

Universidade Federal de Viçosa - UFV

Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE

Departamento de Engenharia Elétrica - DEL

**PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO
EM CORRENTE CONTÍNUA PARA INTERLIGAÇÃO DA
REGIÃO NORDESTE COM O CENTRO-SUL DO BRASIL**

João Victor Matos Farias

Viçosa, 03 de Maio de 2018.

Universidade Federal de Viçosa - UFV

Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas - CCE

Departamento de Engenharia Elétrica - DEL

**PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO
EM CORRENTE CONTÍNUA PARA INTERLIGAÇÃO DA
REGIÃO NORDESTE COM O CENTRO-SUL DO BRASIL**

João Victor Matos Farias

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa para a obtenção dos créditos referentes à disciplina Monografia e Seminário do curso de Engenharia Elétrica.

Orientador : Prof. Dr. Heverton Augusto Pereira

Co-orientador: Prof. M.Sc. Allan Fagner Cupertino

Viçosa, 03 de Maio de 2018.

*À minha família e
aos meus amigos.*

*“Quando tudo está perdido,
Sempre existe uma luz.”*

Renato Russo

Agradecimentos

Após longos 5 anos e meio de muito estudo, festas, comemorações, frustrações, momentos de crescimento e amadurecimento pessoal, é enfim chegada a hora de finalizar mais uma etapa da vida, a tão sonhada graduação. Agradeço a Deus por sempre iluminar meus caminhos e ter colocado pessoas maravilhosas na minha vida durante esse percurso.

Dedico essa conquista ao meu pai, Daniel Augusto, pela pessoa maravilhosa que é e por todo o suporte fornecido. A minha mãe, Cláudia, por ser uma mulher guerreira, batalhadora, a qual eu me espelho todos os dias. Ao meu irmão, Daniel, por estar sempre ao meu lado. Ao meu padrinho Renato pela amizade e parceria que sempre demonstrou por mim. A minha namorada, Carolina, pela paciência e palavras de incentivo. A todos os meus amigos, aos companheiros de curso e de república e aos meus familiares que de alguma forma cotribuíram para o meu sucesso.

Agradeço também aos meus orientadores e amigos, Heverton Augusto Pereira e Allan Fagner Cupertino, os grandes incentivadores deste trabalho que rendeu muitos frutos durante esses anos. Aos meus amigos do GESEP pelos ensinamentos, disposição e ajuda essencial para a realização desse trabalho. A todos os outros professores do departamento de Engenharia Elétrica pelo conhecimento e auxílio que me foi dado durante toda a graduação.

A FAPEMIG, a CAPES e ao CNPq pelo apoio financeiro concedido, sem o qual esta pesquisa não teria sido possível.

Sumário

Resumo	xi
Abstract	xiii
Lista de Tabelas	xv
Lista de Figuras	xviii
1 Introdução	1
1.1 Linhas de transmissão	2
1.2 Transmissão em HVDC	5
1.3 Projeções futuras	7
1.3.1 MMC	7
1.3.2 Sistemas HVDC	8
1.3.3 Confiabilidade	8
1.4 Objetivos	11
1.5 Organização do texto	12
2 Conversor Modular Multinível	13
2.1 Topologia do MMC	13
2.2 Estratégia de controle do MMC	14
2.3 Método de modulação	16

3	Metodologia	19
3.1	Definição dos parâmetros para o conversor modular multinível	19
4	Resultados e Discussões	23
4.1	Dinâmica do HVDC-MMC com variação da potência ativa . .	23
4.2	Estratégias de redundância aplicadas ao HVDC-MMC	27
5	Conclusões e Propostas de Continuidade	31
	Referências Bibliográficas	35

Resumo

A necessidade de escoamento da energia elétrica para múltiplos pontos e a melhoria na interligação entre os mesmos são demandas atuais dos sistemas elétricos de potência, tendo em vista o seu crescimento, principalmente devido aos constantes incentivos à geração distribuída (GD). Nesse sentido, o método mais tradicional de transmitir energia é através de sistemas trifásicos em corrente alternada (c.a.). Entretanto esse método apresenta algumas limitações em longas distâncias, devido aos elevados custos de cabos c.a. e aumento das perdas. Além do mais, questões ambientais tornam cada vez mais restrita a utilização do espaço terrestre. Neste cenário, a transmissão em corrente contínua (c.c.) vem ganhando cada vez mais aceitação no cenário mundial, principalmente, devido a sua capacidade de instalação do sistema por vias subaquáticas (*Offshore*). Um sistema de transmissão em corrente contínua em alta tensão (HVDC, do inglês *high-voltage direct current*), normalmente requer dois equipamentos importantes: os cabos c.c. para as linhas de transmissões e os conversores de energia. As tecnologias de conversores do tipo fonte de corrente (CSC, do inglês *current source converter*) e conversores do tipo fonte de tensão (VSC, do inglês *voltage source converter*) comumente utilizadas para sistemas de conversão são apresentadas neste trabalho, assim como, os avanços alcançados nos últimos anos, para ambos equipamentos. Uma projeção futura no cenário nacional baseada em conversores modulares multiníveis (MMC, do inglês *modular multilevel converter*) é apontada. Por fim, uma estação HVDC de 100 MW e 230 kV *offshore* é simulada de forma a analisar a dinâmica do conversor em resposta à variação de potência dos parques eólicos e as estratégias de redundância aplicadas para o aumento de confiabilidade do sistema.

Abstract

The need to dispose of electrical energy for multiple points and the improvement in the interconnection between them are recent demands on the electric power systems, considering its growth, mainly due to the constant incentives for distributed generation (DG). In this way, the most traditional method of transmitting energy is through three-phase alternating current systems. However, this method has some limitations over long distances, due to the high costs of cables and increased losses. Furthermore, environmental issues make the use of terrestrial space increasingly restricted. In this scenario, the direct current transmission system has been gaining more acceptance, mainly, due to its capacity of installation of the system by underwater routes (Offshore). A high-voltage direct current (HVDC) transmission system usually requires two important equipment: the dc cables for transmission lines and power converters. The current source converter (CSC) and voltage source converter (VSC) technologies commonly used for conversion systems are presented in this work, as well as the advances made in recent years for both equipments. A future projection in the national scenario based on modular multilevel converters (MMC) is pointed out. Finally, a HVDC station of 100 MW and 230 kV offshore is simulated in order to analyze converter dynamics in response to power variation of the wind farms and the redundancy strategies applied to increase the reliability of the system.

Lista de Tabelas

3.1	Parâmetros do sistema HDVC-MMC.	22
-----	---	----

Lista de Figuras

1.1	Integração eletro-energética do território brasileiro (ONS, 2018).	2
1.2	Custo de instalação x Extensão da LT (Adaptado de (Siemens, 2011)).	3
1.3	Capacidade de transmissão x Extensão da LT (Adaptado de (Callavik, 2015)).	4
1.4	Torres de transmissão c.a. e c.c. (Adaptado de (Barreto et al, 2012)).	4
1.5	Sistema elétrico de Itaipu (Adaptado de (Barreto et al, 2012))	5
1.6	Esquema de sistema de transmissão HVDC (Pomilio, 2014). .	6
1.7	Distância aproximada entre pontos no Nordeste e Sudeste brasileiro via marítima (maps.google.com acessado em 03/04/2018).	9
1.8	Estatística de falhas em conversores eletrônicos: (a) Distribuição de falhas dentre os principais componentes; (b) Distribuição das falhas dentre as principais causas (Adaptado de (Wang et al, 2013)).	10
2.1	Topologia do DSCC-MMC.	13
2.2	Estratégia de controle proposta para MMC: (a) Controle de corrente da rede; (b) Controle de corrente circulante.	15
2.3	Conceito do NLC baseado em <i>sort & select</i>	17

3.1	Diagrama esquemático do sistema de transmissão em corrente contínua proposto.	19
4.1	Potência ativa e reativa instantânea dos sistema HVDC.	24
4.2	Tensão do barramento c.c. do sistema de transmissão.	25
4.3	Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) em regime permanente, depois do instante 1,5s.	26
4.4	Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase "A"; (b) detalhe de (a) no instante 1,5s; (c) Fase "B"; (d) detalhe de (c) no instante 1,5s; (e) Fase "C"; (f) detalhe de(e) no instante 1,5s.	26
4.5	Potência instantânea ativa e reativa injetada na rede.	28
4.6	Tensão do barramento c.c. do MMC.	29
4.7	Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) em regime permanente, depois do instante 1s.	29
4.8	Tensão trifásica da rede: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe do transitório em (a), depois do instante 1s.	30
4.9	Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase "A"; (b) detalhe de (a) no instante 1,4s; (c) Fase "B"; (d) detalhe de (c) no instante 1,4s; (e) Fase "C"; (f) detalhe de(e) no instante 1,4s.	30

Introdução

Desde a descoberta da eletricidade até os dias atuais, a maneira comumente empregada para a transmissão de energia elétrica é por meio de cabos. Dessa maneira, há a necessidade de encaminhar a energia gerada nas usinas, sejam elas térmicas, hidráulicas, termonucleares, eólicas, solares, etc., até os pontos de distribuição (ABRADEE, 2005).

Ao sair das usinas geradoras, a eletricidade é transportada através de cabos aéreos, sendo revestidos por camadas isolantes e fixados em grandes torres de metal. Chamamos a todo esse conjunto de cabos e torres, de rede de transmissão de energia elétrica. Tradicionalmente, o sistema de transmissão é dividido em redes de transmissão e subtransmissão, em razão do nível de desagregação do mercado consumidor (ELETROBRÁS, 2002). A rede primária é responsável pela transmissão de maior quantidade de energia, visando ao suprimento de grandes centros e potenciais consumidores. A rede secundária objetiva o atendimento de pequenas cidades e consumidores industriais de médio e pequeno porte (ANEEL, 2004).

A complexa rede de transmissão brasileira tem cerca de 116.000 km e é considerada a maior rede interligada do mundo (Menezes, 2015), conforme ilustrado pela Figura 1.1. Ainda que a maior parte do país seja atendida por redes de transmissão, a crescente demanda requer a permanente expansão e reforço da malha, para que haja qualidade e confiabilidade no atendimento aos consumidores.

1.1 Linhas de transmissão

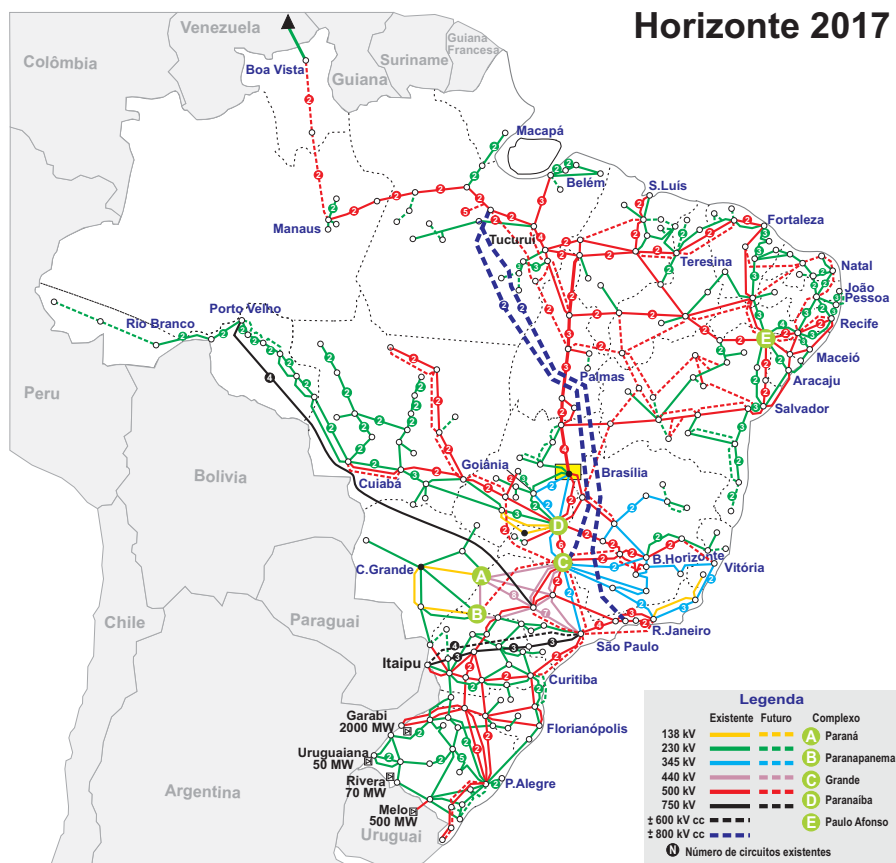


Figura 1.1: Integração eletro-energética do território brasileiro (ONS, 2018).

A construção de linhas de transmissão é um serviço que exige estudos tanto de viabilidade técnica quanto econômica e visa um melhor aproveitamento da energia. É importante destacar que todas as etapas de projeto e construção de linhas de transmissão (LTs) requerem altos investimentos, desde a sua concepção até a conclusão (Menezes, 2015). Ademais, depois de construídas, estas linhas necessitam ser operadas e conservadas por equipes qualificadas.

A transmissão de energia pode ser realizada através de linhas aéreas, subterrâneas ou subaquáticas. A condução convencional é realizada através

de linhas aéreas, que são caracterizadas por utilizarem condutores nus em sua extensão, conectados nas estruturas por isoladores. As linhas subterrâneas, em geral, utilizam cabos isolados e instalados em redes de dutos, sendo uma boa solução para grandes centros urbanos, apesar do custo mais elevado. As linhas *Offshore*, se apresentam como uma boa alternativa para países litorâneos, como o Brasil, podendo ser interessante a análise de viabilidade do projeto (Almeida, 2011).

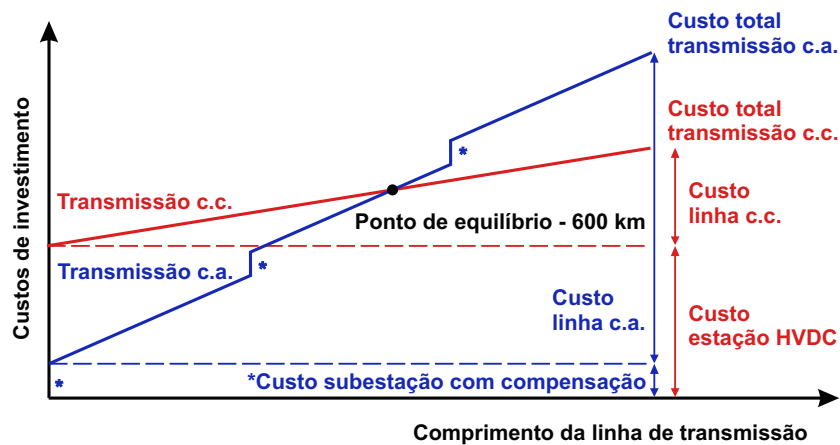


Figura 1.2: Custo de instalação x Extensão da LT (Adaptado de (Siemens, 2011)).

As LTs podem transportar energia em corrente alternada ou corrente contínua. Os sistemas trifásicos c.a. carregam em sua estrutura um ou mais subcondutores por fase e normalmente são os mais utilizados no sistema elétrico de potência por serem mais flexíveis (Menezes, 2015). O sistema c.c. por sua vez, apresenta um ou dois polos (+e/ou-) e é preferível para o transporte de energia em grandes blocos de potência e distâncias acima de 600km , tendo em vista, que os custos com os cabos de transmissão são consideravelmente menores em relação ao sistema c.a., como ilustra a Figura 1.2 (Menezes, 2015).

A Figura 1.3 mostra a redução na capacidade de transmissão à longas distâncias para os sistemas de transmissão aérea de alta tensão em corrente alternada (HVAC, do inglês *high-voltage alternating current*). Essa redução, mais acentuada em relação aos sistemas HVDC, deve-se principalmente à presença mais realçada de efeitos como corona e pelicular (Gomes, 2011).

A Figura 1.4 apresenta uma comparação entre as torres de transmissões

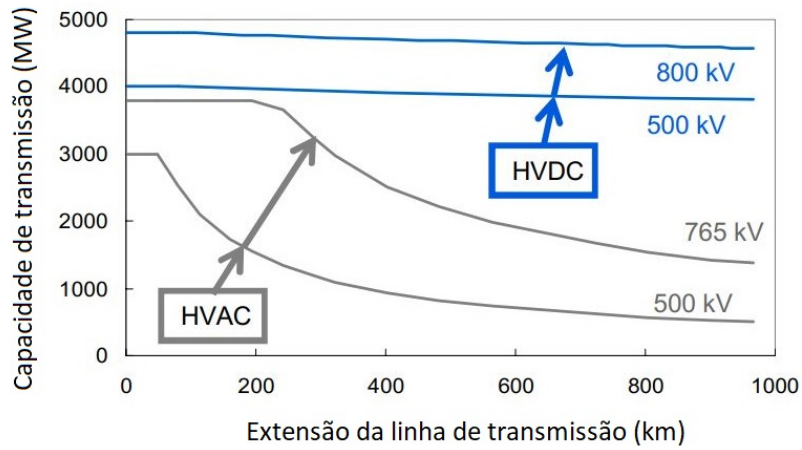


Figura 1.3: Capacidade de transmissão x Extensão da LT (Adaptado de (Callavik, 2015)).

dos sistemas c.a. e c.c., além da redução dos números de cabos e da largura das torres, a transmissão c.c. apresenta redução nas seções retas das linhas, visto que não se apresentam altos valores de indutâncias e capacitâncias equivalentes de uma linha longa de transmissão c.a. (Almeida, 2011).

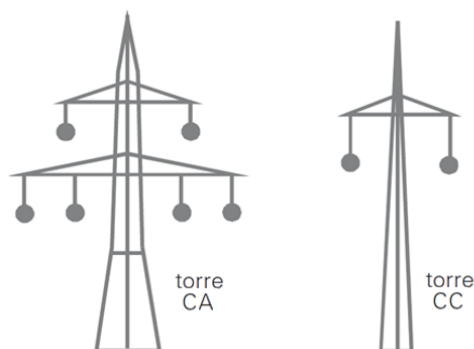


Figura 1.4: Torres de transmissão c.a. e c.c. (Adaptado de (Barreto et al, 2012)).

1.2 Transmissão em HVDC

O dispêndio maior para sistemas c.c. se encontra nas estações HVDC, o que justifica o seu uso para longas distâncias e altas potências. Este tipo de sistema já é utilizado no Brasil desde de 1984 na usina hidrelétrica de Itaipu e durante décadas foi o maior o projeto, dessa natureza, realizado no mundo, com uma potência nominal de $6.300MW$. A transmissão HVDC de Itaipu consiste em dois bipolos de $\pm 600kV$, cada um com uma potência nominal de $3.150MW$, transmitindo energia gerada a $50Hz$ do lado do Paraguai da barragem de Itaipu (perto de Foz do Iguaçu no Paraná) para a rede de $60Hz$ em São Paulo via a estação conversora Ibiúna, a uma distância de aproximadamente $810km$ (Binacional, 2017). A Figura 1.5 apresenta o esquema reduzido do sistema elétrico de Itaipu.

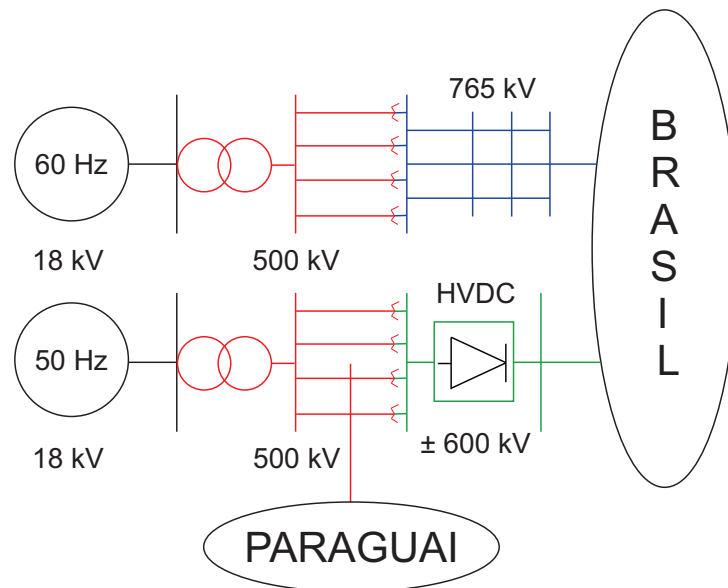


Figura 1.5: Sistema elétrico de Itaipu (Adaptado de (Barreto et al, 2012))

A Figura 1.6 representa o exemplo clássico de transmissão HVDC utilizado em Itaipu. O esquema apresenta 48 válvulas, sendo que cada válvula é composta por 36 chaves semicondutoras (tiristores) em série.

Diversas são as classificações apresentadas para os instrumentos responsáveis pela conversão da energia, dependendo da capacidade de serem controlados ou não, monofásicos ou trifásicos, ponte completa ou meia ponte

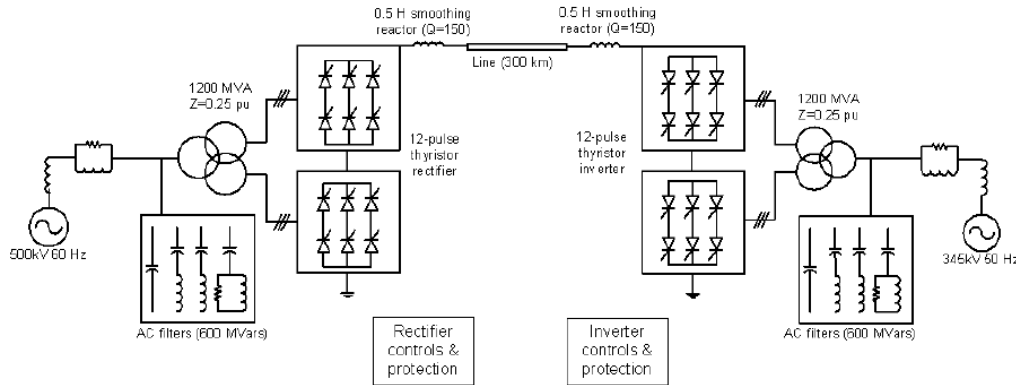


Figura 1.6: Esquema de sistema de transmissão HVDC (Pomilio, 2014).

(Pomilio, 2014).

Tradicionalmente, os sistemas HVDC eram baseados em CSC e devido a incapacidade de desligamento das chaves semicondutoras, as mesmas são comutadas naturalmente, como por exemplo os tiristores SCR (*Silicon Controlled Rectifier*) (Sharifabadi et al, 2016). Com o advento dos semicondutores com capacidade de desligamento forçado, como o GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) os sistemas baseados em VSC vêm ganhando espaço devido a possibilidade de operação independente da rede c.a. para o desligamento das chaves. A primeira solução do conversor de fonte de tensão foi o conversor de dois níveis. Esta topologia é atualmente preferida em aplicações de baixa tensão. No entanto, quando ocorre o aumento do nível de tensão para alguns quilovolts esta topologia é limitada devido à capacidade de bloqueio de tensão das chaves disponíveis no mercado. Mesmo considerando os novos dispositivos de carbeto de silício (SiC) e nitreto de gálio (GaN), bem como a conexão em série dos dispositivos para maior bloqueio de tensão, o campo de aplicação é dispendioso e, em certo grau, limitada (Shammas et al, 2006).

A solução imediata para os altos níveis de tensão de bloqueio é o uso de topologias de conversor multinível. A ideia de conversor multinível é empregada a dispositivos de média e alta potência para obter um conversor com maior capacidade de tensão. De acordo com Hagiwara and Akagi (2009) as topologias tradicionais apresentam problemas à medida que os números de níveis aumentam ou utilizam transformadores que deixam o conversor pesado e volumoso. Neste contexto, o conversor modular multinível (MMC, do inglês

Modular Multilevel Converter) é a opção mais atrativa (Hagiwara and Akagi, 2009).

1.3 Projeções futuras

A principal estrutura de geração de energia adotada pelo Brasil baseia-se em grandes usinas hidrelétricas conectadas aos centros consumidores através de longas linhas de transmissão (ABINEE, 2012). As principais desvantagens dessas estruturas são as perdas de energia nas transmissões c.a. devido ao comprimento da linha, aumento do custo da energia, dependência do recurso hídrico utilizado para a geração da energia e redução da confiabilidade do sistema elétrico como um todo (Simoes et al, 2012).

Como o crescimento econômico resulta em um aumento no consumo de energia elétrica, a geração distribuída tem agregado muito a matriz energética brasileira devido a inviabilização de geração convencional, próxima aos grandes centros consumidores e a utilização dos recursos naturais disponíveis. Isto tem impulsionado o investimento em fontes renováveis, principalmente a geração eólica e fotovoltaica (ABINEE, 2012) em regiões de menor consumo energético, como o nordeste brasileiro (EPE, 2017). Para a conexão da geração realizada em locais mais afastados até os grandes centros é necessário uma estrutura de transmissão eficiente, neste cenário a transmissão HVDC ganha espaço devido ao avanço das tecnologias, como conversores e cabos.

1.3.1 MMC

O conceito do MMC consiste em obter uma elevada conversão de tensão para aplicações de média e alta potência por meio da conexão em cascata de diversos conversores com menor tensão, conhecidos como submódulos (SMs). O MMC vem se destacando diante das diversas aplicações a qual pode ser empregado, como por exemplo: energias renováveis, armazenamento de energia, acionamentos elétricos, sistemas HVDC, compensadores estáticos síncronos (STATCOMs, do inglês *Static Synchronous Compensator*). Algumas das vantagens do conversor modular multinível são apresentadas a seguir (Farias et al, 2018):

- Possibilidade de chaveamento em baixas frequências, resultando em melhores eficiências;
- Maior número de níveis, sem a necessidade de dispositivos em serie;
- Flexibilidade de projeto, uma vez que a tensão pode ser escalonada aumentando o número de submódulos;
- Alta confiabilidade, visto que a redundância é inerente à estrutura do conversor.

Devido às suas vantagens, o MMC é considerado como a próxima geração de conversores para aplicações de média e alta tensão.

1.3.2 Sistemas HVDC

De volta ao cenário nacional, com o aumento de produção de energia elétrica em locais de menor consumo é necessário promover o escoamento dessa energia pra locais com maiores demandas. Neste sentido, Ceará e Rio Grande do Norte se apresentam como alguns dos estados de produção de energia mais acentuados do nordeste brasileiro, além do mais, um dos polos de maior consumo nacional é a região sudeste. Portanto, a proposta deste trabalho é a conexão direta entre as duas regiões, por vias subaquáticas, onde a distância total em linha reta é aproximadamente $2.000km$, conforme ilustra a Figura 1.7. Contudo, a proposta é fundamentada no fato da fabricante ABB já apresentar linhas de transmissão c.c. que chegam a distâncias maiores que $2.000km$ (ABB, 2013).

1.3.3 Confiabilidade

Em seu sentido mais amplo, confiabilidade está associada à operação bem-sucedida, capaz de suportar quebras ou falhas, sem que haja interrupção do sistema ou de um produto (Fogliatto, 2011). A confiabilidade aplicada a conversores eletrônicos está associada a operação tolerante a falhas. A Figura 1.8 apresenta a distribuição de falhas em conversores eletrônicos, sem levar em consideração os sistemas de refrigeração. Capacitores e dispositivos



Figura 1.7: Distância aproximada entre pontos no Nordeste e Sudeste brasileiro via marítima (maps.google.com acessado em 03/04/2018).

semicondutores computam 51% das falhas observadas em aplicações industriais. Em relação aos estresses associados as falhas, observa-se que a ciclo térmico é responsável por 55% das falhas.

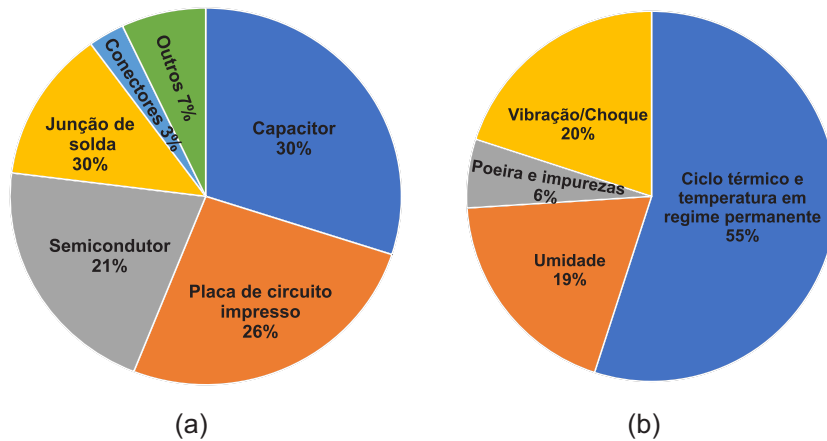


Figura 1.8: Estatística de falhas em conversores eletrônicos: (a) Distribuição de falhas dentre os principais componentes; (b) Distribuição das falhas dentre as principais causas (Adaptado de (Wang et al, 2013)).

Em aplicações como as linhas de transmissão HVDC, a confiabilidade é um fator crítico tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. Dessa forma, os sistemas de transmissão devem apresentar uma disponibilidade elevada, uma vez que a energia é responsável por alimentar diversos tipos de consumidores, sejam estes industriais ou residenciais. Desta forma, as topologias de conversores empregados devem apresentar de alguma forma a capacidade de resistir a falhas em seus componentes de forma que o sistema opere até que seja programada a manutenção corretiva do mesmo.

Nos conversores modulares multinível a tolerância a falha pode ser alcançada empregando-se o conceito de redundância (Farias et al, 2018). Uma das características da redundância aplicada a conversores, está relacionada a quantidade de falhas que o conversor é capaz de suportar, sem que o sistema pare sua operação. Basicamente, a falha deve ser detectada por meio de unidades de controle inteligentes. Em conversores eletrônicos esta detecção é geralmente atribuída aos circuitos de acionamento dos dispositivos semicondutores, denominados gate-drives. Visto que a estrutura do conversor é modular, basta acrescentar módulos adicionais no projeto inicial do MMC. Quando uma falha for detectada em algum dos submódulos, este será remo-

vido do circuito principal. Um submódulo reserva será inserido no circuito substituindo o anterior. Esta transição deve ser realizada de forma rápida e suave, de forma que o sistema de transmissão de energia continue operando corretamente. Muitos trabalhos na literatura apresentam um fator de redundância com valores próximos a 10%. Isto significa que o conversor deve suportar falhas em até 10% dos submódulos.

As estratégias de redundância podem ser classificadas de acordo com a utilização dos submódulos redundantes em 2 grupos: estratégias de reserva quente e reserva fria. Nas estratégias de reserva quente, os submódulos adicionais se encontram operantes assim como os demais (Hu et al, 2014; Li et al, 2015). Quando uma falha ocorre, o submódulo correspondente é retirado do circuito principal e a operação do conversor continua sem problemas. Neste caso, os transitórios são minimizados e a qualidade da energia de saída é mantida. Por outro lado, os sistemas baseados em reserva quente apresentam maiores perdas, uma vez que mais submódulos são utilizados.

Por sua vez, as estratégias de reserva fria mantêm os submódulos redundantes desativados. Neste caso, as perdas de operação do conversor são minimizadas. Por outro lado, quando uma falha for detectada, o submódulo em falha é substituído por um redundante. Nesta situação, o submódulo será carregado até atingir o nível de tensão nominal. Este processo acaba por gerar transitórios um pouco mais significativos na dinâmica do conversor. Apesar disso, conforme apresentado por (Farias et al, 2018), estes transitórios não afetam significativamente a performance do conversor.

1.4 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é apresentar uma possível solução para o escoamento da energia elétrica gerada nos locais de baixo consumo, como o nordeste brasileiro, até as regiões de maior demanda, como é o caso do centro-sul do Brasil. Para a realização dessa tarefa, a transmissão subaquática em corrente contínua apresenta-se uma boa opção, devido suas vantagens como:

- Menores custos para projetos a longas distâncias;

- Redução do número de torres de transmissão terrestres;
- Maior eficiência, alavancada pelas novas tecnologias do mercado.

As constantes melhorias obtidas nos sistemas de transmissão c.c. devem-se, majoritariamente, aos avanços alcançados nos instrumentos utilizados. Nesse sentido, a abordagem desse trabalho será focada nos cabos e principalmente nos conversores.

1.5 Organização do texto

As seções deste documento são divididas da seguinte forma: O primeiro capítulo aborda uma contextualização geral do tema, no capítulo 2 é realizado uma revisão literária do conversor modular multinível: topologia, controle e modulação. O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada e o estudo de caso a ser realizado, no capítulo 4 os resultados simulados são obtidos, analisados e discutidos, por último as conclusões deste trabalho e as propostas de continuidade são apresentadas no capítulo 5.

Conversor Modular Multinível

2.1 Topologia do MMC

A Figura 2.1 exibe a topologia do MMC adotado para este trabalho, o *double-star chopper cell* (DSCC) (Hagiwara and Akagi, 2009; Lesnicar and Marquardt, 2003). Esta topologia tem sido largamente utilizada para diversas aplicações como sistemas de transmissão HVDC, acionamentos elétricos, STATCOMs e sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias (Farias et al, 2018).

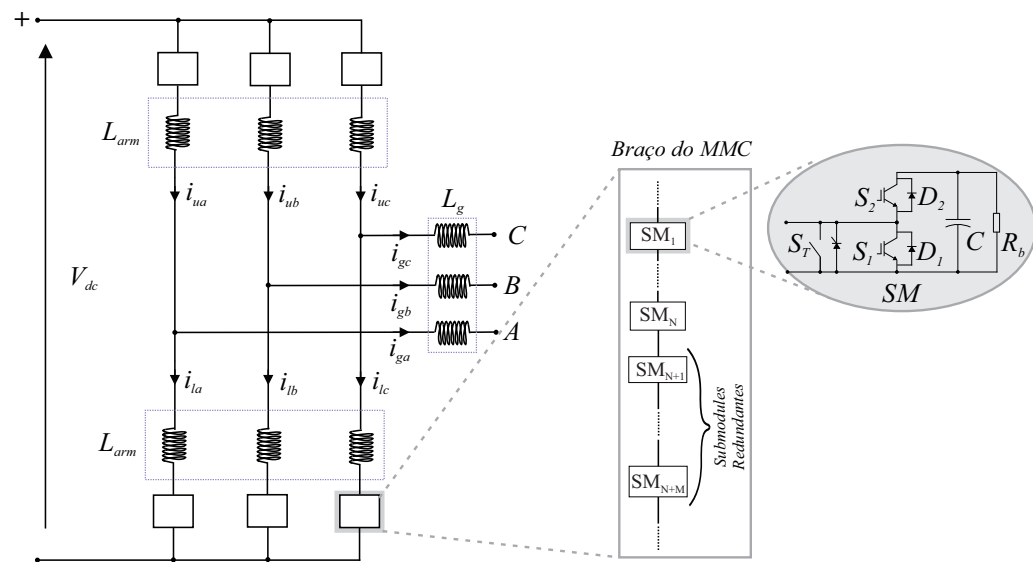


Figura 2.1: Topologia do DSCC-MMC.

Cada submódulo (SM) ou célula (*Cell*) contém duas chaves semicondutoras, S_1 e S_2 , e um capacitor C, que apresenta um resistor de sangria R_b (Davidson, 2011). A função deste resistor é descarregar os capacitores dos submódulos, durante falhas ou possíveis processos de manutenção do conversor. Tipicamente, em paralelo com os SMs, uma chave S_T é responsável pela retirada dos mesmos em caso de falha, podendo ser utilizado também, para manter os SMs de reposição fora do circuito principal enquanto o conversor está funcionando normalmente (Son et al, 2012). O número de submódulos N representa a quantidade operante do conversor, enquanto M, são os SMs adicionais.

2.2 Estratégia de controle do MMC

A estratégia de controle proposta para o DSCC-MMC é mostrada na Figura 2.2. O controle de corrente da rede é responsável pela injeção de potência ativa P na rede trifásica. Essa estratégia é realizada pelos laços internos implementado em quadro de referência estacionário ($\alpha\beta$). Basicamente, o *loop* externo controla o quadrado da tensão de barramento V_{dc} do conversor, baseando-se na relação do armazenamento de energia nos terminais do capacitor com o quadrado de sua tensão (Pereira et al, 2015). Usando a teoria da potência instantânea (Akagi et al, 2007), é possível obter expressões para a referência da rede através de:

$$\begin{bmatrix} i_{g\alpha}^* \\ i_{g\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{(v_{g\alpha}^+)^2 + (v_{g\beta}^+)^2} \begin{bmatrix} v_{g\alpha}^+ & v_{g\beta}^+ \\ v_{g\beta}^+ & -v_{g\alpha}^+ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

onde $v_{g\alpha}$ e $v_{g\beta}$ são os componentes estacionários de tensão da rede e Q^* a potência reativa de referência. Os controladores proporcionais de ressonância (PR) são empregados para seguir a corrente de referência. A dinâmica da corrente de rede no quadro de referência estacionário é dada por (Pereira et al, 2015):

$$v_{s,\alpha\beta} = v_{g,\alpha\beta} + L_{eq} \frac{di_{g,\alpha\beta}}{dt} + R_{eq} i_{g,\alpha\beta}, \quad (2.2)$$

onde $L_{eq} = L_g + 0.5L_{arm}$, $R_{eq} = R_g + 0.5R_{arm}$ e $v_{s,\alpha\beta}$ é a tensão de saída equivalente do MMC. Usando esse modelo, os controladores PR podem ser ajustados usando a metodologia proposta por (Yepes et al, 2011). Ações de avanço (*Feedforward*) da tensão da rede está incluída para melhorar a dinâmica. O controle de corrente circulante ou médio é dividido em duas malhas, externa e interna. O *loop* externo é responsável pela equalização da tensão média \bar{v}_{sm} dos SMs por braço do MMC. A tensão média de referência v_{sm}^* pode ser expressada da seguinte forma:

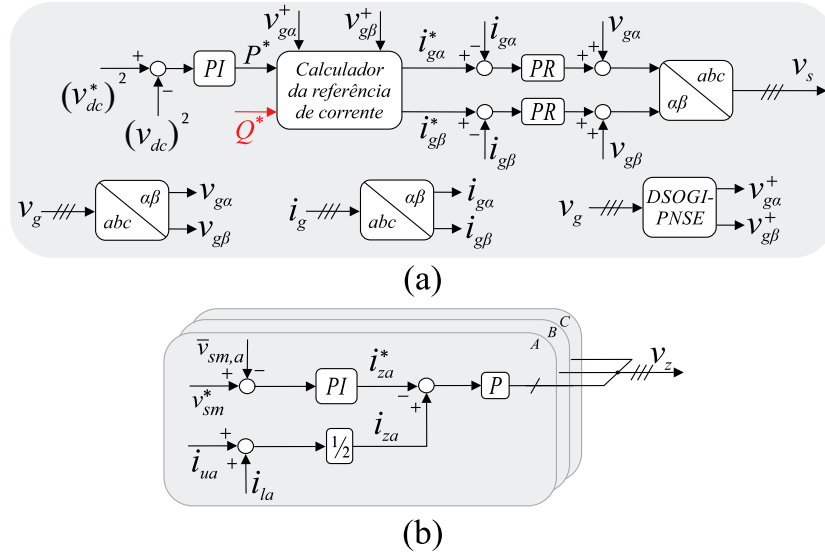


Figura 2.2: Estratégia de controle proposta para MMC: (a) Controle de corrente da rede; (b) Controle de corrente circulante.

$$v_{sm}^* = \frac{V_{dc}}{N}, \quad (2.3)$$

onde V_{dc} é a tensão do barramento c.c. do sistema HVDC.

A malha interna tem a função de reduzir os harmônicos na corrente circulante e a inserção de amortecimento na resposta dinâmica do conversor. A corrente circulante tem a seguinte relação (Hagiwara and Akagi, 2009):

$$i_z = \frac{i_u + i_l}{2}. \quad (2.4)$$

A dinâmica por fase da corrente circulante é dada por (Harnefors et al, 2013):

$$v_c = L_{arm} \frac{di_z}{dt} + R_{arm} i_z, \quad (2.5)$$

onde v_c é tensão interna do MMC. Por fim, o sinal de referência normalizado tem a seguinte relação:

$$v_{u,n} = \frac{v_c}{v_{sm,u}^*} - \frac{v_s}{v_{sm,u}^* N_{o,u}} + \frac{1}{2}, \quad (2.6)$$

$$v_{l,n} = \frac{v_c}{v_{sm,l}^*} + \frac{v_s}{v_{sm,l}^* N_{o,l}} + \frac{1}{2}. \quad (2.7)$$

onde $N_{o,u}$ e $N_{o,l}$ são os números de submódulos operantes para os braços superiores e inferiores, respectivamente.

2.3 Método de modulação

Para o chaveamento dos dispositivos semicondutores do MMC, um método de modulação deve ser empregado. Devido a flexibilidade de modulação para multiníveis e maior facilidade para implementação (Sharifabadi et al, 2016), será utilizado a modulação de controle de nível mais próximo (NLC, do inglês *Nearest-Level Control*). O princípio de funcionamento do NLC, se baseia na utilização mais eficiente dos submódulos de acordo com seu nível de tensão. A referência normalizada $v_{u,l}$ sofre um ganho de acordo com o número de SMs ativos $N_{u,l}$, em seguida esse valor é arredondado pela função round, restando apenas números inteiros na saída $N_{u,l}^*$:

$$round(x) = \begin{cases} floor(x) & x < floor(x) + 0,5, \\ ceil(x) & x > floor(x) + 0,5. \end{cases} \quad (2.8)$$

A função $floor(x)$ é o maior número inteiro menor que x , em contra partida, $ceil(x)$ é o menor inteiro maior que x . Sendo assim, a forma de onda de referência se torna uma escada, onde os níveis mais baixos serão usados

por mais tempo que os mais altos, causando um desequilíbrio na tensão dos capacitores dos SMs. Portanto, o NLC necessita de um método para selecionar os SMs a serem inseridos ou retirados. Neste sentido, o método de ordenação *sort & select* será empregado (Lesnicar and Marquardt, 2003). O funcionamento do algoritmo pode ser definido da seguinte forma:

1. Um submódulo deve ser inserido:
 - (a) Corrente do braço $i_{arm} > 0$, o capacitor com menor tensão deverá ser inserido para seu carregamento;
 - (b) Corrente do braço $i_{arm} < 0$, o capacitor com maior tensão deverá ser inserido para ser descarregado;
2. Um submódulo deve ser retirado:
 - (a) Corrente do braço $i_{arm} > 0$, o capacitor com maior tensão deverá ser retirado para interromper seu carregamento;
 - (b) Corrente do braço $i_{arm} < 0$, o capacitor com menor tensão deverá ser retirado para interromper seu descarregamento;

Um aperfeiçoamento para essa técnica pode ser alcançado com o *Tolerance Band Control* (Sharifabadi et al, 2016). Neste método, os capacitores são controlados em uma faixa pré-determinada de tensão, neste trabalho a variação permitida será de $\pm 10\%v_{sm}^*$. Caso os limites sejam ultrapassados, as prescrições descritas acima são aplicadas. A substituição dos SMs está atrelada ao tempo de amostragem T_s em que será executado o algoritmo. A Figura 2.3 apresenta o esquema simplificado da modulação empregada.

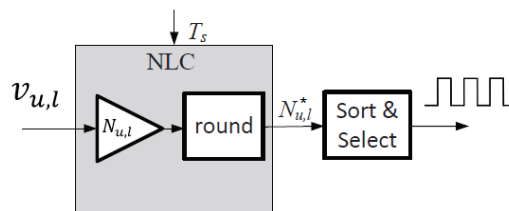


Figura 2.3: Conceito do NLC baseado em *sort & select*.

Metodologia

3.1 Definição dos parâmetros para o conversor modular multinível

O sistema proposto neste trabalho é apresentado na Figura 3.1. Será considerada uma estação HVDC de $230kV$ *offshore*. A potência do sistema estudado (MMC2) é de $100MW$. A transmissão de energia em ambos os lados do sistema é em $138kV$. Para a conexão do HVDC-MMC, foram utilizados cabos c.c. com capacidade de 140 MW existentes em *datasheet* (Bresesti et al, 2007), representados pela a resistência R_{lt} e capacitância C_{lt} .

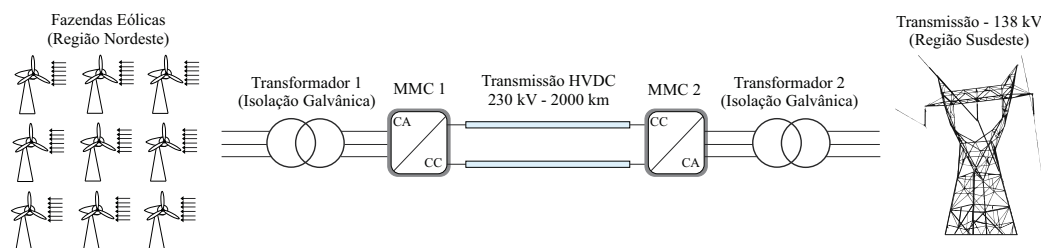


Figura 3.1: Diagrama esquemático do sistema de transmissão em corrente contínua proposto.

O projeto do sistema HVDC inclui a determinação dos seguintes componentes:

- Número de submódulos utilizados em cada braço do conversor;
- Capacitância utilizada por submódulo;

- Valor das indutâncias utilizadas no conversor;
- Capacidade de corrente dos indutores e capacitores utilizados;
- Dispositivos semicondutores utilizados no conversor.

O número de submódulos do conversor é determinado pela seguinte equação (Farias et al, 2018):

$$N = \frac{1}{f_{us}} \frac{V_{dc}}{V_{svc}}, \quad (3.1)$$

onde V_{svc} é a tensão de bloqueio máxima dos dispositivos semicondutores e f_{us} é o fator de utilização de tensão dos dispositivos semicondutores. Devido a razões práticas, a literatura limita o fator de utilização das chaves em 60%. Para o estudo de caso considerado, serão utilizados módulos semicondutores com tensão de bloqueio de 6500V e fator de utilização de $f_{us} = 50,5\%$, que é adequado para a aplicação. Desta forma, considerando a tensão de barramento como 230kV, cada braço do conversor vai conter $N = 70$ submódulos. O valor da capacitância dos submódulos do conversor em sistemas HVDC está relacionada com os requisitos de energia do conversor. De acordo com (Ilves et al, 2014), os requisitos de energia para conversores modulares multi-nível se encontram na faixa de 30 a 40kJ/MVA. A energia total armazenada nos capacitores do conversor é dada por:

$$E_{nom} = \frac{W_{conv} S_n}{6}, \quad (3.2)$$

Considerando-se $W_{nom} = 30kJ/MVA$ e $S_n = 100MVA$, $E_{nom} = 500kJ$. Por sua vez, a capacitância de cada submódulo é dada por:

$$C = \frac{2NE_{nom}}{V_{dc}^2}, \quad (3.3)$$

Para o estudo de caso considerado, $N = 70$ e $V_{dc}=230$ kV. Desta forma, $C = 1,32mF$ é encontrado. Neste caso, por razões comerciais, os capacitores de 1,5 mF são utilizados. Por fim, as indutâncias dos braços do conversor são definidas a partir de dois critérios. Em primeiro lugar, o DSCC-MMC

apresenta uma frequência de ressonância interna associada a iteração dos indutores com os capacitores dos submódulos (Ilves et al, 2012). A fim de evitar que esta frequência de ressonância ocorra na vizinhança da frequência fundamental, o seguinte critério deve ser atendido:

$$L_{arm}C > \frac{5N}{48\omega_n^2}. \quad (3.4)$$

onde ω_n é a frequência fundamental da rede elétrica em rad/s . O segundo critério está relacionado com a limitação de correntes associadas a faltas. No cenário mais crítico, ou seja, uma falta entre os barramentos positivos e negativos do sistema de transmissão HVDC, a indutância é dada por:

$$L_{arm} = \frac{V_{dc}}{2\alpha}, \quad (3.5)$$

onde α é a máxima taxa de variação de corrente permitida pelos componentes eletrônicos. A literatura sugere valores máximos de $\alpha = 100A/\mu s$.

Deve-se atentar ao fato de que a proteção contra curto-circuito fica a cargo de tiristores em paralelo com os submódulos, Figura 2.1, onde a corrente de falha passa pelo tiristor protegendo assim os dispositivos de cada SM do conversor. Conseqüentemente, caso a proteção seja empregada, as indutâncias são responsáveis apenas por reduzir os harmônicos de chaveamento do conversor e facilitar o controle em malha fechada. Neste caso valores na faixa de $0,05pu$ (por unidade) são empregados. Por outro lado, quando tiristores não são empregados, os indutores devem ainda limitar a taxa de variação da corrente de curto. Neste caso, valores entre $0,10$ e $0,15pu$ são empregados (Harnefors et al, 2013).

Para o estudo de caso apresentado, considerando o primeiro critério, o valor do mínimo de indutância é de $34,2mH$ enquanto para o segundo critério é de $1,2mH$. Deve ser observado que um indutor de $0,05pu$ corresponde a uma indutância $76mH$ que atende aos critérios anteriores. Desta forma, $L_{arm} = 76mH$. Uma vez que em aplicações HVDC, indutores de núcleo de ar são preferidos, uma relação $X/R = 18$ é empregada neste trabalho. A preferência desta tecnologia está relacionada a linearidade do indutor, baixa manutenção e fácil isolamento (Sharifabadi et al, 2016).

O nível de corrente nos braços do conversor pode ser determinado pela seguinte equação:

$$i_u = i_z + \frac{i_s}{2}, \quad (3.6)$$

onde i_s é a corrente de saída e i_z é a corrente circulante por braço do conversor. Se as correntes são equilibradas, $i_z = i_{dc}/3$. Desta forma, os valores máximos das correntes do braço do conversor podem ser expressas por:

$$I_{max} = \frac{i_{dc}}{3} + \frac{1}{2}max(i_s) = \frac{S_n}{3V_{dc}} + \frac{S_n}{\sqrt{3}V_s}, \quad (3.7)$$

Considerando-se os parâmetros do sistema adotado, $I_{max} = 563,3A$. Nesta condição, os indutores devem ser projetados para suportar este nível de corrente. Além disso, baseado neste valor, módulos de potência com capacidade de condução de corrente de 600A podem ser utilizados. Portanto, módulos de potência de 6500V/600A são empregados neste estudo. Vale ressaltar que os grandes fabricantes fornecem soluções para esta faixa de tensão e corrente. A tabela 3.1 resume os principais parâmetros empregados.

Tabela 3.1: Parâmetros do sistema HDVC-MMC.

Parâmetros	Valores
Tensão da rede (v_g)	138 kV
Tensão do barramento c.c. (V_{dc})	230 kV
Potência nominal (S_n)	100 MVA
Indutância do transformador (L_g)	25,26 mH
Relação X/R	18
Indutância do braço (L_{arm})	76 mH (0,05pu)
Resistência do braço (R_{arm})	0,95 Ω
Capacitância do SM (C)	1,5 mF
Tolerância da capacitância do SM (ΔC)	10 %
Tensão nominal do SM ($v_{sm,n}^*$)	3,3 kV
Resistência do cabo c.c. (R_{lt})	0,0754 Ω/km
Capacitância do cabo c.c. (C_{lt})	20 μF
Número de SM (N)	70 per arm
Número de redundantes/spare SMs (M)	7 per arm
Frequência de amostragem (F_s)	30 kHz

Resultados e Discussões

O caso estudado baseia-se no diagrama esquemático apresentado na Figura 3.1. Os resultados foram obtidos via simulação, através do *software* PLECS. Uma análise detalhada sobre os parâmetros de maior relevância para o sistema será discutida no decorrer desta seção, para tal, duas abordagens são definidas para a validação da proposta.

4.1 Dinâmica do HVDC-MMC com variação da potência ativa

A validação do sistema de transmissão de corrente contínua é baseada em variações da potência gerada pelas fazendas eólicas. Basicamente foi considerada uma variação da potência gerada pela fazenda eólica com as seguintes características:

- Entre os instantes $0s < t < 0,25s$ as fazendas eólicas estão desativadas e portanto a potência gerada é igual a zero;
- No instante $t = 0,25s$ a geração é aumentada em rampa até o valor de $50MVA$; A inclinação da rampa utilizada foi de $115MVA/s$;
- No instante $t = 1s$ a geração é novamente aumentada em rampa até $100MVA$ (potência nominal do sistema);
- No instante $t = 1,7s$ a geração é reduzida novamente para $50MVA$ e em $2,6$ segundos é novamente reduzida em rampa até que a geração é

desativada.

O resultado obtido para o transmissão de potência do sistema HVDC-MMC é apresentada na Figura 4.1. O sistema é controlado para manter a potência reativa do lado da rede em zero, mantendo assim o fator de potência próximo do unitário. Nota-se que quando a potência transmitida é nula, uma pequena parcela de potência ativa é consumida pelo inversor para suprir as perdas e manter a tensão do barramento c.c. estável. A diferença entre a potência transmitida pelo MMC1 e à injetada na rede pelo MMC2, representa em maior parte, as perdas nos cabos de transmissão c.c.. Devido a extensão das linhas de 2000km, as perdas nos cabos são próximas a 30 MW para a potência nominal injetada, produzindo uma eficiência em torno de 77% para o sistema de transmissão. Como pode ser observado a potência ativa injetada assemelha-se com o perfil de geração.

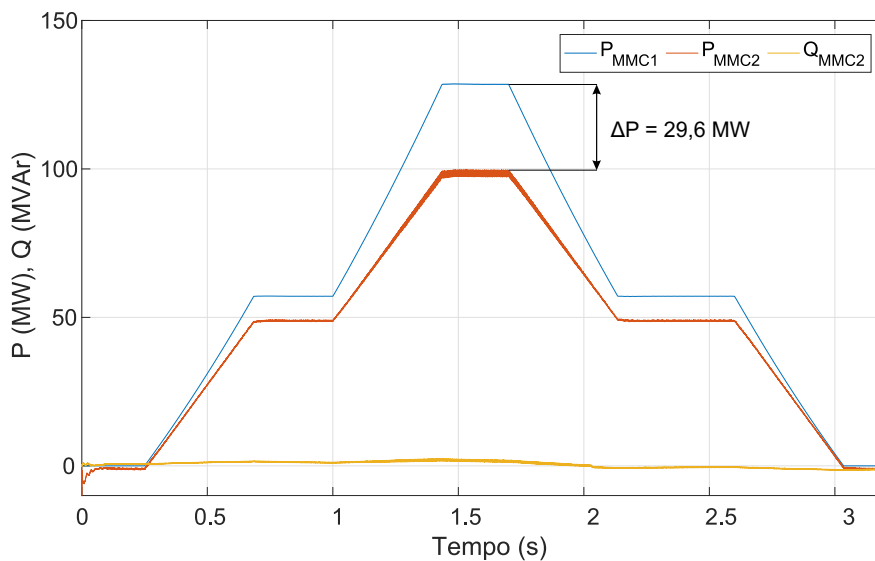


Figura 4.1: Potência ativa e reativa instantânea dos sistema HVDC.

Tendo em vista os efeitos das perdas no sistema HVDC apresentado pela Figura 4.1, os resultados que se seguem, levam em consideração apenas o lado do inversor da rede (MMC2).

A tensão do barramento c.c. é apresentada na Figura 4.2. Conforme observado, o barramento c.c. é controlado no valor de referência ($230kV$)

com uma oscilação inferior a 0,5%. Durante as variações da potência gerada observam-se perturbações na tensão c.c. que são rapidamente extintas pela ação do controle do conversor modular multinível.

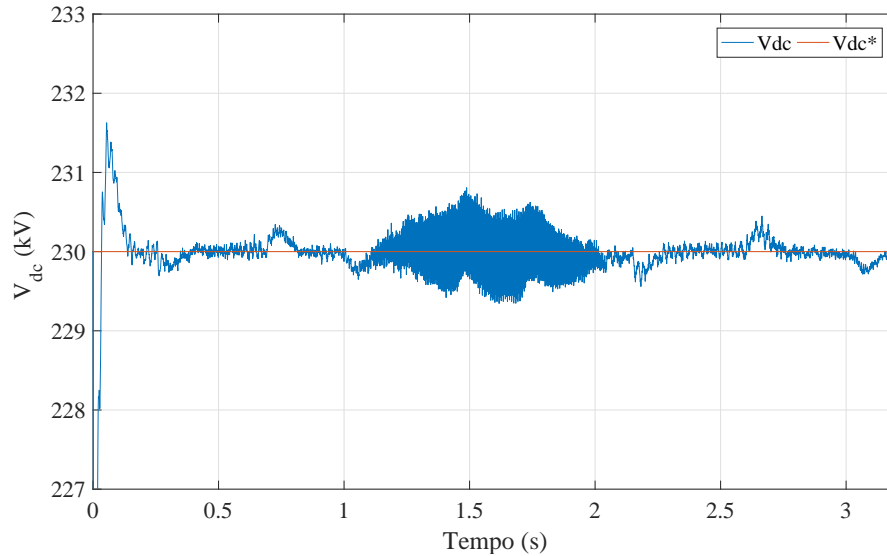


Figura 4.2: Tensão do barramento c.c. do sistema de transmissão.

A Figura 4.3 apresenta a corrente injetada na rede elétrica durante as variações de potência ativa. As correntes nas três fases encontram-se equilibradas e nota-se que a amplitude da corrente segue o perfil da potência ativa injetada na rede elétrica. A corrente apresenta uma forma de onda praticamente senoidal, com uma distorção harmônica inferior a 0,5% quando o conversor opera a plena carga.

A Figura 4.4 apresenta a tensão em cada um dos submódulos do conversor. Por questões de simetria, apenas os capacitores dos braços superiores são mostrados. Como pode ser observado, as tensões encontram-se balanceadas durante toda a operação do conversor. Além disso, os valores médios seguem a referência (3,28kV). Nota-se que a oscilação da tensão nos capacitores é relacionada com o nível de potência processada pelo conversor. O valor do capacitor utilizado neste projeto (correspondente a 30kJ/MVA de energia armazenada).

Adicionalmente, a estratégia de modulação empregada (NLC) alcança valores baixos para a frequência de chaveamento e garante que a tensão fique

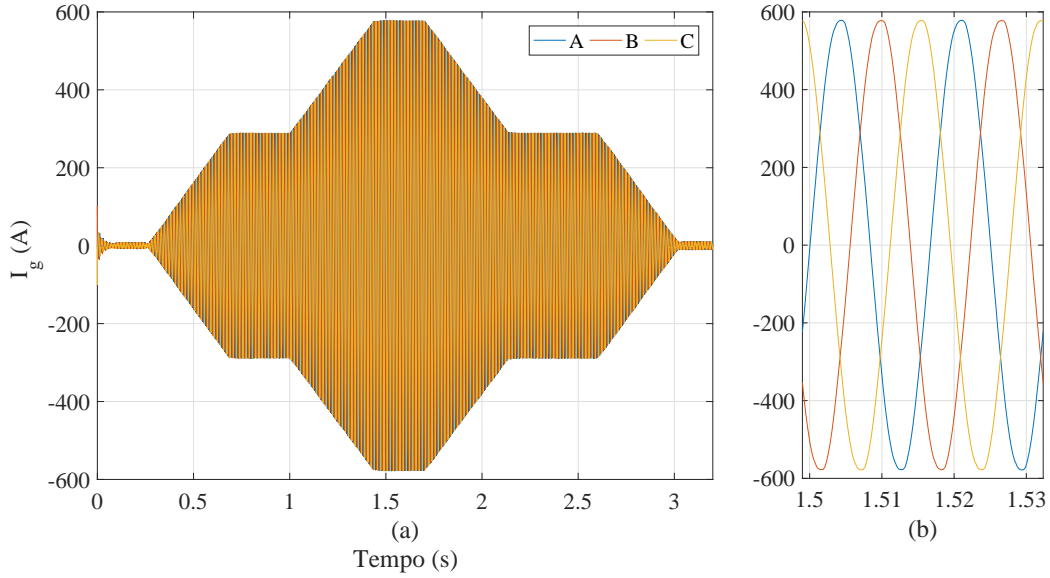


Figura 4.3: Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) em regime permanente, depois do instante 1,5s.

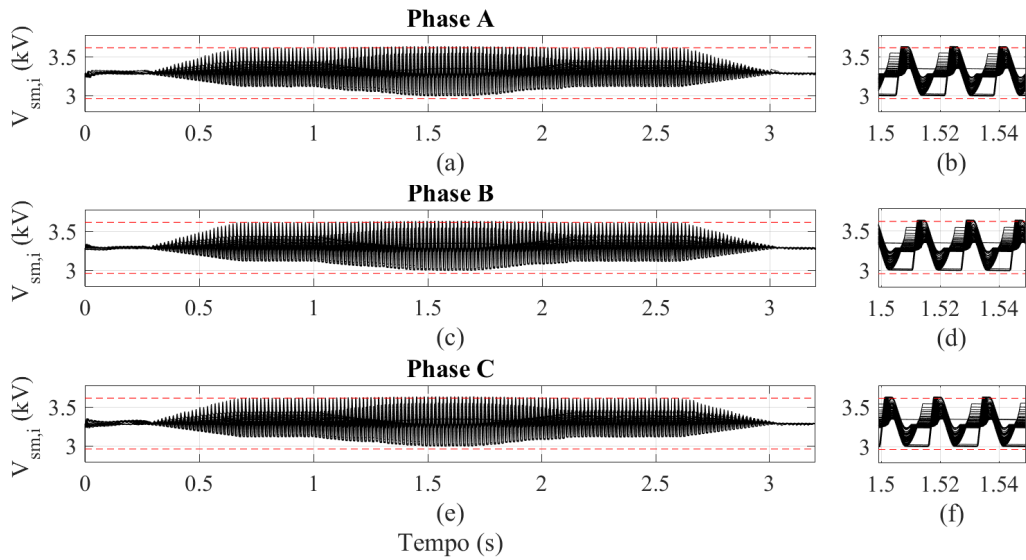


Figura 4.4: Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase "A"; (b) detalhe de (a) no instante 1,5s; (c) Fase "B"; (d) detalhe de (c) no instante 1,5s; (e) Fase "C"; (f) detalhe de(e) no instante 1,5s.

limitada a uma faixa determinada de 10% em torno do valor de referência. Para esta aplicação, a frequência de comutação observada se encontra abaixo de 100 Hz por chave.

4.2 Estratégias de redundância aplicadas ao HVDC-MMC

As dinâmicas das estratégias de redundância serão analisadas considerando uma falha simétrica em todo o HVDC-MMC, em outras palavras, os 6 braços do conversor serão afetados da mesma forma e simultaneamente. A análise será realizada perante duas situações de redundância:

- No instante $t = 0,5s$, ocorre a retirada de um submódulo de reserva quente por braço. O conversor continua operando nas condições nominais, com 6 SMs a menos no total (1 em cada braço).
- No instante $t = 1s$, ocorre a retirada de um submódulo operante por braço e substituição do mesmo por um SM de reserva frio. Após o transitório, o conversor opera normalmente como na primeira situação.

A potência instantânea ativa e reativa injetada na rede pelo MMC é exibida na Figura 4.5. Conforme ilustrado, no instante $0,5s$ que ocorre a retirada do submódulo redundante quente, as potências não apresentam transitório considerável. No instante da retirada do SM, em $1s$, ocorre uma diminuição da potência ativa entregue a rede, devido a necessidade de carga no submódulo frio que será repostado e inicialmente está totalmente descarregado. Aproximadamente após $80ms$, o transitório devido a carga do SM frio é extinguido.

A Figura 4.6 apresenta a tensão do barramento c.c. do conversor. O barramento c.c. exibe um transitório devido ao consumo do próprio MMC, para o carregamento do submódulo frio em $t = 1s$.

As correntes e tensões trifásicas da rede são apresentadas nas Figuras 4.7, 4.8, respectivamente. A mesma situação descrita anteriormente, ocorre para as correntes da rede, um detalhe do transitório ocorrido nas correntes

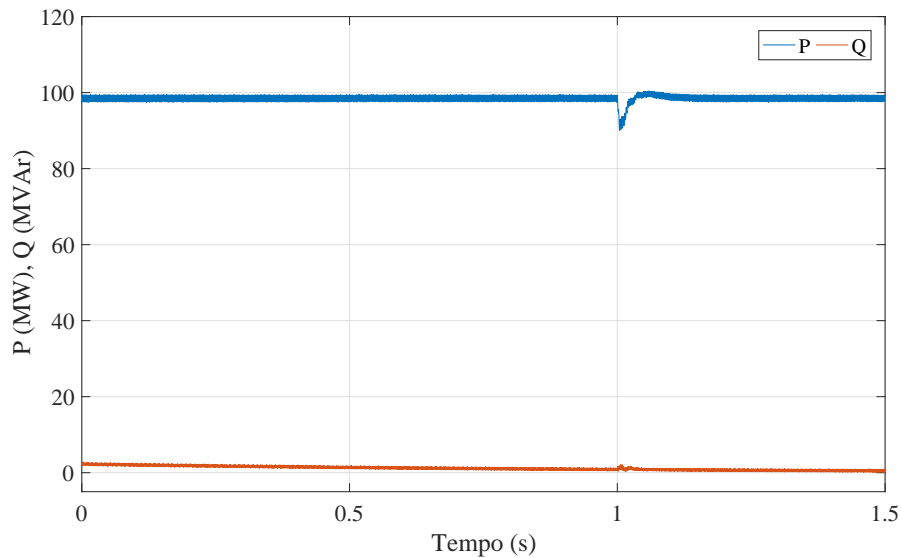


Figura 4.5: Potência instantânea ativa e reativa injetada na rede.

após a adição do submódulo frio ao sistema é ilustrado conforme Figura 4.7 (b).

A Figura 4.9 apresenta as tensões dos submódulos para as três fases do sistema. Devido a falha simétrica considerada para o conversor, a análise feita para uma das fases pode ser estendida às outras. No instante 0,5s, não é possível observar um transitório significativo no balanço dos capacitores, dado que foi feita a retirada de um SM quente. Após a inserção do SM frio ao sistema, no instante 1s, é possível perceber o seu carregamento e a adequada rejeição de perturbação por parte do controle, mantendo a variação de tensão dos capacitores do braço dentro da faixa adequada. A margem de oscilação proposta em 10% para as tensões dos capacitores, é respeitada em todas as situações propostas, este fato ocorre principalmente devido a capacidade do modulador NLC de balancear os capacitores de forma rápida e eficaz.

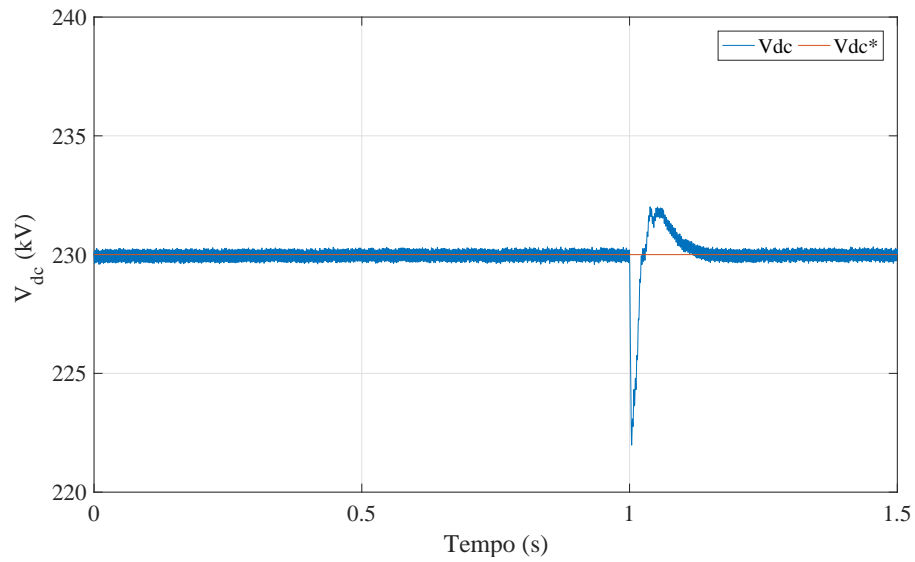


Figura 4.6: Tensão do barramento c.c. do MMC.

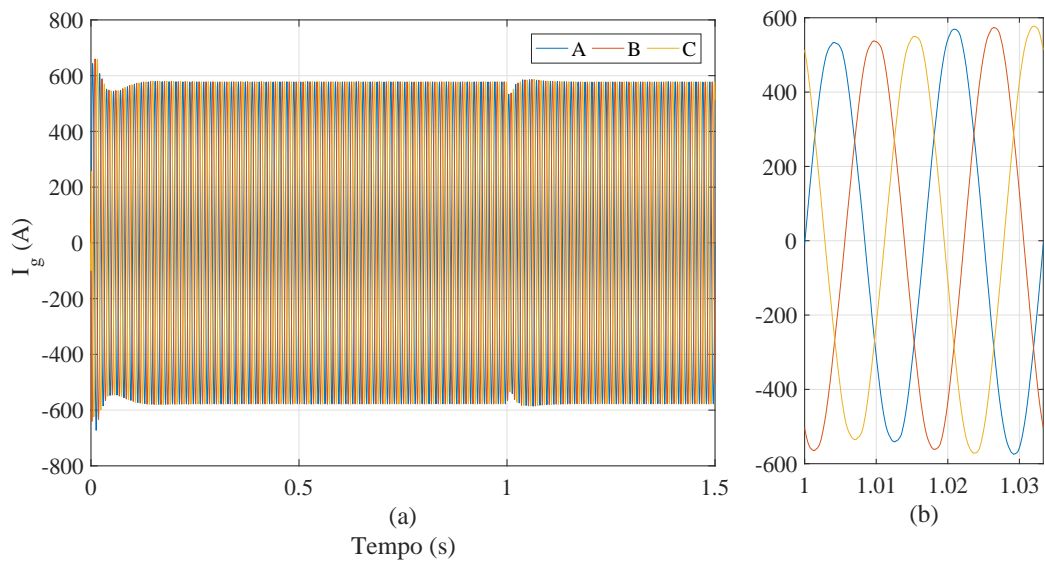


Figura 4.7: Corrente de fase da rede injetada pelo MMC: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe de (a) em regime permanente, depois do instante 1s.

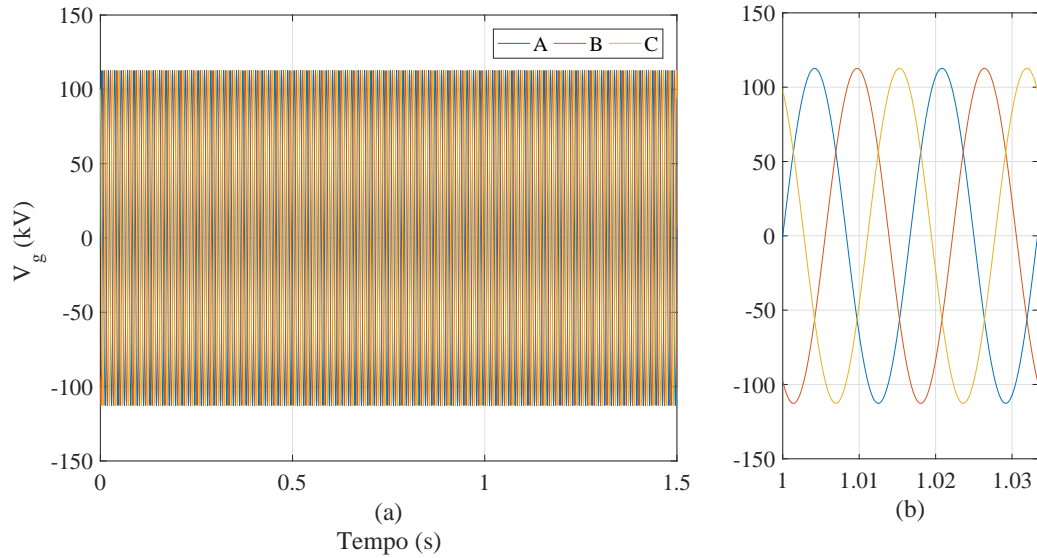


Figura 4.8: Tensão trifásica da rede: (a) Performance no tempo; (b) Detalhe do transitório em (a), depois do instante 1s.

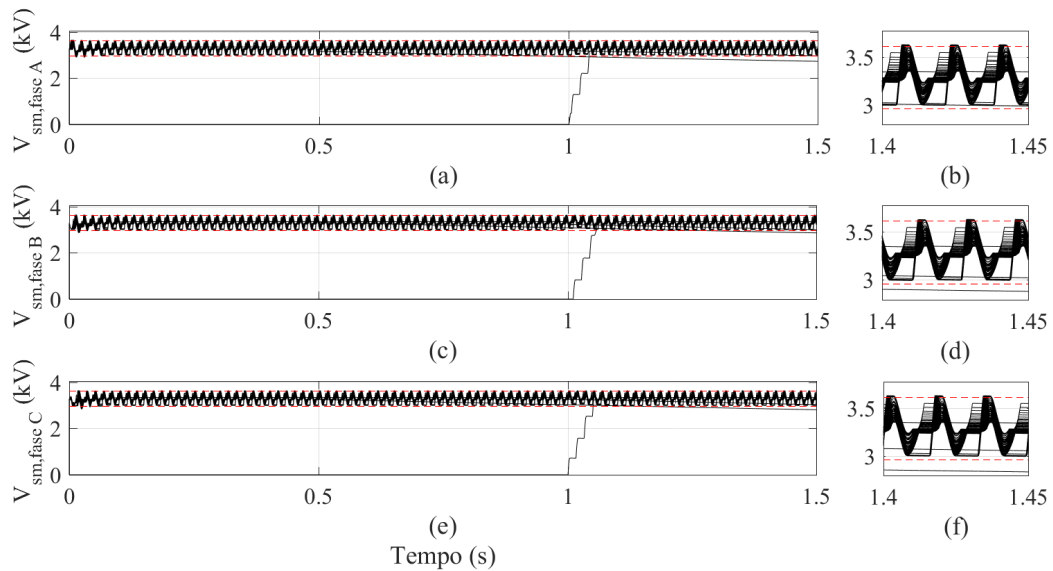


Figura 4.9: Tensão dos SMs do braço superior: (a) Fase "A"; (b) detalhe de (a) no instante 1,4s; (c) Fase "B"; (d) detalhe de (c) no instante 1,4s; (e) Fase "C"; (f) detalhe de(e) no instante 1,4s.

Conclusões e Propostas de Continuidade

Este trabalho apresentou uma análise para a aplicação de sistemas HVDC no Brasil. Esta estratégia oferece um caminho para o escoamento da energia elétrica do nordeste até o centro-sul de forma eficiente.

Foi realizado um apanhado sobre o cenário tecnológico dos principais instrumentos necessários como cabos e conversores. Um estudo de caso abordando submódulos redundantes aplicados ao conversor modular multinível foi apresentado.

Dessa forma, esse trabalho apresentou uma análise de simulação para um sistema HVDC-MMC utilizando submódulos redundantes. A proposta baseia-se na utilização de um conversor com 10% de tolerância a falhas para a conexão de um link c.c. pelo litoral brasileiro. Esta estratégia apresenta também: diminuição do impacto ambiental causado pelas longas torres de transmissão terrestres e melhor utilização do território nacional.

Proposta de Continuidade

As etapas primordiais para a continuidade deste trabalho são:

- Avaliação das topologias de conversores modulares multiníveis e SMs elegíveis para aplicação HVDC;

- Proposta de um modelo simplificado de MMC para simulação de sistemas em larga escala;
- Apresentação de uma análise financeira de um sistema HVDC em relação aos sistemas de transmissão c.a..
- Análise de perdas e confiabilidade do conversor modular multinível aplicado a sistemas HVDC.

Publicações Realizadas Durante a Graduação

Durante a realização deste trabalho o autor publicou os seguintes artigos seja no tema deste trabalho ou em áreas correlatas:

- FARIAS, JOAO VICTOR ; CUPERTINO, Allan Fagner ; PEREIRA, HEVERTON ; SELEME, SELEME ; TEODORESCU, REMUS . On the Redundancy Strategies of Modular Multilevel Converters. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, v. 33, p. 851-860, 2017.
- CUPERTINO, Allan Fagner; FARIAS, JOÃO VICTOR MATOS ; PEREIRA, Heverton Augusto ; SELEME, SELEME ISAAC ; TEODORESCU, REMUS . DSCC-MMC STATCOM Main Circuit Parameters Design Considering Positive and Negative Sequence Compensation. JOURNAL OF CONTROL, AUTOMATION AND ELECTRICAL SYSTEMS, v. 29, p. 62-74, 2018.
- FARIAS, JOAO VICTOR M. ; CUPERTINO, ALLAN F. ; FERREIRA, VICTOR N. ; SELEME, SELEME I. ; PEREIRA, HEVERTON A. ; TEODORESCU, REMUS . Design and lifetime analysis of a DSCC-MMC STATCOM. In: 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017, JUIZ DE FORA. 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017. p. 1.
- CUPERTINO, Allan Fagner; FARIAS, JOAO VICTOR MATOS ; PEREIRA, Heverton Augusto ; SELEME, SELEME ISAAC ; TEODORESCU, REMUS . Comparison of DSCC and SDBC Modular Multilevel Converters for STATCOM application during negative sequence compensation. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2018.

- FARIAS, J. V. M.; Luís Otávio Maciel de Oliveira ; PEREIRA, Heverton Augusto. CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEIS: ANÁLISE DA OPERAÇÃO E CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ISOLADOS E CONECTADOS. Revista Brasileira de Energia Solar, p. 123 - 131, 10 dez. 2016.
- FARIAS, JOÃO VICTOR MATOS ; SOUSA, R. O. ; PEREIRA, HEVERTON AUGUSTO ; CUPERTINO, ALLAN FAGNER. PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO BASEADO EM CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEL PARA ESCOAMENTO DA ENERGIA DE FONTES RENOVÁVEIS. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2018, Gramado - RS. PROPOSTA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO BASEADO EM CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEL PARA ESCOAMENTO DA ENERGIA DE FONTES RENOVÁVEIS, 2018.
- FARIAS, J. V. M. ; Luís Otávio Maciel de Oliveira ; PEREIRA, Heverton Augusto. CONVERSORES MODULARES MULTINÍVEIS: ANÁLISE DA OPERAÇÃO E CONFIABILIDADE EM SISTEMAS ISOLADOS E CONECTADOS. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, Belo Horizonte. Anais do VI CBENS, 2016.

Referências Bibliográficas

ABB (2013) Hvdc light it's time to connect. Tech. rep., Sweden: ABB

ABINEE (2012) Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. Tech. rep., Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE

ABRADEE (2005) Redes de energia elétrica. URL <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>

Akagi H, Watanabe EH, Aredes M (2007) The Instantaneous Power Theory, Wiley-IEEE Press, pp 400–

Almeida TBR (2011) Análise de um sistema de transmissão vsc hvdc submarino para alimentação de unidades de produção de petróleo offshore. Master's thesis, Rio de Janeiro

ANEEL (2004) Transmissão de energia elétrica - aspectos institucionais. URL <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectosinstitucionais/23.htm>

Barreto D, Alves I, Carlos L, Saback R (2012) Alta tensão em corrente contínua (hvdc). Tech. rep., UFBA

Binacional I (2017) Integração ao sistema brasileiro. URL <https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>

Bresesti P, Kling WL, Hendriks RL, Vailati R (2007) Hvdc connection of offshore wind farms to the transmission system. IEEE Transactions on Energy Conversion 22(1):37–43

- Callavik DM (2015) HvdC converters, cables and platforms for offshore wind applications and the use of modelling techniques. Tech. rep., ABB
- Davidson C (2011) HvdC-vsc: transmission technology of the future. Tech. rep., Alston
- ELETROBRÁS (2002) Aspectos institucionais. URL http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_3.htm
- EPE (2017) Anuário estatístico de energia elétrica 2017 - ano base 2016. Tech. rep., Empresa de Pesquisa Energética - Ministério de Minas e Energia
- Farias JVM, Cupertino AF, Pereira HA, Junior SIS, Teodorescu R (2018) On the redundancy strategies of modular multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Delivery* 33(2):851–860
- Fogliatto FS (2011) Confiabilidade e manutenção industrial. ELSEVIER
- Gomes FV (2011) Transmissão de energia elétrica. Tech. rep., UFJF
- Hagiwara M, Akagi H (2009) Control and experiment of pulsewidth-modulated modular multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Electronics* 24(7):1737–1746
- Harnefors L, Antonopoulos A, Norrga S, Angquist L, Nee HP (2013) Dynamic analysis of modular multilevel converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 60(7):2526–2537
- Hu P, Jiang D, Zhou Y, Liang Y, Guo J, Lin Z (2014) Energy-balancing control strategy for modular multilevel converters under submodule fault conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics* 29(9):5021–5030
- Ilves K, Antonopoulos A, Norrga S, Nee HP (2012) Steady-state analysis of interaction between harmonic components of arm and line quantities of modular multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Electronics* 27(1):57–68
- Ilves K, Norrga S, Harnefors L, Nee HP (2014) On energy storage requirements in modular multilevel converters. *IEEE Transactions on Power Electronics* 29(1):77–88

- Lesnicar A, Marquardt R (2003) An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range. In: 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings,, vol 3, pp 6 pp. Vol.3-, DOI 10.1109/PTC.2003.1304403
- Li B, Zhang Y, Yang R, Xu R, Xu D, Wang W (2015) Seamless transition control for modular multilevel converters when inserting a cold-reserve redundant submodule. *IEEE Transactions on Power Electronics* 30(8):4052–4057
- Menezes VP (2015) Linhas de transmissão de energia elétrica. Master's thesis, Rio de Janeiro
- ONS (2018) Mapa dinâmico do sin. URL <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>
- Pereira HA, Domingos RM, Xavier LS, Cupertino AF, Mendes VF, Paulino JOS (2015) Adaptive saturation for a multifunctional three-phase photovoltaic inverter. In: 2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe), pp 1–10
- Pomilio JA (2014) Eletrônica de Potência. UNICAMP, URL <http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/eltpot/cap3.pdf>
- Shammas NYA, Withanage R, Chamund D (2006) Review of series and parallel connection of igbts. *IEE Proceedings - Circuits, Devices and Systems* 153(1):34–39
- Sharifabadi K, Harnefors L, Nee HP, Norrga S, Teodorescu R (2016) *Front Matter*, Wiley-IEEE Press, pp 416–
- Siemens ES (2011) High voltage direct current transmission proven technology for power exchange. Tech. rep., UFBA
- Simoes MG, Roche R, Kyriakides E, Suryanarayanan S, Blunier B, McBee KD, Nguyen PH, Ribeiro PF, Miraoui A (2012) A comparison of smart grid technologies and progresses in europe and the u.s. *IEEE Transactions on Industry Applications* 48(4):1154–1162
- Son GT, Lee HJ, Nam TS, Chung YH, Lee UH, Baek ST, Hur K, Park JW (2012) Design and control of a modular multilevel hvdc converter with

redundant power modules for noninterruptible energy transfer. *IEEE Transactions on Power Delivery* 27(3):1611–1619

Wang H, Liserre M, Blaabjerg F (2013) Toward reliable power electronics: Challenges, design tools, and opportunities. *IEEE Industrial Electronics Magazine* 7(2):17–26

Yepes AG, Freijedo FD, Lopez, Doval-Gandoy J (2011) Analysis and design of resonant current controllers for voltage-source converters by means of nyquist diagrams and sensitivity function. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58(11):5231–5250