cargas passivas, facilita a utilização de métodos específicos para controle e acionamento destas máquinas, como VSDs (*Variable Speed Drives* – Acionadores de Velocidade Variável), por exemplo [28, 29]. Além disso, a distribuição dedicada para um grande motor, caso exista, minimiza o impacto na qualidade de energia (distorção harmônica) para as demais cargas da instalação.

4.6.1 Curto-circuitos no esquema híbrido

No caso do sistema VSC-HVDC multiterminal híbrido, é importante analisar o efeito que um curto-circuito na entrada de uma instalação causa na operação dos

motores das demais instalações (visto que o motor da própria instalação em curto-circuito será imediatamente desconectado).

Deve-se também analisar o efeito de um curto-circuito na saída do inversor de um dos grandes motores das instalações. Os demais casos de curto-circuito são na verdade casos de defeito no sistema com distribuição CA (Capítulo 3, Seção 3.5), visto que não há sentido em manter um grande motor em operação enquanto sua respectiva instalação estiver em curto-circuito. Vale ressaltar que, assim como nos demais casos de curto-circuito simulados, é considerada a situação hipotética na qual o sistema suporte o defeito sem nenhuma proteção.

A Figura 4- 13 mostra a potência aparente na carga das instalações quando ocorre um curto-circuito trifásico na carga RL da Instalação 1 em $t = 0,5$ s. O defeito é eliminado em $t = 0,8$ s.

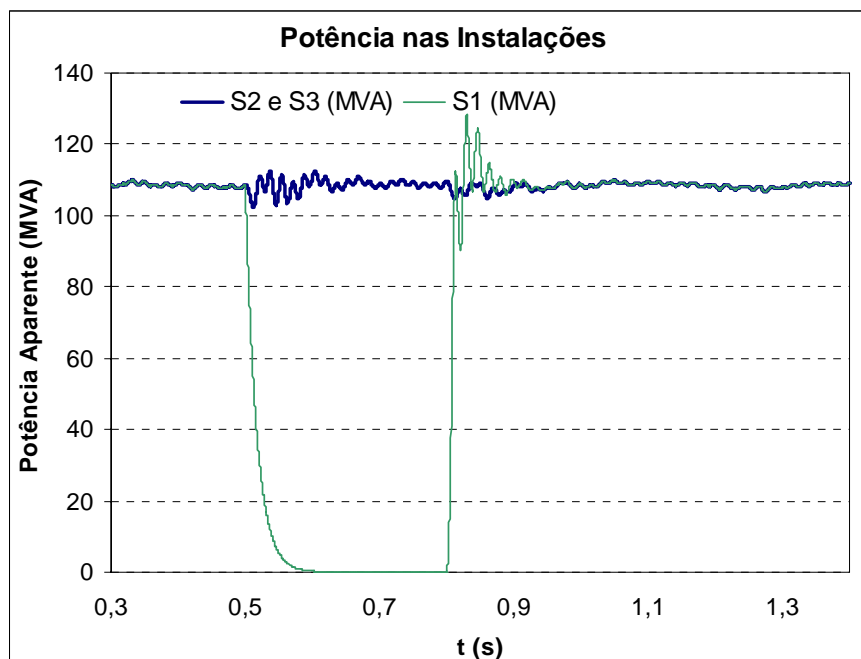


Figura 4- 13: Potência na carga RL das instalações durante defeito trifásico na carga RL da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção.

Pode-se observar uma pequena oscilação na potência das Instalações 2 e 3 quando começa o defeito, em $t = 0,5$ s. Esta oscilação é de no máximo 8 MVA e cessa quando o defeito é eliminado, em $t = 0,8$ s.

A Figura 4- 14 mostra o torque mecânico e a velocidade nos eixos dos motores das Instalações 2 e 3 durante o curto-circuito descrito acima. A oscilação causada nos Motores 2 e 3 pelo defeito na Instalação 1 é quase imperceptível.

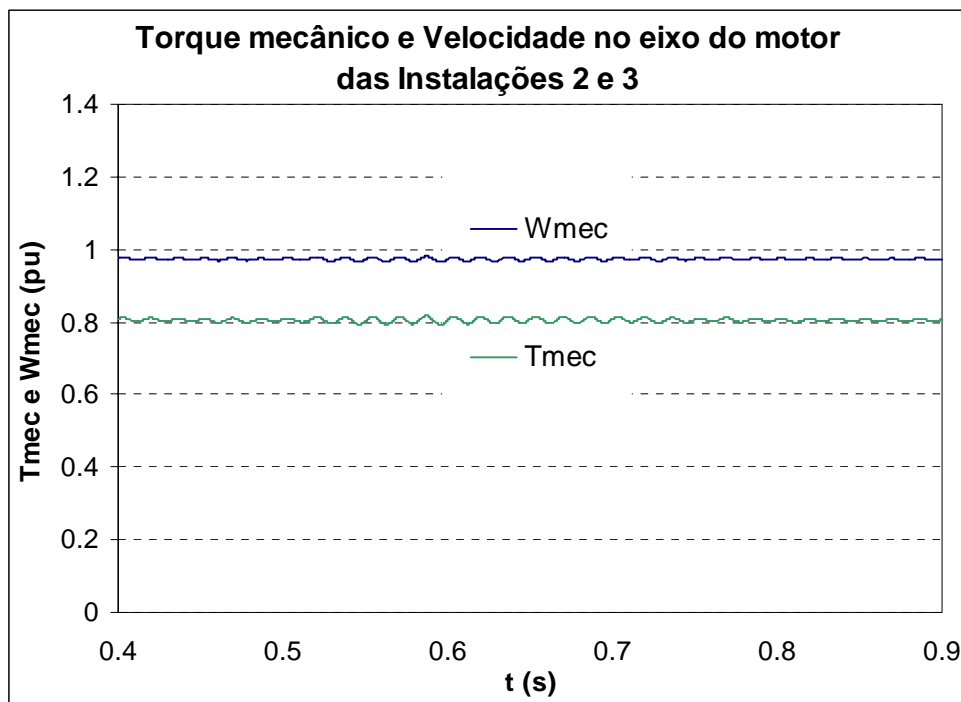


Figura 4- 14: Torque mecânico e velocidade nos eixos dos motores das Instalações 2 e 3 durante defeito trifásico na carga RL da Instalação 1 do sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção.

As Figuras 4- 15 e 4- 16 mostram, respectivamente, a potência nos grandes motores do sistema e a potência nas cargas gerais das instalações durante um curto-circuito na alimentação do Motor 1. Observando as potências instantâneas nota-se que a operação dos demais motores e a potência nas cargas RL não são afetadas.

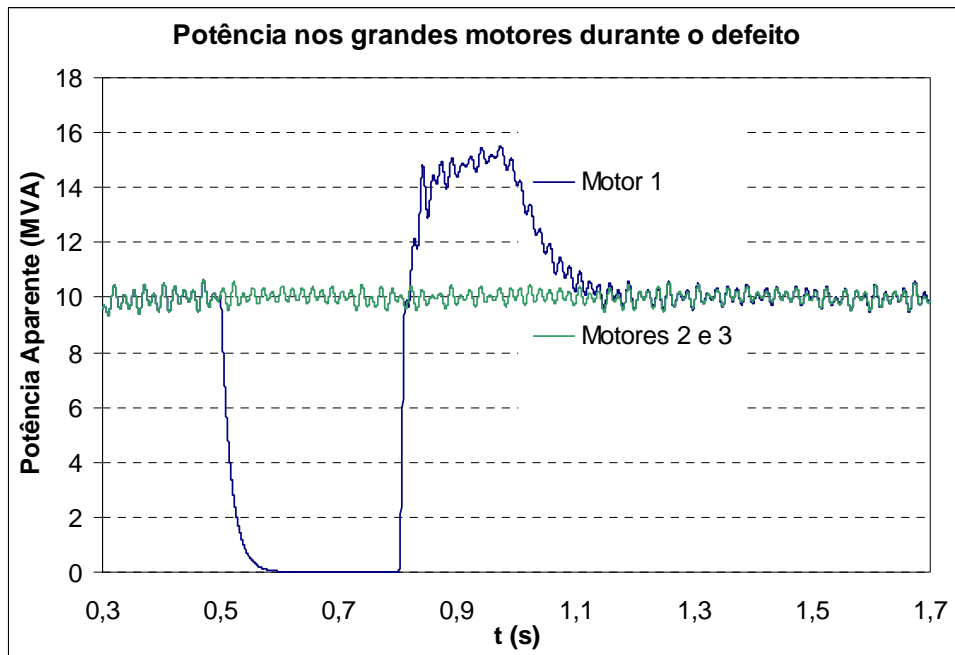


Figura 4- 15: Potência aparente nos grandes motores durante curto-circuito na saída do inversor do motor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção.

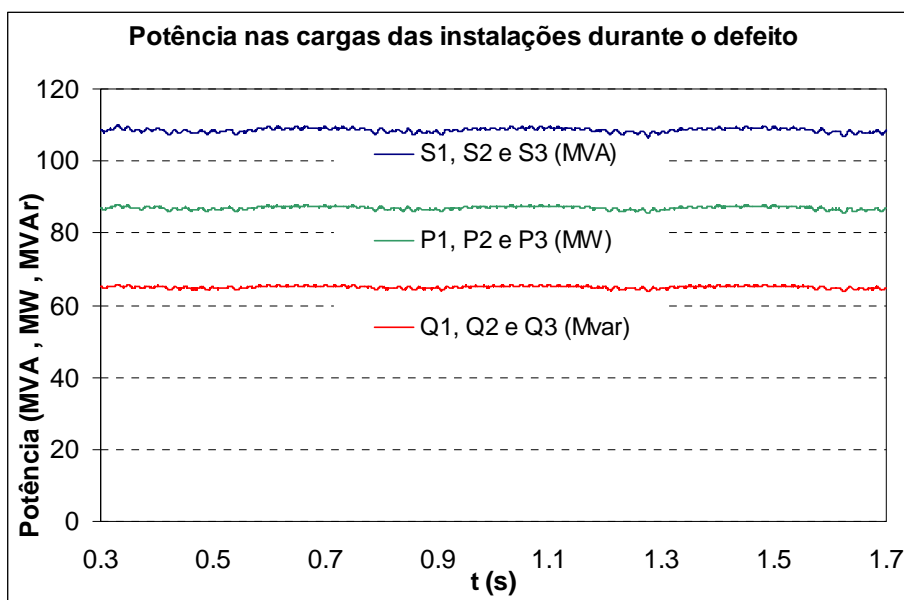


Figura 4- 16: Potência na carga RL das instalações durante curto-circuito na saída do inversor do motor da Instalação 1 para o sistema VSC-HVDC híbrido sem proteção.

5 CONCLUSÕES

Os três esquemas analisados para sistemas VSC-HVDC mostraram-se capazes de alimentar as cargas dentro das condições desejadas, substituindo a geração de energia junto às cargas isoladas.

Foi possível estudar o funcionamento de sistemas VSC-HVDC para alimentação de cargas isoladas durante a operação em regime permanente, bem como em várias condições de contorno.

As condições de contorno estudadas são importantes para a aplicação dos sistemas propostos em situações reais, incluindo o estudo da partida de grandes motores simultaneamente, funcionamento do grupo de cargas em situações de degrau de carga (perda e reinserção de uma ou mais instalações), estudo dos limites teóricos de curto-circuitos e operação de sistemas multiterminais com terminais carregados diferentemente.

O sistema VSC-HVDC pode ser operado com algoritmos de controle diversos, de forma a melhorar a independência das grandezas elétricas controladas (potência ativa, potência reativa, tensão CA e tensão CC) em relação às variáveis de controle (amplitude e ângulo de fase das formas de onda de referência dos conversores). Neste trabalho, o controle da amplitude e fase através da comparação direta da grandeza medida com a referência gerada mostrou ser suficiente para manter os sistemas nos níveis de tensão e potência desejados.

No lado da carga, os sistemas operaram dentro da tensão e potência desejadas, respeitando-se os limites para distorção harmônica adotados. Para todos os esquemas, foi possível fazer a partida direta de até três motores, respeitando-se os limites considerados.

5.1 Comparação entre os sistemas simulados

5.1.1 Tensão CC de transmissão

Todos os sistemas simulados apresentaram o mesmo padrão de comportamento para a tensão CC de transmissão, estabilizando-se em 150 kV em aproximadamente $t = 0,3$ s, com um ângulo de fase para a forma de onda da tensão de referência do retificador de aproximadamente 8 graus nas condições de simulação.

5.1.2 Operação em regime permanente

Os três esquemas estudados alimentam as instalações com potência, tensão e corrente nominal, dentro dos limites de distorção harmônica considerados. Os sistemas levam aproximadamente 0,3 segundos para alcançar regime permanente após a inicialização dos sistemas.

Foi estudada também a operação do sistema VSC-HVDC multiterminal com seus terminais carregados diferentemente. Salvo a diferença em amplitude, não foi observada diferenças significantes nas tensões e correntes de alimentação para cada terminal.

5.1.3 Partida dos motores

Nas condições simuladas, não existem complicações para a eventual partida direta de um único motor com as especificações mostradas no Capítulo 3, devido à pequena potência que este representa perante a potência total dos conversores.

Para a partida simultânea de vários motores, foi considerada a potência nominal de 90 MVA para cada instalação e uma faixa de tolerância de 50% a 60% de elevação na potência de cada uma delas durante a partida. Foi observado que é possível partir simultaneamente até três motores (30 MVA) em cada instalação, caso em que a potência sofre uma elevação máxima de aproximadamente 55,5%.

5.1.4 Casos de degrau de carga

Em todos os esquemas estudados, as demais instalações continuam operando satisfatoriamente quando ocorrem situações de degrau de carga.

Considerando as condições de simulação e o limite para elevação da potência nas instalações adotado para a partida simultânea de vários motores, foi possível fazer a reinserção simultânea de até metade das instalações dos sistemas.

5.1.5 Casos de curto-circuito

Os casos de curto-circuito estudados não levaram em conta a atuação de sistemas de proteção e os limites reais do sistema em situações de defeito. Os casos estudados serviram para mostrar os limites máximos que as grandezas elétricas observadas poderiam alcançar nas condições simuladas e a recuperação dos sistemas, caso fossem capazes de sobreviver ao defeito.

Situações reais de curto-circuito em sistemas VSC-HVDC para cargas sem geração própria são um problema ainda bastante desafiador e que demandam avanços no campo da proteção para estes sistemas, a fim de se conseguir uma operação mais confiável.

Na prática os sistemas VSC-HVDC para cargas sem geração própria acabam abrindo antes dos disjuntores na carga com defeito, cessando a alimentação de todas as demais cargas no sistema. Disjuntores mais sensíveis nas cargas acabam abrindo desnecessariamente em situações onde uma maior corrente é demandada pela carga, porém sem que sejam situações de defeito. Como exemplo, podemos citar a situação onde ocorre a partida de vários motores simultaneamente.

5.2 Trabalhos futuros

Como temas a serem desenvolvidos em outros trabalhos, existem dois grupos distintos de estudo: estudos técnicos e estudos financeiros.

No grupo de estudos técnicos, os seguintes temas são bastante interessantes:

- Estudo de algoritmos robustos para controle das variáveis do sistema de forma mais independente, trabalhando com uma maior faixa de operação para o sistema VSC-HVDC;
- Estudo de estratégias de controle para o acionamento de grandes motores durante operação do sistema VSC-HVDC alimentando múltiplas cargas;
- Estudo de sistemas VSC-HVDC interligando múltiplos sistemas com rede CA própria;
- Estudo da proteção de sistemas elétricos aplicada aos sistemas VSC-HVDC com múltiplas cargas.

No grupo de estudos econômicos, os seguintes temas se destacam:

- Comparação no campo econômico entre os três esquemas VSC-HVDC estudados;

- Comparação no campo econômico entre sistemas VSC-HVDC para múltiplas cargas e sistemas isolados com geração local em diversos cenários.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MIGUEL, J. M., *Condicionador de Tensão Aplicado a Sistema com Perda de Fase*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [2] HINGORANI, N.G., GYUGYI L., “Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”. IEEE press, New York, USA, 2000.
- [3] NESTLI, T. F., STENDIUS, L., JOHANSSON, M. J., et al., “Powering Troll with new technology”. ABB Review, pp. 15-19, Feb. 2003.
- [4] HYTTINEM, M., LAMELL, J., NESTLI, T. F., “Voltage Source Converter HVDC to be installed on the gas platform Troll A”. CIGRÉ, Paris, 2004.
- [5] BAHRMAN, M. P., JOHANSSON, J. G., NILSSON, B. A. “Voltage Sources Converter Transmission Technologies”. ABB, 2003.
- [6] WEIMER, L., “Implementing the Latest Technology in Interconnects”. *Interconnect 2000 Conference*, Sydney, Australia, March 2000.
- [7] ASPLUND, G., ERIKSSON, K., TOLLERZ, O., “Land and sea cable interconnections with HVDC Light”. *CEPSI 2000-conference*, Manila, Philippines, October 2000.
- [8] ERIKSSON, K, JONSSON, T., TOLLERZ, O., “Small scale transmission to AC networks by HVDC Light”. *12th CEPSI Conference*, Pattaya, Thailand, November 1998.
- [9] ASPLUND, G., “IEEE Sustainable energy systems with HVDC transmission”. *Power Engineering Society General Meeting*, pp. 2299-2303 Vol. 2, Colorado, USA, June 2004.

- [10] COOK, A. S., WYCKMANS, M., WEIMERS, et al., “Network interconnection using HVDC Light”. *Distribution 2000 Conference*, Brisbane, Australia, November 1999.
- [11] ABB POWER TECHNOLOGIES AB “HVDC Light description”. Sweden, 2005.
- [12] ERIKSSON, K., “Operational experience of HVDC Light”. *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, pp. 205-210. London, UK, Nov. 2001.
- [13] HÖRLE, N., ERIKSSON, K., MAELAND, A., et al., “Electrical supply for offshore by use of VSC”. *CIGRÉ 2002 Conference*, Paris, France, Aug. 2002
- [14] ABB POWER TECHNOLOGIES, *HVDC Reference Projects by Type and Power*. Acesso em Dezembro 2006, Disponível em: <http://www.abb.com/hvdc>.
- [15] ERIKSSON, K., LILJEGREN, C., SOBRINK, K. “HVDC Light Experiences applicable for power transmission from offshore wind power parks”. American Institute of Aeronautics and Astronautics, USA, 2004.
- [16] WYCKMANS, M., “HVDC Light the new technology”. *7th International Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, Adelaide, Australia, 2003.
- [17] CHAMIA, M., NORMARK, B., CARLSTEDT, R., “Strategies and technologies for more efficient and environmentally friendly delivery of electric energy”. *EcoEfficiency 2000*, Malmö, Sweden, 2000.
- [18] ABB POWER TECHNOLOGIES AB, “Submarine and Land Cables”. Sweden, 2000.
- [19] JOHANSSON, S. G., CARLSSON, L., RUSSBERG, G., “Explore the Power of HVDC Light – a web based System Interaction Tutorial”. *Power Systems Conference and Exposition*, Sweden, Oct. 2004.

- [20] ANDERSEN, B. R., XU, L., HORTON, P. J. “Topologies for VSC transmission”. POWERENGINEERING JOURNAL, June 2002.
- [21] MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE INC, *PSCAD Online Help v4.0.1*. 2003.
- [22] HOLMES, G., LIPO, T. A., *Pulse Width Modulation for Power Converters – Principles and Practice*. IEEE Press, 2003.
- [23] MESHARAM, P. M., KADU, A. N., NAGPURE, R. N., et al., “VSC-HVDC for improvement of quality of power supply”. Nagpur, India, 2004.
- [24] LI, G., RUAN, S., PENG, L., et al., “A novel nonlinear control for stability improvement in HVDC light system”. Beijing, China, 2005.
- [25] LU, W., OOI, B. T., “Multi-terminal DC transmission system for wind-farms”. Montreal, Canada, 2001.
- [26] ZHANG, G., XU, Z., “Steady-state model for VSC based HVDC and its controller design”. Hangzhou, China, 2001.
- [27] IEEE Std 519-1992, *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control Analysis*, 1993.
- [28] BOSE, B. K. (Editor), *Power Electronics and Variable Speed Drives – Technology and Applications*, IEEE Press, 1997.
- [29] IEEE Std 958-2003, *IEEE Guide for the Application of AC Adjustable-Speed Drives on 2400 – 13800 V Auxiliary Systems in Electric Power Generating Stations*, June 2004.