RODNEY ITIKI

**Metodologia para mapeamento de zonas operacionais
em sistemas de transmissão VSC-HVDC**

São Paulo
2017

RODNEY ITIKI

**Metodologia para mapeamento de zonas operacionais
em sistemas de transmissão VSC-HVDC**

Dissertação de mestrado apresentada à
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre em
Ciências

São Paulo
2017

RODNEY ITIKI

**Metodologia para mapeamento de zonas operacionais
em sistemas de transmissão VSC-HVDC**

Dissertação de mestrado apresentada à
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre em
Ciências

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Silvio Giuseppe Di
Santo.

Co-orientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho
Marques da Costa

São Paulo

2017

Catálogo na publicação
Serviço de Biblioteca e Documentação
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Itiki, Rodney

Metodologia para mapeamento de zonas operacionais em sistemas de transmissão VSC-HVDC / R. Itiki -- São Paulo, 2017.
127 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Sistemas elétricos de potência 2.Conversores elétricos 3.Portos 4.Usinas nucleares 5.Método iterativo I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais pelo financiamento da minha formação educacional e cultural.

A minha irmã Cinthia Itiki pelo incentivo ao ingresso no mestrado.

Aos professor Dr. Silvio Giuseppe Di Santo, pela orientação acadêmica, liderança, profissionalismo, estímulo motivacional, transmissão de conhecimento e convívio harmonioso, equilibrado e respeitoso durante todo o trabalho de pesquisa.

Aos professor Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa, pela co-orientação acadêmica, transmissão de conhecimento técnico, aconselhamento profissional e convívio respeitoso.

Aos professores Drs. Alexandre Piatini, Eduardo M. Dias, Lourenço Matakas Jr, Renato Machado Monaro e Silvio Ikuyo Nabeta, em ordem alfabética, pelos ensinamentos nas matérias de formação para o mestrado, pelo convívio respeitoso, contribuição intelectual e pelo exemplo de profissionalismo no ramo acadêmico e científico.

Ao professor Dr. Jose Aquiles Baesso Grimoni pelo direcionamento inicial da área de pesquisa e recomendação do laboratório e do orientador acadêmico.

Aos colegas, em ordem alfabética, Bruno Harllen, Guacira C. Oliveira, Luiz F. M. Machado, Marina Anders, Nayara Y. Suzuki, e a todos do laboratório de sistema de potência pelo convívio de amizade.

À Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) vinculada ao Ministério da Educação (MEC) do Brasil, pela concessão da bolsa de mestrado e aos contribuintes brasileiros pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa.

“Mas oh não se esqueçam

Da rosa da rosa

Da rosa de Hiroshima

A rosa hereditária

A rosa radioativa”

(MORAES, 1954, p. 155)

RESUMO

Sistemas de transmissão de energia elétrica em corrente contínua e alta tensão baseados em tecnologia de conversores a fonte de tensão (VSC-HVDC), ao contrário de linhas de transmissão em corrente alternada, operam como elementos de controle de variáveis elétricas, podendo ser úteis na estabilidade do sistema de potência. Mas apesar desta vantagem, sistemas VSC-HVDC possuem limitações no desempenho estável, o que enseja o desenvolvimento de uma metodologia para mapeamento de suas zonas de operação estável e possíveis regiões de instabilidade. Inicialmente estudou-se os detalhes da tecnologia VSC-HVDC tais como o funcionamento da eletrônica de potência e estratégias de controle utilizadas. Em seguida, investigou-se os modelos de geradores síncronos para interconexão com o lado CA das estações conversoras do VSC-HVDC. E, finalmente, aplicou-se a tecnologia VSC-HVDC sobre um modelo de sistema de potência com uma estação conversora localizada em um porto offshore e uma outra no continente, próxima à rede de alta tensão em corrente alternada. Simulações e análise deste sistema foram executadas considerando várias condições operacionais. O gráfico de potência gerada e consumida, obtido pela aplicação da metodologia, apresenta grande potencial de uso prático como por exemplo sua implementação na interface homem-máquina da estação de operação do porto offshore, provendo informação em tempo real de alto nível ao operador do sistema elétrico do porto offshore e consequentemente aumentando sua consciência situacional quanto a proximidade dos limites de instabilidade.

Palavras-Chave: Engenharia. Engenharia elétrica. Usina nuclear flutuante. Portos offshore. Navios geradores de energia. VSC-HVDC. Eletrificação. Transbordo de carga entre navios. Mineração submarina. PSCAD.

ABSTRACT

High voltage direct current power transmission systems based on voltage source converters (VSC-HVDC), as opposed to alternating current ones, operates as elements of control of electrical variables, being useful for stability of power system. Besides this advantage, VSC-HVDC systems have limitations in stable performance, which instigates the development of a methodology for mapping its operational zones of stability and possible regions of instability. The author initially studied the details of the VSC-HVDC technology such as the power electronic principles and the control strategies used on this research. Subsequently, the author investigated synchronous generator models for interconnection on the AC side of the VSC-HVDC converter stations. Finally, the author applied the VSC-HVDC technology on a model of power system with two converter stations, one located on an offshore port and the other on the shore, next to an alternating current high voltage power grid. Simulations and analysis of this system were carried out considering various operational conditions. The graphic of generated and consumed power on offshore port, obtained by the application of the methodology for mapping operational zones, presents a great potential of being implemented in the man-machine interface of an operation workstation, thus providing high level online information for the operator of the offshore port electrical system and consequently improving its situational awareness of the proximity to instability limits.

Keywords: Engineering. Electrical engineering. Floating nuclear power plant. Offshore ports. Power ships. VSC-HVDC. Electrification. Transshipment. Subsea mining. PSCAD.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Atividades econômicas e eletrificação em um projeto conceitual de porto offshore.	25
Figura 2.1 - Componentes básicos de um sistema HVDC monopolar.	30
Figura 2.2 – Topologia ponto a ponto.....	35
Figura 2.3 – Topologia a anel geral.....	36
Figura 2.4 – Topologia estrela.....	36
Figura 3.1 – Classificação de estabilidade de sistemas de potência.....	38
Figura 4.1 – Visão Integrada do modelo do gerador.	43
Figura 4.2 – Modelo dinâmico da equação de movimento do turbo-gerador.	45
Figura 4.3 – Modelo de blocos do sistema de excitação.....	46
Figura 4.4 – Modelo fasorial do transformador referido ao primário.....	48
Figura 4.5 – Exemplo de curva de regulação de tensão versus corrente.....	49
Figura 4.6 – Modelo π do cabo submarino coaxial em CA.	50
Figura 4.7 – Meia-ponte.	54
Figura 4.8 – Ponte completa.	55
Figura 4.9 – Conversor MMC com submódulo em meia ponte.	56
Figura 4.10 – Modelo equivalente de VSC-HVDC monopolar simétrico de dois terminais.....	59
Figura 5.1 – Modelo do retificador tipo fonte de tensão visto pela rede CA.	63
Figura 5.2 – Controle escalar.	65
Figura 5.3 – Controle escalar de P, Q, Vca e Vcc.....	66
Figura 5.4 – Controle vetorial.	67

Figura 5.5 – Modelo de controle vetorial de conversor VSC operando como inversor.	69
Figura 5.6 – Controle externo de potência ativa P.....	72
Figura 5.7 – Controle externo de tensão contínua V_{cc}	73
Figura 5.8 – Controle externo de tensão alternada V_{ca} e inclinação de PV_{ca}	74
Figura 5.9 – Controle externo de potência reativa Q.	75
Figura 5.10 – Controle de corrente desacoplada.....	76
Figura 5.11 – Diagramas equivalentes ao controlador de corrente desacoplada	77
Figura 5.12 – Controle em modo de ilhamento.	79
Figura 5.13 – Seleção de estratégia de controle.	83
Figura 6.1 – Metodologia para mapeamento de zonas de operação de sistemas MMC-HVDC.....	88
Figura 7.1 – Diagrama simplificado da operação de um porto offshore.....	91
Figura 7.2 – Zonas operacionais de sistemas de transmissão VSC-HVDC em porto offshore.....	94
Figura 7.3 – Perfil de carga para o Caso 1: importação de potência da rede onshore para alimentar exclusivamente a demanda no porto.	97
Figura 7.4 – Perfil de carga para o Caso 1: excesso de carga demandada no porto offshore.....	98
Figura 7.5 – Perfil de carga para o Caso 2: importação de potência da rede onshore e geração offshore pelo navio de força.....	100
Figura 7.6 – Perfil de carga para o Caso 2: situação de sobrecarga considerando fonte de potência offshore (navio de força).	101
Figura 7.7 – Perfil de carga para o Caso 3: geração offshore em paralelo com o sistema VSC-HVDC importando da rede onshore para alimentar as cargas offshore.	102

Figura 7.8 – Perfil de carga para o Caso 3: geração offshore em paralelo com o sistema MMC-HVDC em sobrecarga de demanda.	103
Figura 7.9 – Perfil de carga para o Caso 4: geração offshore em paralelo com o sistema MMC-HVDC alimentando a demanda das cargas offshore e exportando 400 MW para a rede onshore.....	105
Figura 7.10 – Perfil de carga para o Caso 4: geração offshore em paralelo com o sistema MMC-HVDC submetido a excessiva demanda de carga ou exportação para a rede onshore.	106
Figura 7.11 – Perfil de carga para o Caso 5: Seis geradores nucleares de 70 MW cada.	107
Figura 8.1 – Sistema de medição, captura e transformação.	123

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ab	Coordenada de referência estacionária
abc	Referência trifásica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	Conversor Comutado por Capacitor (<i>Capacitor Commutated Converter</i>)
CCSC	Controlador para supressão de corrente de circulação (<i>Circulating Current Suppressing Controller</i>)
CSC	Conversor Fonte de Corrente (<i>Current Source Converter</i>)
CTL	Dois Níveis Cascadeados (<i>Cascaded Two-Level</i>)
DC	Corrente Contínua (<i>Direct current</i>)
dq	Coordenada de referência direta e em quadratura
<i>Droop</i>	Inclinação de função proporcional com a finalidade de introduzir vinculação entre duas variáveis para controle
f.	Folha
G	Gerador
HVAC	Corrente Alternada de Alta Tensão (<i>High Voltage Alternating Current</i>)
HVDC	Corrente Contínua de Alta Tensão (<i>High Voltage Direct Current</i>)
I	Corrente
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
L	Indutância
LCC	Conversor Comutado pela Linha (<i>Line Commutated Converter</i>)
med	Valor medido
MMC	Conversor modular multinível (<i>Modular Multi-level Converter</i>)
NLC	Controlador de nível mais próximo (<i>Nearest Level Controller</i>)
P	Potência ativa
p.	Página

PI	Proporcional Integral
PLL	Malha de captura de fase (<i>Phase Locked Loop</i>)
PSCAD	Projeto de Sistemas de Potência Auxiliado por Computador (<i>Power System Computer Aided Design</i>)
p.u.	Valor por unidade
PWM	Modulador a comprimento de pulso (<i>Pulse Width Modulator</i>)
Q	Potência reativa
R	Resistência
ref	Referência
RMS	Valor eficaz (<i>Root Mean Square</i>)
S	Potência aparente
SHE	Eliminação de harmônica seletiva (<i>Selective Harmonic Elimination</i>)
TP	Transformador de potencial
V	Tensão (<i>Voltage</i>)
VSC	Conversor Fonte de Tensão (<i>Voltage Source Converter</i>)
Vca	Tensão alternada
Vcc	Tensão contínua
Vdc	Tensão contínua
VCO	Oscilador controlado por tensão (<i>Voltage controlled oscillator</i>)
X	Indutância
XLPE	Polietileno Reticulado (<i>Cross-linked polyethylene</i>)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	21
1.1	OBJETIVO	22
1.2	PORTO OFFSHORE	22
1.3	ATIVIDADE ECONÔMICA E ELETRIFICAÇÃO DE PORTO OFFSHORE ..	24
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA.....	29
2.1	CONTEXTO DA APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA	29
2.2	TECNOLOGIA VSC-HVDC EM PORTOS OFFSHORE	31
2.3	TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA.....	32
2.3.1	Topologia ponto a ponto.....	35
2.3.2	Topologia a anel geral.....	35
2.3.3	Topologia em estrela.....	36
3	METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE	38
3.1	CLASSIFICAÇÃO, DISTÚRBO E AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE	38
3.2	EQUAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE CONVERSOR VSC...	40
4	MODELAGEM DO SISTEMA.....	42
4.1	MODELAGEM DOS COMPONENTES EM CORRENTE ALTERNADA.....	42
4.1.1	Geradores síncronos.....	42
4.1.2	Transformadores de potência	47
4.2	MODELAGEM DO SISTEMA EM CORRENTE CONTÍNUA	50
4.2.1	Circuito de transmissão em corrente contínua	50
4.2.2	Modelagem de Conversores MMC para sistemas HVDC	53
4.2.3	Técnicas de modulação para conversões multiníveis	57
4.2.4	Modelagem do sistema de transmissão VSC-HVDC	58
5	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE SISTEMAS HVDC.....	62
5.1	CONTROLE ESCALAR DE CONVERSORES VSC.....	62
5.2	CONTROLE VETORIAL DE CONVERSORES VSC	67
5.2.1	Controle de eixo direto (d)	71
5.2.2	Controle de eixo de quadratura (q)	73
5.2.3	Controle de corrente desacoplada.....	76
5.2.4	Controle em modo de ilhamento	78
5.2.5	Seleção de estratégia de controle.....	81

5.2.6	Injeção de terceira harmônica.....	84
5.2.7	Supressão de correntes circulantes	84
5.2.8	Modulador NLC e conversor VSC.....	85
6	METODOLOGIA DE MAPEAMENTO DE ZONAS OPERACIONAIS	87
7	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE VSC-HVDC EM PORTO OFFSHORE.....	90
7.1	CASO 1 – IMPORTAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA.....	96
7.2	CASO 2 – IMPORTAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO ISOLADA.....	99
7.3	CASO 3 – IMPORTAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO PARALELA.....	102
7.4	CASO 4 – EXPORTAÇÃO, GERAÇÃO PARALELA E DISTRIBUIÇÃO	104
7.5	CASO 5 – GERAÇÃO E EXPORTAÇÃO ELÉTRICA	107
7.6	ANÁLISE DE VIABILIDADE E PROSPECTOS FUTUROS	108
8	CONCLUSÕES.....	110
8.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	110
8.2	PROPOSTA DE CONTINUIDADE	111
	REFERÊNCIAS	113
	APÊNDICE A - Equacionamento do cabo submarino HVDC.....	121
	APÊNDICE B – Medição, transformação de Clarke e Park, cálculo de tensão alternada e potências ativas e reativas	123
	APÊNDICE C– Dados principais do sistema de potência do porto offshore e MMC-HVDC	125
	APÊNDICE D – Dados dos controladores.....	127

1. INTRODUÇÃO

Sistemas de transmissão de corrente contínua em alta tensão baseados em conversores fonte de tensão (VSC-HVDC) são uma alternativa não convencional para transmissão de energia elétrica (ETT et al., 2011). Apesar de ainda não estarem implantados no Brasil atualmente, sistemas VSC-HVDC são largamente difundidos no mundo, notadamente na Europa (PIERRI et al., 2017; DENNETIÈRE et al., 2016).

Sistemas VSC-HVDC cumprem a função de transportar controladamente energia elétrica de forma econômica a distâncias mais longas do que em linhas de alta tensão em corrente alternada. Levantamento de custo de implantação de projetos de transmissão demanda um cálculo compreensivo e depurado em função de variáveis diversas (por exemplo, acidentes geográficos e tecnologia de cada fornecedor), no entanto, apenas como uma referência de ordem de grandeza, Kalair, Aba e Khan (2016) indicam que o custo de se transmitir em sistema VSC-HVDC com linhas aéreas com comprimento superior a 600 ou 800 km começa a ser mais atrativo do que em corrente alternada. Para sistemas VSC-HVDC com cabos enterrados ou submarinos este comprimento deve ser acima de 40 ou 50 km. Alguns fabricantes recomendam VSC-HVDC para cabos submarinos com comprimento superior a 50 ou 100 km (ABB, 2017) ou superior a 80 km (SIEMENS, 2012). Por isso, o sistema VSC-HVDC é um sistema muito aplicado, por exemplo, em fazendas eólicas offshore distantes da costa e para interligação submarina entre países e continentes.

Além das considerações econômicas em favor do sistema VSC-HVDC, existem avanços tecnológicos benéficos. O sistema VSC-HVDC, através de suas estações conversoras, possui controle mais preciso de fluxo de potência do que se comparado com linha de transmissão em corrente alternada. Esta precisão de controle é muito útil na conexão, por exemplo, de várias fontes de energia com comportamento flutuante e imprevisível geralmente associado a fontes de energia renováveis à rede em corrente alternada.

Estabilidade de sistemas de potência é de grande importância de forma a garantir manutenção da integridade do fornecimento de energia para a rede. Desenvolvimento recente da indústria de energia elétrica tem demonstrado que os sistemas baseados em corrente alternada em alta tensão (HVAC) possuem limitações para transmissão de energia em longas distâncias. Sistemas de transmissão VSC-HVDC vem solucionando estas limitações técnicas.

1.1 OBJETIVO

Este trabalho se refere a estabilidade de tensão e potência na energização de um elo VSC-HVDC conectando duas redes CA. Uma das redes CA é extremamente forte (barramento infinito). A outra rede CA será variada por simulação de uma situação passiva (com carga e sem geração local), fraca (com carga e geração local) e forte (com geração local). Este trabalho tem como objetivo investigar e desenvolver uma metodologia para mapeamento das zonas operacionais estáveis de sistema VSC-HVDC. Os possíveis benefícios desta metodologia de mapeamento serão investigados quanto ao impacto positivo sobre as atividades de operação do sistema VSC-HVDC estudado.

A motivação desta dissertação é investigar oportunidades de integração de tecnologias recentes na área de sistemas de potência em prol do desenvolvimento de atividades econômicas emergentes em ambiente offshore.

Inicialmente foram pesquisadas potencialidades da aplicação das tecnologias de transmissão de potência em corrente contínua (HVDC) por cabo submarino de energia para suporte a atividades econômicas em ambiente offshore. Para tanto, foi necessário desenvolver um projeto conceitual de uma estrutura flutuante ou fixa no leito do mar que comportasse fisicamente os equipamentos necessários para a transmissão HVDC e que fosse capaz de atender a uma diversificada gama de atividades econômicas. Esta estrutura conceitual de suporte às atividades econômicas em ambiente offshore foi designada nesta dissertação de porto offshore.

1.2 PORTO OFFSHORE

Forças de mercado que atuam no comércio global exercem forte pressão sobre o setor portuário por níveis cada vez maiores de eficiência nas operações. Muitos operadores de portos marítimos baseados em terra enfrentam a difícil decisão de expandir sua infraestrutura para se manter competitivo através da captura de economia de escala. Muitos deles estão sendo desafiados por novas demandas que não podem ser simplesmente solucionadas através de aumento do comprimento de doca e aprofundamento da calha (profundidade) de porto.

Por outro lado, os portos offshore podem trazer uma série de vantagens em face aos novos desafios das atividades de geração e distribuição de energia durante situações críticas e específicas, por exemplo (FLORY, 2012; IRSN, 2015):

- Exploração de ricas reservas de minerais raros no leito submarino;
- Aumento súbito de consumo de energia elétrica causada por rápido crescimento populacional, notadamente em países em subdesenvolvidos;
- Preocupações quanto a segurança de portos, terminais de transferência de óleo e gás, usinas nucleares e a gás natural instalados em terra ao longo da costa frente a sua vulnerabilidade quanto a tsunamis, ondas destrutivas e inundação causada por aumento do nível dos mares causado pelo aquecimento global.
- Preocupações quanto a segurança patrimonial e integridade de ativos em zona de guerra de usinas movidas a combustão de gás natural e óleo combustível inflamável.
- Pressão pública para desativação e de-comissionamento de plantas nucleares antigas em locais densamente habitados;
- Elevado custo humano e monetário de trabalho de remediação, perda de vidas humanas e prejuízos à propriedade causado por acidentes em usinas nucleares instaladas em terra.

Por todos estes motivos, portos offshore afastados dos vários riscos potenciais do continente e para suporte a atividades econômicas tais como transbordo de carga, mineração submarina e geração de energia elétrica tanto baseada em combustíveis fósseis quanto em fontes nucleares, aparentemente são uma solução muito atrativa em termos de oportunidades de negócio e de segurança operacional e patrimonial.

Um sistema VSC-HVDC estabelecendo interligação de força entre uma rede CA de alta tensão no continente e um porto offshore foi simulado sob várias condições: com usina nuclear flutuante ou usina movida a combustível fóssil, em distintas estratégias de controle dos conversores VSC e de balanço de potência de carga e geração offshore.

1.3 ATIVIDADE ECONÔMICA E ELETRIFICAÇÃO DE PORTO OFFSHORE

Transbordo de carga é a transferência física de bens ou containers entre navios e barcas através de equipamentos de levantamento e movimentação de carga. Alguns portos localizados em águas rasas não são adequados e seguros para receber grandes navios de carga. Pequenos navios ou barcas, neste caso, são úteis para o transporte e transferência de bens ou containers para grandes navios de carga fundeados e em espera no mar, de forma que estes não necessitam incorrer em custos de infraestrutura portuária.

Mineração submarina é uma atividade desenvolvida com o objetivo de extrair minerais altamente valiosos como ouro, zinco, prata, manganês, níquel, cobre e cobalto, do fundo do mar (FANG e DUAN, 2014). Esta atividade também faz uso de equipamentos que demandam energia intensivamente chamados de máquinas de mineração submarina.

Geração de energia em um ambiente marítimo pode ser provido por navios especializados chamados de navios de força (*power ships*), que geram energia elétrica a partir de combustíveis fósseis.

A Figura 1.1 mostra um exemplo de porto offshore com geração distribuída composta por uma usina nuclear flutuante e um navio de força. O porto offshore fornece potência CA para navios cargueiros, máquinas de mineração submarina e abriga um conversor VSC que está conectado a um outro conversor VSC do continente por um cabo submarino.

Figura 1.1 – Atividades econômicas e eletrificação em um projeto conceitual de porto offshore.

Fonte: Adaptado de ITIKI et al. (2017)

Muito embora combustíveis fósseis como o diesel não sejam uma fonte limpa e eficiente para geração de energia, em certas aplicações eles podem ser a única alternativa conveniente para fornecimento de energia em situações de catástrofe causada por desastres naturais, proximidade com zonas de guerra, aumento inesperado e sustentado de demanda por eletricidade ou até mesmo atrasos no aumento de capacidade de instalações de geração de energia. Ressalta-se que existem também navios de força mais modernos alimentados a gás natural, que é um combustível mais limpo que o diesel no que se refere a emissões de carbono, particulados, monóxido de nitrogênio e dióxido de enxofre.

Geração de energia em ambiente marítimo também pode ser realizado por plantas nucleares flutuantes baseados em reatores nucleares de pequeno e médio porte, também conhecidos como SMR (do inglês *small and medium size reactors*), definidos pela Agência Internacional de Energia Atômica como sendo reatores nucleares avançados que produzem energia até 700 MW (ROWINSKI, WHITE e ZHAO, 2015).

Eletrificação, no contexto desta dissertação, é o processo de alimentar com energia elétrica equipamentos que poderiam ser alimentados com óleo diesel, e está normalmente associado com a substituição da fonte energética. A eletrificação de portos offshore traz inúmeras vantagens:

- Redução das emissões de carbono oriundas de motores a combustão de equipamentos de movimentação de carga, tais como guindastes, carregador mecânico e transportador de containers;
- Aumento de eficiência energética pelo uso de motores elétricos e inversores de frequência ao invés de motores a combustão;
- Redução do custo logístico e riscos operacionais causados por transporte de diesel em área operacional do porto entre tanques de armazenamento até os equipamentos a combustão;
- Oportunidades de redução de custo através de utilização de eletricidade proveniente da rede da concessionária de energia ao invés de prover energia por geração própria a diesel;
- Oportunidade de ganho de receita através de venda de energia proveniente da rede da concessionária através de tomadas na área de atracagem de navios para alimentação dos painéis de média tensão dentro do navio, permitindo que o sistema de geração de energia interno ao navio seja desligado (MARQUART et al., 2016);
- Oportunidade de ganho de receita pela disponibilização de ponto de acoplamento de força no porto offshore para que navios de força e usinas nucleares flutuantes possam gerar e exportar energia para a rede elétrica no continente.

Uma configuração genérica de porto offshore é investigada em termos de condições operacionais e de estabilidade de sistema de potência considerando potenciais atividades econômicas marítimas alimentadas por uma rede de eletrificação portuária, tecnologias existentes de geração de energia em meio marítimo em conjunto com sistemas de transmissão submarina de energia VSC-HVDC.

Objetivou-se estabelecer referências operacionais e de estabilidade para projetos ou futuras pesquisas sobre portos offshore levando em consideração geração distribuída, atividades offshore e sistemas de transmissão VSC-HVDC.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

A seção 2 apresenta sistemas de transmissão em corrente contínua, em particular, a conversores a fonte de tensão (VSC).

A seção 3 define o escopo da investigação da estabilidade, conforme a classificação de tipos existentes na literatura técnica, e também, apresenta uma introdução breve das equações de potência ativa e reativa de conversores VSC e respectivas variáveis controláveis. Estas equações auxiliarão na compreensão dos mecanismos de controle de conversores abordados nas seções posteriores.

A seção 4 apresenta conceitos de modelagem de componentes do sistema de potência, contendo geradores síncronos, transformadores, cabo submarino em corrente contínua e conversores VSC-HVDC.

A seção 5 apresenta duas categorias de processamento de sinais de entrada de conversores VSC (controle escalar e vetorial) e detalha o modelo de controle vetorial de conversores VSC e respectivas estratégias de controle vetorial utilizadas nas simulações.

A seção 6 formula a metodologia de mapeamento de zonas operacionais aplicáveis a sistemas de transmissão VSC-HVDC.

A seção 7 apresenta a aplicação da metodologia de mapeamento de zonas operacionais desenvolvida nesta pesquisa, a um estudo de casos de um projeto conceitual de um porto offshore, interligado a uma rede elétrica no continente por um sistema de transmissão VSC-HVDC. Os resultados das simulações do sistema de potência do porto offshore são analisados e apresentados em um mapa de zonas operacionais.

A seção 8 apresenta as conclusões da pesquisa. São realçadas as potencialidades de aplicação da metodologia de mapeamento de zonas operacionais nas atividades de planejamento e operação de sistemas de potência de portos offshore, conectados à rede elétrica do continente por sistema de transmissão VSC-HVDC.

2 TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Uma série de vantagens do sistema VSC-HVDC sobre sistemas clássicos de transmissão HVDC baseados em conversores comutados em linha (LCC-HVDC) ou conversores de fonte de corrente (CSC-HVDC) estão descritos na literatura técnica (ETT et al., 2011).

Um tipo específico de conversor VSC chamado de conversor modular multinível (MMC) possui vantagens adicionais sobre sistemas clássicos de VSC-HVDC (ABILDGAARD e MOLINAS, 2012):

- O MMC-HVDC possui escalabilidade pois é composto por centenas de submódulos que podem ser trocados e acrescentados.
- O MMC-HVDC produz menos perdas se comparado com sistemas clássicos de VSC-HVDC com dois ou três níveis.
- O MMC-HVDC produz derivada de tensão no tempo (dV/dt) no seu lado CA menor do que sistemas clássicos de VSC-HVDC, significando que os transformadores do MMC-HVDC podem possuir menor grau de isolamento.

2.1 CONTEXTO DA APLICAÇÃO DA TECNOLOGIA

Sistemas VSC-HVDC realizam a transmissão de energia elétrica através da conversão da tensão de entrada em CA trifásico para CC, transporte de energia em CC através de cabos, e conversão de CC para CA trifásico no terminal de saída.

Figura 2.1 - Componentes básicos de um sistema HVDC monopolar.

- (1) Retificador CA/CC;
- (2) Linha ou cabo de transmissão em Corrente Contínua;
- (3) Inversor CC/CA.

Fonte: Adaptado de Arrilaga et al. (2007, p.292)

A Figura 2.1 mostra os elementos básicos de sistema VSC-HVDC.

Baseado em dados de fornecimento de fabricantes (ABB-AB, 2012; SIEMENS, 2016; ABB, 2015), pode-se classificar os sistemas VSC-HVDC levando-se em consideração a potência transmitida e a tensão nominal da linha CC.

Observa-se que para potência superior a 2.000 MW o sistema VSC-HVDC não é usualmente aplicado, no estágio em que se encontra a tecnologia atual (DENNETIÈRE et al., 2016; SIEMENS, 2016). A tecnologia VSC-HVDC está em contínua evolução, de forma que o valor máximo de potência bem como de tensão CC, estão constantemente sujeitos a melhorias de capacidade e de desempenho de isolamento.

Os valores da Tabela 1 servem como uma referência dos limites de potência (baixa, média, alta e extra alta) e tensão CC de um sistema VSC-HVDC.

Tabela 1 – Classificação dos sistemas VSC-HVDC por ordem de grandeza de potência.

Potência	Tensão CA	Tensão CC	Classificação do VSC-HVDC
2.000 MW 1.800 MW	Extra Alta Tensão CA 400 kV	Alta Tensão CC ± 640 kV ± 500 kV ± 320 kV	VSC-HVDC de potência extra alta
1.400 MW 700 MW	Rede de Extra Alta Tensão 420 kV 380 kV	Alta Tensão CC: ± 525 kV (em construção) ± 400 kV (em construção) ± 320 kV	VSC-HVDC de potência alta
800 MW 300 MW	Rede de Alta Tensão	Alta Tensão CC. ± 150 kV ± 200 kV ± 300 kV ± 320 kV	VSC-HVDC de potência média
< 300 MW	Rede de Alta Tensão	Alta Tensão CC entre 80 a 350 kV	VSC-HVDC de potência baixa

Fonte: Adaptado de ABB (2015) e Siemens (2016)

2.2 TECNOLOGIA VSC-HVDC EM PORTOS OFFSHORE

A tecnologia HVDC baseada em conversores VSC tem trazido inúmeras possibilidades de aplicação, desde na transmissão de energia de fazendas eólicas localizadas no mar (PIERRI et al., 2017) à integração de redes de potência entre países (DENNETIÈRE et al., 2016). Esta tecnologia tem trazido algumas vantagens sobre a tecnologia de transmissão em corrente alternada. Transmissão em HVDC é a escolha preferida para circuitos submarinos com comprimento maior que 50 km. (KOLLURI et al., 2016).

Além desta possibilidade de transmissão de energia a longas distâncias, outra grande vantagem dos conversores de fonte de tensão é que o fluxo de potência pode ser revertido instantaneamente sem a necessidade de se reverter a polaridade de tensão em corrente contínua (somente a direção da corrente contínua que é revertida) (JOVCIC e AHMED, 2015). Em outras palavras, o sistema VSC-HVDC pode facilmente operar com fluxo de potência do continente para o conversor do porto

offshore (importação de energia) bem como na direção reversa (exportação de energia). Esta versatilidade de reversão de direção do fluxo de potência representa uma grande vantagem dos conversores VSC se comparado com a tecnologia de conversores comutados pela linha (LCC), também conhecidos como conversores fonte de corrente (JOVCIC e AHMED, 2015; BLOND et al., 2015)

Também foi considerado que dependendo da atividade econômica, o sistema de potência do porto offshore pode operar tanto na função de geração quanto distribuição de energia ou até mesmo ambas as atividades. Em outras palavras, caso o sistema alimente cargas elétricas tais como guindastes elétricos, esteiras transportadoras e cargas auxiliares, este estará executando função de distribuição de energia.

2.3 TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Existem duas famílias de tecnologias de conversores para sistemas HVDC: conversores fonte de corrente (CSC) e conversores fonte de tensão (VSC).

Uma série de vantagens do sistema VSC-HVDC sobre sistemas clássicos de transmissão HVDC, baseados em conversores comutados em linha (LCC-HVDC) ou conversores fonte de corrente (CSC-HVDC), estão descritos na literatura (ETT et al., 2011). Algumas das vantagens do VSC podem ser sumarizadas a seguir:

- O VSC, ao contrário do CSC, consegue, sem a necessidade de compensação de reativos, alimentar um certo limite máximo de potência de carga passiva em sistema CA;
- O VSC consegue transmitir potência estável, acima de um limite mínimo, para uma máquina girante (com inércia) e sem compensador de reativos;
- O VSC não possui um limite inferior de corrente, tal qual o CSC, pois permite fluxo bidirecional de corrente com transição contínua entre funções de inversor e retificador;
- No VSC a potência reativa Q é controlável independentemente da potência ativa P , por meio do desacoplamento do controle de tensão e corrente no eixo direto e de quadratura;
- Alguns tipos de conversores VSC, por exemplo, os conversores modulares multiníveis, dispensam filtros de harmônicos. Isto é obtido por meio de

elevada quantidade de submódulos em série chaveando, a baixa frequência, níveis de tensão CC de pequena amplitude;

- Os terminais conversores VSC, não necessitando compensador de reativos e em alguns casos filtros de harmônicos, são mais compactos do que o CSC, permitindo aplicações favoráveis em regiões com restrição de espaço, por exemplo, em navios, plataformas ou portos offshore.

As vantagens do CSC (LCC) em comparação ao VSC são:

- O CSC, por ser uma tecnologia mais antiga e de maturação elevada, possui maior implantação em campo do que o VSC;
- Com o CSC-HVDC é possível transmissão de potência acima do limite máximo em que se encontra a tecnologia atual do VSC-HVDC de 2 GW;
- Perdas dos conversores CSC são um pouco inferiores do que conversores VSC.

A tecnologia VSC-HVDC tem evoluído e através de técnicas de modulação mais recentes, como por exemplo, a modulação a nível mais próximo (NLC) em conversores MMC ou de topologia a dois níveis cascadeados (CTL), a perda gerada pelo VSC-HVDC está chegando a valores não significativamente maiores do que conversores LLC (CSC). (JOVCIC, 2014). Estas variantes da tecnologia VSC-HVDC são melhor detalhadas a seguir.

Na família de conversores fonte de tensão (VSC), é possível distinguir **cinco** principais tipos de tecnologias (WESTERMANN, 2012):

- **IGBT-VSC-HVDC** (do inglês “*Insulated Gate Bipolar Transistor*”) que é uma tecnologia inicialmente dominada por companhias europeias.
- **PWM-VSC-HVDC** (do inglês “*Pulse Width Modulator*”) ou, somente PWM-VSC, são conversores PWM com dois ou três níveis que foi introduzido pela ABB nos anos 90. Esta tecnologia foi lançada pela ABB sob a marca “HVDC Light®” e foi fabricada entre 2005 e 2007.
- **MMC-VSC-HVDC** (do inglês “*Modular Multilevel Converter*”), é um sistema de transmissão em corrente contínua baseado em conversores modulares multiníveis. Esta tecnologia foi introduzida pela SIEMENS aproximadamente

em 2006 e foi lançada comercialmente sob a marca “Plus-Technology®”. A partir de 2007 a ABB, embora mantendo a mesma denominação de marca “HVDC Light®”, também aderiu a tecnologia MMC que provia maior capacidade de transmissão com menores perdas. A última geração de sistemas MMC-VSC-HVDC geram perdas que não são significativamente maiores do que a tecnologia LLC (JOVCIC, 2014). Observa-se que a tecnologia MMC também faz uso de transistores IGBT e ao contrário de versões antigas de sistemas VSC-HVDC, o MMC-VSC-HVDC não necessita filtro de harmônicas.

- **HML-VSC-HVDC** (do inglês “*Hybrid Multi Level*”) ou somente HML-VSC cujo desenvolvimento foi anunciado em 2010 pela Alstom Grid (incorporada pela fabricante General Electric Grid). A tecnologia é uma combinação híbrida de outras tecnologias mencionadas anteriormente (IGBT e MMC) e conhecida com a marca “MaxSine®”.
- **CTL-VSC-HVDC** (do inglês “*Cascaded Two Level*”) ou somente CTL-VSC é uma tecnologia que foi introduzida pela ABB em 2010 que em termos de topologia se assemelha ao MMC-VSC-HVDC mas gera perdas de apenas 1% (JACOBSON, 2010). Esta tecnologia foi divulgada ao mercado sobe a marca “Light-Technology”.

Este trabalho focou a investigação exclusivamente na tecnologia MMC-VSC-HVDC, ou simplesmente, MMC-HVDC.

No entanto, a metodologia desenvolvida neste trabalho para mapeamento de zonas operacionais, conforme detalhado nas próximas seções, é aplicável, de uma forma mais abrangente, a todos os tipos de conversores para transmissão VSC-HVDC.

GOMIS-BELLMUNT et al. (p.271-281, 2011) fizeram um estudo comparativo entre seis principais topologias para sistemas de transmissão VSC-HVDC. Nesta dissertação serão apresentados apenas os três mais significativos:

- Ponto a ponto
- Anel geral
- Estrela

2.3.1 Topologia ponto a ponto

A topologia ponto a ponto na Figura 2.2 tem como principal vantagem o fato de que não necessita disjuntor na linha HVDC. E um evento de falha de circuito do conversor, abre-se o disjuntor da rede CA. A tecnologia ponto a ponto permite o retorno pela terra ou com retorno metálico. O retorno metálico é mais apropriado para instalação submarina. O retorno por terra se aplica a situações contingenciais pré-estudadas e projetadas em que se garanta um retorno seguro e sem interferências com outros circuitos de aterramento entre os dois terminais MMC.

Fonte: Traduzido de Gomis-Bellmunt et al. (2011)

A topologia ponto a ponto permite três variações: monopolar, back-to-back e bipolar.

Na monopolar existe uma linha de transmissão com um pólo e retorno; no back-to-back as saídas dos pólos entre os conversores estão próximas fisicamente; e no bipolar existe uma linha de transmissão com pólo positivo, pólo negativo e retorno.

2.3.2 Topologia a anel geral

A Figura 2.3 mostra a topologia a anel geral de HVDC multiterminal. A principal vantagem é que na ocorrência de uma falha em algum dos segmentos de linha CC ou em um conversor, abre-se os dois disjuntores CC contíguos para proteção, fecha-se chaves para isolar a falha e se necessário fecha-se um dos disjuntores CC mantendo a operação do resto do anel HVDC.

Figura 2.3 – Topologia a anel geral.

Fonte: Traduzido de Gomis-Bellmunt et al. (2011)

2.3.3 Topologia em estrela

A Figura 2.4 mostra a topologia em estrela de HVDC multiterminal.

Figura 2.4 – Topologia estrela.

Fonte: Traduzido de Gomis-Bellmunt et al. (2011)

Na topologia estrela todos os terminais estão conectados a uma barra central. Na barra central se conectam todos os disjuntores CC e dela saem todos os ramais para os terminais. Alguns destes ramais que não se dedicam a geração podem se conectar a uma rede CA. Esta topologia permite escalabilidade no acréscimo de

terminais sem interferências com ramais existentes desde que haja disjuntores reservas previstos na barra central.

Nas simulações deste trabalho foi adotado a topologia ponto a ponto para o sistema de transmissão MMC-VSC-HVDC conforme indicado na Figura 2.2. O retorno de corrente CC do sistema adotado é com cabo metálico.

3 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE

Esta seção define o escopo da investigação da estabilidade, os distúrbios de entrada impostos ao sistema e as variáveis de saída a serem observadas após o distúrbio. Para prover um primeiro contato com os mecanismos de controle e variáveis elétricas a serem observadas, foram apresentadas as equações de tensão e potências de um conversor inversor VSC.

3.1 CLASSIFICAÇÃO, DISTÚRBIO E AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE

Instabilidade de sistemas de potência podem se manifestar em diferentes variáveis durante períodos distintos em resposta a distúrbios de natureza diversa.

A classificação de estabilidade de sistemas de potência pode ser realizada conforme o diagrama de blocos da Figura 3.1.

Figura 3.1 – Classificação de estabilidade de sistemas de potência.

Fonte: Kundur et al. (2004), tradução nossa

Além do diagrama de classificação de tipos de estabilidade, Kundur et al. (2004) definem conceitos importantes aplicáveis a esta dissertação:

Estabilidade de tensão se refere à habilidade do sistema de potência de manter tensão estacionária em todas as barras no sistema depois de submetido a um **distúrbio** de uma determinada condição inicial. Ela depende da habilidade de

manutenção/estabelecimento de equilíbrio entre a demanda de carga e a oferta de carga pelo sistema de potência.

Problemas de estabilidade de tensão pode também ser observados em terminais de elos HVDC em aplicações de longa distância e de *back-to-back*. Eles também são normalmente associados com **elos HVDC conectados a sistemas em CA** fracos e podem ocorrer em estações retificadoras ou inversoras, e são associados com características desfavoráveis de carga de potência reativa dos conversores.

Estabilidade de tensão de curta duração envolve dinâmica de componentes de carga de ação rápida tais como motores de indução, cargas eletronicamente controladas, e **conversores de HVDC**.

Através deste arcabouço conceitual é possível classificar o tipo de estabilidade deste trabalho pelo distúrbio proposto.

Esta dissertação tem como escopo o estudo de estabilidade de tensão de curta duração devido a um distúrbio pequeno de energização de sistema VSC-HVDC.

Através da simulação da energização são estudadas as seguintes variáveis elétricas no tempo:

- Tensão eficaz na barra CA dos geradores;
- Potência transmitida pelo sistema de transmissão VSC HVDC;
- Potência gerada pelos geradores no tempo;
- Potência consumida pelas cargas CA alimentadas pela barra dos geradores no tempo.

Ao iniciar o processamento dos cálculos de cada simulação, se o valor da variável partindo do valor zero (desenergizado) se acomode no tempo em um estado fixo próximo ao seu valor de referência (energizado), então considera-se que ocorreu uma energização do sistema VSC-HVDC que conduziu à estabilidade do sistema VSC-HVDC naquela variável. O valor de referência da tensão na barra CA dos geradores é o seu valor de tensão nominal. Nos demais casos, o valor de referência de potência dependerá do balanço de consumo gerado, transmitido e consumido.

Ao contrário, se o valor da variável depois de um tempo correspondente a uma dezena de segundos para a energização não se amorteça próximo ao ajuste de referência, então considera-se que o sistema está instável.

Visto que o método de avaliação de estabilidade se baseia na observação visual da forma de onda da variável analisada, foi selecionado a apresentação de valores eficazes de tensão e valores instantâneos de potência de forma a facilitar a caracterização da estabilidade.

3.2 EQUAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE CONVERSOR VSC

O comportamento estático do conversor VSC pode ser entendido por meio de um conjunto de equações principais que relacionam as suas variáveis elétricas. O equacionamento das potências ativa e reativa de um conversor VSC é definido conforme a seguir (ETT et al., 2011):

Equação da tensão de saída CA do conversor inversor:

$$\dot{U}_{CONV} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} \mu U_d e^{-j\delta} \quad (1)$$

onde :

$\dot{U}_{CONV}$: Tensão CA na saída do conversor inversor [kV]

μ : Índice de modulação

U_d : Tensão CC na entrada do conversor inversor [kV]

δ : Ângulo de potência de transmissão [rad]

Aumentando-se o índice de modulação μ , mantida a tensão CC de entrada U_d constante, é possível obter um aumento de tensão na saída do inversor.

Entre a saída do conversor inversor e a rede CA existem reatores de fase e/ou transformadores de interface. A tensão da rede CA é medida e sua fase é capturada pela malha de captura de fase (PLL). A fase da tensão na saída do conversor é controlada adiantando ou atrasando o instante de chaveamento dos transistores IGBT do conversor inversor. O ângulo de potência de transmissão δ é, portanto, adiantado ou atrasado pela malha de controle do conversor inversor.

Equação da potência ativa na saída do conversor inversor:

$$P = \frac{U_{CONV} \cdot U_L}{X_L} \sin(\delta) \quad (2)$$

onde :

P : Potência ativa do conversor inversor [MW]

U_{CONV} : Tensão CA na saída do conversor inversor [kV]

U_L : Tensão medida na rede CA [kV]

X_L : Reatância dos reatores de fase e/ou transformadores de interface [Ω]

δ : Ângulo de potência de transmissão [rad]

As variáveis U_{CONV} e δ são controláveis em princípio pelo índice de modulação e pelo tempo de disparo dos transistores IGBTs. Visto que a tensão CA do conversor flutua no entorno da tensão nominal das cargas, o controle de potência ativa na saída do inversor é realizado primariamente pelo ângulo δ . Para δ positivo, obtém-se P positiva e vice-versa.

Equação da potência reativa na saída do conversor inversor:

$$Q = \frac{U_{CONV}}{X_L} (U_{CONV} - U_L) \quad (3)$$

onde :

Q : Potência reativa na barra em corrente alternada [MVar];

U_{CONV} : Tensão em corrente alternada na saída do conversor inversor [kV];

U_L : Tensão CA medida na rede [kV];

X_L : Reatância dos reatores de fase e/ou transformadores de interface [Ω].

O aumento da potência reativa Q é obtida pelo aumento da tensão CA do conversor U_{CONV} que pode ser obtida pelo aumento do índice de modulação μ . Observa-se que caso a tensão CA do conversor U_{CONV} se iguale a tensão CA medida na rede U_L , a potência reativa é zero. O conversor VSC pode operar com Q positivo ou negativo bastando variar o índice de modulação μ .

4 MODELAGEM DO SISTEMA

Nesta seção são abordados os modelos do comportamento dinâmico dos componentes do sistema de potência.

Primeiramente, foi descrito o modelo do comportamento dinâmico dos componentes elétricos da parte em corrente alternada do sistema de transmissão HVDC.

Posteriormente, foi detalhado o modelo do sistema VSC-HVDC.

4.1 MODELAGEM DOS COMPONENTES EM CORRENTE ALTERNADA

O sistema de transmissão VSC-HVDC desta dissertação interliga duas redes em corrente alternada. O comportamento do sistema de geração pode ser modelado por geradores síncronos e transformadores de potência.

4.1.1 Geradores síncronos

Existem dois tipos de geradores síncronos em corrente alternada quanto à forma construtiva do rotor: geradores de polo saliente e geradores de pólo liso. Os primeiros são encontrados mais comumente em grandes usinas hidrelétricas e o segundo em usinas termelétricas a gás, a vapor e grupo diesel.

Neste trabalho é considerado apenas geradores síncronos de pólos lisos, uma vez que os acionadores possuem rotação elevada.

O modelo de geradores síncronos de pólos lisos é composto por um circuito de excitação no rotor do gerador e um circuito de entreferro e armadura.

Na Figura 4.1 o autor mostra uma releitura da literatura clássica (CHAPMAN, 2005) onde é possível entender os fenômenos internos do gerador síncrono através de uma visão integrada do diagrama elétrico equivalente, diagrama fasorial e curvas de regulação de frequência do gerador síncrono.

Figura 4.1 – Visão Integrada do modelo do gerador.

Fonte: Adaptado de Chapman (2005, p. 277, 282, 305)

Na Figura 4.1(a) está representado o modelo equivalente de gerador síncrono de pólos lisos e a seguir a sua respectiva equação fasorial (CHAPMAN, 2005):

$$\dot{E}_a = \dot{V}_\phi + j \cdot X_s \cdot \dot{I}_a + R_a \cdot \dot{I}_a \quad (4)$$

onde:

$\dot{E}_a$: Tensão interna do gerador [kV];

$\dot{V}_\phi$: Tensão fase-neutro nos terminais do gerador [kV];

X_s : Reatância síncrona [Ω];

R_a : Resistência de armadura [Ω];

$\dot{I}_a$: Corrente de armadura [kA].

Na Figura 4.1(a), observa-se que no modelo fasorial a tensão interna $\dot{E}_a$ do gerador está adiantada de um ângulo delta δ , também chamado de ângulo de torque ou ângulo do rotor, em relação à tensão nos seus terminais $\dot{V}_\phi$.

Na Figura 4.1(b), está representado o diagrama fasorial da máquina síncrona de pólos lisos. Observa-se que a corrente de armadura $\dot{I}_a$ está atrasada em relação a tensão fase-neutro V_ϕ nos terminais da máquina. Este ângulo de atraso corresponde ao fator de potência Φ . O módulo da tensão interna do gerador $|\dot{E}_a|$ é proporcional à corrente de excitação de campo e à velocidade do gerador, ambas variáveis ajustáveis pela operação. Entre a tensão interna do gerador $\dot{E}_a$ e a tensão fase-neutro nos terminais da máquina V_ϕ existe uma queda de tensão sobre a reatância síncrona X_s e a resistência de armadura R_a do gerador síncrono.

Um súbito aumento de corrente demandada pelas cargas alimentadas pelo gerador provocará um aumento da queda de tensão sobre a reatância síncrona e resistência do gerador síncrono, forçando uma abertura do ângulo do rotor δ .

Este mecanismo de ação (aumento da corrente de armadura $\dot{I}_a$) e reação (aumento de δ) demanda posteriormente uma reação do turbo-gerador por meio de um aumento de potência ativa gerada P .

A Figura 4.1(c) mostra a curva de geração de potência ativa gerada P conforme o ângulo do rotor δ . Esta curva é expressa conforme a seguinte equação (CHAPMAN, 2005):

$$P = \frac{3 \cdot \dot{V}_\phi \cdot \dot{E}_a}{X_s} \cdot \sin \delta \quad (5)$$

onde:

P : Potência ativa gerada [MW];

$\dot{V}_\phi$: Tensão fase-neutro nos terminais do gerador [p.u.];

$\dot{E}_a$: Tensão interna do gerador [p.u.];

X_s : Reatância síncrona [Ω];

δ : Ângulo de torque ou do rotor [rad].

Na Figura 4.1(d), supondo que o gerador não esteja acoplado em um barramento infinito que o manteria em uma frequência constante, um aumento da potência P demandada provoca uma pequena e ligeira queda de frequência. Este comportamento se denomina regulação de frequência do gerador.

Em suma, um gerador síncrono reage a um degrau positivo de corrente $\dot{I}_a$ demandada pela carga, aumentando seu ângulo do rotor δ , potência gerada P e diminuindo ligeiramente sua frequência f .

A formulação que rege este processo de conversão de energia mecânica em energia elétrica e velocidade se chama equação de movimento.

Figura 4.2 – Modelo dinâmico da equação de movimento do turbo-gerador.

Fonte: Adaptado de Kundur (1994, p. 136)

A Figura 4.2 mostra que o torque de aceleração T_a , processado pela função de transferência de movimento, resulta em variação da velocidade angular do rotor Δw_r , cuja integral é o ângulo do rotor δ .

Um incremento de entrada física, por exemplo, mais combustível sendo injetado na turbina provoca como reação um incremento de torque mecânico T_m , que provoca um aumento de torque de aceleração T_a , um aumento de velocidade do rotor ω_r , um aumento proporcional na tensão interna do gerador E_a , um aumento da corrente de armadura I_a , um aumento da queda de tensão na reatância síncrona, na resistência de armadura (R_a) e, finalmente, um aumento do ângulo do rotor δ .

Figura 4.3 – Modelo de blocos do sistema de excitação.

Fonte: Adaptado de Kundur (1994, p. 334) e Chapman (2005, p. 277)

A Figura 4.3 mostra o sistema de controle de excitação de campo desempenhando as seguintes funções:

- Manter a tensão nos terminais do gerador o mais próximo da tensão de referência do sistema de excitação ajustada pelo operador, tipicamente próxima a sua tensão nominal. Através do ajuste de tensão de referência o operador pode levar o gerador a fornecer ou consumir potência reativa Q .
- Proteger o sistema de excitação contra sobreaquecimento e operação da excitatriz em região não linear com fluxo de campo em saturação. Esta função é executada pelos limitadores de subexcitação e limitador de operação em saturação V/Hz.

- Para o caso de topologia com vários geradores operando em paralelo, promover a divisão proporcional de responsabilidade de fornecimento ou consumo de potência reativa Q em relação a situação de carga em cada um dos geradores, através do circuito compensador de carga e transdutor de tensão.
- Para um distúrbio ou acréscimo de demanda da rede, reconhecer a variação nos terminais do gerador em relação ao ajuste de tensão de referência e promover uma correção de erro de forma a estabilizar a tensão nos terminais. Esta função é executada pelo regulador automático de tensão através da medição da tensão nos terminais do gerador.

Assim sendo, um incremento de potência demandada pela carga elétrica indutiva, por exemplo, um degrau de corrente demandada ao gerador $\dot{I}_a$, se traduz em um aumento de queda de tensão na armadura $\Delta \dot{V}_a$. Visto que a resposta da turbina é lenta comparada com as outras constantes de tempo elétricas, o módulo da tensão interna $|\dot{E}_a|$ permanece constante inicialmente. Para comportar este aumento de queda de tensão de armadura, a tensão nos terminais do gerador $\dot{V}_\phi$ diminui e provoca um movimento de abertura do ângulo do rotor δ . Pela Figura 4.3, esta tensão diminuída $\dot{V}_\phi$ nos terminais do gerador é medida pelo transdutor de tensão e enviada ao regulador de tensão automático que aumenta a corrente de campo I_F e, conseqüentemente, o fluxo no gerador Φ , a tensão de campo E_{FD} e a tensão interna do gerador $\dot{E}_a$, que desta forma restabelece a tensão $\dot{V}_\phi$ nos terminais do gerador.

4.1.2 Transformadores de potência

Os transformadores de potência são necessários para compatibilizar a tensão da rede de alta tensão CA com a tensão necessária à operação do sistema de transmissão VSC-HVDC. Quanto a distribuição de energia elétrica para consumo, os transformadores também condicionam a tensão para as necessidades das cargas de média e baixa tensão.

Os transformadores são elementos passivos e bidirecionais, ou seja, excetuando-se aqueles com ajuste de derivação sob carga, eles não são controlados

na tensão CA e permitem passagem de potência do primário para o secundário e vice-versa. Estas características os tornam adequados para a operação bidirecional (em relação ao fluxo de potência) a ser desenvolvido no estudo de casos desta dissertação.

Nas simulações deste trabalho, são adotados transformadores sem ajuste sob carga de posição de derivação no enrolamento. Isto representa a especificação de ajuste de tensão do enrolamento mais usual dos sistemas de geração para transformadores elevadores. Além disso, os transformadores dos conversores estão dimensionados com a mesma potência dos conversores do VSC-HVDC e, desta forma, não serão submetidos a operação em sobrecarga, portanto, não se considerou efeito de saturação nos mesmos.

Como o foco deste trabalho é o comportamento do sistema VSC-HVDC após algumas dezenas de segundos pós-energização, o modelo fasorial dos transformadores, indicado na Figura 4.4, se presta bem ao propósito do estudo de casos desta dissertação.

Figura 4.4 – Modelo fasorial do transformador referido ao primário.

$\dot{V}_p$:	Tensão no primário [kV]	a :	Relação de transformação de tensão
$\dot{I}_p$:	Corrente no primário [kA]	R_s :	Resistência no secundário [Ω]
X_p :	Reatância no enrolamento primário [Ω]	X_s :	Reatância no secundário [Ω]
R_c :	Resistência no núcleo [Ω]	$\dot{V}_s$:	Tensão no secundário [kV]
X_m :	Reatância de magnetização [Ω]	$\dot{I}_s$:	Corrente no secundário [kA]

Fonte: Adaptado de Chapman (2005, p. 88)

O fator de potência das cargas, alimentadas pelos transformadores, produz um efeito relevante na regulação de tensão. As cargas consideradas no estudo de casos

desta dissertação possuem fator de potência indutivo, constituindo na situação mais comum nos sistemas de distribuição industriais.

Para os transformadores abaixadores, alimentando cargas com fator de potência indutivo fixo, o comportamento da tensão segue uma reta semelhante a indicada na Figura 4.5 em que, quanto maior a carga sobre o transformador, maior é a regulação de tensão, ou seja, maior a queda de tensão percentual entre o valor p.u. da tensão no primário e o valor nominal do secundário.

Figura 4.5 – Exemplo de curva de regulação de tensão versus corrente.

Fonte: Traduzido exemplo de Chapman (2005, p.108)

No entanto, para os transformadores de potência que estão em série com os conversores VSC, a potência reativa passante pode ser controlada pelo próprio sistema de controle do sistema de transmissão VSC-HVDC. O controle de potência reativa Q do VSC-HVDC permite flexibilidade na operação com corrente atrasada (indutiva) ou adiantada (capacitiva) ou até mesmo com fator de potência unitário, conforme ajuste do operador.

Pelo exemplo da Figura 4.5, caso o VSC-HVDC seja ajustado para operar com fator de potência capacitivo de 0,8, um aumento de corrente no transformador provoca regulação quase nula no transformador, ou seja, quase não existe queda de tensão percentual entre o valor p.u. da tensão no primário e o valor nominal do secundário.

Assim sendo, o comportamento usual de aumento de queda de tensão nos transformadores, sempre que houver aumento de carga, nem sempre é verdadeiro quando se trata de transformadores em série com VSC-HVDC controlando reativos.

4.2 MODELAGEM DO SISTEMA EM CORRENTE CONTÍNUA

A modelagem do sistema VSC-HVDC é executada sobre os seus componentes, ou seja, o circuito de transmissão de energia em CC e os conversores VSC.

4.2.1 Circuito de transmissão em corrente contínua

Existem três formas principais de transmissão em HVDC: por linha aérea, por cabo subterrâneo ou por cabo submarino.

Nas simulações deste trabalho foi considerado transmissão HVDC por cabo submarino coaxial unipolar. O retorno de corrente CC também é por cabo metálico unipolar.

Para cabo submarino CA de linhas curtas, a modelagem pode ser feita com o modelo π com desacoplamento entre pólos (DOMMEL, 1996). O acoplamento entre o outro cabo monopolar das outras fases pode ser ignorado pois estes são normalmente instalados no leito oceânico afastados entre si para se evitar que âncoras de embarcações danifiquem os dois cabos unipolares na mesma puxada.

Figura 4.6 – Modelo π do cabo submarino coaxial em CA.

A malha 1 é formada pelo condutor monopolar e o retorno pela blindagem.

A malha 2 é formada pela blindagem e o retorno pela armadura.

A malha 3 é formada pela armadura e o retorno pela água do mar ou terra.

Fonte: Adaptado de Dommel (p.5-9, 1996)

Cabos submarinos HVDC também podem ser modelados através da segmentação do comprimento total do circuito em vários modelos π , conforme indicado na Figura 4.6.

As impedâncias indicadas no modelo π são definidas como:

Z'_{11} : Impedância própria da malha 1, que é igual à soma de $Z'_{CONDUTOR-BLINDAGEM} + Z'_{ISOLANTE\ 1} + Z'_{BLINDAGEM-CONDUTOR}$ [Ω];

Z'_{12} : Valor negativo de impedância mútua (por unidade de comprimento) da blindagem tubular entre o interior da malha 1 e o exterior da malha 2 [Ω];

Z'_{22} : Impedância própria da malha 2, que é igual à soma de $Z'_{BLINDAGEM-ARMADURA} + Z'_{ISOLANTE\ 2} + Z'_{ARMADURA-BLINDAGEM}$ [Ω].

O APÊNDICE A detalha o equacionamento do modelo do cabo CC (DOMMEL, 1996).

Para cabo submarino CC, as seguintes particularidades são aplicáveis:

- Corrente CC não produz efeito pelicular no cabo e, portanto, a resistência CC é menor do que em CA para a mesma seção de cabo;
- Em regime permanente, CC não produz queda de tensão por indutância;
- Durante a energização da linha HVDC as harmônicas e variação de corrente causadas pela elevação de tensão CC nos instantes iniciais geram uma queda de tensão por indutância no cabo.
- A blindagem e armadura são equipotencializadas em ambas as pontas, a cobertura da armadura não é projetada para ser isolante (apenas uma proteção mecânica) e permite que a armadura esteja no mesmo potencial que a água do mar. Os outros cabos unipolares estão instalados normalmente muito distantes entre si para evitarem serem capturados por âncoras de embarcações na mesma puxada e, portanto, o acoplamento mútuo entre eles é desprezível. Estas premissas que levaram à representação do modelo π simples para cabo submarino em CA são as mesmas para o cabo submarino em CC.

O PSCAD® executa seus cálculos através de um software chamado EMTDC®, que realiza os cálculos de transmissão em CC através de quatro modelos e algoritmos:

- Modelo de seção π que é processado no algoritmo interno do EMTDC®;

- Modelo de parâmetro distribuído a frequência única (Bergeron) com correção CC;
- Modelo de parâmetro distribuído dependente de frequência no domínio modal com correção CC;
- Modelo de parâmetro distribuído dependente de frequência no domínio de fase (*vector fitting*) com correção CC.

Sistemas de transmissão curtas podem ser representadas com razoável precisão por um circuito simples π contendo uma impedância série e duas admitâncias de derivação nos extremos do circuito (JAYASINGHE, 2010). Observa-se que esta descrição equivale ao modelo π da Figura 4.6 definido por Dommel (p.5-9, 1996).

Linhas longas podem ser definidas como qualquer linha excedendo 200 a 250 km em comprimento, embora isto seja aberto a interpretações. (JAYASINGHE, 2010). Nas simulações deste trabalho, o comprimento do circuito HVDC submarino é de 74 km e, portanto, é possível utilizar o modelo π para sua representação.

Cabo submarino coaxial no modelo disponibilizado pelo software de simulação PSCAD®, é constituído pelas seguintes camadas e variáveis a serem inseridas:

- Condutor metálico (espessura, tipo de material)
- Isolação 1 (raio de isolamento, tipo de material de isolamento)
- Blindagem (espessura, tipo de blindagem)
- Isolação 2 (raio de isolamento, tipo de material de isolamento)
- Armadura (espessura, tipo de armadura)
- Isolação 3 (raio de isolamento, tipo de material de isolamento)
- Além disso, é necessário inserir outros parâmetros também:
- Profundidade do cabo
- Resistividade do meio (água salgada)
- Distância entre o cabo com pólo positivo e o negativo

O comprimento mínimo do cabo submarino (circuito) para aplicações subsea em HVDC é em torno de 50 km. (KOLLURI et al., 2016). O circuito de transmissão HVDC adotado nas simulações (74 km) atende ao requisito mínimo de comprimento.

4.2.2 Modelagem de Conversores MMC para sistemas HVDC

Conversores VSC do tipo MMC possuem internamente 6 braços: 3 superiores e 3 inferiores. Cada braço é formado por centenas de submódulos ligados em série.

Submódulos podem ter seus componentes internos arranjados conforme oito diferentes configurações (ELSEROUGI, 2016).

- Meia ponte
- Ponte completa
- Ponte completa modificada
- Célula mista
- Célula mista modificada
- Duplo clamp
- Submódulo assimétrico
- Submódulo cruzado

Nesta dissertação serão apresentados apenas os dois primeiros que utilizam pequena quantidade de transistores por submódulo, característica que os tornam configuração dominante na tecnologia VSC-HVDC vigente.

4.2.2.1 Conversor meia-ponte

A Figura 4.7 mostra o submódulo com configuração meia-ponte, onde este é composto por capacitor (E), transistores IGBT (T1 e T2) e diodos (D1 e D2). O chaveamento dos transistores permite a obtenção de dois níveis de tensão na saída do submódulo.

Figura 4.7 – Meia-ponte.

Fonte: Adaptado de Elserougi (2016)

Em condições de regime permanente, o capacitor está sempre carregado com uma tensão CC sem reversão de polaridade.

Os submódulos meia-ponte podem ser ligados em série constituindo um braço completo de conversor da tecnologia MMC-VSC-HVDC. (ABILDGAARD e MOLINAS, 2012).

Os submódulos meia-ponte também são aplicados na tecnologia CTL-VSC-HVDC. A diferença em relação ao MMC-VSC-HVDC é que o braço do conversor é constituído por dois segmentos. Um dos segmentos é uma ligação em série de submódulos meia-ponte semelhante à tecnologia MMC-VSC-HVDC; e o outro segmento é um filtro de segunda harmônica com capacitor central comum ao braço superior e inferior de cada fase do conversor. Este filtro central permite um aumento de tensão de saída do conversor pois elimina a necessidade de controlador para supressão de corrente de circulação no sistema de controle do conversor do HVDC. (JACOBSON et al., 2010).

4.2.2.2 Conversor ponte completa

Na Figura 4.8 observa-se que quando T1 e T3 ou T2 e T4 estão ligados, ocorre o by-pass do submódulo e quando T1 e T2 estão ligados, os terminais do submódulo enxergam a tensão E do capacitor.

Figura 4.8 – Ponte completa.

Fonte: Adaptado de Elserougi (2016)

A ponte completa é estudada juntamente com a disposição de transistores em série constituindo o braço de um conversor do tipo HML-VSC-HVDC. Uma das vantagens observadas é que durante uma falta CC o conversor é capaz de ao mesmo tempo fornecer reativos ao lado CA enquanto suprime a falta CC pelo submódulo tipo ponte completa, tornando esta tecnologia promissora na aplicação em redes HVDC multiterminais (HASSAN, 2011).

A configuração de ponte completa indicada na Figura 4.8 é capaz de transferir maior potência, ao custo de maior quantidade de transistores IGBT por submódulo, e também consegue bloquear falta em corrente contínua. No entanto, esta configuração não é muito comum. Sabe-se que até 2015 a ponte completa em sistema VSC-HVDC ainda não tinha sido implementada comercialmente (JOVCIC, 2015).

Por este trabalho não estar focado em estudo de bloqueio e supressão de curto circuito CC e em sistemas HVDC multiterminais, as simulações deste trabalho são efetuadas em modelo de conversor MMC com submódulos do tipo meia ponte (com dois níveis), conforme indicado na Figura 4.7.

Figura 4.9 – Conversor MMC com submódulo em meia ponte.

Fonte: Perez et al. (2015)

A Figura 4.9 mostra conversor MMC com cada um dos submódulos (SM) ligado em série nos 6 braços do conversor.

Na Figura 4.9(a) observa-se um detalhe do submódulo tipo meia-ponte contendo capacitor, transistores IGBT, diodos e chave de by-pass.

O sinal de disparo dos transistores IGBT1 e IGBT2 define o período em que os terminais do submódulo se mantém entregando tensão V_c , conforme indicado na Figura 4.9(b).

Na Figura 4.9(c), para cada fase existe um braço superior e um inferior. Cada braço é composto por submódulos que são conectados em série, resultando múltiplas possibilidades de níveis de tensão. Desta topologia se origina a nomenclatura do conversor modular multinível.

Na Figura 4.9(d), observa-se que a sequência de disparos de todos os transistores dos submódulos permite converter a forma de onda da tensão CC em tensão CA senoidal. Na prática é necessário em cada braço algumas centenas de

submódulos para que a onda resulte uma forma senoidal quase sem harmônicas, eliminando a necessidade de filtros, uma das vantagens da tecnologia MMC.

4.2.3 Técnicas de modulação para conversões multiníveis

Existem várias técnicas de modulação desenvolvidas na área de eletrônica de potência, que inicialmente foram projetadas para operar com conversores a fonte de corrente (CSC) e depois do aparecimento da tecnologia de conversores a fonte de tensão (VSC) foram adaptados e também utilizados. Outras foram já inteiramente desenvolvidas para operar com conversores MMC. Segue algumas das técnicas de modulação (PEREZ et al., 2015):

- Modulação em comprimento de pulso (PWM), cuja principal desvantagem do método, quando empregado em conversores multiníveis, são as altas frequências de chaveamento baseadas em sinal de portadora de onda triangular, que provocam perdas excessivas nas chaves de potência a transistores.
- Modulação a vetores espaciais (*Space Vector*), cuja principal desvantagem é que quando a quantidade de níveis do conversor é grande, nos conversores MMC comerciais pode chegar a ser maior que 200 níveis, a complexidade do algoritmo cresce exponencialmente.
- Eliminação de harmônica seletiva (SHE), que, embora produza baixa frequência de chaveamento de transistores, também possui algoritmo complexo para conversores com níveis elevados em relação ao processo de busca de ângulos de chaveamento.
- Modulação por escada (*staircase*), também conhecido como controlador a nível mais próximo (NLC), cuja principal vantagem é a baixa frequência de chaveamento de transistores de potência e simplicidade de implementação. Baixa frequência de chaveamento na modulação é o mais recomendado devido ao alto número de níveis normalmente presente em um conversor multiníveis.

Pelas vantagens mencionadas (PEREZ et al, p. 8, 2015), a técnica adotada nas simulações desta dissertação foi a de controlador de nível mais próximo (NLC).

A Figura 4.9(d) mostra o princípio de funcionamento desta modulação. Uma saída fase-neutro de um conversor inversor trifásico que possui entrada em tensão constante V_{cc} proveniente do HVDC e tensão de saída senoidal $V_{ca}(t)$. A cada instante se compara uma referência senoidal $V_{ref}(t)$ internamente gerada pelo controle NLC com a tensão medida na saída do conversor $V_{ca}(t)$. Caso a tensão medida $V_{ca}(t)$ esteja abaixo da tensão senoidal de referência $V_{ref}(t)$ por uma diferença de passo correspondente a tensão capacitiva V_c de um submódulo, um submódulo adicional recebe comando de ligar para contribuir com a formação da forma de onda senoidal $V_{ca}(t)$. Caso a tensão medida $V_{ca}(t)$ esteja instantaneamente acima da tensão de referência senoidal $V_{ref}(t)$, um submódulo será ordenado pelo sistema de controle do conversor para se entrar em estado de by-pass (tensão de saída do submódulo igual a zero) até que a tensão medida volte a aumentar. A tensão de saída do conversor inversor $V_{ca}(t)$ é instantaneamente monitorada para seguir o sinal de referência senoidal. Nas outras duas fases ocorre o mesmo princípio, mas os sinais de referência, com mesma amplitude da anterior, são defasados em cento e vinte graus para se gerar tensão trifásica equilibrada.

Nas Figuras 4.9(c) e (d) observa-se que a quantidade de submódulos e valor de tensão CC de cada submódulo deve ser suficiente para se percorrer toda a extensão de pico superior e inferior da tensão senoidal de saída $V_{ca}(t)$. Neste trabalho, a modelagem do MMC para simulação demandou 200 unidades submódulos por fase. O modulador NLC do sistema MMC-HVDC também foi modelado e submetido à simulação através do software PSCAD.

4.2.4 Modelagem do sistema de transmissão VSC-HVDC

O sistema VSC-HVDC a dois terminais possui nos seus extremos dois conversores CA/CC. Sendo um sistema dependente de conversão de forma de onda CA em CC e vice-versa, o sistema de transmissão VSC-HVDC a dois terminais é modelado com uma parte central em CC e duas partes em CA, conforme se observa na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Modelo equivalente de VSC-HVDC monopolar simétrico de dois terminais.

C_d : capacitância equivalente do conversor acrescido de um quarto da capacitância do cabo CC [F];

u_{d1} e u_{d2} : tensão CC nos terminais 1 e 2 [kV];

P_{c1} : potência ativa do terminal 1 para o terminal 2 [MW];

P_{c2} : potência ativa do terminal 2 para o terminal 1 [MW];

r_d : resistência do cabo [Ω];

L_d : indutância do cabo [Ω].

Fonte: Adaptado de Chao, Xiaoxin e Ruomei (2006)

a) Equação da corrente CC do HVDC:

Pela Figura 4.10, a linha de transmissão em CC pode ser equacionada considerando a existência de uma resistência e indutância dos condutores metálicos ao longo de toda a sua extensão (CHAO, XIAOXIN e RUOMEI, 2006, p. 2, tradução nossa).

$$\frac{2L_d}{R_b} \frac{di_d}{dt} = u_{d1} - u_{d2} - 2r_d i_d \quad (6)$$

onde:

L_d : Indutância do cabo [H];

R_b : Resistência de base [Ω];

u_{d1} : Tensão CC no terminal 1 [pu];

u_{d2} : Tensão CC no terminal 2 [pu];

r_d : Resistência do cabo CC [pu].

i_d : Corrente no cabo CC [pu].

Supondo-se, na equação (6), desprezíveis as correntes harmônicas geradas no lado CC pelos conversores MMC em regime estacionário, a corrente i_d que passa na linha em CC é definida como:

$$i_d = \frac{u_{d1} - u_{d2}}{2.r_d} \quad (7)$$

onde:

u_{d1} : Tensão CC no terminal 1 [pu];

u_{d2} : Tensão CC no terminal 2 [pu];

r_d : Resistência do cabo CC [pu].

No circuito CC equivalente, durante a energização do sistema MMC-HVDC, gradualmente a capacitância equivalente (inicialmente descarregada) acumula energia, a tensão na linha CC aumenta e, caso consiga se estabilizar, a corrente CC pode ser calculada pela equação anteriormente descrita.

b) Equação da corrente CA do HVDC:

Visto que a tecnologia MMC-HVDC permite a operação com fluxo bidirecional, cada conversor MMC pode funcionar como retificador ou inversor dependendo da direção do fluxo de potência.

Pela Figura 4.10, a corrente I_{s1} que sai do conversor s1 em CA pode ser calculada como (CHAO, XIAOXIN e RUOMEI, 2006, p. 2, tradução nossa):

$$I_{s1} = \frac{U_{c1} |(\delta_{s1} - \delta_1) - U_{s1} |(\delta_{s1})}{R_{c1} + jX_{c1}} \quad (8)$$

onde:

U_{c1} : Tensão CA interna do conversor s1 [kV];

| : Operador para indicação do ângulo de fase;

δ_{s1} : Fases da tensão na rede CA [rad];

δ_1 : Ângulo de transferência de potência do conversor s1 [rad];

U_{s1} : Tensão na rede CA [kV];

$R_{c1} + jX_{c1}$: Impedância equivalente do conversor 1, incluso as impedâncias do reator e do transformador do conversor. $[\Omega]$.

A corrente I_{s2} pode ser calculada de forma simetricamente similar.

Observa-se no modelo equivalente que a reatância X_{c1} não é fixa. O conversor MMC, podendo controlar o tempo de disparo dos transistores IGBT, está variando a magnitude da reatância X_{c1} e, em última análise, o ângulo de transferência de potência δ_1 .

Nota-se no modelo equivalente que visto pelo lado CA, os conversores são vistos como fonte de tensão de magnitude U_{c1} e U_{c2} . Deste fato se origina a denominação do MMC-HVDC como tipo VSC, ou seja, baseado em conversor a fonte de tensão.

Este modelo equivalente é interessante para se analisar qualitativamente o comportamento do sistema MMC-HVDC. No entanto, nas simulações efetuadas para fins de obtenção de dados quantitativos, os controladores MMC foram modelados no software PSCAD® considerando seus componentes internos (submódulos do MMC com capacitores e transistores IGBT, sistemas de medição, modulador de nível mais próximo (NLC) e estratégias de controle.

5 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE SISTEMAS HVDC

Existem duas categorias de processamento dos sinais de entrada para controle e atuação do modulador do conversor:

- controle escalar (também chamado de direto);
- controle vetorial.

Nos itens a seguir serão apresentadas as características de controle do conversor.

5.1 CONTROLE ESCALAR DE CONVERSORES VSC

Controle escalar, embora não seja a forma de controle utilizada nos sistemas atuais de VSC-HVDC, é muito convenientemente simples para se iniciar o aprendizado de sistemas de controle para HVDC. Através do entendimento das limitações deste tipo de controle é possível entender o motivo de nos dias atuais o tipo de controle tenha migrado para o desacoplamento de eixos através de transformada de Park, que conjugado com novas técnicas de modulação (por exemplo a de controle de nível mais próximo NLC) constituem a solução vigente para sistemas de controle e modulação de VSC-HVDC.

A Figura 5.1 ilustra o mecanismo de controle escalar de potência e de tensão CA de um retificador do tipo VSC.

Figura 5.1 – Modelo do retificador tipo fonte de tensão visto pela rede CA.

Fonte: Adaptado de Sood (2004)

Na Figura 5.1(a) está representado a parte CA do modelo equivalente do retificador do tipo fonte de tensão semelhante ao modelo equivalente da Figura 4.10 mas desconsiderando-se as resistências por serem desprezíveis. O transformador S_{tr} do conversor foi representado em separado e a reatância X_n do conversor, conforme visto anteriormente, é parcialmente ajustável pelo controle de disparo (comutação) dos transistores IGBT.

Na Figura 5.1(b) está representado o diagrama fasorial que mostra uma defasagem angular δ entre a tensão de entrada e tensão interna do conversor.

A Figura 5.1(c) mostra a curva da potência ativa fornecida ao retificador pela rede CA em função do ângulo de transferência de potência δ . A potência ativa transferida P obedece à seguinte equação:

$$P = \frac{V_n^2}{X_n} \cdot \mu \cdot \sin \delta \quad (9)$$

onde:

V_n : Módulo da tensão fase-neutro nos terminais de alta tensão do transformador [p.u.];

X_n : Reatância do indutor mais a reatância de comutação normalizada [p.u.];

μ : Relação de tensão interna do conversor e tensão fase-neutro nos terminais do transformador;

δ : Ângulo de transferência de potência [rad].

A Figura 5.1(d) mostra o gráfico de potência ativa P versus reativa Q .

A circunferência representa a curva de capacidade do HVDC.

A potência ativa transferida Q obedece à seguinte equação:

$$Q = \frac{V_n^2}{X_n} \cdot [(1 - (\mu + \cos \delta))] \quad (10)$$

onde:

V_n : Módulo da tensão fase-neutro nos terminais de alta tensão do transformador [p.u.];

X_n : Reatância do indutor mais a reatância de comutação normalizada [p.u.];

μ : Relação de tensão interna do conversor e tensão fase-neutro nos terminais do transformador;

δ : Ângulo de transferência de potência [rad].

Observa-se das equações de potência ativa e reativa que variando o ângulo δ de transferência de potência ocorre não só uma variação de potência ativa mas também de potência reativa. Para se obter um determinado ponto de operação (P , Q) é necessário uma combinação acoplada de δ e μ . Este acoplamento da potência ativa P com Q é uma limitação do controle escalar. Para se desacoplar o controle de

potência ativa e reativa e torná-los independentes, a tecnologia MMC-HVDC faz uso de transformadas de Park.

A Figura 5.1 também mostra o seguinte:

- O controle de tensão V em CA é realizado primariamente através do controle de potência reativa Q .
- O conversor pode operar tanto como retificador (potência ativa positiva) ou como inversor (potência ativa negativa). O conversor pode operar fornecendo reativos (Q positivo) ou consumindo reativos (Q negativo). Desta forma, a operação pode ocorrer nos quatro quadrantes da curva de capacidade do conversor. Esta característica permite a operação bidirecional do conversor. No exemplo específico, o conversor opera como retificador (P positiva) e está ajustado para $Q=0$.
- O modelo do conversor inversor é similar ao retificador, exceto que a sua potência ativa P é negativa. O modelo do conversor inversor não será, portanto, redesenhado nesta dissertação.

O modelo do conversor apresentado na Figura 5.1 permite a análise qualitativa do que ocorre na operação do sistema HVDC e por isso a sua importância no entendimento dos mecanismos de controle do HVDC. No entanto, nas simulações desta dissertação, que visam à obtenção de dados quantitativos, é necessário a modelagem do sistema de controle do VSC-HVDC.

Figura 5.2 – Controle escalar.

Fonte: Adaptado de ETT et al. (2011)

A Figura 5.2 mostra o controle escalar que processa as variáveis elétricas medidas e valores de referência de ajuste, aplica controle proporcional-integral (PI) e

entrega ao modulador do conversor o índice de modulação μ e o ângulo δ de transferência de potência.

Figura 5.3 – Controle escalar de P, Q, Vca e Vcc.

Fonte: Adaptado de ETT et al (p.172, 2011), Liu, Han e Chen (p.1-4, 2009) e Sood (p.160, 2004)

A Figura 5.3 mostra quatro tipos de controle escalar onde uma variável ajustada como referência serve para balizar o cálculo do erro frente a correspondente variável medida. O erro é processado em um controlador proporcional-integral e suavizado por

um controlador de amortecimento (filtro) resultando um sinal limitado de saída de uma variável controlada.

Na Figura 5.3(a) o controle de potência ativa P tem como sinal de saída δ , que é o ângulo entre a tensão externa CA do conversor e sua tensão interna CA, também conhecido como ângulo de transferência de potência.

Na Figura 5.3(b) o controle de potência reativa Q tem como sinal de saída μ , que é a magnitude de modulação de amplitude de tensão CA.

Na Figura 5.3(c) o controle de tensão alternada V_{ca} também tem como sinal de saída a magnitude de modulação μ de amplitude de tensão CA.

Na Figura 5.3(d) o controle de tensão contínua V_{cc} tem como sinal de saída δ , que é o ângulo de transferência de potência.

As variáveis de saída dos controles são encaminhadas ao modulador PWM que se encarrega de chavear os transistores IGBT para geração das variáveis elétricas na magnitude e ângulos solicitados.

5.2 CONTROLE VETORIAL DE CONVERSORES VSC

Conversores VSC mais recentes possuem controle do tipo vetorial.

Figura 5.4 – Controle vetorial.

Fonte: Adaptado de Bajracharya (2008, p.16)

A Figura 5.4 mostra o controle vetorial que processa as variáveis elétricas medidas e valores de referência de ajuste, realiza o desacoplamento dessas variáveis elétricas através de transformação de Park (de base abc para base rotativa dq e vice-versa), captura o ângulo de fase da tensão de saída e entrega aos moduladores os sinais de magnitude de tensões (V_a , V_b , V_c) e ângulo de fase das tensões (δ_a , δ_b e δ_c).

Na Figura 5.4 o controle interno corresponde ao controle de corrente desacoplada. O controle externo corresponde ao controle de potências e correntes. Conversores VSC podem operar tanto na região retificadora quanto inversora pois são bidirecionais.

Duas funções de entrada como potência ativa e reativa carregam em suas componentes, variáveis comuns às duas funções. Alterando-se a referência de uma das funções de entrada, a outra função de entrada é influenciada pela atuação das variáveis comuns. Existe, portanto, um acoplamento entre as duas funções. Em um sistema de controle, este acoplamento muitas vezes não é desejado, pois não permite uma relação direta e exclusiva de ação de controle e efeito na grandeza controlada. O controle vetorial realiza um desacoplamento de suas variáveis de entrada, eliminando a influência de variáveis comuns. Este desacoplamento é realizado no controle vetorial através de transformadas de Park (abc/dq).

Nesta dissertação foi escolhido nas simulações o controle do tipo vetorial nos conversores VSC.

Figura 5.5 – Modelo de controle vetorial de conversor VSC operando como inversor.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016) e Sood (2004)

A Figura 5.5 mostra de forma integrada o sistema de controle vetorial do conversor VSC do tipo MMC, o modelo equivalente do conversor operando como inversor, o diagrama fasorial correspondente ao modelo equivalente, o gráfico de potência versus ângulo de transferência de potência e o gráfico de capacidade do conversor VSC do tipo MMC.

A Figura 5.5(a) mostra o fluxo de dados entre os subsistemas de controle conforme modelagem implementada no PSCAD®. Observa-se no APÊNDICE B que, primeiramente, as tensões e correntes trifásicas nos terminais de saída CA do conversor inversor são medidas e encaminhadas ao sistema de controle do conversor VSC, onde são inicialmente recebidos e submetidos a pré-processamento no subsistema de cálculo de tensão, malha de captura de fase (PLL) e transformação de Park. Deste pré-processamento resultam as seguintes variáveis medidas, transformadas ou calculadas:

$V_{CA1_mag_pu}$:	Magnitude de tensão medida na rede CA [p.u.];
P_{d_pu} :	Potência ativa medida na rede CA [p.u.];
Q_{d_pu} :	Potência reativa medida na rede CA [p.u.];
V_{d_pu}	Tensão e corrente de eixo direto originado de transformação de Park das tensão trifásicas medidas na rede CA [p.u.];
I_{d_pu} :	
V_{q_pu} :	Tensão e corrente de eixo de quadratura originado de transformação de Park das tensão trifásicas medidas na rede CA [p.u.];
I_{q_pu} :	
δ_{PLL} :	Ângulo de fase obtido pela malha de captura de fase (PLL) da medição trifásica das tensões trifásicas na rede CA, já adicionado da defasagem angular nominal do transformador do conversor [rad].

Em seguida, os dados de entrada tratados são submetidos aos demais subsistemas de processamento de controle específicos:

- Controle externo de potência ativa;
- Controle externo de tensão CC;
- Controle externo de tensão CA;

- Controle externo de potência reativa;
- Controle externo de droop de PVca;
- Controle externo de ilhamento;
- Controle interno vetorial de corrente desacoplada.

Maiores detalhes dos controles da Figura 5.5(a) são descritos nas próximas seções.

A Figura 5.5(b) mostra o modelo equivalente do conversor operando como inversor. O sistema de controle entrega ao modulador o sinal de referência do módulo da tensão de saída do VSC e o ângulo de transferência de potência referenciado ao ângulo obtido pela captura de fase ou ao gerado pelo oscilador VCO (oscilador controlado por tensão).

A Figura 5.5(c) mostra o diagrama fasorial do modelo equivalente. O ângulo δ de transferência de potência entre a tensão interna e a tensão de saída do inversor, determinam a quantidade de potência a ser entregue à carga na saída deste.

A Figura 5.5(d) mostra a característica senoidal de transferência de potência determinada pelo ângulo de transferência de potência.

A Figura 5.5(e) mostra o gráfico de capacidade do conversor. O ponto de operação (P,Q) é determinado pelo ângulo de transferência de potência δ e a tensão V_{abc} calculados pelo sistema de controle do VSC.

Devido ao desacoplamento da corrente nos eixos direto e de quadratura, diferentemente do controle do tipo escalar, o controle de Q no controle vetorial ocorre independente do controle de P. Não existe a deflexão do controle de reativo Q, à medida que se varia o controle de potência ativa P, como se observa no controle escalar da Figura 5.1(d).

5.2.1 Controle de eixo direto (d)

O controle de eixo direto, indicado na Figura 5.5(a), executa as seguintes opções de controle externo:

- Controle de potência ativa P
- Controle de tensão CC.

O controle de eixo direto tem como entrada as seguintes variáveis medidas e/ou transformadas: corrente de eixo direto I_d , corrente de eixo de quadratura I_q , tensão de eixo direto V_d , tensão de eixo de quadratura V_q , potência ativa P_{pu} e tensão CC medida E_{dc_pu} .

O ajuste do controle é feito nas seguintes variáveis: potência ativa de referência (P_{ref}), tensão CC de referência ($V_{dc_{ref}}$) e tensão máxima e mínima CC ($V_{dc_máx}$ e $V_{dc_mín}$).

Figura 5.6 – Controle externo de potência ativa P.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.6 mostra o controle de potência ativa realizado em função do ajuste de potência de referência que quando subtraído da potência ativa medida (P_{med}) resulta em erro de potência. Este erro é processado no controlador PI que entrega a corrente de eixo direto I_d do sistema VSC-HVDC.

Observa-se que existe um bloco de *droop* CC que realiza a inclinação do segmento de reta P versus Vcc. A inclinação CC é útil para alocar potência de redes multiterminais a terminais retificadores conforme a sua respectiva capacidade.

Figura 5.7 – Controle externo de tensão contínua Vcc.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.7 mostra a tensão de referência CC subtraída da tensão CC medida gerando um erro. Este erro é processado em um controlador PI gerando um sinal de corrente de referência do eixo direto id_{ref} . Nas simulações o controle de tensão CC é designado ao conversor conectado à rede infinita.

5.2.2 Controle de eixo de quadratura (q)

O controle de eixo de quadratura, indicado na Figura 5.5(a), executa três opções de controle externo:

- Controle de tensão CA (V_{ca}),
- Controle de droop PVca (inclinação da reta de potência ativa versus tensão alternada);
- Controle de potência reativa Q.

O controle de eixo de quadratura tem como entrada as seguintes variáveis medidas e/ou transformadas: tensão rms medida em pu (V_{rms1_med}), potência reativa pu (Q_{pu}), magnitude de tensão CA em pu ($V_{AC1_mag_pu}$).

O ajuste do controle é feito nas seguintes variáveis: tensão CA de referência (V_{ca_ref}) ou potência de referência pu (Q_{ref_pu}) e ganho da inclinação PVca.

Figura 5.8 – Controle externo de tensão alternada V_{ca} e inclinação de PV_{ca} .

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.8 mostra um ajuste de tensão alternada de referência $V_{ca\ ref}$ subtraída da sua respectiva medição $V_{rms1\ med}$ gerando um erro de V_{ca} que após processado por um controlador PI gera um sinal de potência reativa Q_{ref_ca} .

Adicionalmente, a estratégia de controle por inclinação da curva de potência ativa e tensão alternada (*droop* de PV_{ca}) é realizada pela soma de um sinal proporcional à potência reativa medida, à tensão CA de referência.

As estratégias que controlam a corrente do eixo direto, por exemplo, a estratégia de potência ativa P , não interferem nas estratégias que controlam o eixo de quadratura, por exemplo, a estratégia de tensão V_{ca} . Isto se deve ao desacoplamento de eixos proporcionado pela transformada de Park. Assim sendo, uma alteração no ajuste de potência ativa P do conversor não provoca alteração na tensão CA (V_{ca}) nos seus terminais e desta forma um segmento de reta horizontal ao eixo P representa bem este comportamento de desacoplamento de ajustes.

Quando se tem um conversor VSC (MMC) de um HVDC operando como inversor em paralelo com gerador local alimentando cargas locais é necessário um mecanismo auto-regulatório para distribuir a responsabilidade de fornecimento de potência na proporção da capacidade de cada agente gerador e inversor. Para um acréscimo de cargas, e consequente diminuição da tensão V_{ca} nas suas barras alimentadoras, deve ocorrer um aumento da oferta de potência para atendimento ao acréscimo de demanda. Uma das formas para obter isto é aplicar um ganho proporcional à potência reativa Q medida (em pu) e adicionar à malha de controle de tensão V_{ca} . O efeito disto é uma inclinação no segmento de reta PV_{ca} . Esta inclinação é obtida no sistema VSC-HVDC pela seleção da estratégia *droop* PV_{ca} e com o ajuste da inclinação pelo

ganho “*Droop Vca*” indicado na Figura 5.8. Esta estratégia de droop PVca é extensamente utilizada nas simulações pois é aplicável para alimentação de redes com paralelismo da geração local com o conversor VSC na função inversor.

Figura 5.9 – Controle externo de potência reativa Q.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.9 mostra o controle externo de potência reativa Q. Este controle pode executar duas estratégias de controle mutuamente excludentes através de chaveamento da seletora de estratégia. Se for selecionado a estratégia de controle de tensão alternada Vca, a malha de controle recebe o sinal da potência reativa de referência Qref_ca previamente calculada pela malha de controle de tensão CA. Este sinal de referência subtraído da potência reativa medida gera um erro que depois de processado pelo controle PI produz o sinal de corrente de referência no eixo de quadratura Iq_ref para o controlador interno de corrente desacoplada. Se for selecionado a estratégia de controle de potência reativa Q, a malha de controle recebe o ajuste de potência reativa Qref e subtrai do seu valor medido gerando um erro que depois de processado pelo controlador PI gera o sinal de corrente de referência no eixo de quadratura Iq_ref para o controlador interno de corrente desacoplada.

O controlador de potência reativa Q foi extensamente utilizado nas simulações para o controle de potência reativa Q do conversor conectado à rede CA infinita.

5.2.3 Controle de corrente desacoplada

O controle interno de corrente desacoplada, indicado na Figura 5.5(a), realiza o processamento no domínio dq das correntes de eixo direto I_{d_ref} e de quadratura de referência I_{q_ref} .

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.10 mostra o controlador de corrente desacoplada que gera as tensões de referência de eixo direto v_{d1} e de quadratura v_{q1} .

A sua modelagem dinâmica pode ser mais facilmente compreendida através de um diagrama equivalente em corrente contínua do circuito de controle.

Figura 5.11 – Diagramas equivalentes ao controlador de corrente desacoplada

Fonte: Autor

A Figura 5.11 indica os diagramas equivalente de controle de corrente direta e de quadratura, respectivamente.

Destes diagramas podem ser extraídas as seguintes equações de controle:

$$V_{d1} = -u_{d1} - w \cdot L_{pu} \cdot i_{q\ pu} + V_{d\ pu} \quad (11)$$

$$V_{q1} = -u_{q1} + w \cdot L_{pu} \cdot i_{d\ pu} + V_{q\ pu} \quad (12)$$

onde :

- V_{d1} : Tensão de eixo direto do conversor [pu];
- V_{q1} : Tensão de eixo de quadratura do conversor [pu];
- u_{d1} : Tensão de eixo direto sobre as reatâncias do transformador e do reator do conversor [pu];
- u_{q1} : Tensão de eixo de quadratura sobre as reatâncias do transformador e do reator do conversor [pu];
- w : Velocidade angular (medida pelo PLL) [rad/s];
- L_{pu} : Indutância do transformador e do reator de fase [pu];
- $i_{d\ pu}$: Corrente no eixo direto [pu];
- $i_{q\ pu}$: Corrente no eixo de quadratura [pu];

$V_{d\ pu}$: Tensão de eixo direto obtida de transformação de Park sobre a tensão CA medida na rede [pu];

$V_{q\ pu}$: Tensão de eixo de quadratura obtida de transformação de Park sobre a tensão CA medida na rede [pu];

As tensões de controle u_{d1} e u_{q1} são resultantes do PI da corrente direta $i_{d\ ref}$ e de quadratura $i_{q\ ref}$, recebidos das malhas de controle externo do conversor.

Os termos $w.L_{pu}$, multiplicados às correntes direta e de quadratura, são elementos aplicados para forçar o desacoplamento de eixos no controle de corrente.

O controle interno de corrente desacoplada é um dos elementos centrais do controle vetorial do conversor VSC. Todos os controles externos, exceto o controle de ilhamento, entregam os seus sinais de saída para que o controlador de corrente desacoplada possa processá-los e entregar os sinais de referência de tensão de eixo direto v_{d1} e de quadratura v_{q1} à transformada inversa de Park. Esta, por sua vez, realiza a geração de sinal de tensão no domínio abc ao modulador do conversor MMC.

5.2.4 Controle em modo de ilhamento

A estratégia de controle do HVDC no modo de ilhamento, indicada na Figura 5.5(a), se aplica a alimentação de carga passiva, ou seja, sistemas que não possuem geração.

Figura 5.12 – Controle em modo de ilhamento.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.12 mostra o controle do conversor para operação em modo de ilhamento.

Observa-se três componentes deste controle:

- Gerador de sinal de ângulo de referência pelo oscilador controlado por tensão (VCO) para a carga passiva;
- Fixador zero para tensão de eixo de quadratura V_q ;
- Controlador PI do eixo direto.

Cargas passivas não são capazes de gerar sinais de referência para o controle do HVDC e por isso estes sinais são sintetizados internamente pelo conversor do HVDC.

A frequência e fase de referência são sintetizados no gerador de sinal de ângulo de referência da seguinte forma:

- Gera-se um sinal auxiliar de tensão V_c proporcional a soma do ajuste manual de frequência e correção de frequência por *droop*.
- O oscilador controlado por tensão gera um ângulo de referência (δ_{VCO}) proporcional ao sinal auxiliar.

- O ângulo de referência (δ VCO) é processado, caso a estratégia de ilhamento seja selecionada, pelo modulador do conversor.

Na Figura 5.12 também é possível observar que a tensão no eixo de quadratura V_{q_ILHA} é fixada no valor zero. O motivo para esta fixação em zero pode ser entendido pelas equações a seguir (YAZDANI e IRAVANI, 2010):

$$P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) \quad (13)$$

$$Q = \frac{3}{2} (-V_d i_q + V_q i_d) \quad (14)$$

onde:

P : Potência transferida pelo conversor [p.u.];

V_d : Tensão de eixo direto [p.u.];

i_d : Corrente de eixo direto [p.u.];

V_q : Tensão de eixo de quadratura [p.u.];

i_q : Corrente de eixo de quadratura [p.u.];

Q : Potência reativa transferida pelo conversor [p.u.].

Impondo-se valor zero para a tensão de referência de quadratura V_q , conforme indicado na Figura 5.12, as equações de potência do conversor tornam-se simplificadas (YAZDANI e IRAVANI, 2010):

$$P = \frac{3}{2} (V_d i_d) \quad (15)$$

$$Q = -\frac{3}{2} (V_d i_q) \quad (16)$$

A potência ativa e reativa demandada pela carga passiva, supondo tensão V_d fixa, determinará o valor das correntes de eixo direto e de quadratura desacopladas entre si. Assim sendo, na Figura 5.12, o fixador zero para tensão de eixo de quadratura V_q gera o desacoplamento de correntes nos eixos direto e de quadratura.

O controlador PI de eixo direto se encarrega do controle de tensão CA, para manutenção de tensão próxima a valores nominais da carga passiva.

A Figura 5.12 mostra o controle de tensão CA no modo de ilhamento. No domínio dq, o controle PI não processa valores eficazes. Assim sendo, a diferença entre o ajuste de tensão CA eficaz de referência ($V_{CA_{RMS\ FF\ ref}}$) e a medição de tensão CA

eficaz ($V_{RMS\ pu}$) é convertida, primeiramente, em tensão fase-neutro de pico para cálculo do erro CC, conforme a equação:

$$Erro\ CC\ de\ Vca_{pico\ FN} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot (Vca_{RMS\ FF\ ref} - V_{RMS1\ pu}) \quad (17)$$

O fator multiplicativo $\sqrt{2/3}$ se origina da conversão de valor eficaz fase-fase para valor eficaz fase-neutro ($1/\sqrt{3}$) e, posteriormente, de valor eficaz para valor de pico ($\sqrt{2}$). Em seguida, é realizado processamento proporcional-integral deste erro CC e adicionado a metade do valor da tensão Vcc medida no HVDC, para a obtenção da tensão de referência de eixo direto (V_d) para modo de ilhamento.

Não havendo erro CC, a tensão de referência de eixo direto (V_d) é igual a metade da tensão Vcc medida entre os pólos da linha HVDC, ou seja, é o máximo valor de pico que pode ser obtido pelo chaveamento dos submódulos de um braço (superior ou inferior) do conversor MMC sobre a tensão Vcc medida nos pólos do HVDC.

Essa tensão de referência de eixo direto (V_{d_ilha}) calculado pelo controlador de tensão Vca do modo de ilhamento, quando submetido à transformada inversa de Park, resulta na magnitude de pico das tensões no domínio abc ($V_{pico\ abc}$), a serem aportados na entrada do modulador NLC do conversor VSC do tipo MMC.

Em suma, o sistema HVDC a dois terminais, quando utilizado para alimentar cargas passivas e para operação estável em ilhamento, deve possuir a seguinte estratégia de controle:

O terminal VSC conectado ao lado da geração forte (barramento infinito), deve possuir seu retificador ajustado para controle de tensão CC e potência reativa Q.

O terminal VSC conectado ao lado da carga passiva, deve possuir seu inversor ajustado para controle de frequência e tensão CA.

Assim sendo, a potência passante no sistema de transmissão HVDC será determinada pela potência demandada da carga passiva. A frequência e tensão CA são mantidas próximas dos valores nominais da carga através da atuação do controle do conversor inversor do HVDC.

5.2.5 Seleção de estratégia de controle

O conjunto de escolhas dos tipos de controle conforme a aplicação ou variável controlada é designado estratégia de controle. O propósito da estratégia de controle

é obter uma performance estável e adequada operacionalmente do sistema de transmissão HVDC. Em cada terminal conversor é possível selecionar uma ou mais estratégias de controle. A estratégia de controle escolhida pode ser por variável elétrica controlada (potência ativa, reativa, tensão CA, tensão CC, frequência) ou por necessidade ocasionada pela topologia do sistema de potência CA.

As estratégias de controle por necessidade da topologia CA, indicadas na Figura 5.5(a) e modeladas no PSCAD® são:

- Estratégia de controle de *droop* (inclinação do seguimento de reta) de potência ativa e tensão CA (abreviado como *droop* de PVca), para necessidade de interligação de rede CA a outros sistemas CA com gerador.
- Estratégia de controle de ilhamento, para necessidade de alimentação de cargas CA terminais (por exemplo, cargas em ilhas isoladas ou locais distantes).

Segue alguns exemplos de seleção de estratégias de controle (ETT. et al., 2011):

- Na interligação de geração eólica, as malhas de controle de tensão CA, frequência e potência são designados ao controle do retificador e as malhas de controle de tensão CA e CC, ao inversor.
- Na interconexão de dois ou mais sistemas CA, ou seja, na aplicação em HVDC a dois terminais, o controle de tensão CC é designado ao retificador e o controle de potência e de tensão CA, ao inversor.

Para sistemas MMC-HVDC multiterminais, o controle de tensão CC é designado a um dos conversores e o controle de potência, aos demais terminais.

A seleção de estratégia de controle é composta por três chaves seletoras:

- Seletora entre estratégia de controle de potência ativa P e tensão CC.
- Seletora entre estratégia de controle de tensão CA e potência reativa Q.
- Seletora entre estratégia de ilhamento e não ilhamento.

Figura 5.13 – Seleção de estratégia de controle.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

A Figura 5.13 mostra que a chave seletora na posição ilha desabilita as estratégias de controle externo de potência ativa, tensão CC, tensão CA (inclusive inclinação PVca) e potência reativa. Na posição ilha a seletora direciona para o modulador do conversor o ângulo de transferência de potência δ gerado pelo oscilador VCO. A carga passiva de uma ilha não é capaz de criar frequência e ângulo δ . O

oscilador controlado por tensão VCO auxilia nesta criação de sinal de referência e defasagem angular para o modulador.

Quando a chave seletora está na posição não ilha, pode-se selecionar uma das posições entre as estratégias de controle de potência ativa P e tensão CC ou uma das posições entre as estratégias de controle de tensão CA e potência reativa. Na posição não ilha, a seletora direciona o ângulo medido pela malha de captura de fase (δ PLL) para o modulador (NLC).

A seleção de estratégia de controle cumpre um papel importante na metodologia de mapeamento de zonas operacionais como é explicado nas seções subsequentes.

5.2.6 Injeção de terceira harmônica

Nas tensões de referência senoidal para o modulador NLC, são injetados sinais de terceira harmônica. Os benefícios desta injeção de harmônicas são a diminuição de perdas (11%), a redução de capacitância do submódulo do MMC em 24% e a redução de corrente de falta CC em 13,4% (LI e FLEXTCHER, 2016).

A geração de referência de tensão senoidal nas três fases tem como entrada as seguintes variáveis previamente calculadas no domínio d-q: tensão de referência de eixo direto (V_{d1ref}), tensão de referência de eixo de quadratura (V_{q1ref}) e tensão medida de corrente contínua em pu (E_{dc_pu}).

A partir injeção de sinais de terceira harmônicas e aplicação de transformada inversa de Park, são geradas tensões de referência senoidal nas três fases V_{ref_a} , V_{ref_b} e V_{ref_c} para o modulador NLC.

5.2.7 Supressão de correntes circulantes

No equacionamento das tensões nos braços superiores e inferiores do conversor VSC do tipo multiníveis (MMC) com submódulos do tipo meia-ponte, aparecem nos braços do conversor uma multiplicação de duas funções senoidais (da soma das correntes do braço superior e inferior do conversor e da função de controle de modulação sincronizada com o ângulo da malha de captura de fase). Esta multiplicação de sinais senoidais de frequência síncrona produz o aparecimento de segunda harmônica circulante nos braços do conversor do HVDC. Embora esta segunda harmônica não apareça nas entradas e saídas do conversor MMC, ela

provoca perdas, aquecimento e pico de tensões e correntes (JOVCIC e AHMED, 2015).

Estes efeitos negativos podem ser minimizados, no caso da tecnologia MMC-HVDC, por injeção de sinal no controle do conversor através do controlador de supressão de corrente de circulação (CCSC) ou, no caso da tecnologia CTL-VSC-HVDC, suprimida por filtro paralelo ressonante próximo à derivação central dos reatores do conversor (JACOBSON, 2010).

O controlador CCSC tem como entrada a medição de corrente total no braço superior e inferior de cada uma das três pernas do conversor MMC.

Nestas correntes totais dos braços passam correntes de circulação de segunda harmônica a serem suprimidas.

O controlador mede a corrente diferencial do braço superior com o inferior e submete à transformada de Park, obtendo-se as componentes de corrente de braço no eixo direto e de quadratura.

Adotando-se uma meta de referência de corrente de circulação nos dois eixos como sendo zero, o controlador calcula o erro da corrente em cada eixo e submete ao processamento em um controlador PI.

A saída deste controlador são tensões no eixo direto e de quadratura que passam por transformada inversa de Park gerando tensões de fase supressoras com frequência duas vezes a fundamental e de sequência negativa (para cancelamento da sequência positiva capturada inicialmente), que são injetadas no controlador de nível mais próximo para disparo de transistores.

Estas técnicas de supressão de corrente circulante são muito populares na prática e estão descritas em vasta literatura (JOVCIC e AHMED, 2015).

5.2.8 Modulador NLC e conversor VSC

O controlador de nível mais próximo (NLC) é um modulador simples e que demanda baixas frequências de chaveamento de transistores em relação a outros moduladores, como por exemplo, o PWM a portadora triangular. Adequado para comandar grandes quantidades de submódulos ao mesmo tempo, o NLC se tornou muito conveniente para modular conversores VSC do tipo multiníveis (MMC).

O modulador NLC, conforme indicado na Figura 5.5(a), recebe as referências de tensões senoidais nas três fases $V_{a,b,c}$ da estratégia de controle selecionada, ângulo

de transferência de potência δ (δ PLL ou δ VCO), e gera sinal de tensão de referência de braço superior e inferior para conversor MMC.

O sinal analógico das tensões de referência senoidal dos braços superiores é traduzido em uma sequência de sinais digitais de comando de abertura e desligamento dos transistores IGBT de cada submódulo do MMC.

Quando um submódulo de meia ponte é comandado pelo controlador de nível mais próximo, um transistor de cada submódulo é responsável por carregar inicialmente o capacitor e entregar tensão constante na saída do submódulo. Caso comandado pelo NLC para desligar, um outro transistor do mesmo submódulo faz o by-pass zerando sua tensão de saída.

Os submódulos MMC, sob o comando de disparo de transistores pelo controlador de nível mais próximo, geram a parte positiva e negativa da senóide de tensão de saída do conversor na função inversor. Na função retificador, o controlador de nível mais próximo comanda os disparos dos transistores para retificar a tensão CA vinda da rede e a transforma em CC.

6 METODOLOGIA DE MAPEAMENTO DE ZONAS OPERACIONAIS

Este trabalho estudou um sistema de transmissão MMC-HVDC conectando uma rede CA infinita (conectada ao conversor 1) e uma rede CA mista, contendo cargas e geração local (conectada ao conversor 2). Visto que a eletrônica de potência do sistema de transmissão MMC-HVDC possui limites restritos de operação estável, a real situação do balanço de potência transmitida pelo HVDC, consumida pela carga e produzida pela geração local é de fundamental importância para o gerenciamento do sistema de potência. Durante a operação do sistema elétrico as ações de controle e comando a serem tomadas podem ser influenciadas pela disponibilidade de informação se um atual ponto de operação está próximo ou não de uma região de instabilidade. Por isso se faz necessário o mapeamento prévio de zonas operacionais estáveis e não estáveis para diminuição dos riscos operacionais.

Figura 6.1 – Metodologia para mapeamento de zonas de operação de sistemas MMC-HVDC.

Fonte: Adaptado de ITIKI et al. (2017)

A Figura 6.1 mostra uma metodologia para o mapeamento das zonas operacionais. O primeiro passo é a seleção da estratégia de controle para os dois conversores do sistema de transmissão. Fixando uma determinada potência de transmissão de referência para o conversor 2, varre-se iterativamente as

possibilidades de quantidade de geração a ser fornecida nas barras CA do terminal 2 e de consumo pelas cargas locais. Para cada ponto de operação é efetuado um teste de condição de estabilidade. Neste teste é verificado três condições a serem atendidas concomitantemente para que ocorra designação lógica hum para a variável status de estabilidade:

- Os perfis (no tempo) de potência de geração e consumo local devem estar estáveis pela observação de estado estacionário após a energização da linha durante algumas dezenas de segundos onde a derivada média destes perfis deve estar próxima de zero e a oscilação deve ser menor que 5%.
- A potência calculada em cada gerador não deve ser menor que a sua potência de operação nominal mínima, que neste trabalho foi considerada de 20% de sua capacidade nominal.
- A tensão CA na barra de alta tensão da subestação do terminal 2 que alimenta as cargas deve estar entre $\pm 5\%$ de sua tensão nominal. Neste trabalho foi considerada 145 kV $\pm 5\%$.

Após o mapeamento de todas as possibilidades de balanço de geração e consumo estável para um determinado ajuste de potência de referência do sistema de transmissão MMC-HVDC pode ser levantado um diagrama mostrando os limites de estabilidade no eixo de potências geradas e no de potências consumidas para uma determinada configuração de estratégia de controle.

7 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE VSC-HVDC EM PORTO OFFSHORE

Esta seção apresenta um estudo de casos sobre um sistema de transmissão VSC-HVDC em um porto offshore e a aplicação da metodologia para mapeamento de zonas operacionais do sistema elétrico.

A aplicação da metodologia para mapeamento de zonas operacionais levou a identificação de cinco zonas operacionais. A estabilidade de tensão e potência é investigada em cada um destes cinco casos distintos.

A seção 7.1 ilustra a importação de energia para a alimentação de carga passiva no porto offshore sem geração de energia local.

A seção 7.2 ilustra a importação de energia para a alimentação de carga passiva no porto offshore e ao mesmo tempo geração de energia local isolada da barra CA do VSC-HVDC.

A seção 7.3 ilustra a importação de energia para a alimentação de carga passiva no porto offshore e ao mesmo tempo geração de energia local em paralelo com o VSC-HVDC.

A seção 7.4 ilustra a geração de energia local em paralelo com o VSC-HVDC para a alimentação de carga no porto offshore e ao mesmo tempo exportação de energia excedente para o continente.

A seção 7.5 ilustra a geração de energia local por plantas nucleares flutuantes e exportação de energia pelo VSC-HVDC para o continente.

A seção 7.6 aborda os prospectos futuros da aplicação dos recentes avanços da tecnologia VSC-HVDC em portos offshore.

Em suma, a tecnologia VSC-HVDC pode ser aplicada em um porto offshore para geração, exportação, importação e distribuição de energia.

Figura 7.1 – Diagrama simplificado da operação de um porto offshore.

Fonte: Adaptado de ITIKI et al. (2017)

A Figura 7.1 ilustra o diagrama simplificado interligando os equipamentos do porto offshore indicados na Figura 1.1. Uma rede de alta tensão em corrente alternada é conectada ao terminal conversor no porto offshore por um cabo submarino em corrente contínua. O porto offshore possui um terminal conversor VSC e uma subestação de alta tensão em corrente alternada com duas barras (principal e dos geradores) e um disjuntor de interligação de barras. Quando o disjuntor de interligação está fechado, a tensão CA da barra principal é a mesma que a tensão CA na barra dos geradores. Quando o disjuntor de interligação está aberto, a tensão da barra AC dos geradores pode ser 145 kV ou 0 kV, conforme o estado ligado/desligado dos

geradores CA. Transformadores de potencial em ambas as barras da subestação CA permitem a medição das tensões. Observa-se também que um sistema de distribuição em média e baixa tensão executa a função de eletrificação do porto offshore. O porto é também um ponto de acoplamento de potência para geração de energia proveniente de navios de força e usinas nucleares flutuantes.

Na Tabela 2, cinco zonas de operação são determinadas baseando-se na configuração do sistema em termos de geração, perfil de carga e estratégia de controle do conversor VSC.

O método para mapear os limites de cada zona operacional consiste inicialmente em atribuir os dados principais do sistema elétrico relacionados no APÊNDICE C, no APÊNDICE D e também os dados de simulação indicados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de Entrada para Simulação.

TIPO DE DADO	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D	ZONA E
Estratégia de controle do conversor <i>onshore</i>	Q: 0 MVar Vdc: 400 kV	Q: 0 MVar Vdc: 400 kV	Q: 0 MVar Vdc: 400 kV	Q: 0 MVar Vdc: 400 kV	Q: 0 MVar Vdc: 400 kV
Estratégia de controle do conversor <i>offshore</i>	Ilhamento	Ilhamento	Droop PVca P: -63 MW Vca: 1 pu	Droop PVca P: 400 MW Vca: 1 pu	Droop PVca P: 400 MW Vca: 1 pu
Quantidade de geradores de 19,6 MW	0	1 até 12	5 até 12	20 até 24	0 até 21
Potência das cargas na barra CA principal	Até 53,55 MW	53,55 MW	Até 288 MW em ambas as barras	Até 69,7 MW em ambas as barras	0 MW
Potência das cargas na barra CA dos geradores	0 MW	Até 235 MW	Até 288 MW em ambas as barras	Até 69,7 MW em ambas as barras	0 MW
Comando do disjuntor de interligação	Abrir	Abrir	Fechar	Fechar	Fechar
Comando do navio de força (quantidade)	Desligar	Ligar (Hum)	Ligar (Hum)	Ligar (Dois)	Desligar
Comando da usina nuclear flutuante (quantidade)	Desligar	Desligar	Desligar	Desligar	Ligar (seis)
Estado da barra CA principal	Viva	Viva	Viva	Viva	Viva
Estado da barra CA dos geradores	Morta	Viva	Viva	Viva	Viva
Barra CA principal em paralelo com a barra CA do gerador	Não	Não	Sim	Sim	Sim

Fonte: Autor

Através da aplicação da metodologia de mapeamento de zonas operacionais, ou seja, de alterações na estratégia de controle dos conversores do sistema HVDC, no estado do disjuntor de interligação (aberto/fechado) da subestação de alta tensão, impondo passos de simulação na potência aparente demandada pelas cargas e promovendo alterações nas quantidades de unidades geradores em operação, foi possível observar dentro das zonas de operação um perfil estacionário de fluxo de potência no conversor HVDC do porto offshore, nos geradores e cargas bem como no

perfil de tensão alternada nas barras de alta tensão da subestação dentro dos limites aceitáveis ($\pm 5\%$) de seu valor nominal 145 kV.

Figura 7.2 – Zonas operacionais de sistemas de transmissão VSC-HVDC em porto offshore.

Fonte: Autor

A Zona A na Figura 7.2 representa uma área de operação estável em que é possível operar o sistema VSC-HVDC importando energia da rede *onshore* para alimentar cargas CA passivas (sem geração local) do porto *offshore*. Outras estratégias de controle que objetivam expandir tais limites de operação são foco de várias pesquisas recentes (CHAI et al., 2013; CHEN et al., 2014; TANG e LU, 2014).

De fato, um sistema passivo CA não possui inércia inicial, e por consequência, não é capaz de prover um sinal de ângulo e frequência de referência, o controlador do conversor VSC deve internamente permitir um ajuste de frequência que servirá de referência para que um oscilador controlado por tensão possa gerar sinal em forma de dente de serra para uma malha de captura de fase, permitindo funcionar semelhantemente a um inversor de frequência controlando a velocidade de motor. (JOVCIC e AHMED, 2015)

A Zona B é delineada por quatro limites: um limite ascendente esquerdo em forma de escada com passo de elevação de 19,6 MW de potência de carga, um limite superior adotado em 288 MW para manter uma boa proporção visual de todas as zonas na Figura 7.2, um limite no lado direito definido pela quantidade máxima de doze geradores em um único navio de força e um limite inferior ascendente em forma de escada com passo de elevação de 3,92 MW, correspondente à mínima potência de operação de cada gerador, que foi adotado como sendo igual a 20% de sua capacidade máxima de 19,6 MW.

A Zona C é definida por quatro limites: um limite esquerdo em forma de uma escada descendente determinada pela instabilidade na potência causada por uma combinação de baixos níveis de potência consumida e de geração (sistema fraco) em paralelo com um HVDC ajustado para importação de energia (GEETHA, 2013); um limite superior de 288 MW para manter uma boa proporção visual de todas as regiões na Figura 7.2, um limite no lado direito definido pela quantidade máxima de doze geradores em um único navio de força e um limite inferior ascendente em forma de escada com passo de elevação de 3,92 MW, correspondente à mínima potência de operação de cada gerador que foi adotado como sendo igual a 20% de sua capacidade máxima de 19,6 MW.

A Zona D possui um limite esquerdo ascendente em forma de uma escada com passo de elevação 19,6 MW igual a máxima potência de operação de cada gerador (100% de 19,6 MW) e um limite máximo direito correspondente a todos os vinte e quatro geradores de dois navios de força.

A Zona E é determinada pela uma quantidade mínima de geradores necessária para atender ao ajuste de potência ativa de 400 MW exportada pelo porto *offshore*, o que corresponde a aproximadamente seis geradores nucleares de 70 MW, que é equivalente a vinte e um geradores de 19,6 MW.

Nota-se que as Regiões C e D são definidas, respectivamente, por um ajuste de potência importada de -63 MW no controlador do conversor VSC do porto *offshore* com um navio de força gerando energia, e por um ajuste de 400 MW de potência exportada com dois navios de força operando.

É de esperar um translado das Zonas C e D para cima e para baixo dependendo do ajuste de potência no controlador do HVDC. Um aumento na importação de energia pelo HVDC cria espaço para maior consumo no porto *offshore* e vice-versa.

A performance do sistema de potência do porto *offshore* foi avaliada para nove pontos de operação distintos, do ponto P1 até o P9, distribuídos em cinco zonas operacionais indicadas na Figura 7.2.

Nas simulações efetuadas nos estudos de caso a seguir, considerou-se o sistema VSC-HVDC já em regime pois, no mapa de zonas operacionais os pontos estáveis de potência gerada e consumida representam estados estacionários.

7.1 CASO 1 – IMPORTAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA

No CASO 1, o VSC-HVDC está provendo energia para suprir as cargas conectadas ao porto *offshore*. A potência flui do conversor *onshore* do HVDC para o conversor do porto *offshore* e painéis de distribuição de força em média e baixa tensão tornam possível a eletrificação das atividades industriais (transbordo de carga e mineração submarina).

A operação no ponto P1 dentro da Zona A demanda 53 MW e a potência é fornecida exclusivamente pelo HVDC, sem a contribuição de geração *offshore*.

Figura 7.3 – Perfil de carga para o Caso 1: importação de potência da rede *onshore* para alimentar exclusivamente a demanda no porto.

Fonte: Autor

A Figura 7.3 indica que a tensão nas barras CA da subestação do porto *offshore* se estabiliza na tensão nominal 145 kV rms e o HVDC consegue êxito em transmitir 53 MW de potência ativa para a carga de 53 MW.

Mesmo que o ajuste de importação de potência no conversor VSC seja de -63 MW, o HVDC irá enviar apenas 53 MW pois a carga passiva requer apenas 53 MW.

A operação no ponto P2 fora da Zona A demanda cargas de 89 MW e a potência é esperada ser suprida exclusivamente pelo HVDC, sem a contribuição de geradores *offshore*. O ajuste de permissão de importação de potência pelo HVDC foi aumentado para -105 MW.

Figura 7.4 – Perfil de carga para o Caso 1: excesso de carga demandada no porto *offshore*.

Fonte: Autor

A Figura 7.4 mostra que a tensão CA no ponto P2 não se estabiliza na tensão nominal de 145 kV rms e o HVDC não obtém sucesso em transmitir potência ativa estável para a carga. Este colapso de tensão e correspondente instabilidade na potência ativa demandada pela carga são causados por limitações da tecnologia VSC-HVDC em prover potência ativa estável para cargas passivas, conforme reportado em literatura técnica. (CHAI et al., 2013)

Uma eventual futura expansão da capacidade industrial no porto *offshore* pode ser suportada por um correspondente aumento da capacidade de transmissão de potência tais como:

- Instalação de mais um polo no sistema HVDC, que poderia duplicar a capacidade de transmissão resultando em uma expansão para cima dos limites estáveis da Zona A indicada na Figura 7.2.
- Adoção de estratégias de controle sob recente pesquisa (CHAI et al., 2013; CHEN et al., 2014; TANG e LU, 2014).

- Adição de capacidade de geração de energia local no porto *offshore*, seja baseado em fontes fósseis, nucleares ou mesmo renováveis, que podem relocar o ponto de operação P2 para a Região B conforme indicado na Figura 7.2. A estabilidade da Região B é detalhada no Caso 2 a seguir. A demanda em excesso é suportada por geração isolada adicional.

Observa-se que a metodologia criada neste trabalho para mapear todas as regiões estáveis de operação é de suma importância e utilidade no processo de planejamento de expansão de capacidade e também para prover consciência situacional ao operador do porto *offshore* quanto à proximidade de zonas de instabilidade.

7.2 CASO 2 – IMPORTAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO ISOLADA

No CASO 2, um cenário híbrido é considerado com o VSC-HVDC provendo os mesmos 53 MW da rede *onshore* para o porto *offshore* adicionado de uma geração *offshore* de energia para aumento da disponibilidade de expansão da carga originalmente demandada no porto. A carga adicionada é isolada do resto das cargas originais e é independentemente alimentada pela geração local *offshore*. O disjuntor de interligação indicado na Figura 7.1 é mantido aberto para isolar o HVDC da geração local. A geração local é provida por navios de força. Neste caso foi considerado na simulação navios de força com capacidade total de 235 MW, similares ao navio *Aysegül Sultan* (KARADENIZ, 2017), e sendo capaz de operar independentemente doze geradores de 19,6 MW.

O ponto operacional P3 dentro da Zona B é obtido com três geradores de 19,6 MW em operação que alimentam a carga de 40 MW através da barra dos geradores na subestação de alta tensão CA do porto. Nota-se que o ponto P3 (40 MW) na Figura 7.2 é representado deslocado para cima em 53 MW de potência, alcançando a potência de carga 93 MW (ponto P3s deslocado), para contabilizar a importação de potência original do CASO 1.

Figura 7.5 – Perfil de carga para o Caso 2: importação de potência da rede *onshore* e geração *offshore* pelo navio de força.

Fonte: Autor

A Figura 7.5 indica que a tensão CA próxima a tensão nominal 145 'kV rms e os geradores transmitindo 44 MW de potência ativa (curva intermediária) para a carga de -44 MW.

Para a simulação no ponto P4 fora da Zona B foram considerados os mesmos três geradores de 19,6 MW em operação, mas agora com a potência demandada na carga de 74 MW.

Figura 7.6 – Perfil de carga para o Caso 2: situação de sobrecarga considerando fonte de potência *offshore* (navio de força).

Fonte: Autor

A Figura 7.6 indica tensão CA em estado estacionário próximo a tensão nominal de 145 kV e geradores fornecendo 74 MW de potência ativa para a carga de -74 MW. Mas visto que existem somente três geradores de 19,6 MW em operação no ponto P4, a máxima capacidade de fornecimento de potência ativa é 58,8 MW frente a potência ativa demandada de 74 MW. Observa-se que a representação do ponto P4 (74 MW) na Figura 7.2 está deslocada de 53 MW, atingindo a potência total de 127 MW (ponto P4s), para contabilizar a potência original do CASO 1 importada pelo HVDC e distribuída para as cargas pela barra CA principal da subestação. A operação no ponto P4s representa uma situação de sobrecarga nos geradores e, portanto, não deve ser operacionalmente permitida e incluída dentro da Zona B.

O CASO 2 corresponde a operação de geração isolada, que de fato pode ser um passo preparatório para sua subsequente sincronização com o lado CA do sistema HVDC de forma a ser possível fechar o disjuntor de interligação da subestação de alta tensão para permitir operação paralela da geração local com o sistema VSC-HVDC.

7.3 CASO 3 – IMPORTAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E GERAÇÃO PARALELA

No CASO 3, o disjuntor de interligação está fechado e o gerador está operando em paralelo com o MMC-HVDC. O sistema HVDC está ajustado neste caso para permitir importação de 63 MW da rede *onshore*.

O ponto operacional P5, dentro da Região C, é obtido com seis geradores de 19,6 MW operantes e carga de 133 MW.

Figura 7.7 – Perfil de carga para o Caso 3: geração *offshore* em paralelo com o sistema VSC-HVDC importando da rede *onshore* para alimentar as cargas *offshore*.

Fonte: Autor

A Figura 7.7 indica que a tensão CA na subestação de alta tensão se mantém próxima a tensão nominal 145 kV, os geradores estão fornecendo 70 MW de potência ativa, o HVDC fornece 63 MW para a carga de -133 MW. Seis geradores em operação, com uma capacidade máxima de 117,6 MW em paralelo com a importação de 63 MW pelo HVDC, conseguem seguramente suportar a potência demandada pela carga de 133 MW.

Para a simulação no ponto P6, fora da Zona C, foram considerados cinco geradores de 19,6 MW em operação e uma demanda de 105 MVA (89,25 MW a fator de potência 0,85).

Figura 7.8 – Perfil de carga para o Caso 3: geração *offshore* em paralelo com o sistema MMC-HVDC em sobrecarga de demanda.

Fonte: Autor

A Figura 7.8 indica que tensão CA no ponto P6 não se estabiliza adequadamente na tensão nominal de 145 kV rms. Os geradores e as cargas são submetidas a forte distúrbio em potência como consequência do distúrbio na tensão CA.

Operação de cinco geradores em paralelo com o VSC-HVDC conduz a uma situação de instabilidade quando a geração elétrica *offshore* não é alta o suficiente em comparação com o ajuste de permissão de importação de 63 MW de potência ativa pelo VSC-HVDC em paralelo frente a carga de 89 MW. É condição necessária, mas não suficiente para estabilidade, que a soma da capacidade de geração com o ajuste

de potência ativa importada através do MMC-HVDC seja maior do que a potência ativa demandada, ou seja:

$$P_{GEN} + P_{HVDC} > \cos \varphi \cdot S_{LOAD} \quad (18)$$

onde:

P_{GEN} : Capacidade de geração (98 MW in P6)

P_{HVDC} : Ajuste de potência ativa importada através do HVDC
(63 MW no ponto P6)

S_{LOAD} : Potência aparente demanda pela carga (105 MVA)

$\cos \varphi$: Fator de potência adotado como 0,85 para todas as cargas

Um excedente de capacidade de fornecimento de potência seja pela geração, seja pela importação, acima de 71,75 MW no ponto P6, é necessária para a operação estável. Por outro lado, um incremento excessivo na quantidade de geradores em operação pode causar sub carregamento dos geradores visto que estes não podem operar com níveis de potência gerada abaixo do seu limite mínimo. Neste estudo foi considerado este limite mínimo como sendo 20% da capacidade máxima de cada gerador de 19,6 MW.

O CASO 3 e o anterior demonstram que a metodologia para mapeamento de zonas operacionais é importante pois permite a identificação visual da interseção entre duas zonas (Zonas B e C) indicando oportunidade potencial para operadores, através de mudança de estratégia de controle e condições operacionais (por exemplo, comando de disjuntor de interligação), de executar transferência contínua de zonas para o mesmo ponto operacional de geração e demanda. Isto permite, em última análise, uma grande flexibilidade nas operações do porto *offshore*.

7.4 CASO 4 – EXPORTAÇÃO, GERAÇÃO PARALELA E DISTRIBUIÇÃO

No CASO 4 o disjuntor de interligação está fechado e os geradores estão em operação paralela com o sistema HVDC. O sistema HVDC está ajustado para exportar 400 MW de potência do porto *offshore* para a rede *onshore*.

O ponto de operação P7 foi obtido com 24 geradores de 19,6 MW (470 MW total) e uma carga de 51 MW.

Figura 7.9 – Perfil de carga para o Caso 4: geração *offshore* em paralelo com o sistema MMC-HVDC alimentando a demanda das cargas *offshore* e exportando 400 MW para a rede *onshore*.

Fonte: Autor

Figura 7.9 indica que a tensão nas barras CA da subestação se mantém próximo ao seu valor nominal (145 kV). A maior parcela da potência (453 MW) é fornecida pelos geradores e flui através do sistema VSC-HVDC para a rede *onshore* e a potência restante é deslocada para a carga de 51 MW.

Observa-se que a potência gerada de 453 MW está abaixo da máxima capacidade de geração (2 x 235 MW).

O ponto operacional P8 é obtido com vinte geradores de 19,6 MW em operação e carga de 68 MW. O sistema HVDC está ajustado para exportar 400 MW para a rede *onshore*.

Figura 7.10 – Perfil de carga para o Caso 4: geração *offshore* em paralelo com o sistema MMC-HVDC submetido a excessiva demanda de carga ou exportação para a rede *onshore*.

Fonte: Autor

A Figura 7.10 indica que parte da potência ativa de 467 MW fornecida pelos geradores flui para a carga de 68 MW. A tensão CA nas barras da subestação do porto se mantém na tensão nominal de 145 kV rms.

Observa-se que a potência gerada de 467 MW está acima da máxima capacidade dos geradores ($20 \times 19,6$ MW). Operação no ponto P8 provocará sobrecarga nos geradores e, portanto, não deve ser permitida.

O CASO 4 e o anterior demonstram que a metodologia para mapeamento das zonas operacionais é importante pois mostra, no mapa das zonas operacionais, os efeitos da adição de navios de força sobre a capacidade do porto *offshore* de executar exportação de potência para a rede *onshore*.

7.5 CASO 5 – GERAÇÃO E EXPORTAÇÃO ELÉTRICA

No CASO 5, o porto *offshore* é uma estrutura de propósito exclusivo para provimento de ponto de acesso para acoplamento de força CA para usinas nucleares flutuantes e conversão CA/CC para o link HVDC.

Neste caso, seis usinas nucleares flutuantes de 70 MW cada, similares ao navio russo *Akademik Lomonosov* (OKBM, 2016), estão todos sincronizados entre si e conectados ao lado CA do conversor do sistema VSC-HVDC.

O disjuntor de interligação está fechado e os geradores estão exportando toda potência gerada através do link HVDC. O controlador do conversor VSC no terminal *offshore* está ajustado para exportar 400 MW para a rede *onshore*.

O ponto operacional P9 dentro da Zona E é simulado com seis usinas nucleares flutuantes de 70 MW cada, que é equivalente a aproximadamente 21 geradores de 19,6 MW de um navio de força similar ao *Aysegül Sultan* (KARADENIZ, 2017) estudado nos casos anteriores.

Figura 7.11 – Perfil de carga para o Caso 5: Seis geradores nucleares de 70 MW cada.

Fonte: Autor

A Figura 7.11 indica que embora seis usinas nucleares flutuantes possuam uma capacidade total de 420 MW, como o controle do conversor do HVDC está ajustado para exportação de 400 MW, a geração de energia é mantida limitada a 400 MW.

A tensão CA nas barras da subestação de alta tensão do porto *offshore* se mantém estável em 145 kV conforme ajustado no controle do conversor.

A Figura 7.11 também mostra o perfil de potência exportada pelo HVDC (400 MW) para a rede *onshore* conforme ajustes efetuados no controle do conversor do HVDC.

O CASO 5 ilustra que a metodologia para mapeamento de zonas operacionais é importante para se demonstrar no mapa de zonas operacionais que operação sem carga e exclusivamente com geração no porto *offshore* é possível mesmo com diferentes tecnologias de geração elétrica em meio flutuante.

7.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE E PROSPECTOS FUTUROS

A tecnologia VSC-HVDC mostra ser uma solução viável do ponto estrito do balanço de potência para interligação elétrica e suporte a várias atividades *offshore*, tais como: prospecção mineral e geração de energia por fontes fósseis e sustentáveis.

A transmissão de potência entre sistemas *onshore* e *offshore* é executada através de cabos HVDC submarinos suportando fluxos de potência de ambas as direções, dependendo da demanda de potência *offshore* ou *onshore*.

Existem muitas evidências que indicam que a máxima capacidade de transmissão do VSC-HVDC é alta o suficiente para muitas das aplicações envolvendo usinas de geração energia flutuantes conectadas a portos *offshore*:

- Um link VSC-HVDC de 2 GW de capacidade foi instalado entre a França e a Espanha (SIEMENS, 2016; DENNETIÈRE et al., 2016);
- Usinas nucleares flutuantes de 300 MW são objeto de pesquisa atual (BUONGIORNO et al., 2014);
- É esperado a entrada em operação do navio de força *Osman Khan* que poderá gerar 470 MW (KARADENIZ, 2017).

As Zonas B, C, D, e E na Figura 7.2, que envolvem geração de energia, são esperados que tenham seus limites de potência expandidos na medida que os limites

de capacidade máxima de transmissão do VSC-HVDC e de geração em usinas flutuantes vão sendo desafiados por novos avanços tecnológicos.

Pesquisas recentes estão buscando o aumento de capacidade de transmissão pelo aumento da tensão CC (LI e FLEXTCHER, 2017) bem como melhoria de estabilidade de sistemas CA fracos através de emulação de inércia de máquina síncrona (AOUINIA et al., 2017; D'ARCO, SUUL e FOSSO, 2015) através do modelo de controle do conversor do HVDC.

Embora pesquisas recentes tenham o potencial de expandir os limites das zonas operacionais para além dos previstos pela Figura 7.2, a metodologia desenvolvida nesta pesquisa para mapeamento de zonas operacionais mantém-se válida para aplicação para qualquer nova configuração ou estratégia de controle de sistemas de potência em portos *offshore*.

Expansão de limites operacionais similar é também esperada para a Zona A na Figura 7.2, que envolve alimentação de cargas passivas, em face de desenvolvimentos recentes:

- Em 2011 foi reportado um sistema HVDC baseado em fonte de tensão com capacidade de 78 MW (JOVCIC e AHMED, 2015).
- Em 2016 foi anunciado que HVDC baseados em fonte de tensão com capacidade até 1.000 MW para alimentação de cargas passivas é viável (WESTMAN et al., 2016).

Em outras palavras, cargas passivas operando na Região A da Figura 7.2 que hoje se situam na casa de menos de centenas de megawatts podem logo se expandir para até 1.000 MW no futuro.

8 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta um levantamento da tecnologia mais atual de transmissão de energia com sistemas VSC-HVDC e detalha os mecanismos de controle do sistema MMC-HVDC. Sobre este levantamento, foi desenvolvido uma metodologia de mapeamento de zonas operacionais de sistemas de transmissão VSC-HVDC e aplicou-se a um estudo de casos de eletrificação de porto *offshore*.

8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O levantamento do estado da arte da tecnologia de sistemas de transmissão VSC-HVDC demandou uma absorção aprofundada de conhecimento publicado nos principais periódicos acadêmicos internacionais e uma investigação técnica pelo autor dos diferentes tipos de tecnologia VSC-HVDC. Existem diferentes configurações de pontes retificadoras e estratégias de controle de conversores de potência bem como diferentes tecnologias VSC-HVDC desenvolvidas pelos fornecedores de sistemas HVDC. Definido que este trabalho seria focado na tecnologia VSC-HVDC com conversores modulares multiníveis, foram investigados os seus componentes internos, tipos de sistemas de controle e diversos métodos de modulação de formas de onda de tensão. Foi escolhido para estudo a tecnologia VSC-HVDC com submódulos a conversores tipo meia ponte chaveados por transistores IGBT, sistema de controle do tipo vetorial e modulador por controle de nível mais próximo.

O próximo passo foi investigar os detalhes do mecanismo de controle do sistema VSC-HVDC e os modelos de comportamento dinâmico quando na função de interligação de duas redes em corrente alternada.

Com base no entendimento do mecanismo de controle do sistema VSC-HVDC foi desenvolvido uma metodologia para mapeamento de zonas operacionais deste sistema. Posteriormente aplicou-se a metodologia a um estudo de casos sobre um porto *offshore*. O sistema de potência do porto *offshore* foi simulado com geração de energia em meios flutuantes (usina nuclear flutuante e navios de força) e sistema de distribuição de potência em média e baixa tensão.

A aplicação da metodologia no estudo de caso permitiu concluir que é possível operar um sistema de potência de um porto *offshore* dentro de suas zonas de estabilidade de tensão e potência elétrica. O porto *offshore* pode operar com carga

passiva, com geração local ou com ambos. As zonas operacionais estáveis nas suas diversas estratégias de controle puderam ser mapeadas utilizando a metodologia.

Descobriu-se que um porto *offshore* pode operar seu sistema de potência em diferentes configurações de geração, distribuição, exportação e importação de energia pois o sistema de transmissão VSC-HVDC permite fluxo bidirecional de energia caso solicitado pelo operador.

A metodologia de mapeamento de zonas operacionais pode se tornar um procedimento de teste normativo para portos *offshore* que atendam outras atividades econômicas tais como prospecção submarina, geração de potência a fontes renováveis e eletrificação de instalações *offshore*.

O gráfico de zonas de instabilidade de potência consumida e gerada obtido da aplicação da metodologia de mapeamento de zonas de operação, se implementado na interface homem-máquina da estação de operação, pode ser muito útil ao operador do sistema de potência. O operador pode avaliar facilmente e visualmente o quanto os valores medidos de potência gerada e consumida no instante operacional estão distantes dos limites de instabilidade apresentados no gráfico.

Além disso, os operadores poderão ativamente impor ações de ajuste de variáveis de referências de controle do VSC-HVDC de forma que o ponto de operação medido esteja visualmente dentro dos limites internos das regiões estáveis mapeadas.

Em suma, o mapeamento de zonas operacionais auxilia no aumento da consciência situacional do operador possibilitando a diminuição dos riscos operacionais.

8.2 PROPOSTA DE CONTINUIDADE

Até o presente momento (2017) o Brasil não possui nenhum sistema de transmissão do tipo VSC-HVDC baseado em conversores modulares multiníveis construído e/ou funcionando em seu território, ao contrário da tecnologia CSC-HVDC. Espera-se que as pesquisas se mantenham no estado da arte de forma que auxiliem através de conhecimento e capacitação técnica no processo de planejamento, dimensionamento, especificação técnica, montagem, operação e manutenção de um futuro projeto de implantação de sistema de transmissão VSC-HVDC em alguma parte do território nacional. Portos *offshore* e sistemas de transmissão VSC-HVDC podem no futuro desempenhar um papel importante na exploração de atividades econômicas

em ambiente oceânico distante da costa tais como transbordo de carga para navios cargueiros, mineração submarina e geração de energia a combustível nuclear ou fóssil.

Dado o grande potencial de utilização da tecnologia VSC-HVDC para a transmissão de energia entre o continente e sistemas de produção em ambiente oceânico, estudos futuros são recomendados para avaliar a sua viabilidade econômica, riscos ambientais e operacionais considerando o impacto sobre outras disciplinas.

A metodologia de mapeamento de zonas operacionais se baseia na leitura do comportamento em estado estacionário após a energização do sistema VSC-HVDC.

Transitórios de chaveamento de cargas de potência elevada, estudo de comportamento dos instantes iniciais de energização e oscilação subsíncrona são temas recomendados para estudos futuros na área de sistemas de potência.

REFERÊNCIAS

ABB-AB, Suécia, **Submarine Power Cables** – Cables for Offshore Wind Farms, 2012. Disponível em: < [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/8d101b9f4804c93dc1257c0b002b5851/\\$file/1202_Wind_Submarine+power+cables-+Cables+for+offshore+wind+farms_2GM5010.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/8d101b9f4804c93dc1257c0b002b5851/$file/1202_Wind_Submarine+power+cables-+Cables+for+offshore+wind+farms_2GM5010.pdf) >. Acesso em: 20 fev. 2017.

ABB, Suécia, **HVDC Light®** - It's time to connect, 2012. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/2742b98db321b5bfc1257b26003e7835/Pow0038%20R7%20LR.pdf>>. Acesso em 17 fev. 2017.

ABB, Suécia. **HVDC Light & SVC Light Reference list**, 2015. Disponível em: <<http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/hvdc-light-andsvc.pdf?sfvrsn=2>>. Acesso em: 20 fev. 2017.

ABILDGAARD, E. N.; MOLINAS, M.; Modelling and Control of the Modular Multilevel Converter (MMC), *Elsevier, Energy Procedia*, v.20, p. 227-236, 2012, In: TECHNOPORT 2012 – SHARING POSSIBILITIES AND 2nd RENEWABLE ENERGY RESEARCH CONFERENCE (RERC2012). **Proceedings...** [S.l.], Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212007539>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

AOUINIA, R.; MARINESCU B.; KILANI, K. B.; ELLEUCH, M.; Stability improvement of the interconnection of weak AC zones by synchronverter-based HVDC link; **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v.142, p. 112-124, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616303558>>. Acesso em 16 fev. 2017.

ARRILLAGA, J.; SMITH, B. **AC-DC Power System Analysis**, *Institution of Electrical Engineers*, Londres,: Power and Energy Series 27, 1998, ISBN-13: 978-0852969342

ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON N. R.; **Flexible Power Transmission** - The HVDC Options, Great Britain: *John Willey and Sons*, 2007, 274 p., ISBN: 978-0-470-05688-2.

BAJRACHARYA. C., **Control of VSC-HVDC for wind power**. Dissertação (mestrado) - Norwegian University of Science and Technology, 2008. Disponível em: < <https://daim.idi.ntnu.no/masteroppgaver/004/4309/masteroppgave.pdf> >. Acesso em: 04 mar. 2017.

BLOND, S.L., BERTHO, R., COURRY D. V., VIEIRA J.C.M., Design of protection schemes for multiterminal HVDC systems, Elsevier, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 965-974, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.025>>. Acesso em 28 nov. 2017.

BUONGIORNO, J.; GOLAY, M.; TODREAS, N.; BRICCETTI, A.; JUREWICZ, J.; KINDFULLER, V., FADEL, D.; SRINIVASAN, G.; HANNINK, R.; CROWLE, A.; CORRADINI, M. (2014, Abril). Offshore Small Modular Reactor (OSMR): An Innovative Plant Design for Societally Acceptable and Economically Attractive Nuclear Energy in

a Post-Fukushima, Post-9/11 World., In: ASME 2014 Small Modular Reactors Symposium. **Proceedings...** [S.I.], Disponível em: <<http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1886968>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

CALLAVIK, MAGNUS; LUNDBERG, PETER; HANSSON, OLA; NORDLINK **Pioneering VSC-HVDC interconnector between Norway and Germany**, ABB, Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/aaa99cf7067cd258c1257e0d002c9a7b/Nordlink%20White%20Paper%20from%20ABB.pdf>>. Acesso em: 05 mar. 2017.

CHAI, R. Z.; ZHANG, B. H.; HAO, Z. G.; ZHENG, T.; MA, S. Y.; CHEN, D. Z. (2013, Outubro). Control strategies of MMC-HVDC connected to passive networks. In: *TENCON 2013 IEEE Region 10 Conference. Proceedings...* [S.I.]. Disponível em: <<http://www.ieeexplore.ieee.org/document/6718448>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

CHAO, Z.; XIAOXIN, Z.; RUOMEI, L.; Dynamic Modeling and Transient Simulation for VSC based HVDC in Multi-Machine System, In: *2006 International Conference on Power System Technology, Proceedings...* Chongqing, 2006, p. 1-7., Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4115897>>. Acesso em: 01 mar. 2017.

CHAPMAN, S. J.; **Electric Machinery Fundamentals**; 4th ed., N.I.: McGrawHill, 2005, 746 p., ISBN-13: 978-0073529547.

CHEN, Y.; DAMM, G.; BENCHAIB, A.; LAMNABHI-LAGARRIGUE, F.; A new control strategy based on static and Dynamic feedback linearization for a VSC-HVDC terminal.; *ECC 2014*, Jun. 2014, France. In: *Proceeding of the 13th European Control Conference, Proceedings...* Strasbourg, 2014. Disponível em: <<https://hal-supelec.archives-ouvertes.fr/hal-01102626>>. Acesso em: 04 mar. 2017

D'ARCO, S.; SUUL, J. A.; FOSSO, O. B.; A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids, Elsevier, **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 180-197, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615000024>>. Acesso em: 16 fev. 2017

DAVIES, M.; DOMMASCHK, M.; DORN, J.; LANG, J.; RETZMANN, D.; SOERANGR, D. **HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation**, Siemens, Disponível em: <http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC_Plus_Basic%20and%20Principals.pdf>. Acesso em: 04 fev. 2017

DENNETIÈRE, S.; SAAD, H.; CLERC, B.; MAHSEREDJIAN J.; Setup and performances of the real-time simulation platform connected to the INELFE control system, **Electric Power System Research**, v.138, p. 180-187, 2016, Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616300554>> Acesso em: 04 fev. 2017.

DOMMEL, H. W.; **EMTP Theory Book**, 2nd Edition. Vancouver: *Microtran Power System Analysis Corporation*, 1996, 700 p.

ELSEROUGI, A. A.; MASSOUD, A. M.; AHMED, S., A Switched-Capacitor Submodule for Modular Multilevel HVDC Converters With DC-Fault Blocking Capability and a

Reduced Number of Sensors, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.31, n.1, p. 313-322, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7254227/>>. Acesso em: 04 fev. 2017

ETT, G.; SAIKI, G. Y.; JARDINI, J. A.; TANNURI, J. G.; REIS, L. B.; MASUDA, M.; SANTOS, M. L.; ARNEZ, R. L. V.; CASOLARI, R. P.; FRONTIN, S. O.; SOUZA, T.; **Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica** - Estado da Arte, Brasília: ANEEL, Eletronorte, Furnas, Cemig GT, CTEEP, EATE, FDTE, Projeto Transmitir, 2011, 448 p, ISBN 978-85-88041-03-5

FANG, H.; DUAN, M.; **Offshore operation facilities** - Equipment and Procedures, Boston: Elsevier Science Press, 2014. 1196 p. ISBN: 978-0-12-396977-4

FLORY, D.. (2012, September). IAEA Report on Protection against Extreme Earthquakes and Tsunamis in the Light of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant. In: *International Experts Meeting. Proceedings...* Disponível em: <<https://www.iaea.org/sites/default/files/protection040912.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2016

GEETHA, R. S.; DEEKSHIT, R.; LAL, G. (2013, Dec). Analysis of VSC-HVDC system connected to a weak AC system, In: *2013 Annual IEEE India Conference (INDICON). Proceedings....*India. Disponível em: <<http://www.ieeexplore.ieee.org/document/6725927>>. Acesso em: 18 nov. 2016

GOMIS-BELLMUNT, O.; LIANG, J.; EKANAYAKE, J.; KING, R.; JENKINS N. Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms, **Electric Power Systems Research**, v. 81, n.2, p. 271–281, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002166>>. Acesso em: 04 mar 2017

HASSAN, F.; DAVIDSON, C.; **HVDC-VSC: transmission technology of the future**, *Alstom GE Grid*, Spring-Summer 2011, Disponível em: <<http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/Global/Grid/Resources/Documents/Smart%20Grid/HVDC-VSC%20transmission%20technology%20of%20the%20future%20-%20Think%20Grid%20nC2%B08%20.pdf>>. Acesso em: 05 mar. 2016.

IRSN. (2015, Novembro). **Methodology used in IRSN nuclear accident cost estimates in France**, *Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire*, Fontenay-aux-Roses, France. Disponível em: <http://www.irsn.fr/EN/publications/technical-publications/Documents/IRSN-PRP-CRI-SESUC-2014-00132_Methodology-of-IRSN-accident-cost-estimates.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2016

ITIKI, R.; SANTO, S. G. D.; COSTA, E. C. M.; MONARO, R. M.; Methodology for mapping operational zones of VSC-HVDC transmission system on offshore ports, **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 93, p. 266-275, 2017, Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517303472>>. Acesso em: 22 nov. 2017.

JACOBSON, B et al. VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters , CIGRÈ 2010, B4-110, **Proceedings...** France, 8 p. Disponível em: <<https://library.e>

abb.com/public422dcbc564d7a3e1c125781c00507e47/B4-110_2010%20-%20VSC-HVDC%20Transmission%20with%20Cascaded%20Two-level%20converters.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2017

JAYASINGHE, R.; **A Comprehensive Resource for EMTDC**: EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation, Version 4.7, 5th printing, Canada: Manitoba HVDC Research Centre, 2010. 248 p., Disponível em: <https://hvdc.ca/uploads/ck/files/reference_material/EMTDC_User_Guide_v4_3_1.pdf>. Acesso em 12 mar. 2017.

JOHANSSON, S. G.; ASPLUND, G.; JANSSON E.; RUDERVALL, R. **Power System Stability Benefits with VSC DC – Transmission Systems**, Session 2004, CIGRÉ, Report B4-204. Disponível em: <<https://abblibrary.s3.amazonaws.com/public/3a370a3153baa30ec1256fda004c8cc6/B4-204.pdf>>. Acesso em: 04 fev. 2017.

JOVCIC, D.; AHMED, K., **VSC HVDC Applications and Topologies, Performance and Cost Comparison with LCC HVDC**, 1st ed. United Kingdom: *John Wiley & Sons Ltd*, 2015. 294 p.

KALAIR, A.; ABA, A.; KHAN, N.; Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems, *Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 59, p.1653-1675, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016718>>. Acesso em: 04 fev. 2017.

KARADENIZ, Energy Group; Estambul, Turquia, **Powering the world – Delivering fast track reliable electricity**, 2017, Disponível em: <<http://www.karpowership.com/Assets/PDF/KarpowershipBrochureEnglish.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2017.

KOLLURI, S. et al.; Subsea Power Transmission Cable Modelling: Reative Power Compensation and Transient Response Studies, **Proceedings...** In: *2016 IEEE 17th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, p. 1 – 6, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7556718/>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

KUNDUR, P., **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994., 1176 p. ISBN 9780070359581.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability, **IEEE Transactions on Power Systems**, v.19, n. 2, p. 1387-1401, May 2004, Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1318675/>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

LI, R.; FLEXTCHER J. E.; A novel MMC control scheme to increase the DC voltage in HVDC transmission systems; **Electric Power Systems Research**, v.143, p. 544-553, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616304795>>. Acesso em 16 fev. 2017.

LIU, J.; HAN, M.; CHEN, X.; Development of VSC HVDC quasi-steady-state model and its application. In: 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, **Proceedings...** Najing, China, p.1-4, 2009 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5347957/>>. Acesso em 04 mar. 2017.

MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE. **Applications of PSCAD™ / EMTDC™**; Disponível em: < <https://hvdc.ca/pscad/>>. Acesso em 18 fev. 2016.

MARQUART, K.; HAASDIJK, T; FERRARI, G.B.; SCHMIDHALTER, R. (July 2016). **Shore to Ship Power**. ABB AB. Suécia. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/80a8bbc40eccdd6ac125790900674725/Shore-to-ship-power-2010-low.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

MORAES, Vinícius de. **Antologia Poética**, 2ª ed. aumentada, Rio de Janeiro: A Noite, 1954, p. 271.

MOURINHO, F. A. et al. Modeling and analysis of superconducting fault current limiters applied in VSC-HVDC systems. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, **Proceedings...** Denver, CO, 2015, p. 1-5. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7286262>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

NANOU, S.; TZORTZOPOULOS, O., PAPATHANASSIOU, S., Evaluation of DC voltage control strategies for multi-terminal HVDC grids comprising island systems with high RES penetration, AC and DC Power Transmission, 11th IET International Conference, **Proceedings...** Birmingham, 2015, Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/document/7140590/>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

OKBM, JSC Africantov, Rússia, **KLT-40S Reactor Plants for Small Nuclear Plants**, Disponível em: <http://www.okbm.nnov.ru/images/pdf/klt-40s_extended_en_web.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2016.

PADIYAR, K. R. **Power System Dynamics Stability and Control**. Singapore: John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 1996. 629 p. ISBN-13: 978-1904798019

PEREZ, M. A. et al. Circuit Topologies, Modeling, Control Schemes, and Applications of Modular Multilevel Converters, **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 30, p. 4-17, 2015. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/document/6757004/>>. Acesso em: 20 maio 2016.

PIERRI, E.; BINDER, O.; HEMDAN N. G. A.; KURRAT, M.; Challenges and opportunities for a European HVDC grid, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 427–456, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211631005X>>. Acesso em: 04 mar. 2017.

ROWINSKI, M.K.; WHITE, T. J. ; ZHAO, J. ; Small and Medium sized Reactors (SMR): A review of technology, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.44, p. 643-656, 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115000167>>. Acesso em: 04 fev. 2017.

SIEMENS, Alemanha, **Fact Sheet – High-voltage direct current transmission (HVDC)**, 2012, Disponível em: <<https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hvdc-e.pdf>>. Acesso em: 18 fev. 2017.

SIEMENS, Alemanha, Siemens puts converter stations of HVDC link between France and Spain into operation. 2016, Disponível em: <<http://www.siemens.com/press/en/events/2015/energymanagement/2015-04-Inelfe.php>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

SOOD, V. K., **HVDC and FACTS Controllers Applications of Static Converters in power systems**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004. 295 p. ISBN-13: 978-1402078903

TANG, X.; LU, D.D.C; Enhancement of voltage quality in a passive network supplied by a VSC HVDC transmission under disturbances, **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 45–54, 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513002901>>. Acesso em: 10 fev. 2016

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-Sourced converters in power systems: modeling, control, and applications**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2010, 451 p. ISBN-13: 978-0470521564.

ZHANG, L.; HARNEFORS, L.; NEE, H.; Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control, **IEEE Transactions on Power Systems**, v.26, p.344-355, 2011 Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/5471091/>>. Acesso em: 04 fev 2017.

WESTERMANN, D. et al. **Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission** – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies, n. 492, France: CIGRÉ, Working Group B4.46, 2012. 110 p. ISBN: 978-2-85873-184-8.

WESTMAN, B.; ERIKSSON, K.; PERSSON, G.; MAELAND, A. (Oct, 2016) **Power from Shore**, ABB AB. Suécia. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/22d2aa4a550645c7865133a5308675b6/HVDC%20POWER%20FROM%20SHORE.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

WESTMAN, B.; GILJE, S.; HYTTINEN, M. (Oct. 2016). **Valhall Re-Development Project**, Power from Shore. Suécia: ABB AB. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/5edd0cfa28106e4ac12577f40066149f/PID1193805.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2016.

APÊNDICE

APÊNDICE A – Equacionamento do cabo submarino HVDC

O equacionamento (por unidade de comprimento) do cabo HVDC submarino pode ser realizado em forma matricial (DOMMEL, 1996):

$$-\begin{bmatrix} \frac{dV_1}{dx} \\ \frac{dV_2}{dx} \\ \frac{dV_3}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{11} & Z'_{12} & 0 \\ Z'_{21} & Z'_{22} & Z'_{23} \\ 0 & Z'_{32} & Z'_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (19)$$

onde:

V_1	$V_{CONDUTOR-TERRA} - V_{BLINDAGEM-TERRA}$
V_2	$V_{BLINDAGEM-TERRA} - V_{ARMADURA-TERRA}$
V_3	$V_{ARMADURA-TERRA}$
Z'_{11}	Impedância própria da malha 1 que é igual à soma de $Z'_{CONDUTOR-BLINDAGEM} + Z'_{ISOLANTE\ 1} + Z'_{BLINDAGEM-CONDUTOR}$
Z'_{22}	Impedância própria da malha 2, que é igual à soma de $Z'_{BLINDAGEM-ARMADURA} + Z'_{ISOLANTE\ 2} + Z'_{ARMADURA-BLINDAGEM}$
Z'_{33}	Impedância própria da malha 3, que é igual à soma de $Z'_{ARMADURA-MA\ /TERRA} + Z'_{COBERTURA\ FINAL\ DO\ CABO} + Z'_{MAR/TERRA- ARMADURA}$
Z'_{12}	Valor negativo de impedância mútua (por unidade de comprimento) da blindagem tubular entre o interior da malha 1 e o exterior da malha 2.
Z'_{23}	Valor negativo de impedância mútua (por unidade de comprimento) da armadura tubular entre o interior da malha 2 e o exterior da malha 3. Este valor é igual a Z'_{32} ;
Z'_{13}	Valor zero, pois a malha 1 e 3 não compartilham impedância em comum. Este valor é igual a Z'_{31} ;
$Z'_{CONDUTOR-BLINDAGEM}$	Impedância interna por unidade de comprimento do condutor central com o retorno pela blindagem;
$Z'_{ISOLANTE\ 1}$	Impedância interna por unidade de comprimento do isolante entre o condutor e a blindagem;
$Z'_{BLINDAGEM-CONDUTOR}$	Impedância interna (por unidade de comprimento) da blindagem com o retorno pelo condutor central;

I_1	$I_{CONDUTOR}$
I_2	$I_{BLINDAGEM} + I_{CONDUTOR}$
I_3	$I_{ARMADURA} + I_{BLINDAGEM} + I_{CONDUTOR}$
x	Unidade de comprimento de um segmento de cabo correspondente ao modelo π

O cabo submarino geralmente é enterrado no leito arenoso do mar ou é enterrado artificialmente, quando possível, de forma a não ficar exposto ao risco de danificação mecânica por âncoras dos navios e barcos.

Pode-se considerar que a capa externa do cabo não é isolante e a armadura está em contato permanente com a água do mar, ou seja, a tensão da armadura é igual a zero. A blindagem e armadura costumam ser conectados entre si de forma a manter equipotencialização.

Assim sendo, pode-se admitir que V_3 , V_2 , I_2 e $Z'_{BLINDAGEM-CONDUTOR}$ sejam nulos. O equacionamento, desta forma, se reduz a :

$$\frac{dV_1}{dx} = Z'_{11} \cdot I_1 \quad (20)$$

$$\frac{dV_1}{dx} = (Z'_{CONDUTOR-BLINDAGEM} + Z'_{ISOLANTE 1}) \cdot I_{CONDUTOR} \quad (21)$$

APÊNDICE B – Medição, transformação de Clarke e Park, cálculo de tensão alternada e potências ativas e reativas

O subsistema inicial do controle do VSC é o de medição de tensão (V_a , V_b e V_c) e corrente (I_a , I_b e I_c) nas três fases e subsequente transformação de Clarke e Park.

Figura 8.1 – Sistema de medição, captura e transformação.

Fonte: Adaptado de Manitoba HVDC Research Centre (2016)

Estas grandezas medidas no domínio abc passam por três processamentos:

- Transformada de Clarke, que tem como saída tensão (V_A e V_B) e corrente (I_A e I_B) senoidais no domínio dos eixos Alfa e Beta.
- Transformada de Park, que tem como saída tensão (V_d e V_q) e correntes (I_d e I_q) contínua no domínio dos eixos direto e de quadratura.
- Malha de captura de fase, que tem como saída o ângulo $\hat{\delta}$ PLL, que contém informação sobre a fase medida do sinal de tensão abc.

O processamento subsequente no domínio dos eixos Alfa e Beta e filtragem passa-baixa geram as seguintes variáveis transformadas e calculadas da medição:

- Potência ativa em pu (P_{pu})
- Potência reativa em pu (Q_{pu})
- Magnitude de tensão CA em pu ($VAC1_{magpu}$)

Estes valores medidos são utilizados para fechamento de malha dos controladores PI (proporcional integral) para cálculo do erro em relação aos valores de referência de ajuste respectivos. No domínio do eixo direto e de quadratura ocorre o controle PI dinâmico com malha fechada.

APÊNDICE C - Dados principais do sistema de potência do porto *offshore* e MMC-HVDC

Os seguintes dados foram adotados na simulação :

Nível de curto-circuito CA da rede *onshore*: muito alto (barramento infinito)

Tensão CA nominal da rede *onshore*: 380 kV / 60 Hz

Capacidade de transmissão de potência do MMC-HVDC: 400 MW

Polos do MMC-HVDC: monopolar

Quantidade de células do conversor MMC: 200 unidades

Tensão nominal do lado CA do conversor *onshore*: 220 kV

Tensão nominal do lado CC do conversor *onshore*: + 400 kV

Comprimento do cabo submarino XLPE CC : 74 km

Tensão nominal do lado CC do conversor *offshore*: + 400 kV

Tensão nominal do lado CA do conversor *offshore*: 220 kV

Frequência CA do conversor *offshore*: 60 Hz

Transformador offshore: 400 MVA ; 220 kV:145 kV

Alta tensão CA da subestação *offshore*: 145 kV

Média tensão CA do porto *offshore*: 11 kV

Tensão nominal do transformador de distribuição: 11kV:0.48kV

Baixa tensão CA do porto *offshore*: 0,48 kV

Capacidade do navio de força: 12 x (20%-100%) x 23 MVA

Tensão nominal de saída do navio de força: 145 kV

Capacidade da planta nuclear flutuante: (20%-100%) x 70 MW

Tensão nominal de saída da planta nuclear flutuante: 145 kV

APÊNDICE D – Dados dos controladores

Tabela 3 – Ganhos, constantes de tempo e inclinação de *droop* dos controladores.

Terminal <i>onshore</i>			Porto <i>offshore</i>		
Ajuste	Valor	Unidade	Ajuste	Valor	Unidade
Kpd	0,48	-	Kpd	0,48	-
Tid	0,0067	-	Tid	0,0067	-
Kpq	0,48	-	Kpq	0,48	-
Tiq	0,0067	s	Tiq	0,0067	s
Kp_dc	8	-	Kp_dc	14	-
Ti_dc	0,00367	s	Ti_dc	0,2	s
Kp_ac	1	-	Kp_ac	1	-
Ti_ac	0,1	s	Ti_ac	0,1	s
Kp_P	0	-	Kp_P	0	-
Ti_P	0,0303	s	Ti_P	0,0303	s
Kp_Q	0	-	Kp_Q	0	-
Ti_Q	0,0303	s	Ti_Q	0,0303	s
DrpDC	0	-	DrpDC	0	-
DrpAC	0,01	-	DrpAC	0,01	-
DrpF	0	-	DrpF	0	-

Siglas:

Kp : Ganho proporcional do controlador PI

Ti : Constante de tempo do controlador PI

Drp : *Droop*

d : Eixo direto

q : Eixo de quadratura

DC : Corrente contínua

AC : Corrente alternada

F : Frequência

P : Potência ativa

Q : Potência reativa

Fonte: Autor