

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS
GERAIS - CEFETMG**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Grazielle Jacinta Cardoso Santos

**ANÁLISE DA SEGMENTAÇÃO DA REDE ELÉTRICA ATRAVÉS DE
ELOS HVDC PARA REDUÇÃO DE DESLIGAMENTOS EM CASCATA
E APAGÕES.**

BELO HORIZONTE

MARÇO - 2017

GRAZIELLE JACINTA CARDOSO SANTOS

**ANÁLISE DA SEGMENTAÇÃO DA REDE ELÉTRICA ATRAVÉS DE
ELOS HVDC PARA REDUÇÃO DE DESLIGAMENTOS EM CASCATA
E APAGÕES.**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, em Associação Ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Planejamento e Operação do Sistema Elétrico de Potência – POSEP.

Orientador(a): Prof^a. Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota

BELO HORIZONTE

MARÇO - 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO JOÃO DEL-REI
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA
DE MINAS GERAIS

DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Planejamento e Operação de Sistemas Elétricos de Potência - POSEP

Análise da segmentação da rede elétrica através de elos HVDC para redução de desligamentos em cascata e apagões.

Dissertação apresentada por Grazielle Jacinta Cardoso Santos ao colegiado do programa.

Grazielle Jacinta Cardoso Santos
Aluna do Mestrado em Engenharia Elétrica – POSEP

Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota
DEE / CEFET-MG - Profa. Orientadora

BELO HORIZONTE, MG

Março, 2017

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus, por me permitir a realização deste trabalho.

Agradeço à Prof. Dra. Patrícia Romeiro da Silva Jota por sua constante dedicação, paciência e ensinamentos repassados, os quais foram essenciais para a realização desta dissertação.

Aos meus pais e irmãos, pelo carinho e incentivo.

Agradeço ao marido e companheiro, Eduardo Cardoso, pelos conselhos, apoio e amor incondicional.

"Escolhe um trabalho de que gostes, e não terás que
trabalhar nem um dia na tua vida"

Autor: Confúcio

RESUMO

As modernas redes de transmissão de energia são extensos e complexos sistemas que têm experimentado grandes apagões nas últimas duas décadas. Esses raros, mas significantes eventos, aumentam as preocupações sobre a estabilidade e segurança da operação do sistema elétrico. A segmentação de grandes redes CA através de elos CC introduz um novo conceito que utiliza as vantagens da transmissão em corrente contínua para melhorar a confiabilidade da rede e aumentar a capacidade de transferência de energia. A literatura técnica defende que a segmentação da rede CA e a introdução de elos CC nesses pontos de conexão da rede seccionada traz benefícios à operação do sistema, uma vez que contingências geradas em um lado do ponto de conexão CC não seriam refletidos no outro lado do ponto, diminuindo assim a probabilidade de desligamentos em cascata e apagões devido à restrição de carga em linhas de transmissão e transformadores. Apesar da literatura técnica defender as vantagens da inserção dos elos CC para segmentação da rede, este tema ainda está em constante debate pela comunidade técnica e científica, uma vez que a quantidade de elos CC existentes em funcionamento é significativamente pequena gerando dúvidas a respeito da sua real eficácia para controle de fluxo de potência em casos de contingência.

Em meio a este cenário, esta dissertação apresenta um estudo sobre os principais tópicos referentes à utilização dessa nova filosofia de segmentação da rede, trazendo um ponto de vista prático para a utilização desse conceito no planejamento do sistema elétrico de potência. O efeito da segmentação CC perante uma contingência que iniciaria grandes interrupções em um modelo de sistema elétrico adaptado do modelo internacional IEEE-14 barras é estudado e simulações foram realizadas com os sistemas teste HVAC e HVAC segmentado por elo HVDC. Os resultados foram comparados, principalmente em relação à tensão das barras, geração de potência reativa, perdas do sistema e fluxo de potência nas linhas, e demonstraram que esse novo conceito aumenta a confiabilidade da rede.

Palavras chave: Segmentação CC, Segmentação da Rede, HVAC, HVDC, Interrupções em Cascata.

ABSTRACT

The Modern power transmission networks are extensive and complex systems that have been experienced great blackouts over past two decades. These rare but significant events raise concerns about stability and safety of the electrical system operation. Segmentation of large AC systems through DC links introduces a new concept that utilizes the advantages of direct current transmission to improve grid reliability and increase power transfer capacity. Technical literature argues that the segmentation of the AC network and the introduction of DC links at these systems connection points bring benefits to system operation, once contingencies generated on one side of the DC connection point would not be reflected on the other side of DC connection, thereby reducing the likelihood of cascading outages and blackouts due to load restraint on transmission lines and transformers. Although the technical literature defends the advantages DC links utilization for grid segmentation, this subject stills in constant debate by scientific community, because the number of existing DC links in operation are insignificant, generating doubts about its effectiveness for power flow control at contingency cases.

Amidst this scenario, this paper present a study of the main topics regarding the use of this new network segmentation philosophy, bringing a practical point of view for the use of this concept at the electrical power system planning. The effect of DC segmentation before a contingency that would initiate major outages in an adapted electrical system model IEEE-14 bus is studied and simulations have been performed with test HVAC systems and segmented by HVDC link. The results has been compared, principally in relation to the voltage bus, reactive power generation, system losses and power flow at the lines, and demonstrated that this new concept improved the grid confiability.

Keywords: DC-segmentation, Grid Segmentation, HVAC; HVDC, Cascading Outages.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1- A Segmentação CC do sistema elétrico: a) divisão do sistema CA em segmentos e b) reconexão dos segmentos através dos elos CC [1].....	17
Figura 2 –Resposta dos Elos CC aos Distúrbios. Adaptado de [2].....	23
Figura 3 - Esquema de um Sistema HVDC Bipolar Identificando os Principais Componentes, Adaptado de [8].....	24
Figura 4 – Elo CC Monopolar. (a) Retorno pela Terra e (b)Retorno por Condutor Metálico, Adaptado de [3].....	26
Figura 5 - Elo CC Bipolar. (a) Retorno pela terra e (b) Retorno por Condutor Metálico [3].....	27
Figura 6 - Elo CC Homopolar [9].....	28
Figura 7 – Elo CC Back-to-Back [3].....	29
Figura 8 – Em (a), É Apresentado Como 4 Setores Interconectados por Elos CA. Em (b) Os Setores São Interconectados Através de Elos CC [2].....	33
Figura 9- Diagrama Unifilar do Elo CC [ANAREDE].....	41
Figura 10 - IEEE 14 barras.....	49
Figura 11- Sistema HVAC (adaptado de IEEE 14 barras).....	50
Figura 12- Sistema HVAC segmentado.....	52
Figura 13- Comparação Entre os Sistemas Testes - Fluxo de Potência Ativa	55
Figura 14 - Comparação Entre os Sistemas Testes - Fluxo de Potência Reativa.....	58
Figura 15 - Barras do Elo HVDC.....	59
Figura 16 – Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC	63
Figura 17- Comparação dos Dados dos Fluxos de Potência Ativa do Sistema Teste HVAC	64
Figura 18 - Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC.....	66
Figura 19- Comparação das Tensões das Barras da Área 1 do Sistema Teste HVAC.....	66
Figura 20 - Comparação das Tensões das Barras da Área 2 do Sistema Teste HVAC	67
Figura 21 - Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC.....	70
Figura 22 - Comparação dos Fluxos de Potência Ativa do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	71

Figura 23- Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	72
Figura 24 - Comparação das Tensões das Barras da Área 1 do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	73
Figura 25 - Comparação das Tensões das Barras da Área 2 do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	73
Figura 26- Sistema Teste HVAC	78
Figura 27 - Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC.....	81
Figura 28 - Elo HVDC	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Tipos de Barra, adaptado [13].....	29
Tabela 2 - Comparativo entre as ferramentas de simulação.	37
Tabela 3 - Dados de barra de interface CA [adaptado 23].	42
Tabela 4- Dados de Barra CC [adaptado 23].....	43
Tabela 5- Dados de LT CC [adaptado 23].....	44
Tabela 6 - Dados do Conversor [adaptado 23].	44
Tabela 7 - Dados de Controle do Conversor [adaptado 23].	46
Tabela 8 - Dados de Barra por Área	50
Tabela 9 - Comparação Das Tensões Operacionais Dos Sistemas Testes.....	54
Tabela 10- Comparação Do Fluxo de Potência Ativa dos Sistemas Testes.	56
Tabela 11 - Comparação Do Fluxo de Potência Reativa dos Sistemas Testes.....	57
Tabela 12 - Comparação Entre os Sistemas Testes - Geração de Potência Reativa.....	59
Tabela 13 - Dados Iniciais das Áreas do Sistema Teste HVAC [ANAREDE]	61
Tabela 14 - Dados das Áreas do Sistema Teste HVAC Durante Contingência 1.....	62
Tabela 15 – Comparação dos Fluxos e Perdas nas Linhas do Sistema Teste HVAC	63
Tabela 16- Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC	65
Tabela 17 - Dados Iniciais das Áreas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC.....	68
Tabela 18 - Cargas para o Sistema HVAC Segmentado Normal e em Contingência com Alívio de Carga.	68
Tabela 19 - Dados das Áreas do Sistema Teste HVAC Segmentada por Elo HVDC Durante Contingência	69
Tabela 20 - Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	70
Tabela 21 - Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	72
Tabela 22 - Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC	79
Tabela 23 - Dados de Entrada das Linhas do Sistema Teste HVAC.....	79
Tabela 24 - Dados de Entrada dos Transformadores do Sistema HVAC.....	80

Tabela 25 - Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC	82
Tabela 26- Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC com Alívio de Carga.....	83
Tabela 27- Dados de Entrada das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC	83
Tabela 28- Dados de Entrada dos Transformadores do Sistema HVAC Segmentado por elo HVDC	84
Tabela 29 - Dados de Entrada do Elo HVDC.....	86
Tabela 30 - Dados de Entrada das Barras CC	86
Tabela 31 - Dados de Entrada das Linhas CC	86
Tabela 32- Dados de Entrada no Conversor	87
Tabela 33 - Dados de Entrada de Controle do Conversor	87

LISTAS DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

HVDC – Abreviatura em Inglês para Alta Tensão em Corrente Contínua

HVAC - Abreviatura em Inglês para Alta Tensão em Corrente Alternada

SEP – Sistema elétrico de Potência

CEPEL – Centro de Pesquisa em Energia Elétrica

ANAREDE - Programa de Análise de Redes

FACTS – Abreviatura em Inglês para Sistemas de Transmissão AC Flexíveis

PSCAD – Abreviatura em Inglês para Projetos de Sistemas Elétricos Assistidos por Computador

EMTDC – Abreviatura em Inglês para Transitórios Eletromagnéticos incluindo CC

CSC – Abreviatura em Inglês para Conversores Fonte de Corrente

VSC – Abreviatura em Inglês para Conversores Fonte de Tensão

PWM – Abreviatura em Inglês par a Modulação de Largura de Pulso

IGBT – Abreviatura em Inglês para Transistor Bipolar de Porta Isolada

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	15
1. Contextualização.....	15
2. Relevância do Tema Sob Investigação	18
3. Objetivos.....	18
4. Metodologia.....	19
5. Estrutura Da Dissertação	19
6. Publicação Decorrente Deste Trabalho	20
CAPÍTULO 2 – ESTUDO DO ESTADO DA ARTE.....	21
2.1 A Hipótese da Segmentação CC	22
2.2 O Elo HVDC.....	24
2.2.1 Elo CC Monopolar	26
2.2.2 Elo CC Bipolar.....	26
2.2.3 Elo CC Homopolar.....	27
2.2.4 Elo CC Back-to-back.....	28
2.3 Fluxo de Carga em Sistemas CA-CC	29
2.4 Interrupções em Cascata	31
2.5 Estudos sobre as vantagens da segmentação CC para a redução de interrupções em cascatas e apagões	32
2.6 Análise das Ferramentas de Simulação	34
2.6.1 PSCAD/EMTDC	34
2.6.2 Modelica	35
2.6.3 Matlab®/Simulink.....	35
2.6.4 Anarede.....	35
2.6.5 Comparação entre os programas.....	37

CAPÍTULO 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE	39
3.1 O Elo CC	39
3.2 A Configuração do Elo	40
3.2.1 Barras de interface CA	41
3.2.2 Barras CC.....	43
3.2.3 Linhas CC.....	43
3.2.4 Os conversores CA-CC e CC-CA.....	44
3.2.4.1 O Conversor	44
3.2.4.2 O Controle do conversor.....	45
CAPÍTULO 4 – Metodologia de simulação	48
4.1 IEEE 14 barras	48
4.2 O Sistema de teste com HVAC.....	49
4.3 O Sistema Teste Hvac Segmentado Por Elo Hvdc.....	51
CAPÍTULO 5 – Resultados e Analises	53
5.1 Comparação entre os sistemas HVAC e HVAC segmentado.....	53
5.2 Contingência – Perda de 70% de Geração na Área 2	60
5.2.1 Resultados Para o Sistema Teste HVAC	61
5.2.2 Resultados Para o Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC.....	67
CAPÍTULO 6 – Conclusões e Propostas de Continuidade	75
6.1 Considerações Gerais	75
6.2 Propostas para Estudos Futuros	77
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE HVAC	78
APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA TESTE HVAC SEGMENTADO POR ELO HVDC	81
APÊNDICE C – DADOS DO ELO HVDC	85
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	88

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1. CONTEXTUALIZAÇÃO

As modernas redes de transmissão de energia são extensos e complexos sistemas que têm experimentado grandes apagões nas últimas duas décadas. Esses raros, mas significantes eventos aumentam as preocupações sobre a estabilidade e segurança da operação do sistema elétrico. Os principais desafios para a operação do sistema elétrico são: complexos pontos de instabilidade (magnitude e ângulo de tensão e frequência), vulnerabilidade a sabotagens e a propagação de distúrbios através das redes de corrente alternada (CA) [1].

Atualmente, o uso da tecnologia CA para adequar e assegurar a segurança da rede, gerenciar o crescimento da demanda dos serviços de transmissão e a eficiência do mercado de operação está sendo questionada. A utilização do sistema de energia elétrica em corrente alternada é o modo dominante de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. A aplicação da tecnologia em corrente contínua (CC) tem sido essencialmente confinada a alguns casos de linhas de alta tensão de longas distâncias e subestações conversoras “*back-to-back*” [2].

A tecnologia de alta tensão em corrente contínua (HVDC) tem características que a tornam especialmente atrativa para certas aplicações da transmissão. A transmissão em HVDC é amplamente reconhecida como sendo vantajosa para a entrega de grandes blocos de energia por longas distâncias, interconexões assíncronas e utilização de longos cabos submarinos. O número de projetos HVDC realizados ou sob consideração em todo o mundo tem aumentado nos últimos anos, refletindo um renovado interesse nesta tecnologia. Os novos projetos dos conversores ampliaram o alcance da transmissão em HVDC, incluindo aplicações subterrâneas, *offshore* e estabilização de tensão. Esse alcance mais amplo de

aplicações tem contribuído para o recente crescimento da transmissão HVDC [3] e [4].

Comparado com o sistema de corrente alternada trifásico, o HVDC é superior nos seguintes aspectos: menor custo construtivo e operativo para transmissão de energia a longas distâncias, não necessita operar em sincronismo entre dois sistemas CA, o fluxo de potência pode ser controlado, possui menor impacto ambiental e menor perda de energia para transmissão, etc. O nível de confiabilidade do elo HVDC é maior que o de linhas duplas de corrente alternada [4] e [5].

As aplicações da transmissão HVDC podem ser divididas em diferentes categorias. Embora a razão para a seleção do HVDC ser frequentemente econômica, pode haver outras razões para a sua seleção. HVDC pode ser o único meio factível de interconectar duas redes assíncronas, reduzir correntes de faltas, utilizar longos circuitos subterrâneos, contornar redes sobrecarregadas e mitigar preocupações ambientais. Em todas essas aplicações, HVDC complementa bem o sistema de transmissão CA [3].

A segmentação de grandes redes CA através de elos CC introduz um novo conceito que mantém a vantagem das duas tecnologias para melhorar a confiabilidade da rede e aumentar a capacidade de transferência de energia. Segundo MOUSAVI, BIZUMIC e CHERKAOUI [1], a segmentação é definida como o uso de elos CC para segmentar grandes redes CA em conjuntos de segmentos CA operados assincronamente. A Figura 1 apresenta o conceito da segmentação CC de um grande sistema CA em vários segmentos CA menores, interconectados somente por meio de elos CC.

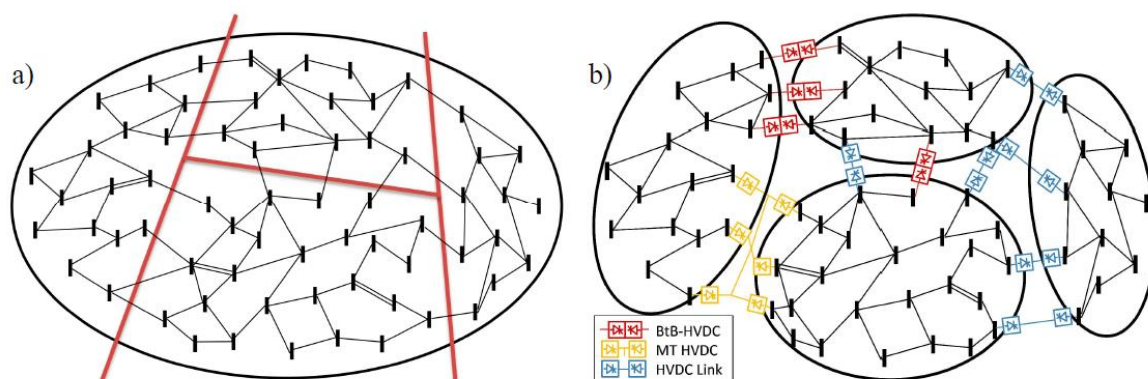


Figura 1- A Segmentação CC do sistema elétrico: a) divisão do sistema CA em segmentos e b) reconexão dos segmentos através dos elos CC [1].

Como apresentado na Figura 1, o elo CC pode ser bipolar ou tripolar convencional CSC (conversor fonte de corrente) e/ou VSC HVDC (conversor fonte de tensão), em azul, ou “back-to-back” HVDC (em vermelho) ou multiterminal HVDC (em amarelo) [1]. Os sistemas CSC HVDC são controlados por conversores fonte de corrente utilizando válvulas de tiristores. Este conversor requer uma fonte síncrona de tensão e demanda potência ativa para sua operação. Os sistemas VSC HVDC são conversores comutados por fonte de tensão utilizando pulso modulado (PWM). São comercialmente conhecidos como HVDC Light e seu sistema utiliza válvulas com transistor bipolar de porta isolada (IGBT). A configuração “back-to-back” é a junção local do retificador e inversor, sem a necessidade de conectá-los através de um linha de transmissão CC [3].

Para LOEHR [6], a segmentação de grandes redes CA através de elos CC apresenta a vantagem de que problemas em um dos novos segmentos CA não são transferidos para os segmentos vizinhos além de que o elo CC pode ser controlado.

O sistema elétrico de potência tem aumentado em tamanho e complexidade operacional. Assim, pequenos distúrbios, como a falha de um gerador ou a perda de uma linha de transmissão, podem iniciar uma série de perturbações e desligar parte do sistema. A tecnologia HVDC, complementarmente ao sistema de transmissão CA, pode significar um aumento da confiabilidade, da capacidade de transferência de energia e da segurança de operação do sistema elétrico de potência.

Capítulo 1 – Introdução

A literatura técnica apresenta poucos estudos sobre as vantagens da segmentação CC para a redução de interrupções em cascatas e apagões. Entre os apagões das últimas duas décadas pode-se citar o da *North American Eastern Interconnection* em 14 de agosto de 2003, que atingiu 50 milhões de pessoas em oito estados dos EUA e Canadá; O apagão da rede europeia em 4 de novembro de 2006 que atingiu 10 milhões de consumidores; O apagão da rede elétrica brasileira em 2009 que afetou cerca de 40% do território brasileiro e 90% do Paraguai. Em meio a este cenário, esta dissertação apresenta um estudo sobre os principais tópicos referentes à utilização dessa nova filosofia de segmentação da rede, trazendo um ponto de vista prático para a utilização desse conceito no planejamento do sistema elétrico de potência

2. RELEVÂNCIA DO TEMA SOB INVESTIGAÇÃO

O tema sob investigação é de grande interesse para as empresas geradoras de energia elétrica, concessionárias e consumidores, que são os maiores beneficiados com o aumento da confiabilidade, da capacidade de transferência de energia e da segurança de operação do sistema elétrico de potência.

Com a rápida expansão e aumento da complexidade do sistema elétrico a confiabilidade da rede está sendo degradada. Os riscos de apagões devido a contingências no sistema de transmissão são altos, e com o aumento da rede, criação de novas centrais de geração em pontos isolados do sistema e aumento da demanda consumidora, estes riscos tendem a aumentar ainda mais. Estes fatos justificam a relevância e importância do tema deste trabalho, que busca contribuir para o desenvolvimento de práticas adequadas para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico de potência.

3. OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo geral a avaliação das vantagens da segmentação de grandes redes CA através de elos de CC. São analisados

Capítulo 1 – Introdução

principalmente os tópicos relacionados ao aumento da confiabilidade do sistema e à capacidade de redução de interrupções em cascatas e apagões.

A fim de alcançar o objetivo geral, estabeleceram-se os seguintes objetivos específicos:

- Modelagem computacional do elo de corrente contínua;
- Modelagem computacional do sistema elétrico segmentado através do elo CC;
- Análise de contingências em sistemas elétricos puramente CA e segmentados através de elos CC;
- Comparação do sistema elétrico puramente CA e segmentado perante as contingências e apresentação dos resultados.

4. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho inclui os seguintes estudos e realizações:

- Revisão bibliográfica: a hipótese da segmentação de grandes redes CA através de elos CC; modelagem do elo de corrente contínua; vantagens da segmentação CC para a redução de interrupções em cascatas e apagões.
- Aplicação e análise de programas para a simulação de contingências em sistemas puramente CA e sistemas segmentados através dos elos de corrente contínua.
- Comparação e apresentação dos resultados.

5. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por 6 capítulos incluindo este capítulo introdutório.

No capítulo 2, é apresentado o estado da arte na revisão bibliográfica. São analisados os principais trabalhos relacionados com esta dissertação, destacando os pontos que contribuem para o desenvolvimento da pesquisa.

Capítulo 1 – Introdução

No capítulo 3, faz-se a exposição da modelagem do elo CC adotado para simulações destacando os principais componentes e parâmetros a serem configurados.

O capítulo 4 capítulo detalha os modelos dos sistemas elétricos utilizados como testes. São adotados dois sistemas testes:

- HVAC;
- HVAC segmentado por elo HVDC.

No capítulo 5, são apresentados os resultados encontrados e as análises das simulações de contingências para os dois sistemas testados.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões gerais provenientes do estudo em questão e propostas de trabalhos futuros.

6. PUBLICAÇÃO DECORRENTE DESTE TRABALHO

Esta dissertação originou a seguinte publicação:

Santos, G.J.C. and da Silva Jota, P.R. (2017) HVDC Grid Segmentation Analysis for Blackouts Reduction. Journal of Power and Energy Engineering, 5, 36-48. <https://doi.org/10.4236/jpee.2017.53003>

CAPÍTULO 2 – ESTUDO DO ESTADO DA ARTE

Este capítulo introduz conceitos importantes para o desenvolvimento deste trabalho através da revisão bibliográfica. O foco desta dissertação está na concepção da segmentação de redes CA através de elos CC e na análise das vantagens associadas à redução de riscos de apagões e interrupções em cascata.

Primeiramente, no item 2.1, é apresentada a hipótese da segmentação de redes CA através de elos CC. São descritos suas vantagens e seu funcionamento perante situações de contingências.

O item 2.2 apresenta as características e modelos dos elos CC. Esses conceitos são importantes para a escolha do tipo e modelagem do elo HVDC utilizado nos testes e simulações. No item 2.3 são apresentados os métodos de solução do fluxo de potência em sistemas híbridos CA-CC.

Para exemplificar a relevância do tema em investigação, o item 2.4 expõe várias situações mundiais onde ocorreram desligamentos em cascatas e apagões e apresenta em mais detalhes a vantagem do elo HVDC para redução deste risco.

O item 2.5 retrata as discussões e abordagens deste tema na literatura técnica. São apresentados 3 artigos importantes para a discussão do tema em questão.

Para finalizar, o item 2.6 analisa os possíveis programas de simulação para sistemas elétricos de potência HVAC e HVDC. São apontadas as vantagens e desvantagens de cada programa e apresentado o programa de simulação adotado neste trabalho.

2.1 A HIPÓTESE DA SEGMENTAÇÃO CC

Em [2], a hipótese da segmentação CC é definida como a decomposição de qualquer rede CA inter-regional em um conjunto de setores operados assincronamente e interconectados por elos CC com o propósito de alcançar as seguintes melhorias de forma viável e rentável:

- Minimizar interrupções em cascata;
- Aumentar a capacidade de transferência de energia entre setores;
- Resolver questões de interligação;
- Reforçar a supervisão local de redes regionais.

Uma das questões cruciais em relação à segmentação da rede é a determinação do tamanho ideal dos setores ou fronteiras. Essas fronteiras da segmentação CC podem ser formadas de acordo com vários critérios como: localização de elos CC existentes, caminho limite para a estabilidade, caminhos sobrecarregados que necessitam de mais capacidade de transferência, os índices de segurança e confiabilidade do sistema e fronteiras políticas [1].

A segmentação funciona controlando o fluxo de potência através das fronteiras do setor HVDC. Em sua forma mais simples, cada estação conversora é ajustada para um nível de potência específico e um nível de potência máximo que é acordado entre os operadores dos setores adjacentes. Em condições normais, os níveis de potência mudam somente sob o controle dos operadores. Quando um distúrbio ocorre, controladores de cada estação “*back-to-back*” e cada linha HVDC aumentam o fluxo de potência proveniente do sistema com maior frequência para o sistema com menor frequência, na proporção da diferença de frequências até o máximo ajustado [7].

Sem a segmentação, a interconexão inteira opera na frequência uniforme da rede CA, submetendo-a às consequências da resposta da rede a cada contingência. Essa resposta da rede pode às vezes exceder os limites de estabilidade angular e de tensão com resultados catastróficos. Com os elos CC é permitido que a frequência de cada setor desvie do nível nominal em resposta ao distúrbio dentro do setor, como mostrado no gráfico das frequências na Figura 2. A perda de um

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

gerador resultará em uma queda da frequência dentro do setor A e causará uma resposta da geração deste setor. A geração dos setores vizinhos, B e C, responderão somente para o apoio através dos elos CC. Esse apoio é limitado, então isso não prejudica a segurança nos setores assistentes. Assim, quando a carga no setor A for maior que a demanda fornecida pelos elos CC mais a sua própria geração o setor será desligado por subfrequência. O desligamento do setor por subfrequência é um mecanismo para evitar o colapso de todo o sistema [2] e [7].

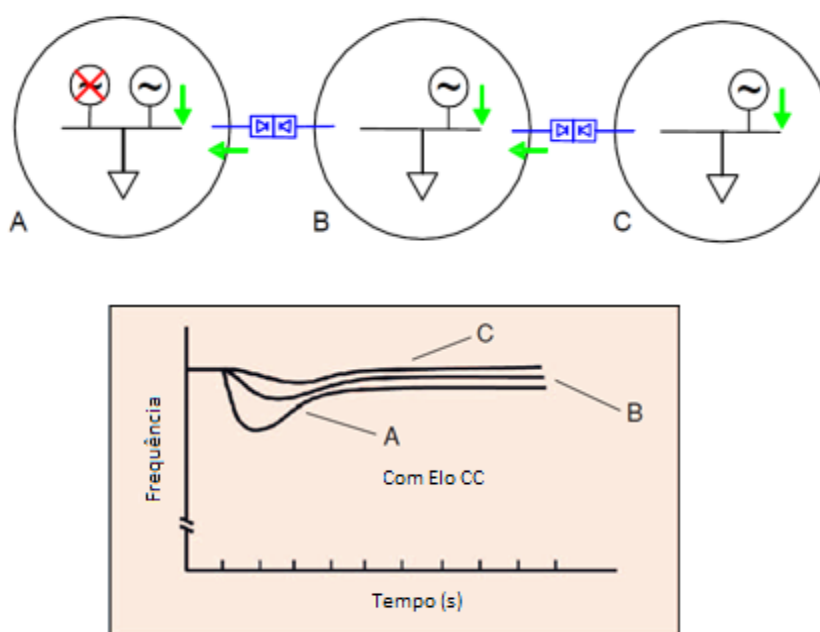


Figura 2 –Resposta dos Elos CC aos Distúrbios. Adaptado de [2].

Elos CA não possuem mecanismos para manter o fluxo de potência dentro dos limites de estabilidade angular e de tensão. Em sistemas CA, grandes distúrbios podem impor um alto fluxo de potência sobre grandes áreas. Esse fluxo de potência pode exceder a capacidade do sistema e assim iniciar uma interrupção em cascata, particularmente quando agravados pelas imperfeições do sistema. Esses problemas são solucionados pela segmentação em que elos HVDC entre setores evitam a instabilidade e mantêm fluxos regionais com conhecimento da potência reativa e limites térmicos das linhas de transmissão [7].

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

Para uma rede segmentada, o pior cenário pós-falta é a perda de um setor completo. Os limites de fluxo de potência ajustados nos elos CC previnem que a potência que flui para um setor em falha atinja níveis que sejam perigosos para o setor vizinho. Assim, o colapso de um setor deixa os setores vizinhos e a rede remanescente sem danos. O desligamento por subfrequência de um setor é um preço pequeno a se pagar para evitar a instabilidade angular ou um colapso de tensão [2] e [7].

2.2 O Elo HVDC

Os principais componentes associados a um sistema HVDC são apresentados na Figura 3.

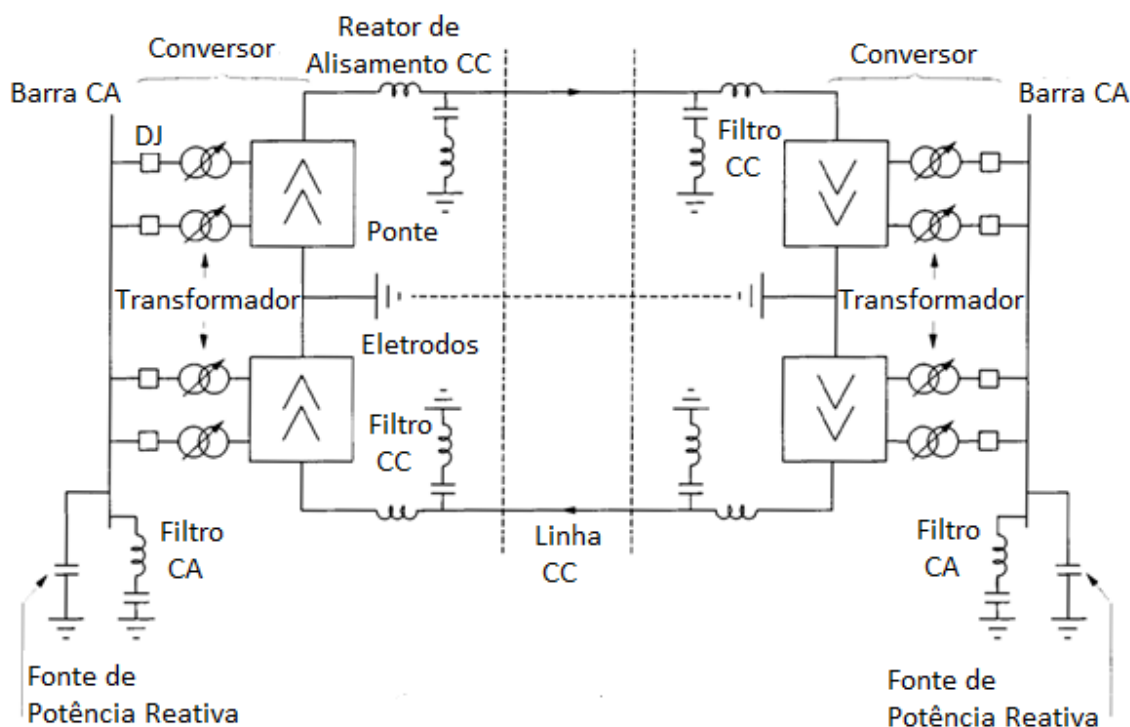


Figura 3 - Esquema de um Sistema HVDC Bipolar Identificando os Principais Componentes, Adaptado de [8].

Os conversores realizam a conversão CA/CC E CC/CA, e consistem em uma ponte de válvulas e transformadores com mudança de tap. As pontes conversoras podem ser conectadas em arranjos de 6 ou 12 pulsos. Os transformadores dos

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

conversores proveem tensão trifásica adequada para o nível de tensão das válvulas [8].

Os reatores de alisamento (*smoothing reactors*) possuem alto valor de indutância e são conectados em série com cada polo de cada conversor. Eles possuem as seguintes funções [8]:

- Diminuir tensão e correntes harmônicas nas linhas CC;
- Prevenir a falha de comutação em inversores;
- Prevenir a descontinuidade de corrente na carga;
- Limitar a crista de corrente em retificadores durante um curto-circuito na linha CC.

Os conversores geram tensões e correntes harmônicas tanto no lado CC quanto no CA. Filtros são utilizados no lado CA para reduzir a quantidade de harmônicos transferidos para o sistema CA. No lado CC, além dos reatores de alisamento, também são utilizados filtros [8] e [9].

Os conversores absorvem potência reativa. Em regime permanente, a potência reativa consumida é cerca de 50-60% da potência ativa transferida. Em regime transitório, o consumo de potência reativa pode ser muito maior. As fontes de potência reativa são alocadas próximas aos conversores. Para sistemas CA fortes, elas geralmente são capacitores *shunt*. Dependendo da demanda no sistema CC e no sistema CA, parte da potência reativa pode ser fornecida por compensadores síncronos ou compensadores estáticos. Os capacitores associados com os filtros CA também podem fornecer parte da potência reativa requerida [8] e [10].

O eletrodo de aterramento possibilita um retorno para a corrente transmitida pelo elo, e em caso de falha em um elo bipolar, opera como retorno da configuração monopolar. É utilizado quando há necessidade de restringir a corrente que flui através da terra [8].

Em relação à forma de conexão os elos de corrente contínua podem ser classificados como Monopolar, Bipolar, Homopolar e *Back-to-back*. A seguir cada tipo de elo é descrito brevemente.

2.2.1 ELO CC MONOPOLAR

Os elos CC monopolares são os sistemas mais simples e de menor custo, aplicáveis para moderada transferência de potência. Esse elo apresenta dois conversores e possui um único condutor CC, geralmente de polaridade negativa, por resultar em menor efeito corona. Na ocorrência de uma falta no condutor CC, o circuito CA do lado retificador fica automaticamente isolado da falta devido ao posicionamento das válvulas que impedem que a corrente flua por esse sentido, somente o circuito inversor é capaz de alimentar a falta. Este elo utiliza a terra ou o mar como retorno. Nas áreas onde isso não é possível, pode-se utilizar um condutor metálico para retorno, geralmente em baixa tensão, o que não requer grandes níveis de isolação. A Figura 4 (a) apresenta um elo CC monopolar com retorno pela terra, e (b) um elo CC com retorno por condutor metálico [3], [11] e [12].

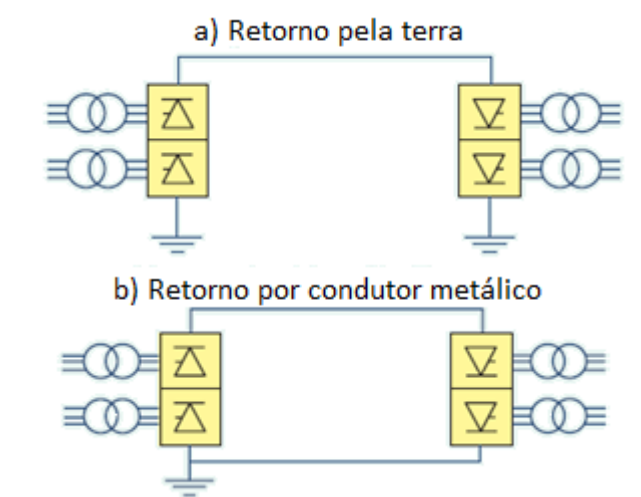


Figura 4 – Elo CC Monopolar. (a) Retorno pela Terra e (b) Retorno por Condutor Metálico, Adaptado de [3].

2.2.2 ELO CC BIPOLAR

Este elo possui dois condutores, um positivo e um negativo. Cada terminal possui dois conversores, com tensões nominais iguais, conectados em série ao lado CC. Os pontos neutros (junções entre os conversores) são aterrados em um ou nos dois terminais. Se os dois pontos neutros estão aterrados, os dois polos podem operar independentemente. Normalmente eles operam com correntes iguais, inexistindo, então, corrente de retorno pela terra (fato que ocorreria, por exemplo, no caso de

desequilíbrios de operação). Na ocorrência de uma falta em um condutor, o outro condutor com retorno aterrado pode transportar até metade da carga nominal. Este tipo de elo é comumente aplicado em linhas de transmissão HVDC com um único conversor de 12 pulsos para cada polo em cada terminal [3], [11] e [12]. O esquema básico do elo CC bipolar é mostrado na Figura 5.

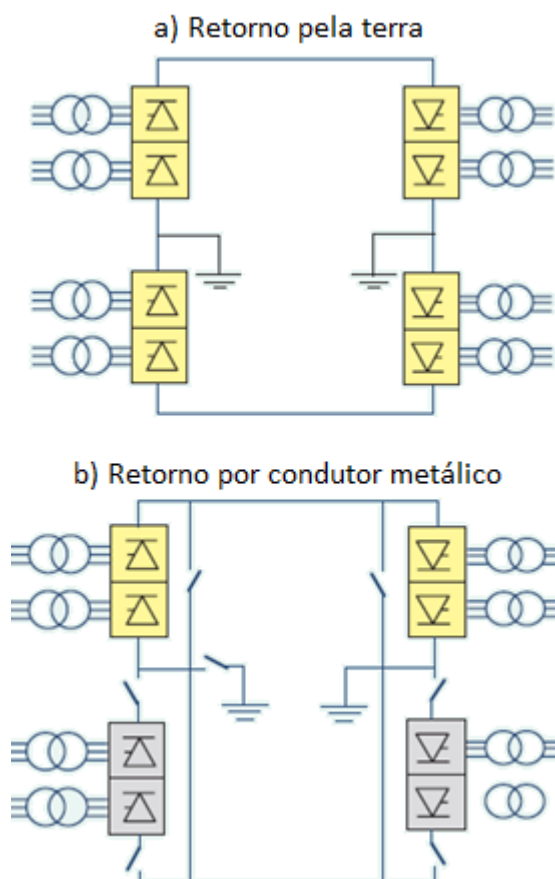


Figura 5 - Elo CC Bipolar. (a) Retorno pela terra e (b) Retorno por Condutor Metálico [3].

2.2.3 ELO CC HOMOPOLAR

Esse elo possui dois ou mais condutores, todos possuindo a mesma polaridade, geralmente negativa, e sempre opera com retorno aterrado. Na ocorrência de uma falta em um condutor, todo o conversor fica disponível para atender o circuito remanescente, o qual, possuindo alguma sobrecarga, pode transportar mais do que

metade da potência nominal, e talvez toda a potência nominal, às custas de aumentar as perdas das linhas. Em contraste ao elo bipolar, a reconexão de todo o conversor em um polo é mais complicada e na maioria das vezes impossível. Nas áreas onde não há a possibilidade de utilização do retorno por terra deve-se utilizar condutores isolados [11] e [12]. A Figura 6 apresenta o esquema construtivo do elo CC homopolar.

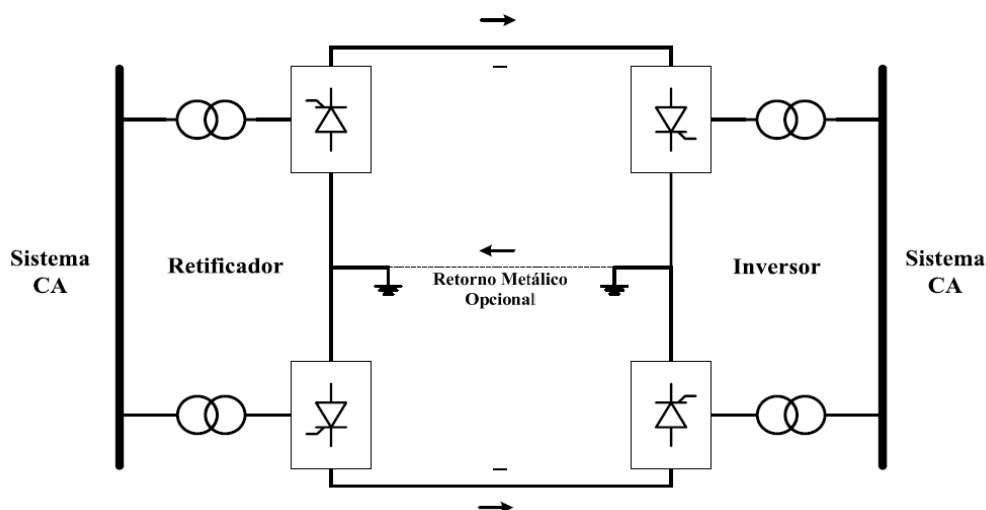


Figura 6 - Elo CC Homopolar [9]

2.2.4 ELO CC BACK-TO-BACK

A configuração back-to-back é a junção local do retificador e inversor, sem a necessidade de conectá-los através de um linha de transmissão CC. Estações back-to-back são utilizadas para conectar redes assíncronas. Apenas pequenos reatores são conectados entre os terminas CC dos conversores, como forma de isolar ambos os lados e permitir a redução do *ripple* da corrente. Nesses sistemas a transferência de potência é limitada pela capacidade relativa dos sistemas CA adjacentes ao ponto de conexão [3] e [12]. A Figura 7 mostra a configuração do elo back-to-back.

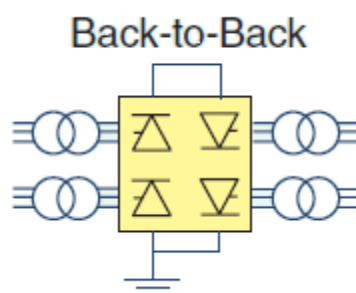


Figura 7 – Elo CC Back-to-Back [3].

2.3 FLUXO DE CARGA EM SISTEMAS CA-CC

O fluxo de carga em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse [13]. Os fluxos de potência ativa e reativa podem ser determinados a partir da magnitude e ângulo de fase dos fasores de tensão nodal.

Segundo MONTICELLI [13] na formulação básica, a cada barra do sistema são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

- V_k – magnitude de tensão nodal da barra k ;
- Θ_k – ângulo da tensão nodal;
- P_k – geração líquida de potência ativa;
- Q_k – injeção líquida de potência reativa.

Existem três tipos de barras, que são definidas dependendo das variáveis nodais. A Tabela 1 apresenta os tipos de barra de acordo com as variáveis que entram como dados ou como incógnitas.

Tipo de Barra	Dados	Incógnitas
Barra de Carga - PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Barra de Tensão Controlada - PV	P_k e V_k	θ_k e Q_k
Barra de Referência ou Swing	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Tabela 1- Tipos de Barra, adaptado [13]

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

As barras de carga são mais numerosas e representam as subestações de energia elétrica nas quais estão conectadas as cargas. As barras PV representam instalações com geradores que podem realizar o controle de tensão, incluindo os compensadores síncronos. Por último, a barra swing fornece a referência angular do sistema. Além disso, a barra de referência é utilizada para fechar o balanço de potência do sistema, pois as perdas de transmissão não são conhecidas antes de se ter a solução final do problema [13].

O fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra as quais indicam que as potências ativas e reativas injetadas em uma barra são iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra. Assim, pela Primeira Lei de Kirchhoff obtém-se as equações 1 e 2.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m), \quad (1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m), \quad (2)$$

Onde:

- $k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede;
- Ω_k – conjunto das barras vizinhas da barra k ;
- V_k, V_m – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;
- θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramos $k - m$;
- P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;
- Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;
- Q_k^{sh} – Componente da injeção de potência reativa devido ao elemento em derivação da barra k .

A solução do final do sistema é alcançada por métodos computacionais iterativos. Existe uma infinidade de métodos sendo os mais comuns e eficientes os métodos de Newton e o método Desacoplado Rápido.

Para sistemas híbridos CA-CC, pode-se solucionar o sistema de duas maneiras: resolvendo a parte CA e a parte CC de forma alternada ou resolvendo simultaneamente as partes CA e CC. A primeira forma de resolução é defendida por REEVE, FAHNY e STOTT [14] e FUDEH e ONG [15], os quais desenvolvem

algoritmos baseados no método de Newton. A resolução simultânea das partes CA e CC é defendida por ARRILLAGA e BODGER [16] e EL-MARSAFAWY e MATHUR [17], que utilizam o método Desacoplado Rápido para o desenvolvimento do algoritmo de solução do sistema.

2.4 INTERRUPÇÕES EM CASCATA

Recentes exemplos de interrupções em cascata incluem o apagão da *North American Eastern Interconnection* em 14 de agosto de 2003, que atingiu 50 milhões de pessoas em oito estados dos EUA e Canadá. A rede europeia enfrentou um apagão em 4 de novembro de 2006 que foi iniciado na Alemanha pelo desligamento de uma linha de alta tensão para que um navio passasse sob ela. O desligamento da linha causou a sobrecarga de outras linhas e provocou o colapso do sistema. Foram atingidos 10 milhões de consumidores [7]. No Brasil, pode-se ressaltar dois grandes recentes apagões em 2009 e 2010. Em 2009, o *blackout* afetou cerca de 40% do território brasileiro e 90% do Paraguai. O incidente aconteceu devido à instabilidade do tempo na região da cidade de Itaberá-SP. O mau tempo provocou um curto-circuito nas linhas de transmissão da Usina Hidrelétrica de Itaipu. A causa foi uma falha tripla nos circuitos de 765 kV em corrente alternada de Itaipu. Quatro estados brasileiros foram totalmente afetados: São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul. Outros quatorze estados foram parcialmente afetados. Em 2010, o *blackout* atingiu todos os estados do Nordeste do Brasil, além do Tocantins e Pará, na região Norte. O incidente ocorreu na linha de transmissão que interliga o Norte e Nordeste e provocou o desligamento, em cascata, do sistema [18].

Interrupções em cascata podem ocorrer imediatamente seguindo uma maior contingência, como a perda de uma linha de transmissão ou uma falta que inicia um rápido colapso de tensão. Essas causas podem não ser um problema significativo, mas com a rede elétrica interligada e o aumento da sobrecarga das linhas, tais contingências irão aumentar cada vez mais as ameaças de interrupções em cascata. A causa mais frequente deste tipo de interrupção é a degradação gradual das condições do sistema. As contingências ocorrem sequencialmente e

são agravadas por erros de operação, inatividade, imperfeições do sistema ou falhas [7].

Uma das mais importantes características do HVDC é que os elos CC podem isolar dinamicamente uma parte da rede do resto do sistema resultando na melhoria do desempenho da rede. Em condições de contingência, diferentemente das linhas CA, os elos CC não seriam sobrecarregados devido à controlabilidade do fluxo de potência, a qual reduz significativamente os riscos de interrupções em cascata. Em geral, os elos CC fornecem suporte confiável e aprimoramento do desempenho da rede CA ao redor. Baseada na experiência operacional atual, é reportado o desempenho eficiente dos elos CC existentes como “firewall” contra interrupções em cascata durante os maiores distúrbios. Os elos CC entre Quebec e a área afetada no *blackout* da Northeast em 2003, e também entre a parte do sul e o resto da rede da Índia em 2012, pararam a propagação da interrupção em cascata das interfaces assíncronas. De acordo com as experiências obtidas a partir dos grandes apagões, elos CC podem ter um importante papel no desenvolvimento de sistema futuros [1].

2.5 ESTUDOS SOBRE AS VANTAGENS DA SEGMENTAÇÃO CC PARA A REDUÇÃO DE INTERRUPÇÕES EM CASCATAS E APAGÕES

A literatura apresenta poucos estudos sobre as vantagens da segmentação CC para a redução de interrupções em cascatas e apagões. Em seguida, são apresentados três artigos que apresentam estudos significativos nesta área, destacando os modelos de simulação, resultados e conclusão dos autores.

O primeiro artigo a reportar uma avaliação dos conceitos e potenciais benefícios da segmentação CC é referenciado em [2]. Este artigo apresenta a hipótese da segmentação CC e realiza algumas simulações para demonstrar a sua viabilidade técnica. É desenvolvido um modelo da rede da *Eastern Interconnection* (EI) onde são definidos três setores, identificados como A, B e C, e um setor adjacente muito maior, chamado D. Neste cenário, é verificada a resposta da rede a um evento de contingência que iniciaria uma interrupção em cascata. São analisados os resultados da simulação considerando a rede totalmente em CA e a rede

segmentada por elos CC, como mostrada na Figura 8. Com a rede totalmente em CA, ocorre uma sequência de desligamentos que resultam em instabilidade angular e a queda da rede. Para a rede segmentada, os elos CC limitam o fluxo de potência do setor B para o setor A, protegendo assim o setor B dos prejuízos associados à instabilidade angular ou a sobrecargas térmicas. O artigo conclui que os benefícios para o potencial de confiabilidade da rede são irrefutáveis, o que certamente contribuirá para uma justificativa econômica.

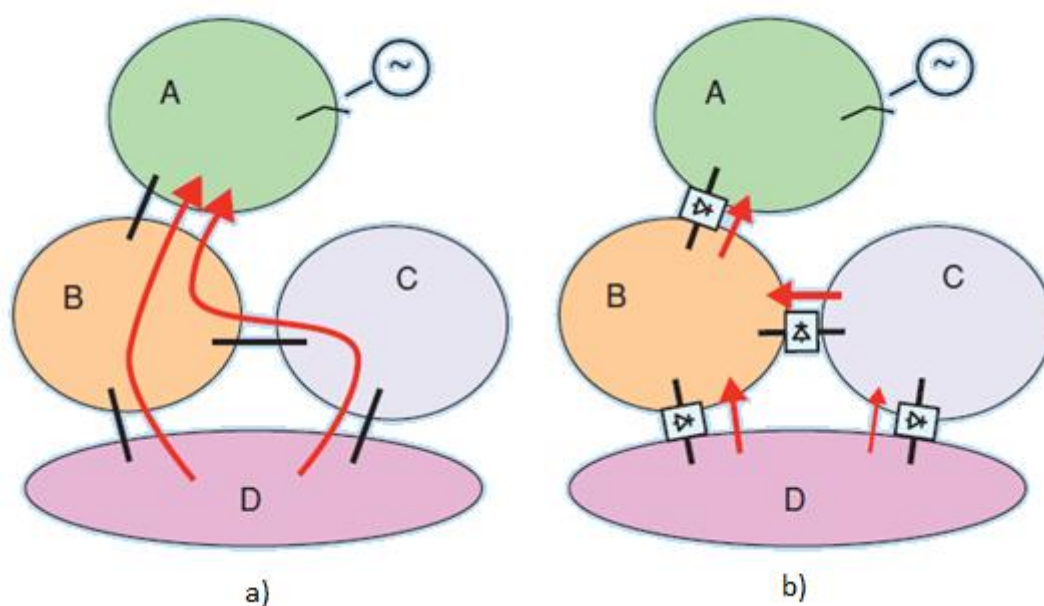


Figura 8 – Em (a), É Apresentado Como 4 Setores Interconectados por Elos CA. Em (b) Os Setores São Interconectados Através de Elos CC [2].

Em [1], um novo método de avaliação do risco de grandes *blackouts* é desenvolvido e implementado. Este método é baseado em simulações de Monte Carlo e leva em consideração o risco de interrupções em cascata do sistema de transmissão devido à sobrecarga, falhas escondidas no sistema de proteção (como por exemplo, equipamentos mal dimensionados ou parametrizados) e a resposta dos geradores, cargas e controladores HVDC perante o desbalanceamento do fluxo de potência ou a variação da frequência. O método proposto é aplicado a um modelo simplificado da futura rede elétrica intercontinental entre Europa e Rússia em cenários de contingências. Os resultados são avaliados antes e depois da segmentação CC. Os dados resultantes das simulações com os elos CC demonstram que os riscos

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

de interrupções em cascata e grandes apagões diminuem efetivamente. Além do mais, é demonstrada a resposta rápida do elo CC para o desbalanceamento do fluxo de potência.

Já em [19] é apresentada uma análise e comparação da corrente de falta entre sistemas de transmissão HVAC e HVDC para faltas assimétricas (falta fase-terra, fase-fase e falta na linha de transmissão). Os ambientes de simulação são desenvolvidos no MATLAB® (Simulink), consistindo na transmissão de energia de uma planta de geração para uma subestação através de uma linha de 300 km. Os resultados mostram que, para cada tipo de falta simulada, a corrente de falta no sistema HVAC é muito maior que a do sistema HVDC. Os efeitos da corrente de falta são mais destrutivos no sistema HVAC, afetando todo o sistema, enquanto que no sistema HVDC os efeitos são restritos à seção onde ocorreu a falta. Assim, o artigo conclui que a melhor performance e confiabilidade é apresentada no sistema de transmissão HVDC.

2.6 ANÁLISE DAS FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO

A simulação computacional é uma ferramenta de análise de alternativas para desenvolver um projeto mais eficiente. Atualmente, existem diversos programas para a análise de sistemas de potências, mas poucos trabalham com sistemas HVDC e HVAC simultaneamente. Na literatura, os mais recorrentes são o PSCAD/EMTDC, Modelica/PowerSystems e MATLAB®/Simulink. No Brasil, o CEPEL desenvolveu o programa ANAREDE com capacidade de trabalhar com sistemas mistos HVAC e HVDC.

2.6.1 PSCAD/EMTDC

O PSCAD é um programa de interface gráfica, desenvolvido pela MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD, que permite o usuário construir esquematicamente o circuito, executar a simulação e analisar os resultados. O EMTDC (Electromagnetic Transients Including DC) permite a representação e a resolução de equações diferenciais no domínio do tempo e auxilia na solução de transitórios eletromagnéticos para o PSCAD. O PSCAD é utilizado para simular sistemas de

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

potência CA, sistemas eletrônicos de baixa tensão, sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada (FACTS), sistemas de transmissão HVDC, sistemas de distribuição e controladores complexos. O programa possui uma versão livre (Student) [20].

2.6.2 MODELICA

O Modelica é um programa aberto e consiste em uma linguagem de programação orientada a objetos para a modelagem de grandes e complexos sistemas físicos. Os modelos são descritos esquematicamente e consistem na conexão de componentes através de diagrama de blocos. A biblioteca PowerSystems abrange: sistemas de corrente alternada nos estados permanente, transitório e assimétrico; sistemas de frequência variáveis, como turbinas eólicas; e sistemas de potência em corrente contínua (HVDC) [21].

2.6.3 MATLAB®/SIMULINK

O Simulink é um ambiente de simulação via diagrama de blocos. A biblioteca SimPowerSystem dispõe de componentes para a modelagem, simulação e análise do sistema elétrico de potência. O Simulink é utilizado para aplicações como: FACTS, sistemas de energia renovável, análises de harmônicos, sistemas de transmissão em corrente contínua e fluxo de potência [22].

2.6.4 ANAREDE

O ANAREDE é o programa mais utilizado no Brasil para estudos do sistema elétrico de potência. O programa permite a convivência harmoniosa do console de comandos (interface linha de comando) e da interface gráfica com editor de diagramas unifilares, permitindo ao usuário escolher a interface que lhe é mais familiar. Desenvolvido pelo CEPEL, o ANAREDE consiste dos seguintes programas: Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão, Redespacho de Potência Ativa e Fluxo de Potência Continuado [23].

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

O programa de fluxo de potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para determinadas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais [23].

O Programa de Equivalente de Redes tem como finalidade a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo (barras que não necessitam ser representadas) quando o sistema interno (barras de interesse nos estudos a serem realizados) é submetido a determinados tipos de perturbação [23].

O Programa de Análise de Contingências processa sequencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas severas. Para cada caso de contingência, é executada uma solução de fluxo de potência e efetuada a monitoração do estado operativo simulado da rede elétrica. As grandezas a serem monitoradas nos casos simulados de contingências são os níveis de tensão em barramentos, potência reativa de barras de geração e fluxos de potência nos circuitos [23].

O programa de Análise de Sensibilidade de Tensão tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento de determinadas grandezas da rede elétrica, denominadas variáveis dependentes, em relação à variação de uma grandeza de controle, denominada variável de controle. Podem também ser calculados os fatores de sensibilidade de uma variável dependente em relação a um conjunto de variáveis de controle [23].

O programa de Análise de Sensibilidade de Fluxo tem como objetivo o cálculo de fatores de sensibilidade de primeira ordem, que traduzem o comportamento dos fluxos nos diversos circuitos da rede elétrica, denominados circuitos monitorados, em relação à variação de uma potência ativa especificada ou reativa especificada ou ainda a retirada de um circuito [23].

O programa de Redespacho de Potência Ativa tem por objetivo a determinação de um ponto de operação para a rede elétrica que satisfaça as restrições operacionais representadas no problema e minimize ou maximize uma função objetivo que pode ser: o mínimo desvio absoluto do ponto de operação, o mínimo desvio quadrático

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

do ponto de operação, o mínimo corte de carga, o máximo carregamento do sistema ou ainda, qualquer função convexa definida pelo usuário [23].

O Programa de Fluxo de Potência Continuado processa sequencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barras de acordo com uma direção especificada. Este programa é utilizado para a determinação das margens de estabilidade de tensão e para a análise da variação do perfil de tensão frente ao crescimento da demanda do sistema [23].

2.6.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS PROGRAMAS

Os quatro programas foram comparados, nas suas versões gratuitas ou com licenças estudantis, em relação ao custo computacional, ambiente de simulação didático e amigável, recursos disponíveis para a modelagem do SEP e difusão na literatura. As informações apontam o MATLAB/Simulink e o ANAREDE como os programas mais adequados. Os dados estão resumidos na Tabela 2.

Programa Característica	Simulink	Modelica	ANAREDE	PSCAD
Custo computacional	★	★	★★	★
Ambiente de simulação didático e amigável	★★★	★	★★★	★
Recursos disponíveis para a modelagem do SEP	★★★	★★★	★★★	★
Difusão na literatura.	★★★	★	★	★★★

Tabela 2 - Comparativo entre as ferramentas de simulação.

Esta dissertação estuda o efeito da segmentação CC perante contingências que iniciariam grandes interrupções no sistema elétrico de potência. Este capítulo apresentou conceitos importantes que são utilizados no desenvolvimento deste trabalho, como por exemplo as características e modelos dos elos CC e a hipótese da segmentação da rede elétrica. Por último foram apresentados os programas computacionais com capacidade de simulação de sistemas HVAC e HVDC. Assim,

Capítulo 2 – Estudo do Estado da Arte

após a análise dos programas e comparados os prós e contras de cada opção o ANAREDE foi selecionado.

.

CAPÍTULO 3 – MODELAGEM DO ELO CC NO ANAREDE

A análise do sistema elétrico segmentado depende de um modelo adequado do elo CC. A modelagem de cada parâmetro pode interferir nos resultados obtidos. Neste capítulo, é apresentado o elo CC adotado nos testes e simulações.

O item 3.1 apresenta os principais componentes para a modelagem do elo CC no programa ANAREDE e o item 3.2 detalha os parâmetros necessários para a configuração de cada componente.

3.1 O Elo CC

O programa ANAREDE é um conjunto de aplicações computacionais para a análise de redes elétricas desenvolvidas pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL. A leitura de arquivos e execução de comandos é realizada através dos códigos de execução. Esses códigos informam ao programa qual ação tomar com relação aos dados de entrada. Podemos citar como exemplo o código DBAR para leitura dos dados de barras CA e o EXCA para execução automática de contingências de circuito.

No programa os elos CC são representados através dos seguintes elementos: barra CC, linha CC e conversor CA-CC. A configuração do elo é definida pelos dados de entrada de acordo com a conexão de seus elementos [23].

A barra CC conecta um ou mais conversores a uma linha CC ou a um eletrodo de terra, sendo neste caso denominada barra neutra. A linha de transmissão CC é

representada por uma resistência pura e conecta duas barras CC. O conversor (retificador ou inversor) inclui o reator de alisamento e conecta a barra CA de interface à linha CC e ao eletrodo de terra e nele atuam os controles do elo CC. As barras CC podem ter polaridade positiva, negativa ou neutra sendo que os dois primeiros tipos podem ter ou não a magnitude da tensão especificada [23].

O elemento conversor CA-CC engloba o transformador (tap mínimo, máximo e step do tap) e as válvulas de disparo (resistência de comutação, ângulo de disparo/extinção). Este elemento indica o tipo de controle ativo (corrente ou potência constante) no elo CC [23].

O processo de solução do fluxo de carga no sistema CC consiste na determinação de valores das grandezas dos transformadores conversores, em função do estado calculado da rede elétrica CA, de tal forma que as condições estabelecidas de operação dos elos CC sejam atendidas. Se estes valores violarem os respectivos limites, estas grandezas são fixadas nos limites violados e é iniciado um processo iterativo para a determinação de níveis de tensão do sistema CC que satisfaçam as condições impostas de controle de potência ou de corrente [23].

3.2 A CONFIGURAÇÃO DO ELO

O Elo CC proposto é adaptado do modelo de Itaipu e possui tensão nominal de 600 kV. Na Figura 9, são apresentados os principais componentes e a configuração do elo CC.

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

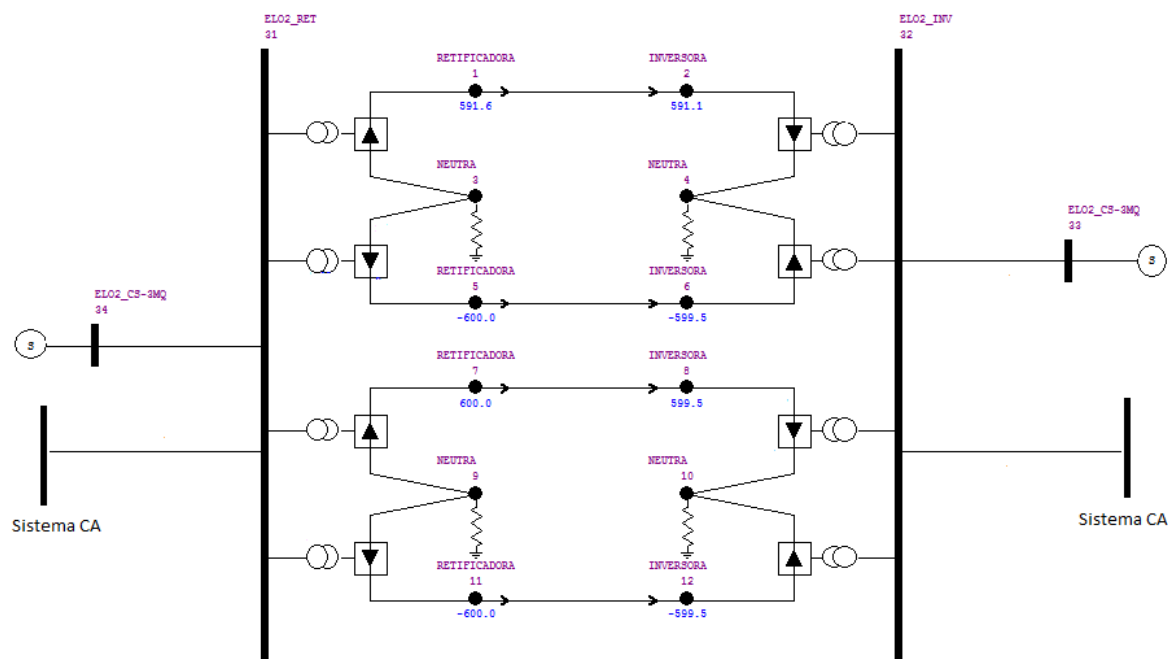


Figura 9- Diagrama Unifilar do Elo CC [ANAREDE]

O modelo adotado é constituído por dois bipolos e utilizam conversores de 12 pulsos com a intenção de reduzir a injeção de harmônicos no sistema CA provenientes do processo de comutação [24].

O transformador de cada conversor tem como função compatibilizar a tensão do sistema CA com a tensão de entrada do conversor, além de permitir o controle de tensão CC do lado do inversor e o ângulo de disparo no lado do retificador, através da variação de seus taps. Os compensadores síncronos, conectados às barras CA de interface (Barras 33 e 34), simulam o efeito dos filtros na compensação de reativo [24].

A seguir, são apresentados os elementos que compõe o elo CA-CC em detalhes.

3.2.1 BARRAS DE INTERFACE CA

Os conversores CA-CC são conectados às barras CA denominadas barras de interface. Os dados de entrada são especificados no código DBAR, que é utilizado para leitura dos dados de barra CA. A Tabela 3 apresenta os dados deste código.

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

Campo	Descrição
Número	Número de identificação da barra CA.
Tipo	0 - barra de carga (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas). 1 - barra de tensão regulada (PV - Injeção de potência ativa e Magnitude de tensão fixas). 2 - barra de referência (Vθ, Magnitude da tensão e Ângulo de fase fixo). 3 - barra de carga com limite de tensão (PQ - Injeções de potências ativa e reativa fixas enquanto a magnitude de tensão permanecer entre os valores limites).
Grupo de Base de Tensão	Identificador de Grupo Base de Tensão ao qual pertence a barra CA
Nome	Identificação alfanumérica da barra.
Grupo de Limite de Tensão	Identificador de Grupo de Limite de Tensão ao qual pertence a barra CA.
Tensão	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. Para barra de tensão controlada, remotamente ou não, por geração de potência reativa ou por variação de tap de transformador, este campo deve ser preenchido com o valor da magnitude da tensão a ser mantido constante.
Ângulo	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.
Geração Ativa	Valor de geração de potência ativa na barra, em MW.
Geração Reativa	Valor de geração de potência reativa na barra, em Mvar. Para barra de carga este valor é fixo. Para barra de carga com limite de tensão este valor é mantido constante, enquanto a magnitude da tensão permanecer entre os limites especificados. Para barras de tensão regulada e de referência com limites de geração de potência reativa especificados, este campo pode ser deixado em branco.
Geração Reativa Mínima	Valor do limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.
Geração Reativa Máxima	Valor do limite máximo de geração de potência reativa na barra, em Mvar.
Barra Controlada	Para barras de tensão regulada e de referência, com limites de potência reativa especificados, este campo destina-se ao número da barra cuja magnitude da tensão será controlada. O valor da magnitude da tensão a ser mantido é obtido no campo Tensão do registro relativo à barra.
Carga Ativa	Valor da carga ativa da barra, em MW.
Carga Reativa	Valor da carga reativa da barra, em Mvar.
Shunt	Valor total da potência reativa injetada na barra, em Mvar, por bancos de capacitores/reatores. O valor a ser preenchido neste campo refere-se a potência reativa injetada na tensão nominal (1.0 p.u.). Este valor deve ser positivo para capacitores e negativo para reatores.
Área	Número da área à qual pertence a barra.
Modo de Visualização	Entre neste campo com o modo de visualização da barra CA no diagrama unifilar: 0 - barra normal. 1 - barra “midpoint”. 2 - barra auxiliar.

Tabela 3 - Dados de barra de interface CA [adaptado 23].

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

As linhas que conectam as barras CA do sistema às barras de interface do elo CC devem ser ajustadas com a reatância mínima ($0,25 \Omega$), pois fisicamente essas ligações elétricas são realizadas através de um barramento com impedância quase nula ou por um trecho muito curto de linha [24].

3.2.2 BARRAS CC

A barra CC conecta um ou mais conversores a uma linha CC ou a um eletrodo de terra. Os dados de entrada são especificados no código de execução de leitura de dados de barra CC, DCBA. A Tabela 4 apresenta os dados do código DCBA:

Campo	Descrição
Número	Número de identificação da barra CC.
Tipo	0 - barra sem tensão especificada. 1 - barra com tensão especificada (barra de referência). Para cada polo de cada elo deve ser especificada uma barra de referência (tipo 1).
Polaridade	+ - indicando que a barra pertence ao polo positivo. - - indicando que a barra pertence ao polo negativo. 0 - indicando barra neutra.
Nome	Identificação alfanumérica da barra.
Tensão	Valor inicial da magnitude de tensão da barra, em kV. Para barra do tipo 1 este campo deve ser preenchido com o valor da tensão a ser mantido constante.
Eletrodo de Terra	Valor da resistência do eletrodo de terra, em Ω , no caso da barra neutra (polaridade zero). Para as barras de polaridade positiva ou negativa este campo não deve ser preenchido.
Número do Elo CC	Número do elo CC. Todas as barras de um mesmo polo ou bipolo devem pertencer ao mesmo elo CC.

Tabela 4- Dados de Barra CC [adaptado 23].

3.2.3 LINHAS CC

A linha de transmissão CC é representada por uma resistência pura e conecta duas barras CC. Os dados de entrada são especificados no código DCLI, que define a leitura dos dados de linha CC. A Tabela 5 apresenta os dados do código DCLI.

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

Campo	Descrição
Da Barra	Número da barra de uma das extremidades da linha CC.
Para Barra	Número da barra da outra extremidade da linha CC.
Resistência	Resistência da linha CC, em Ω .
Indutância	Indutância da linha CC, em mH.
Capacidade	Capacidade de carregamento da linha CC, em MW, para fins de monitoração de fluxo.

Tabela 5- Dados de LT CC [adaptado 23].

3.2.4 OS CONVERSORES CA-CC E CC-CA

O conversor (CA-CC ou CC-CA) inclui o reator de alisamento e conecta a barra CA de interface à linha CC e ao eletrodo de terra e nele atuam os controles do elo CC.

3.2.4.1 O CONVERSOR

A leitura de dados do conversor é realizada através do código DCNV. A Tabela 6 apresenta os dados do código DCNV:

Campo	Descrição
Número	Número de identificação do conversor.
Número da Barra CA	Número da barra CA à qual está conectado o conversor.
Número da Barra CC	Número da barra CC à qual está conectado o conversor.
Número da Barra Neutra	Número da barra neutra à qual está conectado o conversor.
Modo de Operação	R - se o conversor opera como um retificador. I - se o conversor opera como um inversor.
Pontes	Número de pontes conversoras de seis pulsos.
Corrente	Corrente nominal do conversor, em A.
Reatância de Comutação	Reatância de comutação por ponte de seis pulsos na base de potência do transformador conversor, em %.
Tensão do Secundário	Tensão base fase-fase do secundário do transformador conversor de ponte de seis pulsos, em kV.
Potência do Transformador	Potência base do transformador conversor de ponte de seis pulsos, em MVA.
Resistência do Reator	Resistência do reator de alisamento, em Ω .
Indutância do Reator	Indutância do reator de alisamento, em mH.

Tabela 6 - Dados do Conversor [adaptado 23].

3.2.4.2 *O CONTROLE DO CONVERSOR*

O controle do conversor é realizado através do código DCCV. A Tabela 7 apresenta os dados do código ajustados.

Para cada pólo do elo, deve ser especificado um conversor de folga. Seu funcionamento é semelhante à barra swing do fluxo de potência, uma vez que não são conhecidas as perdas, então para um deles o valor é determinado pelo programa [23] e [24].

Alfa ou ângulo de disparo corresponde a um atraso no tempo para o tiristor começar a conduzir depois que ele se encontra polarizado diretamente. Gama ou ângulo de extinção é definido pelo avanço em relação à 180° , ou seja, igual a 180° menos o ângulo de disparo. Os parâmetros ângulo mínimo e ângulo máximo do elo CC, controlam a corrente que passa no elo e consequentemente a potência transmitida. O valor da potência transmitida é especificado no código de execução DCCV [24].

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

Campo	Descrição
Número	Número de identificação do conversor
Folga	F - conversor de folga. N - conversor normal. Para cada polo do elo deve ser especificado um conversor de folga.
Modo de Controle do Inversor	G – controle de gama. T – controle da tensão da barra CA de interface. A escolha da variável de controle só é válida para inversores CCC.
Tipo de Controle Conversor	C - conversor com controle de corrente constante. P - conversor com controle de potência constante.
Valor Especificado	Valor especificado para o controle do conversor, em A se conversor de controle de corrente ou em MW se conversor de controle de potência.
Margem de Corrente	Margem de corrente do inversor, em % da corrente nominal, como definido no campo Corrente do código de execução . Este campo não é considerado no retificador.
Máxima Sobrecorrente	Máxima sobrecorrente permitida para o conversor, em % da corrente nominal. Este campo não é considerado no retificador.
Ângulo Conversor	Ângulo desejado de disparo (retificador) ou de extinção (inversor convencional), ou margem de comutação (inversor CCC), em graus.
Ângulo Mínimo Conversor	Ângulo mínimo de disparo (retificador) ou de extinção (inversor convencional), ou margem de comutação (inversor CCC), em graus.
Ângulo Máximo Conversor	Ângulo máximo de disparo (retificador) ou de extinção (inversor convencional), ou margem de comutação (inversor CCC), em graus.
Tap Mínimo Transformador	Tap mínimo do transformador conversor.
Tap Máximo Transformador	Tap máximo do transformador conversor.
Número de Passos do Tap Transformador	Número de passos do tap do transformador. O passo do tap é calculado dividindo-se a diferença entre o tap máximo e o tap mínimo do transformador pelo número de passos.
Tensão CC Mínima para Controle de Potência	Tensão CC, em p.u., abaixo da qual um conversor em controle de potência passa a operar em controle de corrente.

Tabela 7 - Dados de Controle do Conversor [adaptado 23].

Capítulo 3 – Modelagem do Elo CC no ANAREDE

Este capítulo apresentou todos os parâmetros necessários para a modelagem do elo CC no programa ANAREDE. Os dados de entrada para o elo CC utilizado neste trabalho são apresentados no Apêndice C

.

CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os sistemas elétricos empregados e as suas particularidades. Os sistemas utilizados nas simulações (sistemas testes) são originados a partir do modelo IEEE 14 barras, que é retratado no item 4.1.

O item 4.2 apresenta o sistema teste aplicado para a rede elétrica HVAC e o item 4.3 expõe o sistema teste aplicado para a rede CA segmentada através do elo CC.

4.1 IEEE 14 BARRAS

O sistema de testes do IEEE composto por 14 barras é um sistema amplamente difundido na literatura técnica para trabalhos envolvendo simulações de fluxo de potência. Ele representa uma pequena parte do sistema elétrico de potência americano do ano de 1962. O sistema é composto por 14 Barras e 17 linhas e é apresentado na Figura 10. Este sistema será usado como base para o estudo de caso desta dissertação.

Neste sistema, a geração ativa é concentrada nas barras 1 e 2. Para compensação de reativo existem compensadores síncronos nas barras 3, 6 e 8. Existe ainda um transformador de três enrolamentos representado entre as barras 4-7 (primário), 7-9 (secundário) e 7-8 (terciário).

Para os dados originais deste sistema, a faixa das tensões de operação das barras está entre 1,01 a 1,09 pu. Os valores das tensões são elevados devido ao baixo carregamento do sistema e, portanto, perdas reduzidas nas linhas e demais elementos.

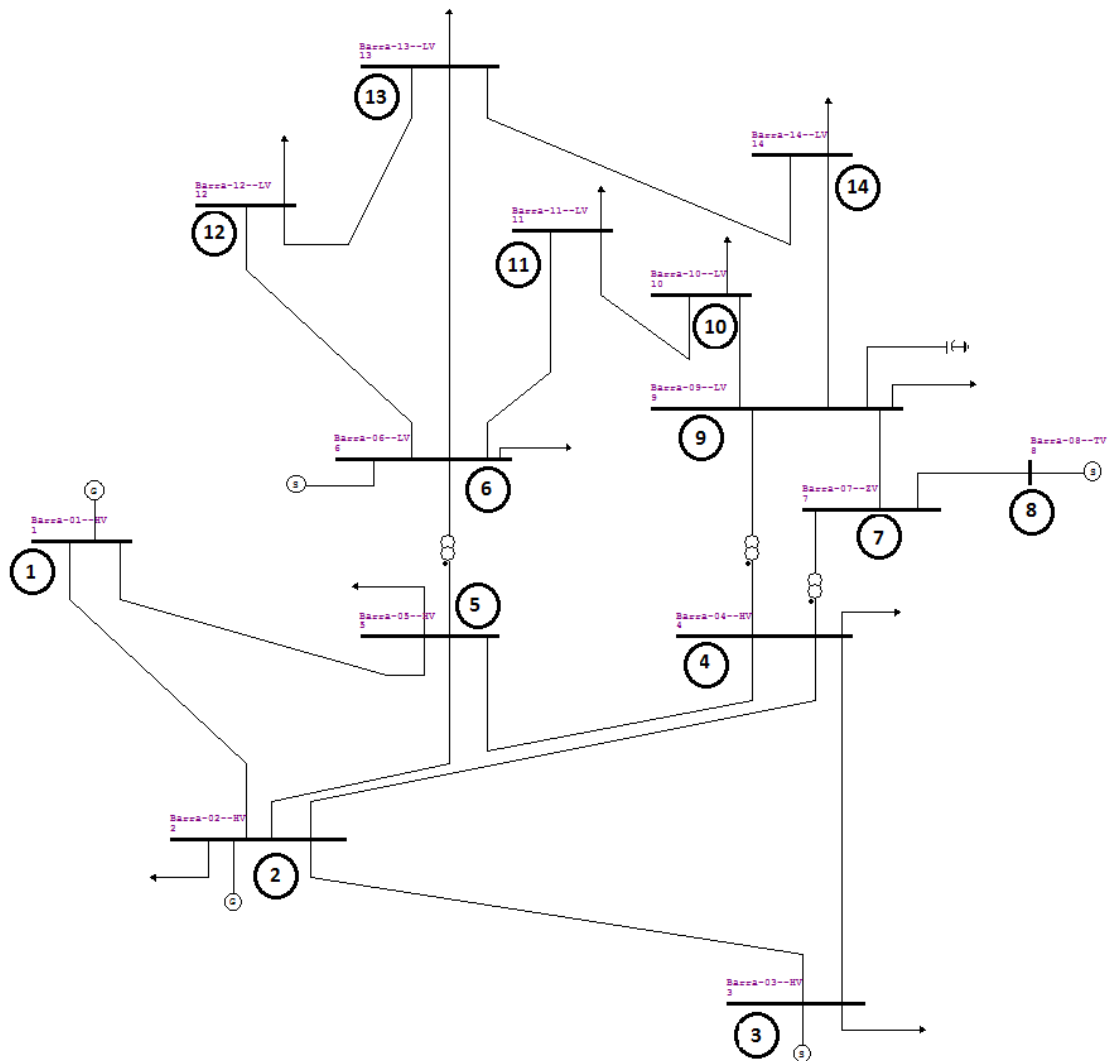


Figura 10 - IEEE 14 barras.

4.2 O SISTEMA DE TESTE COM HVAC

O sistema teste adotado neste trabalho é baseado no IEEE 14 Barras. Algumas adaptações foram feitas para possibilitar avaliar os impactos da instalação de um link de HVDC. O sistema foi dividido nas áreas 1 e 2, como apresentado na Figura 11 e são conectadas por duas linhas de interligação. A divisão das barras por área é descrita na Tabela 8.

Capítulo 4 – Metodologia de Simulação

Os limites de tensão adotados são de 0,95 a 1,05 pu. Como os valores originais do sistema IEEE 14 barras possui barras com tensões acima de 1,05 pu foi necessário alterar as tensões originais. Para diminuir as tensões e manter o sistema com média geral de 1 pu de tensão de operação, o carregamento do sistema foi elevado e o limite de geração de reativo dos geradores e compensadores síncronos foi diminuído.

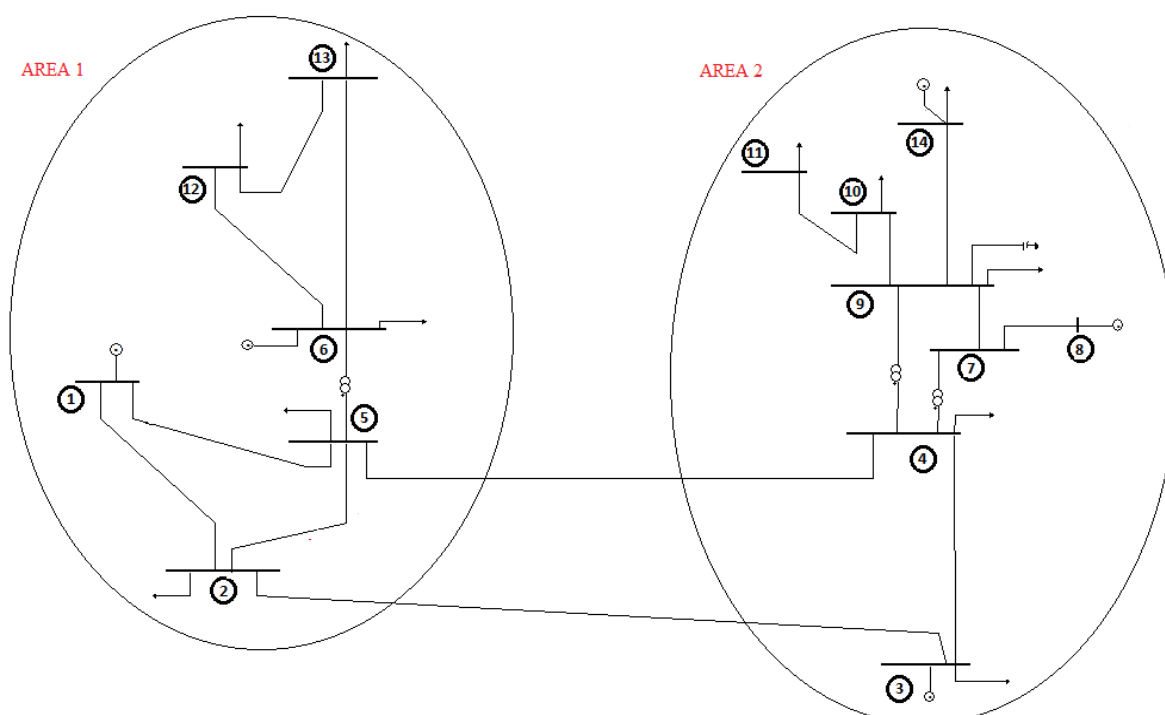


Figura 11- Sistema HVAC (adaptado de IEEE 14 barras).

Área	Número da Barra		
	Barra Swing	Barras PQ	Barras PV
1	1	2; 5; 12; 13	6
2	-	4; 7; 9; 10; 11;	3; 8; 14

Tabela 8- Dados de Barra por Área

A divisão do sistema concentrou a geração na área 1 e ambas as áreas devem possuir geração. Para solucionar este problema, a barra 2, pertencente à área 1,

foi transformada em barra PQ com seu gerador transferido para a barra 14, contida na área 2. Os valores de geração e carga das áreas foram estipulados de modo que a carga da área 2 fosse maior que a geração da barra 14. Consequentemente, a área 2 demanda energia da área 1.

As linhas entre as barras 2-3 e 4-5, denominadas linhas de interligação, permitem o fluxo de potência entre as áreas. Para viabilizar as simulações no sistema HVAC segmentado, o fluxo de potência será limitado a uma única linha que posteriormente será substituída pelo elo HVDC. A linha mais carregada no sistema IEEE 14 Barras é a linha 4-5. Por este motivo ela foi escolhida para concentrar o fluxo de potência entre as áreas. No sistema que será apresentado a seguir, a linha 4-5 será substituída pelo elo CC. Para efeito de simulação deste sistema, foi necessário criar uma linha conectando as duas áreas em AC, pois o programa ANAREDE entende que elo CC isola a rede elétrica da área 2 deixando-a sem barra de referência, a qual está contida na área 1. Portanto, a linha 2-3 foi criada e ajustada com alto valor de resistência (1.000 %) e reatância (1.000 %) para mitigar o fluxo de potência por ela e servir apenas como conexão CA e possibilitar o cálculo dos fluxos de potência. No sistema teste HVAC, esta linha também existirá com o intuito de manter os dois casos similares para comparação de resultados.

4.3 O SISTEMA TESTE HVAC SEGMENTADO POR ELO HVDC

Para o sistema teste HVAC segmentado por elo HVDC, é utilizado o modelo do sistema teste HVAC e substituída a linha 4-5, que conecta as duas áreas, pelo elo HVDC, como apresentado na Figura 12. Todas as características do sistema teste HVAC são mantidas para comparação dos resultados entre os sistemas.

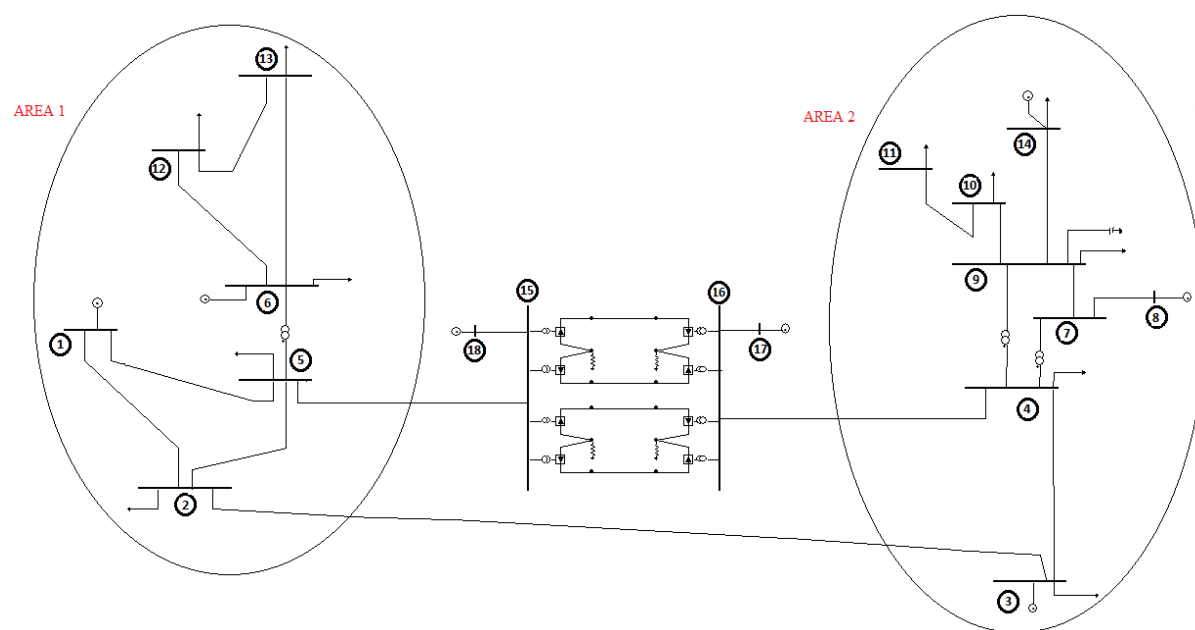


Figura 12- Sistema HVAC segmentado

Todo o intercâmbio de potência entre as áreas deve ser realizado através do elo HVDC. No entanto, o sistema teste deve sofrer o menor impacto possível com a inserção do elo HVDC em relação ao sistema teste HVAC. Por esse motivo, o elo foi ajustado para transmitir potência constante. O valor de potência ajustado para ser transmitido através do elo foi definido com base no valor de potência transmitido entre as áreas no sistema HVAC através da linha 4-5.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS E ANALISES

Os resultados obtidos através das simulações permitem a análise da resposta do sistema elétrico para uma determinada contingência. Assim, este capítulo tem por objetivo a investigação dos dados alcançados.

A reação do sistema HVAC à inclusão do elo CC é discutida no item 5.1 através da comparação entre os sistemas testes.

O item 5.2 é dividido em dois subitens, os quais expõem as reações dos sistemas testes HVAC e HVAC segmentado por elo HVDC à uma contingência de perda de geração.

5.1 COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS HVAC E HVAC SEGMENTADO

Os sistemas testes HVAC e HVAC segmentado por elo HVDC, apesar de possuírem os mesmos dados de entrada, operam de forma diferente devido ao funcionamento do elo CC. Após a inserção do elo HVDC, o módulo e o ângulo das tensões do sistema se alteraram, ou seja, a distribuição de potência do sistema se alterou. A Tabela 9 e a Figura 13 apresentam os resultados encontrados.

A Tabela 9 exhibe o módulo e ângulo das tensões operacionais de ambos os sistemas testes. O fluxo de potência ativa do sistema HVAC é determinado pelo fasor tensão que está em avanço, ou seja, das barras que possuem ângulos maiores para as barras que possuem ângulos menores. Considerando o sistema adotado, a área 2 não possui barra de referência. Assim, a referência de tensão das barras é feita através das linhas de interligação das áreas, linhas 2-3 e 4-5. Após a inserção do elo CC no lugar da linha 4-5, a referência de tensão da área 2 é feita somente pela linha 2-3. Consequentemente, há a alteração de todos os

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

ângulos das barras da área 2. As aberturas angulares nesta linha são muito grandes nos dois casos, embora o fluxo seja pequeno devido às impedâncias adotadas.

Barra	Magnitude de tensão [p.u.]		Ângulo (°)	
	Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC	Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC
1	1,0000	1,0000	0	0,0000
2	0,9790	0,9803	-3,419	-3,3755
3	1,0100	1,0100	-27,9442	29,7315
4	0,9651	0,9848	-15,353	42,0371
5	0,9607	0,9709	-11,8675	-11,9682
6	1,0000	1,0000	-16,2139	-16,2688
7	0,9879	0,9968	-12,6892	44,6146
8	1,0200	1,0200	-12,6892	44,6146
9	0,9693	0,9779	-11,2629	46,0105
10	0,9584	0,9671	-11,7653	45,517
11	0,9517	0,9605	-12,0948	45,1934
12	0,9862	0,9862	-17,0279	-17,0829
13	0,9842	0,9842	-17,0045	-17,0594
14	1,0200	1,0200	2,932	60,303

Tabela 9 - Comparação Das Tensões Operacionais Dos Sistemas Testes.

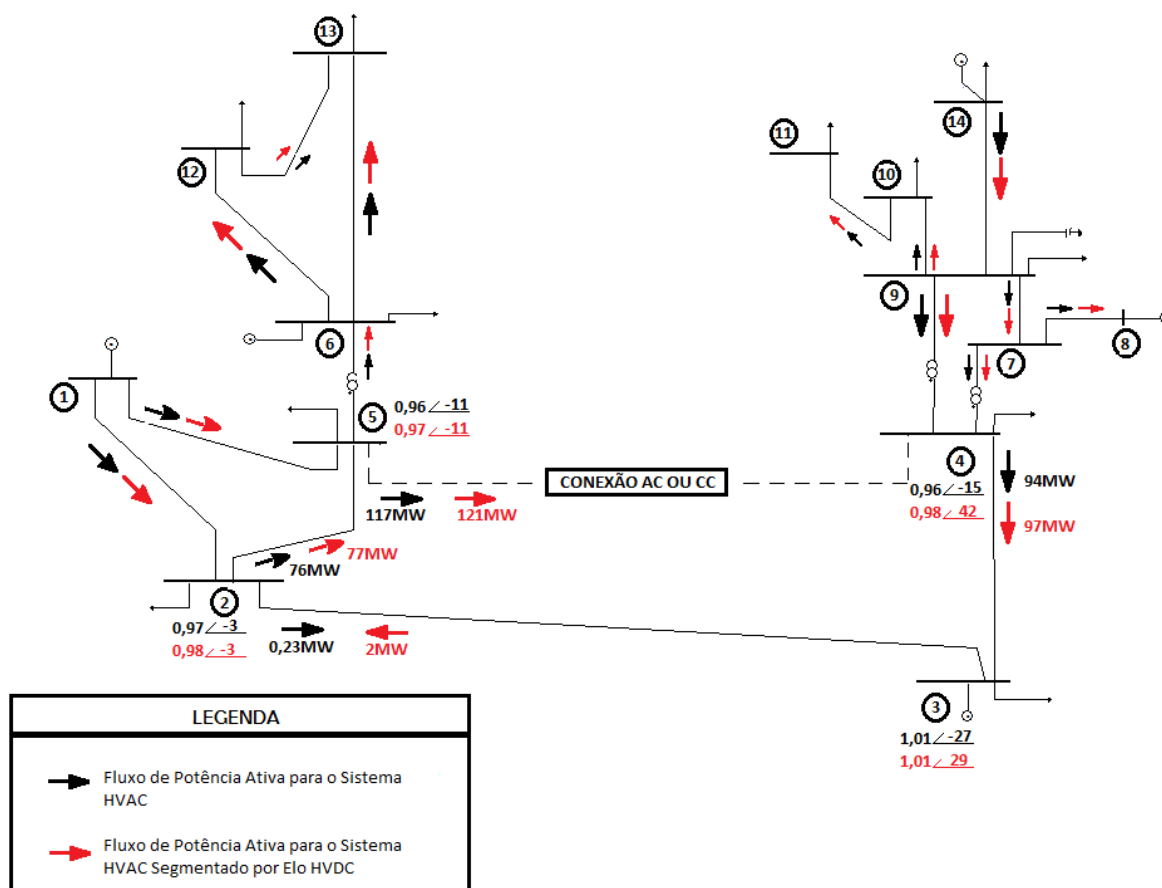


Figura 13- Comparação Entre os Sistemas Testes - Fluxo de Potência Ativa

Uma das principais causas da alteração brusca dos ângulos das tensões das barras é a inversão do fluxo de potência ativa na linha 2-3. Isto ocorre porque o elo HVDC foi configurado para transmitir 121MW da área 1 para a área 2, ou seja, 3,5 MW a mais do que a linha 4-5 do sistema HVAC transmite. Assim a linha 2-3 inverte o fluxo de potência ativa para equalização do sistema. A Figura 13 e a Tabela 10 detalham o fluxo de potência ativa para os sistemas testes.

A Tabela 10 também apresenta as perdas ativas dos sistemas. Os sistemas em seu funcionamento normal apresentam perdas semelhantes. No total o sistema HVAC apresenta uma perda de 31,273 MW e o sistema HVAC segmentado apresenta 30,21 MW. A diferença encontra-se principalmente nas perdas do elo HVDC que são menores que as perdas da linha 4-5.

Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número da linha	Fluxo de potência ativa [MW]		Perdas ativas no circuito [MW]	
			Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC	Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC
1	2	1	100,4645	98,7955	1,9618	1,8944
1	5	2	89,8082	90,4154	4,3718	4,4171
2	3	3	0,2347	-2,0459	0,0897	1,6118
2	5	4	76,568	77,2478	3,53	3,6498
3	4	5	-94,055	-97,8576	9,7113	9,203
4	5	6	-117,5181	-121	2,3601	0,11
4	7	7	-21,6671	-21,586	0	0
4	9	8	-12,3811	-12,382	0	0
5	6	9	30,9963	30,9963	0	0
6	12	10	6,571	6,571	0,0594	0,0594
6	13	11	13,2253	13,2253	0,1358	0,1358
7	8	12	0	0	0	0
7	9	13	-21,6671	-21,586	0	0
9	10	14	12,5884	12,5869	0,0744	0,0731
9	14	15	-76,1367	-76,0549	8,9633	9,0451
10	11	16	3,514	3,5138	0,014	0,0138
12	13	17	0,4116	0,4116	0,0011	0,0011

Tabela 10- Comparação Do Fluxo de Potência Ativa dos Sistemas Testes.

A Figura 14 e a Tabela 11 apresentam o fluxo de potência reativa das linhas. O comportamento das linhas é alterado com o carregamento. Todas as linhas, em ambos os sistemas testes, apresentam comportamento indutivo, ou seja, a energia reativa consumida pela indutância da linha é maior que a energia reativa gerada na capacitância da linha. Porém, as linhas 10, 11, 12, 13, 14, 16 e 17, possuem baixo carregamento e estão gerando energia reativa próxima da energia consumida. Além disso, o fluxo de potência reativa da linha 2-3, inverte porque o excesso de energia reativa gerada na área 2 do sistema HVAC adianta a barra 3, enviando o excesso de energia para a área 1. O consumo de energia reativa nos circuitos do sistema HVAC segmentado por elo HVDC é menor que no sistema HVAC.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número da linha	Fluxo de potência reativa [MVar]		Potência reativa consumida/gerada na linha [MVar]	
			Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC	Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC
1	2	1	2,8190	1,1692	0,8192	0,6069
1	5	2	2,6221	-1,8378	13,3166	13,4555
2	3	3	-0,1758	3,3622	0,0897	1,6118
2	5	4	-10,5245	-15,4996	7,5228	7,8503
3	4	5	76,4009	65,9327	23,5372	22,2152
4	5	6	51,5465	-	7,4446	-
4	7	7	-0,0050	5,3502	1,0081	1,0200
4	9	8	5,2222	7,4468	1,0123	1,1242
5	6	9	13,7601	18,4002	2,7281	3,0177
6	12	10	2,2761	2,2761	0,1237	0,1237
6	13	11	5,5161	5,5161	0,2675	0,2675
7	8	12	-17,9907	-13,1022	0,5842	0,3043
7	9	13	16,9776	17,4323	0,8541	0,8523
9	10	14	7,8305	7,8264	0,1977	0,1941
9	14	15	28,7881	31,9464	19,0662	19,2402
10	11	16	1,8328	1,8323	0,0328	0,0323
12	13	17	0,5524	0,5524	0,0010	0,0010

Tabela 11 - Comparação Do Fluxo de Potência Reativa dos Sistemas Testes.

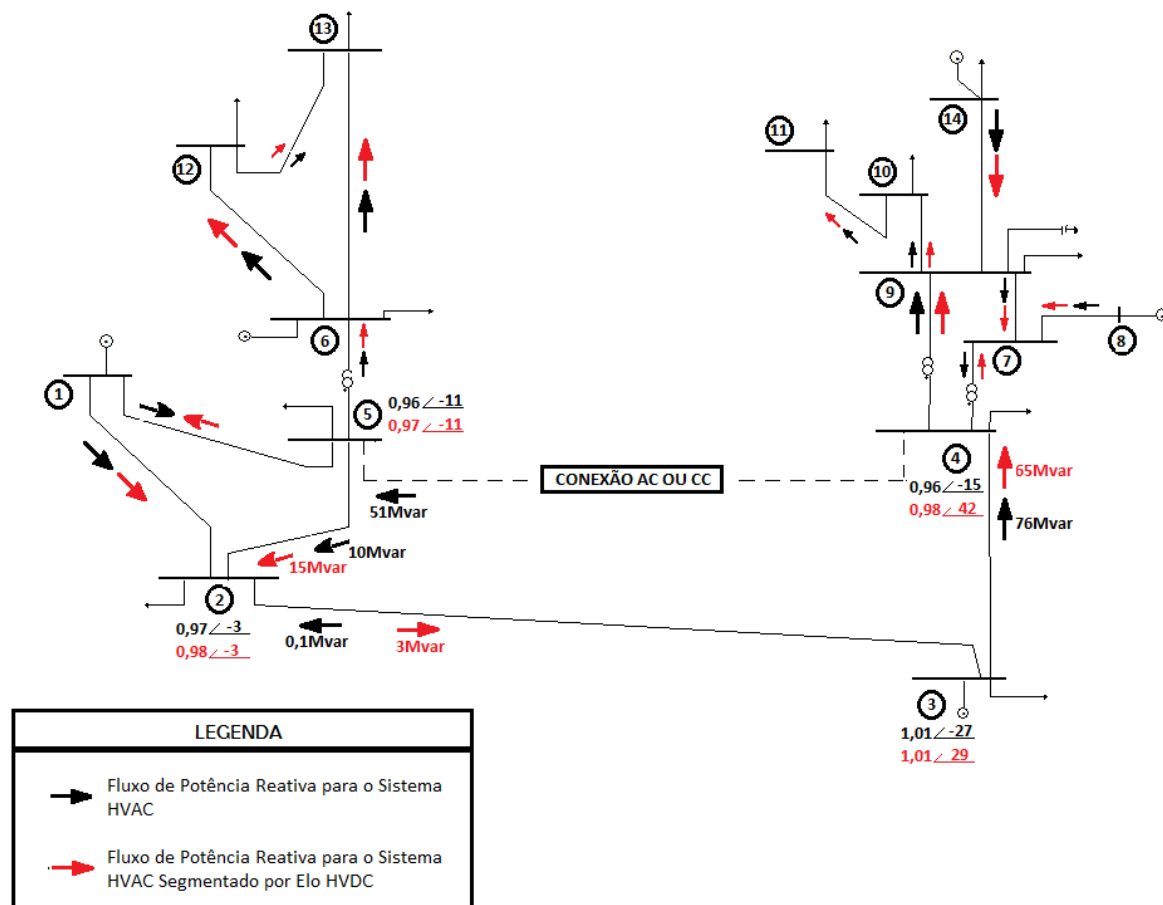


Figura 14 - Comparação Entre os Sistemas Testes - Fluxo de Potência Reativa

A Tabela 12 apresenta a energia reativa gerada por barra. As barras denominadas 15 e 16 são as barras de interface do sistema com o elo HVDC e as barras 17 e 18 são as barras que conectam os compensadores síncronos do elo HVDC às barras de interface, como pode ser observado na Figura 15. O sistema segmentado por elo HVDC possui maior geração de potência reativa para consumo nos conversores CA-CC, que podem chegar a consumir até o equivalente 60% da potência ativa transferida, como apresentado em [8] e [10].

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Barra	Magnitude de tensão [p.u.]	
	Sistema HVAC	Sistema HVAC segmentado por elo HVDC
1	5,4411	-0,6686
2	0,0000	0,0000
3	95,6663	83,1824
4	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000
6	4,2601	-0,0904
7	0,0000	0,0000
8	18,5749	13,4065
9	0,0000	0,0000
10	0,0000	0,0000
11	0,0000	0,0000
12	0,0000	0,0000
13	0,0000	0,0000
14	-4,7218	-7,7063
15	-	0,0000
16	-	0,0000
17	-	4,4455
18	-	94,0273

Tabela 12 - Comparação Entre os Sistemas Testes - Geração de Potência Reativa

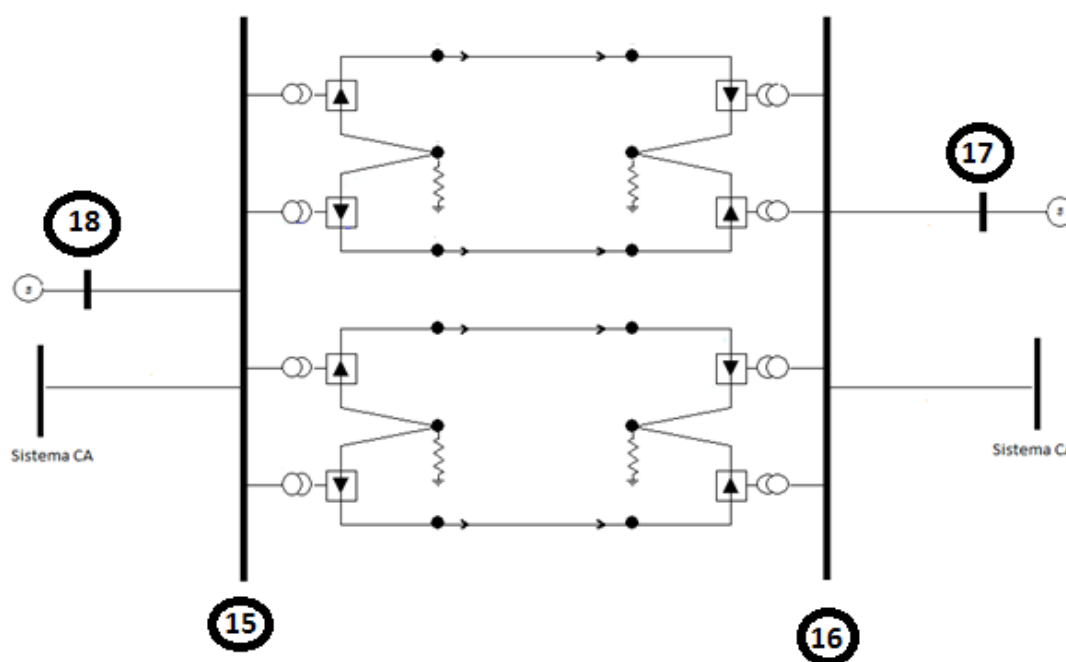


Figura 15 - Barras do Elo HVDC

5.2 CONTINGÊNCIA – PERDA DE 70% DE GERAÇÃO NA ÁREA 2

Considerando as duas áreas interligadas, 1 e 2, uma contingência com perda de uma parcela significativa de geração em uma das áreas pode iniciar desligamentos em cascata e grandes apagões. Durante a contingência de perda de geração na área 2, a mesma demandará mais energia da área 1 para manter suas cargas em funcionamento. Além do correto dimensionamento de transformadores e proteções nos pontos de conexão, deve-se analisar duas condições: a capacidade de geração de potência ativa dos geradores da área 1 e o limite de carregamento das linhas de transmissão.

Na primeira hipótese, os geradores da área 1 não conseguem fornecer a potência demandada pelo sistema. Consequentemente, ocorreriam desligamentos por proteções de subtensão e subfrequência até o colapso geral do sistema. Na segunda hipótese, os geradores da área 1 conseguem fornecer a potência demandada pelo sistema, mas essa potência não será transmitida até a carga por linhas de transmissão que ficariam sobrecarregadas. As linhas sobrecarregadas serão desligadas e isoladas por proteções de sobrecorrente ocasionando o novo redirecionamento do fluxo de potência e a sobrecarga de outras linhas. Este ciclo causaria o desligamento de todo ou grande parte do sistema.

A literatura defende que sistemas CA segmentados por elos CC tem melhor desempenho perante uma contingência de perda de geração. Durante a contingência, o elo CC limitará o fluxo de potência da área 1 para a área 2. Assim os geradores da área 1 responderão dentro da sua capacidade de geração e a área 1 não será afetada pela contingência iniciada no setor 2.

A fim de analisar a hipótese da segmentação de redes CA por elos CC, serão realizadas simulações com os sistemas teste HVAC e HVAC segmentado por elo HVDC. Os resultados serão analisados e comparados principalmente em relação à tensão das barras, geração de potência reativa, perdas do sistema e fluxo de potência nas linhas.

5.2.1 RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE HVAC

Os dados de entrada detalhados do sistema teste HVAC encontram-se no apêndice A. A Tabela 13 apresenta um relatório dos dados iniciais das áreas e foi extraída do ANAREDE após a simulação do fluxo de potência. Em resumo, para a área 1, a geração é de 190,3 MW e a carga ativa é de 60,1 MW. Para a área 2, a geração é de 100 MW e a carga ativa é de 198,9 MW. A demanda da área B é maior que a sua capacidade de geração, consequentemente ela importa energia ativa da área A. O intercâmbio de potência ativa entre as áreas é de 120 MW e está concentrado na linha 4-5 que interliga as duas áreas. A geração de potência reativa está concentrada na área 2, consequentemente a área 1 importa 44,4 MVar de potência reativa da área 2.

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
1	190,3 9,7	60,1 29,2	0,0 0,0	120,0 0,0	0,0 44,4	10,1 24,9
2	100,0 109,5	198,9 44,3	32,9 0,0	0,0 44,4	120,0 0,0	21,1 53,7
TOTAL	290,3 119,2	259,0 73,5	32,9 0,0	120,0 44,4	120,0 44,4	31,3 78,6

Tabela 13 - Dados Iniciais das Áreas do Sistema Teste HVAC [ANAREDE]

Após a simulação do fluxo de potência, pode-se executar a análise de contingência. O cálculo da solução do problema de fluxo de potência para os casos de contingências programadas é realizado através do código EXCT.

A contingência programada é a perda de 70% da geração, ou seja, 70 MW da geração da barra 14, a qual está contida na área 2. Considera-se que o gerador da área 1 consegue fornecer a potência demandada pelo sistema, pois a equação carga/geração deve estar balanceada para a convergência do fluxo de potência, mesmo em casos de contingência. Assim, a barra swing assume toda a perda de geração da barra 14.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

A Tabela 14 apresenta os dados de área para o sistema durante a contingência. A área 1 aumentou sua geração para compensar os 70 MW da contingência na área 2 mais as perdas do sistema que se elevaram. No total, 89,97% da geração de potência ativa do sistema está concentrado na área 1, redirecionando o fluxo de potência e sobrecarregando as linhas desta área. Devido ao aumento do carregamento das linhas, a área 1 teve um aumento significativo nas perdas enquanto que a área 2 teve uma leve diminuição.

Os dados de linhas exibidos na Figura 16, Figura 17 e Tabela 15 ilustram as comparações entre fluxos e perdas nos elementos série dos sistemas. As linhas 1, 2, 4 e 6 são as linhas mais próximas do gerador da área 1. Por isso estas linhas são as mais sobrecarregadas durante a contingência. O fluxo de potência ativa nas linhas 1, 2 e 6 aumentou 37, 45 e 53% respectivamente. Considerando esse aumento significativo, estas linhas correm o risco de serem desligadas por proteções de sobrecorrente agravando a contingência ou causando o colapso de todo o sistema. Houve três inversões de sentido de fluxo e aumentos consideráveis nas perdas. Destaque para a linha 15, que reduziu suas perdas pois deixou de transferir energia do gerador da área 2. As perdas ativas nas linhas e transformadores elevaram-se durante a contingência.

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
1	269,1	60,1	0,0	186,9	0,0	22,1
	26,7	29,2	0,0	0,0	70,1	67,5
2	30,0	198,9	35,1	0,0	186,9	18,0
	130,1	44,3	0,0	70,1	0,0	50,8
TOTAL	299,1	259,0	35,1	186,9	186,9	40,1
	156,7	73,5	0,0	70,1	70,1	118,3

Tabela 14 - Dados das Áreas do Sistema Teste HVAC Durante Contingência 1

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número da linha	Fluxo de potência ativa (MW)		Perdas ativas no circuito [MW]	
			Sistema Normal	Sistema em Contingência	Sistema Normal	Sistema em Contingência
1	2	1	100,4645	138,6219	1,9618	3,9185
1	5	2	89,8082	130,4896	4,3718	9,7013
2	3	3	0,2347	0,3051	0,0897	0,1536
2	5	4	76,5680	112,6985	3,5300	8,1735
3	4	5	-94,0550	-94,0483	9,7113	11,4994
4	5	6	-117,5181	-180,6085	2,3601	6,1094
4	7	7	-21,6671	17,3231	0,0000	0,0000
4	9	8	-12,3811	9,9381	0,0000	0,0000
5	6	9	30,9963	30,9963	0,0000	0,0000
6	12	10	6,5710	6,5710	0,0594	0,0594
6	13	11	13,2253	13,2253	0,1358	0,1358
7	8	12	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	9	13	-21,6671	17,3231	0,0000	0,0000
9	10	14	12,5884	12,5826	0,0744	0,0695
9	14	15	-76,1367	-14,8214	8,9633	0,2786
10	11	16	3,5140	3,5131	0,0140	0,0131
12	13	17	0,4116	0,4116	0,0011	0,0011

Tabela 15 – Comparação dos Fluxos e Perdas nas Linhas do Sistema Teste HVAC

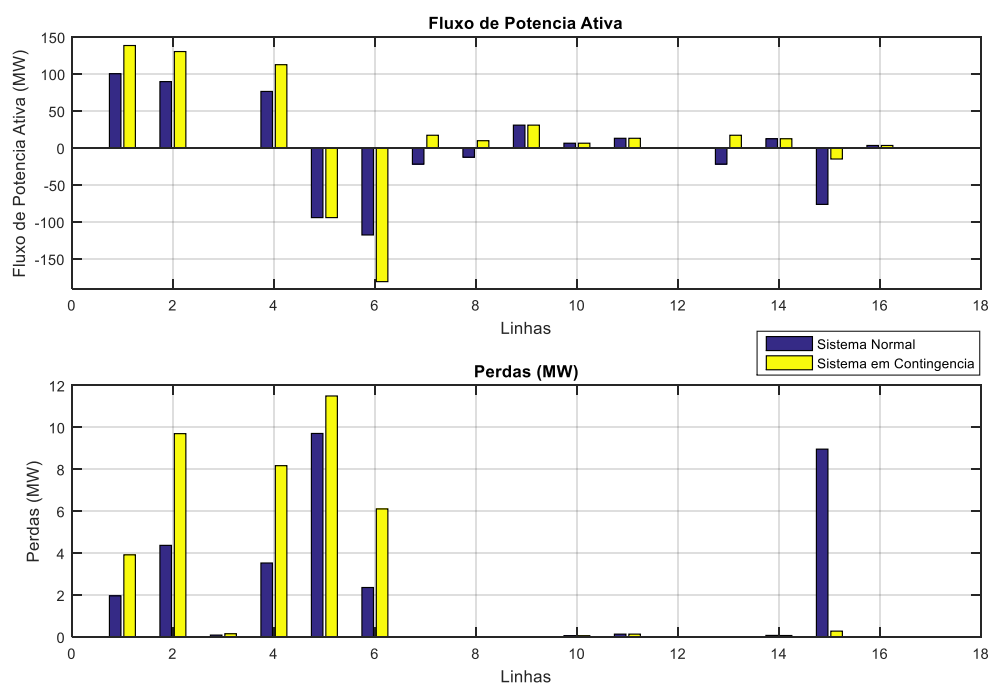


Figura 16 – Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC

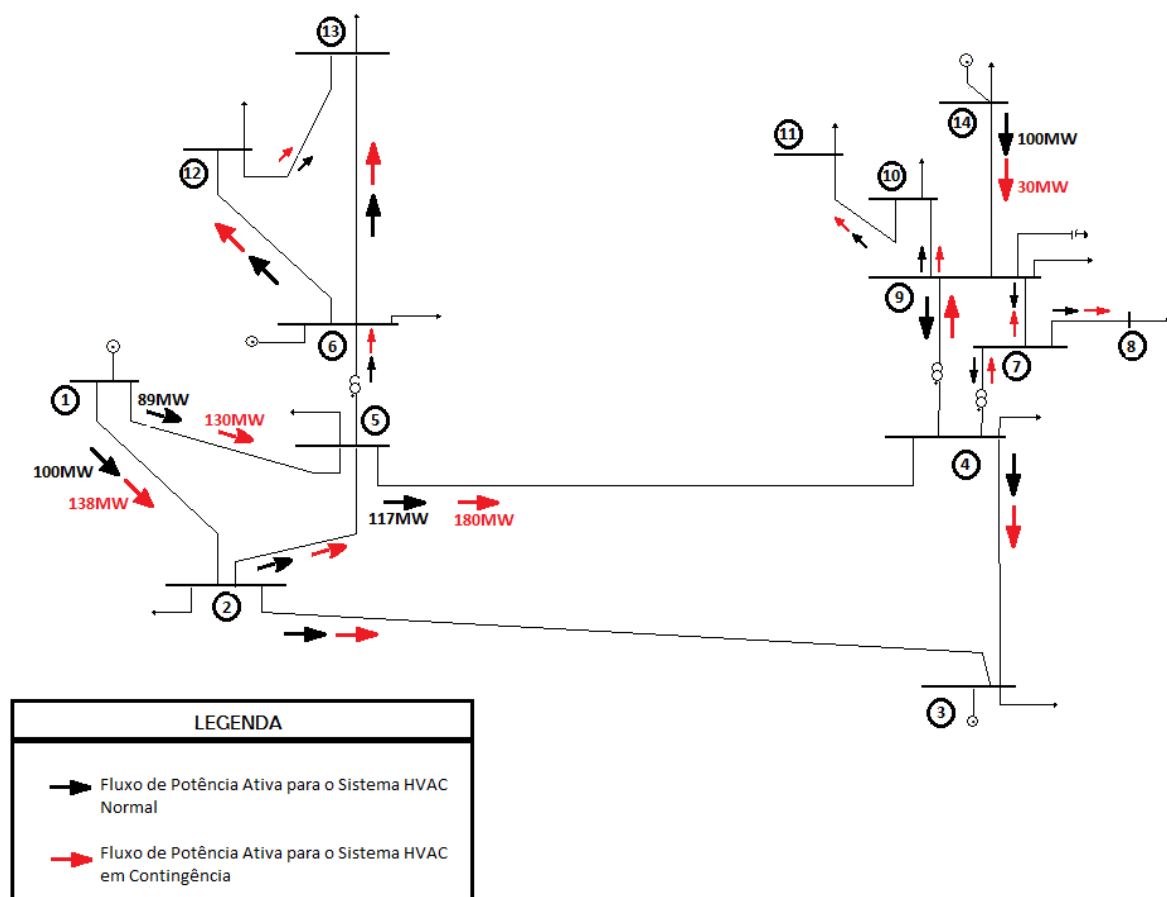


Figura 17- Comparação dos Dados dos Fluxos de Potência Ativa do Sistema Teste HVAC

Outro ponto crítico a ser analisado é a tensão das barras. Os dados de barra são exibidos na Tabela 16 e Figura 18. As barras 2, 4 e 5 apresentam magnitude de tensão abaixo de 0,95 pu e provavelmente seriam desligadas agravando a condição do sistema ou causando o desligamento total. O sistema respondeu aumentando a geração de potência reativa na tentativa de manter estável as tensões das barras.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Número da barra	Geração reativa na barra [Mvar]		Magnitude da tensão na barra [p.u.]	
	Sistema Normal	Sistema em Contingência	Sistema Normal	Sistema em Contingência
1	5,4411	10,0000	1,0000	0,9759
2	0,0000	0,0000	0,9790	0,9481
3	95,6663	111,7754	1,0100	1,0100
4	0,0000	0,0000	0,9651	0,9411
5	0,0000	0,0000	0,9607	0,9316
6	4,2601	16,6598	1,0000	1,0000
7	0,0000	0,0000	0,9879	0,9972
8	18,5749	13,2158	1,0200	1,0200
9	0,0000	0,0000	0,9693	1,0018
10	0,0000	0,0000	0,9584	0,9913
11	0,0000	0,0000	0,9517	0,9848
12	0,0000	0,0000	0,9862	0,9862
13	0,0000	0,0000	0,9842	0,9842
14	-4,7218	5,0617	1,0200	1,0200

Tabela 16- Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC

Para analisar as tensões das barras em cada área é utilizado como recurso o gráfico boxplot. Este gráfico é formado por uma caixa observando-se os valores máximo e mínimo, a mediana e o primeiro e terceiro quartil. Utilizando-se como exemplo o gráfico 1 da Figura 19 tem-se o valor máximo de tensão 1 pu e o valor mínimo próximo a 0,96 pu. A mediana corresponde à linha traçada dentro da caixa, próximo a 0,985 pu. O topo e o fundo da caixa são, respectivamente, 25 e 75% das amostras chamados de primeiro e terceiro quartil. Valores discrepantes dos demais são indicados pelo símbolo “+”.

Analisando as Figuras 19 e 20, observa-se que as barras que apresentaram tensão mais elevada durante a contingência estão na área 2, nas redondezas da barra geradora e que na contingência reduziu drasticamente sua geração, consequentemente diminuindo as perdas e portanto elevando as tensões. Observa-se, analisando a Tabela 16, que houve uma redistribuição de potências reativas no sistema. Esta redistribuição fez com que o sistema operasse em condições melhores de tensões nas barras da área 2, enquanto que na área 1 as tensões piorassem.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

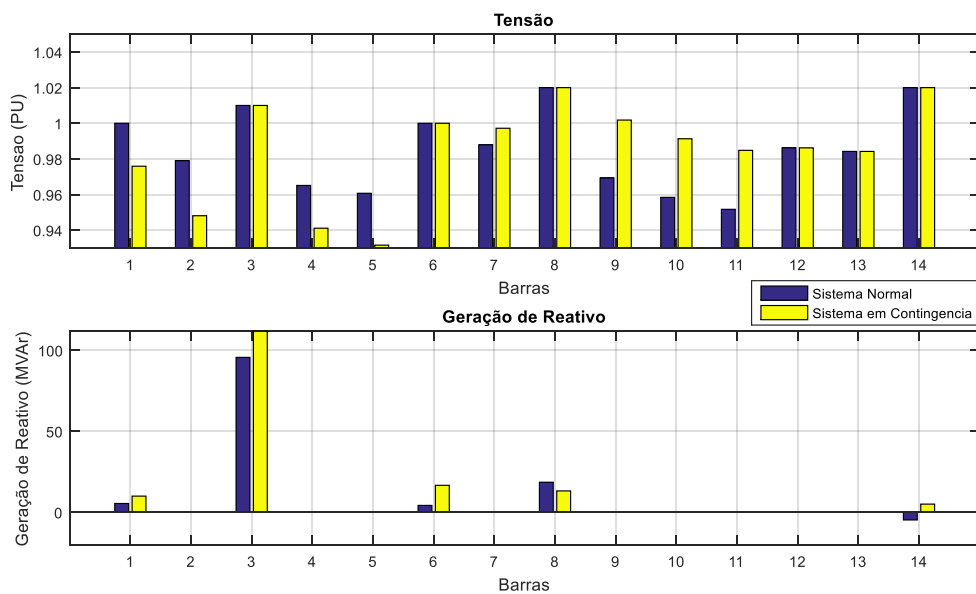


Figura 18 - Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC

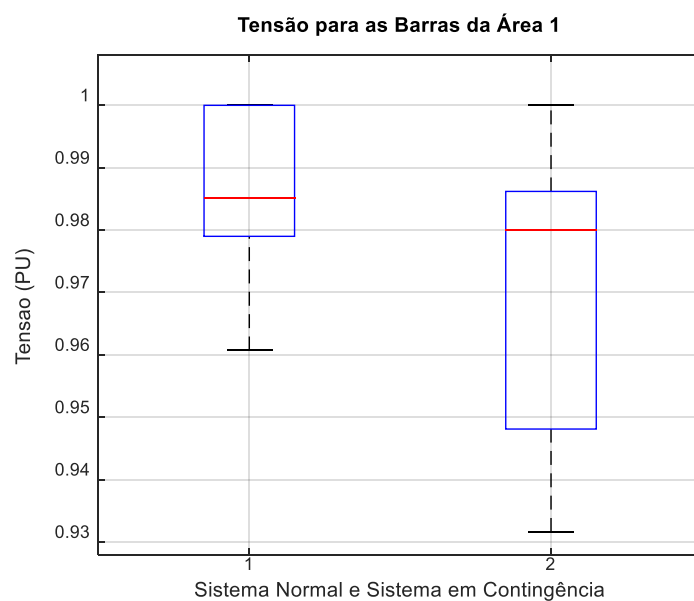


Figura 19- Comparação das Tensões das Barras da Área 1 do Sistema Teste HVAC

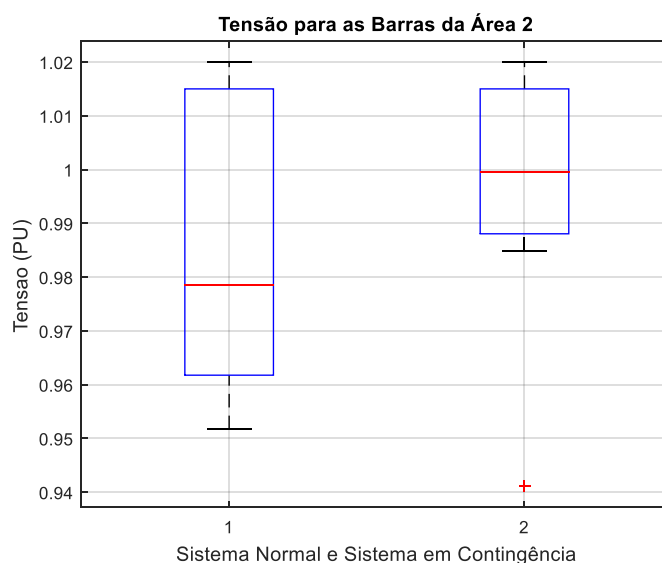


Figura 20 - Comparação das Tensões das Barras da Área 2 do Sistema Teste HVAC

5.2.2 RESULTADOS PARA O SISTEMA TESTE HVAC SEGMENTADO POR ELO HVDC

Os dados de entrada detalhados do sistema teste HVAC segmentado por elo HVDC encontram-se no apêndice B. A Tabela 17 apresenta um relatório dos dados iniciais das áreas e foi extraída do ANAREDE após a simulação do fluxo de potência. Comparando os dados com os dados do sistema HVAC normal nota-se que a área 1 passou a gerar 189,1 MW devido à redução nas perdas totais do sistema e manteve a demanda de 60,1 MW. As características de carga e geração da área 2 também foram mantidas. A geração de potência reativa aumentou para compensar a energia consumida pelos conversores CA-CC. O intercâmbio de potência entre as áreas é realizado pelo elo HVDC e é constante em 121 MW.

Após a simulação do fluxo de potência, pode-se executar a análise de contingência. O elo HVDC isola as áreas 1 e 2 transmitindo a potência constante de 121 MW. Assim, a energia gerada na área 1 não é transmitida até a área 2 e a equação carga/geração fica desbalanceada. Consequentemente não há convergência do fluxo de potência para o sistema e o software apresenta erro durante as simulações. O alívio de carga na área 2 é utilizado neste caso para a convergência do fluxo de potência. Dessa forma, a contingência simulada será a perda de geração de 70 MW

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

na barra 14 e o alívio de carga de 50 MW na barra 3, ambas as barras pertencentes a à área 2. A Tabela 18 apresenta as cargas por barra para o sistema normal e em contingência com alívio de carga.

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
1	189,1	60,1	0,0	120,9	4,0	12,0
	95,9	29,2	0,0	1,8	37,0	30,7
2	100,0	198,9	33,9	4,0	120,9	18,0
	89,7	44,3	0,0	37,0	1,8	44,1
TOTAL	289,1	259,0	33,9	124,9	124,9	30,1
	185,6	73,5	0,0	38,8	38,8	74,9

Tabela 17 - Dados Iniciais das Áreas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

Barra	Sistema normal		Sistema em Contingência com Alívio de Carga	
	Carga ativa (MW)	Carga reativa (MVar)	Carga ativa (MW)	Carga reativa (MVar)
1	-	-	-	-
2	21,7	12,7	21,7	12,7
3	94,2	19,0	44,2	19,0
4	47,8	-3,9	47,8	-3,9
5	7,6	1,6	7,6	1,6
6	11,2	7,5	11,2	7,5
7	-	-	-	-
8	-	-	-	-
9	29,5	16,6	29,5	16,6
10	9,	5,8	9,	5,8
11	3,5	1,8	3,5	1,8
12	6,1	1,6	6,1	1,6
13	13,5	5,8	13,5	5,8
14	14,9	5,0	14,9	5,0

Tabela 18 - Cargas para o Sistema HVAC Segmentado Normal e em Contingência com Alívio de Carga.

A Tabela 19 apresenta os dados de área para o sistema durante a contingência. A geração de potência ativa na área 1 manteve-se praticamente inalterada. A geração

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

de potência reativa diminui devido a redução das perdas ativas e, consequentemente, do aumento das tensões de operação do sistema. As perdas ativas da área 2 foram reduzidas consideravelmente, o que contribuiu para manter balanceada a equação carga/geração do sistema.

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
1	191,9	60,1	0,0	121,4	0,0	10,3
	90,3	29,2	0,0	0,0	39,2	29,2
2	30,0	148,9	36,5	0,0	121,4	2,5
	53,4	44,3	0,0	39,2	0,0	6,4
TOTAL	221,9	209,0	36,5	121,4	121,4	12,8
	143,7	73,5	0,0	39,2	39,2	35,6

Tabela 19 - Dados das Áreas do Sistema Teste HVAC Segmentada por Elo HVDC Durante Contingência

A Tabela 20, a Figura 21 e a Figura 22 detalham os valores de fluxo de potência e perdas ativas por linha. O fluxo de potência das linhas pertencentes à área 1 (linhas 1, 2, 4, 9, 10, 11 e 17), praticamente não tiveram alterações. Já o fluxo de potência de algumas linhas da área 2 foram redirecionados devido à perda de geração na barra 14. As perdas das linhas quase não tiveram alterações com exceção das linhas 5 e 15. A linha 5 está conectada à barra 3, a qual sofreu o alívio de carga, diminuindo o fluxo de potência nas suas linhas e, consequentemente, as perdas. A linha 15 está conectada à barra 14 que perdeu geração e passou a transmitir uma quantidade menor de energia para o sistema reduzindo as perdas na linha.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Número da barra 'DA'	Número da barra 'PARA'	Número da linha	Fluxo de potência ativa (MW)		Perdas ativas no circuito [MW]	
			Sistema Normal	Sistema em Contingência	Sistema Normal	Sistema em Contingência
1	2	1	98,7955	101,2000	1,8944	1,9830
1	5	2	90,4154	90,7000	4,4171	4,4438
2	3	3	-2,0459	0,5000	1,6118	0,0881
2	5	4	77,2478	76,9000	3,6498	3,5979
3	4	5	-97,8576	-43,7000	9,2030	2,0361
4	5	6	-121,0000	-121,0000	0,1100	0,1100
4	7	7	-21,5860	17,3000	0,0000	0,0000
4	9	8	-12,3820	10,0000	0,0000	0,0000
5	6	9	30,9963	31,0000	0,0000	0,0000
6	12	10	6,5710	6,6000	0,0594	0,0594
6	13	11	13,2253	13,2000	0,1358	0,1358
7	8	12	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	9	13	-21,5860	17,3000	0,0000	0,0000
9	10	14	12,5869	12,6000	0,0731	0,0669
9	14	15	-76,0549	-14,8000	9,0451	0,3368
10	11	16	3,5138	3,5000	0,0138	0,0126
12	13	17	0,4116	0,4000	0,0011	0,0011

Tabela 20 - Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

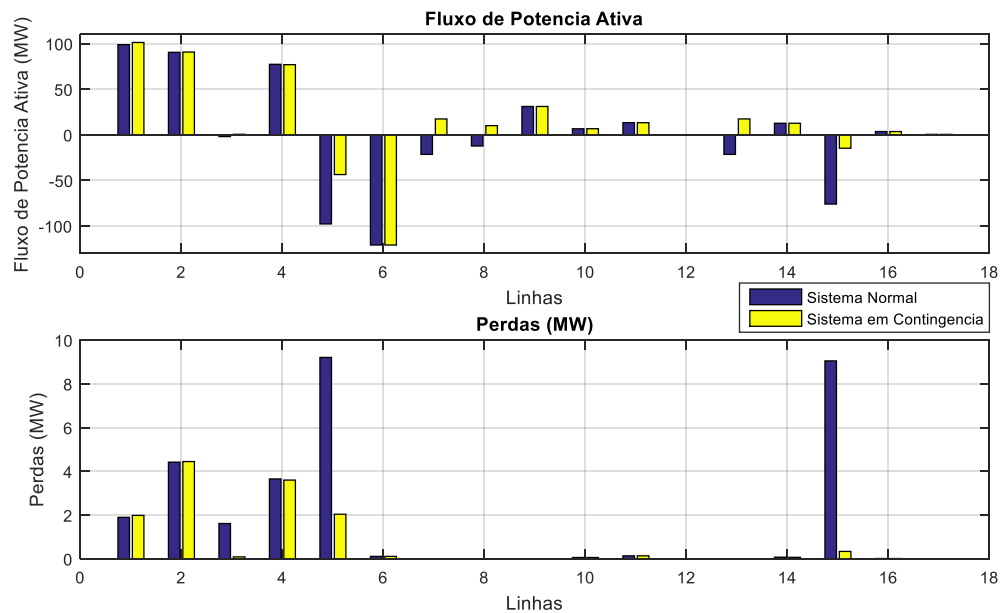


Figura 21 - Comparação dos Dados das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

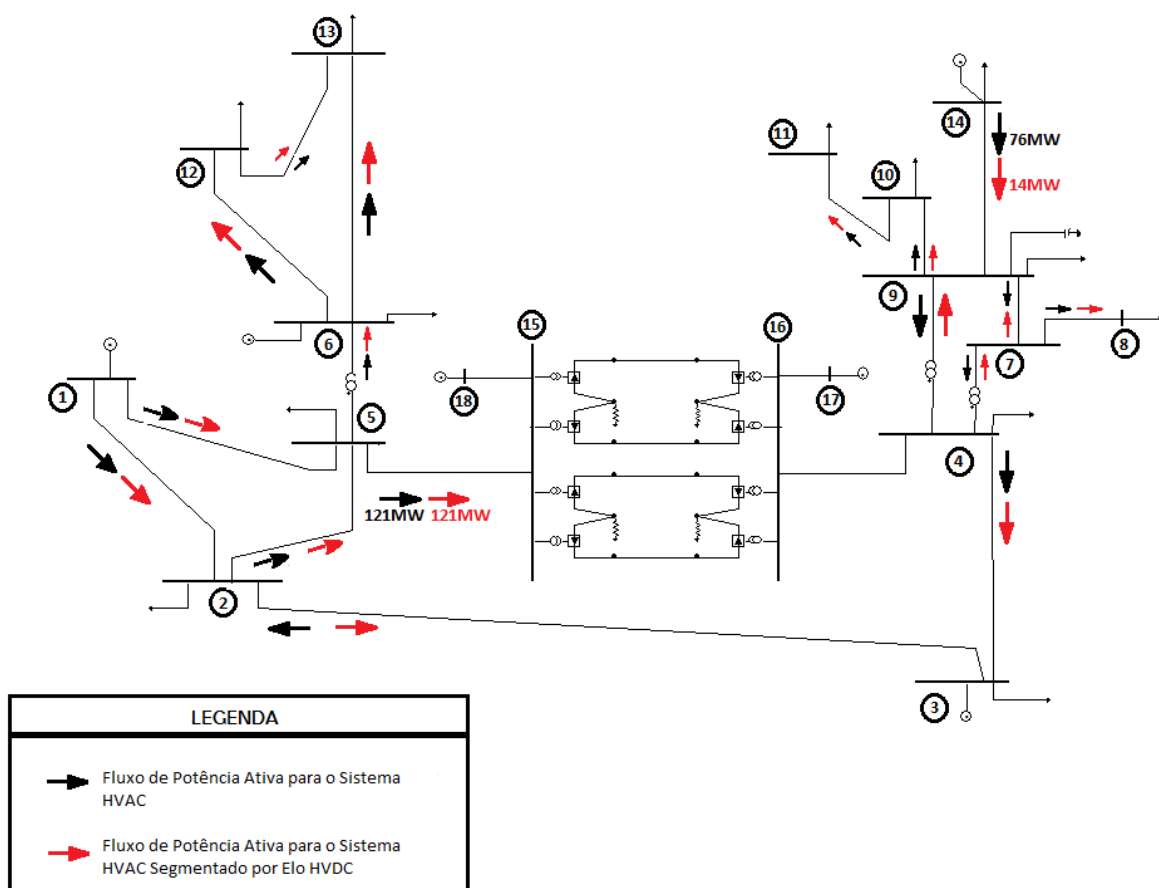


Figura 22 - Comparação dos Fluxos de Potência Ativa do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

A tensão de operação das barras e a geração de potência reativa por barra é apresentada na Tabela 21, Figura 23, Figura 24 e Figura 25. As tensões das barras da área 1 são praticamente iguais nas duas situações. As tensões das barras da área 2, durante a contingência, melhoraram em relação ao sistema inicial, devido ao carregamento das linhas que diminuiu e ao alívio de carga. Para a Tabela 21, as barras denominadas 15 e 16 são as barras de interface do sistema com o elo HVDC e as barras 17 e 18 são as barras que conectam os compensadores síncronos do elo HVDC às barras de interface. A barra 18 é a maior fornecedora de potência reativa para o sistema. Com o alívio de carga, durante a contingência, a geração de potência reativa do sistema em geral diminuiu.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Número da barra	Magnitude da tensão na barra [p.u.]		Geração reativa na barra [Mvar]	
	Sistema Normal	Sistema em Contingência	Sistema Normal	Sistema em Contingência
1	1,0000	1,0000	-0,6686	-3,8000
2	0,9803	0,9820	0,0000	0,0000
3	1,0100	1,0100	83,1824	53,6000
4	0,9848	0,9850	0,0000	0,0000
5	0,9709	0,9710	0,0000	0,0000
6	1,0000	1,0000	-0,0904	-0,1000
7	0,9968	1,0170	0,0000	0,0000
8	1,0200	1,0200	13,4065	1,7000
9	0,9779	1,0210	0,0000	0,0000
10	0,9671	1,0100	0,0000	0,0000
11	0,9605	1,0040	0,0000	0,0000
12	0,9862	0,9860	0,0000	0,0000
13	0,9842	0,9840	0,0000	0,0000
14	1,0200	1,0200	-7,7063	-1,9000
15	0,9766	0,9766	0,0000	0,0000
16	0,9816	0,9816	0,0000	0,0000
17	0,9820	0,9820	4,4455	0,9000
18	0,9790	0,9790	94,0273	93,2000

Tabela 21 - Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

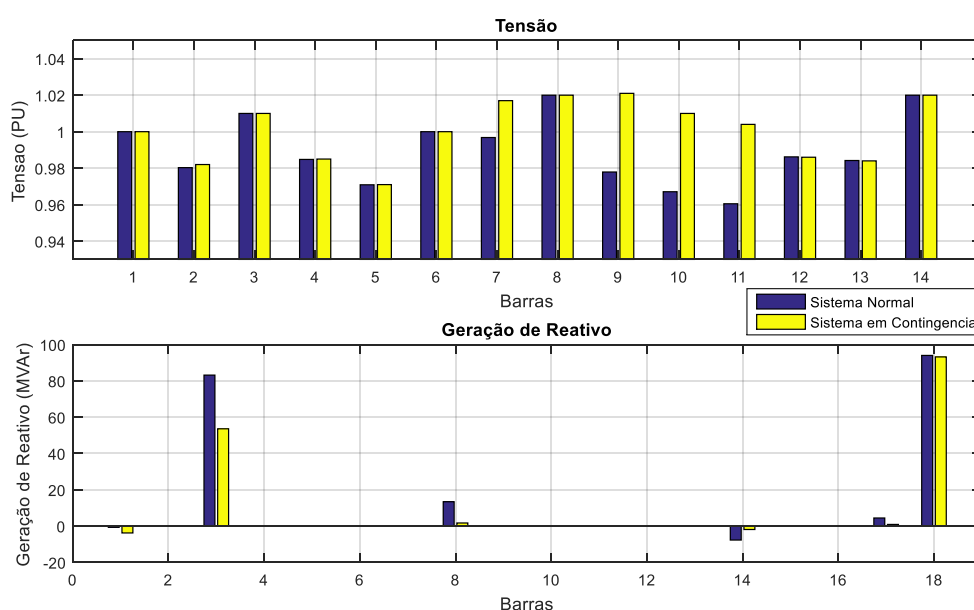


Figura 23- Comparação dos Dados das Barras do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

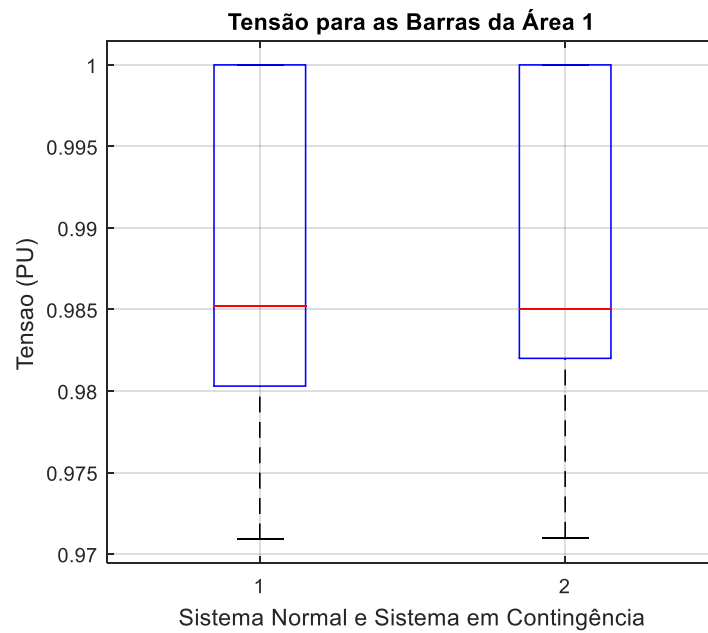


Figura 24 - Comparação das Tensões das Barras da Área 1 do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

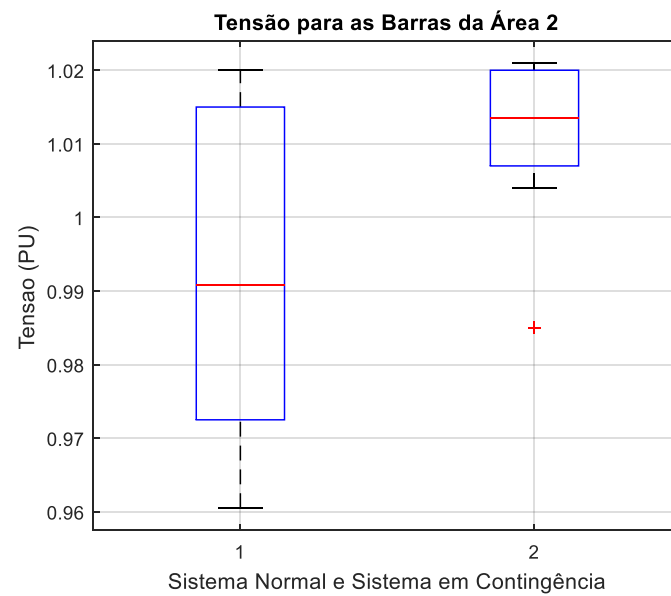


Figura 25 - Comparação das Tensões das Barras da Área 2 do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Com os resultados do sistema HVAC e HVAC segmentado, observa-se que, durante a contingência, o desempenho do sistema HVAC segmentado é melhor do que do sistema HVAC. No sistema HVAC, a área 1 foi afetada pela contingência ocorrida na área 2, enquanto que no sistema HVAC segmentado a área 1 manteve-se estável. O melhor desempenho do sistema HVAC segmentado é obtido por duas razões: a primeira é pelo alívio de carga e a segunda e mais importante é a condição de que o distúrbio causado na área 2 não foi transferido para a área 1.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Neste Capítulo são apresentados, de forma resumida, as contribuições deste trabalho e as propostas de continuidade para o desenvolvimento de projetos futuros.

6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esta dissertação investiga se a segmentação de redes CA através de elos CC tem a vantagem de reduzir o risco de apagões e interrupções em cascata, uma vez que contingências geradas em um lado do ponto de conexão CC não seriam refletidas no outro lado do ponto.

A revisão bibliográfica indicou que o primeiro trabalho abordando este tema foi desenvolvido por CLARK em [2]. Este trabalho abriu o caminho para novos estudos relacionados à segmentação da rede e suas vantagens e inspirou o tema desta dissertação. Após a análise do artigo de CLARK [2] e outros trabalhos relacionados à segmentação da rede, foram definidos os objetivos e a melhor sequência de passos para realização deste trabalho.

Outro ponto importante de discussão é a análise das ferramentas computacionais e os critérios utilizados para comparação. A revisão bibliográfica indicou os quatro principais programas para simulação de sistema elétricos de potência. A partir deste ponto, foram utilizados os critérios de comparação para definição do programa que seria utilizado. O primeiro critério foi o custo computacional e o tempo de processamento gasto pelo programa durante as simulações. Este critério é importante pois define as características mínimas do computador necessário para realizar as simulações. Os critérios “Ambiente de simulação didático e amigável” e

Capítulo 6 – Conclusões e Propostas de Continuidade

“Recursos disponíveis do SEP” foram utilizados como forma de facilitar a aplicação e análise dos resultados dos programas. Por último a difusão na literatura técnica é utilizado para medir a aceitação do programa.

Dentro dos objetivos específicos estipulados para se alcançar a proposta deste trabalho, está a modelagem computacional do sistema elétrico segmentado através do elo CC. Após a modelagem do elo CC no sistema HVAC, nota-se algumas alterações no sistema principalmente em relação à tensão das barras (módulo e ângulo), injeção de potência reativa e redistribuição do fluxo de potência ativa e reativa. Os resultados das simulações dos sistemas testes foram apresentados e os dados obtidos indicam que, apesar dos sistemas operarem de forma diferente inclusão do elo CC não aumenta nem regride as condições operativas da rede em regime permanente.

Para a investigação do aumento da confiabilidade da rede elétrica segmentada, optou-se por simular uma contingência de perda de geração na área 2. Os resultados alcançados foram apresentados. Para o sistema HVAC, se a área 1 já estivesse gerando no limite ou próximo ao seu limite, o sistema entraria em colapso por subtensão e subfrequência, pois não seria capaz de suprir a demanda do sistema. A partir dos dados obtidos pela simulação e considerando a hipótese que e os geradores da área 1 conseguem fornecer a potência demandada pelo sistema, pode-se concluir que possivelmente todo o sistema HVAC sofreria um apagão iniciado pela contingência de geração na área 2. Portanto, nas duas condições, teríamos a desligamento de todo o sistema.

Através da simulação, pode-se concluir que a área 1 do sistema HVAC segmentado pelo elo HVDC não foi afetada pela contingência. As simulações realizadas sem o alívio de carga não convergiram indicando que a área 2 não conseguiria se manter, sendo desenergizada sem necessariamente provocar distúrbios na área 1.

Considerando os resultados alcançados, pode-se afirmar que contingências geradas em um lado do ponto de conexão CC não são propagadas para o outro lado do ponto, confirmando o defendido pela literatura. Além disso, a segmentação da rede aumentou a confiabilidade do sistema e diminuiu o risco de interrupções em cascatas e apagões.

6.2 PROPOSTAS PARA ESTUDOS FUTUROS

Os resultados obtidos neste trabalho abrem espaço para novas discussões e temas que podem dar continuidade à pesquisa aqui iniciada. Os principais são:

- Estudos e análises considerando conversores do tipo VSC;
- Estudos relacionados à eficiência do elo CC durante contingências.
- Estudos relacionados aos filtros de componentes harmônicos gerados pelo chaveamento do elo CC;
- Estudos relacionados ao custo benefício da instalação de elos CC em locais críticos para aumento da confiabilidade da rede.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA TESTE HVAC

Neste apêndice serão apresentados os arquivos de dados de entrada para o programa ANAREDE para o sistema teste HVAC adotado neste trabalho.

O sistema teste HVAC, Figura 26, é baseado no modelo IEEE 14 Barras e é composto por 14 barras, 12 linhas de transmissão e dois transformadores sendo um deles de 3 enrolamentos.

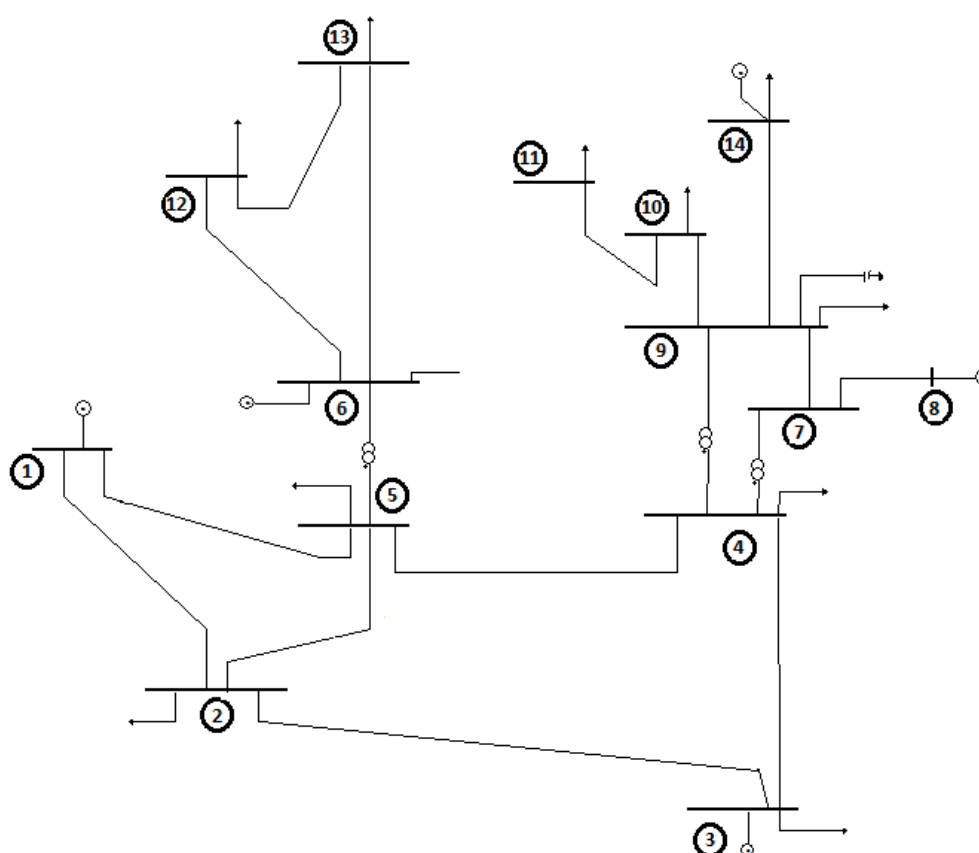


Figura 26- Sistema Teste HVAC

Apêndice A – Dados do Sistema Teste HVAC

A Tabela 22 exibe os dados das barras e indica os limites mínimos e máximos de geração de reativos para as barras de tensão controlada. Os dados das linhas de transmissão são detalhados na Tabela 23. Os valores são apresentados em porcentagem na base de 100Mva. Finalmente os dados dos transformadores são apresentados na Tabela 24.

Barra	Tipo	Área	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)	Geração Reativa Mínima (Mvar)	Geração Reativa Máxima (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	2 - Swing	1	1.000	0.	190.3	5.441	-6.	10.			
2	0 - PQ	1	0.979	-3.4					21.7	12.7	
3	1- PV	2	1.010	-28.	0.	95.67	0.	140.	94.2	19.	
4	0 - PQ	2	0.965	-15.					47.8	-3.9	
5	0 - PQ	1	0.961	-12.					7.6	1.6	
6	1- PV	1	1.000	-16.	0.	4.26	0.	25.	11.2	7.5	
7	0 - PQ	2	0.988	-13.							
8	1- PV	2	1.020	-13.	0.	18.57	0.	25.			
9	0 - PQ	2	0.969	-11.					29.5	16.6	35.
10	0 - PQ	2	0.958	-12.					9.	5.8	
11	0 - PQ	2	0.952	-12.					3.5	1.8	
12	0 - PQ	1	0.986	-17.					6.1	1.6	
13	0 - PQ	1	0.984	-17.					13.5	5.8	
14	1- PV	2	1.020	2.93	100.	-4.72	-5.	50.	14.9	5.	

Tabela 22 - Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC

Barra De	Barra Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (%)
1	2	1.938	5.917	5.28
1	5	5.403	22.304	4.92
2	3	10000.	10000.	
2	5	5.695	17.388	3.46
3	4	6.701	17.103	1.28
4	5	1.335	4.211	
6	12	12.291	25.581	
6	13	6.615	13.027	
7	8	0.0	17.615	
7	9	0.0	11.001	
9	10	3.181	8.45	
9	14	12.711	27.038	
10	11	8.205	19.207	
12	13	22.092	19.988	

Tabela 23 - Dados de Entrada das Linhas do Sistema Teste HVAC

Apêndice A – Dados do Sistema Teste HVAC

De	Para	Reatância de Dispersão (%)	TAP
4	7	20.912	0.978
4	9	55.618	0.969
5	6	25.202	0.932

Tabela 24 - Dados de Entrada dos Transformadores do Sistema HVAC

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA TESTE HVAC SEGMENTADO POR ELO HVDC

Neste apêndice serão apresentados os arquivos de dados de entrada para o programa ANAREDE para o sistema teste HVAC Segmentado por elo HVDC adotado neste trabalho.

O sistema teste HVAC segmentado por elo HVDC, Figura 27, é baseado no modelo teste proposto HVAC e é composto por 18 barras, 17 linhas de transmissão, dois transformadores sendo um deles de 3 enrolamentos e um elo CC.

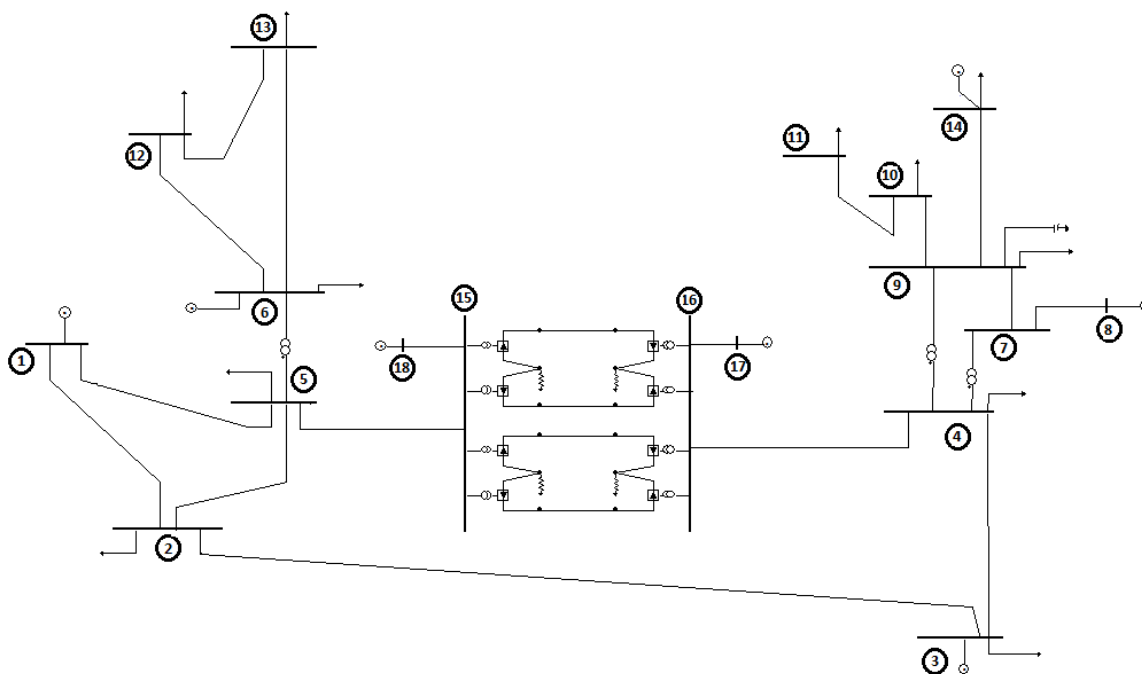


Figura 27 - Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

A Tabela 25 exibe os dados das barras e indica os limites mínimos e máximos de geração de reativos para as barras de tensão controlada. O sistema CA possui 14

Apêndice B – Dados dos Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC

barras, assim as barras denominadas 15 e 16 são as barras de interface do sistema com o elo HVDC e as barras 17 e 18 são as barras que conectam os compensadores síncronos do elo HVDC às barras de interface.

Barra	Tipo	Área	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)	Geração Reativa Mínima (Mvar)	Geração Reativa Máxima (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	2 - Swing	1	1.000	0.	189.1	-0.433	-6.	10.			
2	0 - PQ	1	0.980	-3.4					21.7	12.7	
3	1- PV	2	1.010	32	0.	83.06	0.	140.	94.2	19.	
4	0 - PQ	2	0.985	45					47.8	-3.9	
5	0 - PQ	1	0.971	-12.					7.6	1.6	
6	1- PV	1	1.000	-16.	0.	0.	0.	25.	11.2	7.5	
7	0 - PQ	2	1.000	47							
8	1- PV	2	1.020	47	0.	11.64	0.	25.			
9	0 - PQ	2	0.984	49					29.5	16.6	35.
10	0 - PQ	2	0.973	48					9.	5.8	
11	0 - PQ	2	0.967	48					3.5	1.8	
12	0 - PQ	1	0.986	-17.					6.1	1.6	
13	0 - PQ	1	0.984	-17.					13.5	5.8	
14	1- PV	2	1.020	62	100.	-5.	-5.	50.	14.9	5.	
15	0 - PQ	1	0.979	-13.							
16	0 - PQ	1	0.982	45							
17	1- PV	1	0.979	-13.	0.	94.09	-9999	99999			
18	1- PV	1	0.982	45	0.	2.284	-9999	99999			

Tabela 25 - Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC

Para a simulação da contingência neste sistema teste, o dado de entrada da carga da barra 3 foi alterado para realização do alívio de cargas. A Tabela 26 apresenta os dados de todas as barras para esta condição.

Os dados das linhas de transmissão são detalhados na Tabela 27. Os valores são apresentados em porcentagem na base de 100Mva. Finalmente os dados dos transformadores são apresentados na Tabela 28.

Apêndice B – Dados dos Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC

Barra	Tipo	Área	Tensão (p.u.)	Ângulo (°)	Geração Ativa (MW)	Geração reativa (Mvar)	Geração Reativa Mínima (Mvar)	Geração Reativa Máxima (Mvar)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	2 - Swing	1	1.000	0.	189.1	-0.433	-6.	10.			
2	0 - PQ	1	0.980	-3.4					21.7	12.7	
3	1- PV	2	1.010	32	0.	83.06	0.	140.	44.2	19.	
4	0 - PQ	2	0.985	45					47.8	-3.9	
5	0 - PQ	1	0.971	-12.					7.6	1.6	
6	1- PV	1	1.000	-16.	0.	0.	0.	25.	11.2	7.5	
7	0 - PQ	2	1.000	47							
8	1- PV	2	1.020	47	0.	11.64	0.	25.			
9	0 - PQ	2	0.984	49					29.5	16.6	35.
10	0 - PQ	2	0.973	48					9.	5.8	
11	0 - PQ	2	0.967	48					3.5	1.8	
12	0 - PQ	1	0.986	-17.					6.1	1.6	
13	0 - PQ	1	0.984	-17.					13.5	5.8	
14	1- PV	2	1.020	62	100.	-5.	-5.	50.	14.9	5.	
15	0 - PQ	1	0.979	-13.							
16	0 - PQ	1	0.982	45							
17	1- PV	1	0.979	-13.	0.	94.09	-9999	99999			
18	1- PV	1	0.982	45	0.	2.284	-9999	99999			

Tabela 26- Dados de Entrada das Barras para o Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC com Alívio de Carga

Barra De	Barra Para	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (%)
1	2	1.938	5.917	5.28
1	5	5.403	22.304	4.92
2	3	999.99	999.99	
2	5	5.695	17.388	3.46
3	4	6.701	17.103	1.28
5	18	0.0	.93	
6	12	12.291	25.581	
6	13	6.615	13.027	
7	8	0.0	17.615	
7	9	0.0	11.001	
9	10	3.181	8.45	
9	14	12.711	27.038	
10	11	8.205	19.207	
12	13	22.092	19.988	
18	15	0.0	.255	
17	4	0.0	.93	
17	16	0.0	.938	

Tabela 27- Dados de Entrada das Linhas do Sistema Teste HVAC Segmentado por Elo HVDC

Apêndice B – Dados dos Sistema Teste HVAC Segmentado por elo HVDC

De	Para	Reatância de Dispersão (%)	TAP
4	7	20.912	0.978
4	9	55.618	0.969
5	6	25.202	0.932

Tabela 28- Dados de Entrada dos Transformadores do Sistema HVAC Segmentado por elo HVDC

APÊNDICE C – DADOS DO ELO HVDC

Neste apêndice serão apresentados os arquivos de dados de entrada para o programa ANAREDE para o elo HVDC adotado neste trabalho.

Os dados serão apresentados de acordo com os componentes do elo CC, que podem ser visualizados na Figura 28.

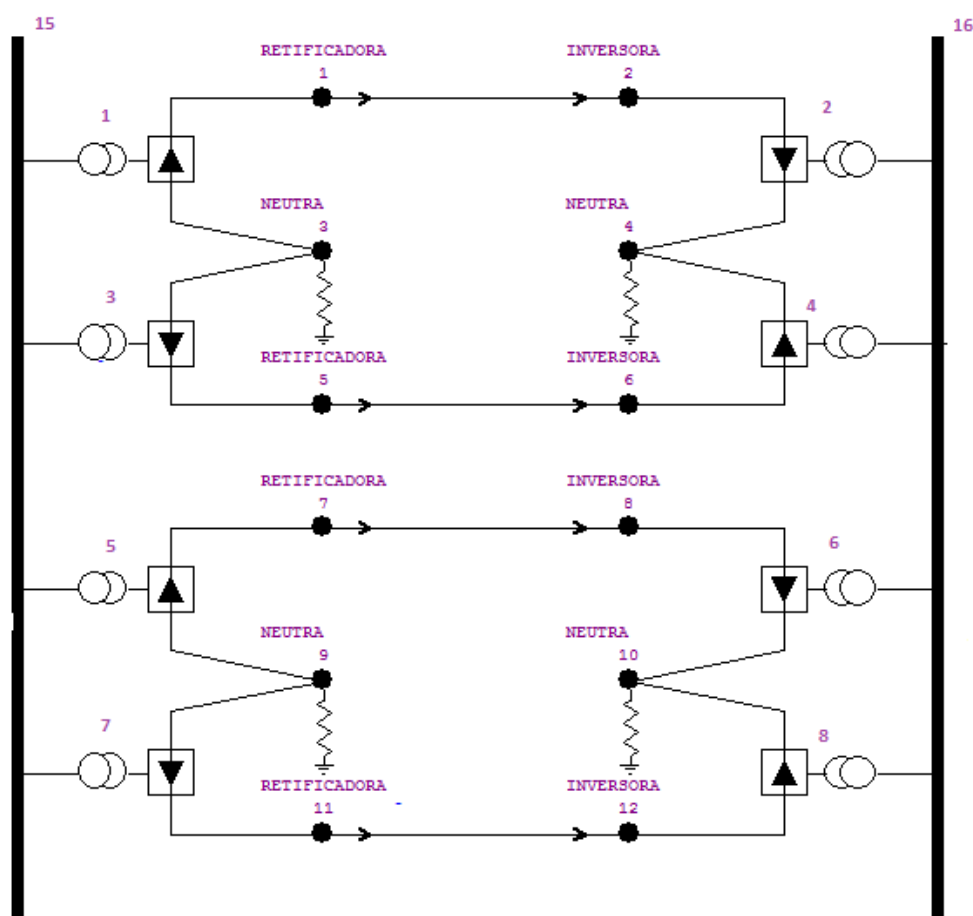


Figura 28 - Elo HVDC

Apêndice C – Dados do Elo HVDC

Inicialmente devem ser configurados os dados do Elo CC através do código DELO. Os dados podem ser visualizados na Tabela 29.

Número	Nome	Tensão Nominal (kV)	Potência Nominal (MW)	Estado Operativo
1	ELO1	600.	60.	Ligado
2	ELO2	600.	60.	Ligado

Tabela 29 - Dados de Entrada do Elo HVDC

As barras CC são identificadas de 1 a 12 como indicado na Figura 28. Os dados de Entradas das Barras CC são apresentados na Tabela 30. Os dados das linhas CC que conectam as barras de corrente contínua são apresentados na Tabela 31.

Barra	Nome	Tipo	Tensão Nominal (KV)	Polaridade	Número do Elo CC	Eletrodo de Terra (Ω)
1	RETIFICADORA	1	600.	+	1	
2	INVERSORA	0	591.	+	1	
3	NEUTRA	0	0.	0	1	0.0
4	NEUTRA	0	0.	0	1	0.0
5	RETIFICADORA	1	600.	-	1	
6	INVERSORA	0	599.5	-	1	
7	RETIFICADORA	1	600.	+	2	
8	INVERSORA	0	599.5	+	2	
9	NEUTRA	0	0.	0	2	0.0
10	NEUTRA	0	0.	0	2	0.0
11	RETIFICADORA	1	600.	-	2	
12	INVERSORA	0	599.5	-	2	

Tabela 30 - Dados de Entrada das Barras CC

De	Para	Capacidade (MW)	Resistência (Ω)
1	2	9999	10.5
5	6	9999	10.5
7	8	9999	10.5
11	12	9999	10.5

Tabela 31 - Dados de Entrada das Linhas CC

Os conversores identificados de 1 a 4 pertencem ao Elo 1 e os conversores 5 a 8 pertencem ao Elo 2. Os dados dos conversores são apresentados na Tabela 32 e os dados de controle de cada conversor são exibidos na Tabela 33.

Apêndice C – Dados do Elo HVDC

Conversor	Número da Barra CA	Número da Barra CC	Número da Barra Neutra	Modo de Operação	Pontes	Corrente (A)	Reatância de Comutação (%)	Tensão do secundário do transformador	Potência do Transformador (MVA)	Resistência do Reator (Ω)	Indutância do Reator (mH)
1	31	1	3	R	4	125.	17.8	127.4	471.	0	0
2	32	2	4	I	4	125.	17.2	122.0	450.	0	0
3	31	5	3	R	4	125.	17.8	127.4	471.	0	0
4	32	6	4	I	4	125.	17.2	122.0	450.	0	0
5	31	7	9	R	4	125.	17.8	127.4	471.	0	0
6	32	8	10	I	4	125.	17.2	122.0	450.	0	0
7	31	11	9	R	4	125.	17.8	127.4	471.	0	0
8	32	12	10	I	4	125.	17.2	122.0	450.	0	0

Tabela 32- Dados de Entrada no Conversor

Conversor	Modo de Controle	Tipo de Controle	Folga	Valor Especificado (MW)	Margem de Corrente (%)	Máxima Corrente (A)	Ângulo ($^{\circ}$)	Ângulo Mínimo ($^{\circ}$)	Ângulo Máximo	Tap Mínimo	Tap Máximo	Steps	Tensão CC Mínima (p.u.)
1	G	P	N	30.25	0.	125.	15.	5.	16.3	0.925	1.25	4	0.001
2	G	P	F	30.25	10.	125.	17.	17.	17.	0.96	1.3	4	0.001
3	G	P	N	30.25	0.	125.	15.	5.	16.3	0.925	1.25	4	0.001
4	G	P	F	30.25	10.	125.	17.	17.	17.	0.925	1.305	4	0.001
5	G	P	N	30.25	0.	125.	15.	5.	16.3	0.925	1.25	4	0.001
6	G	P	F	30.25	10.	125.	17.	17.	17.	0.925	1.305	4	0.001
7	G	P	N	30.25	0.	125.	15.	5.	16.3	0.925	1.25	4	0.001
8	G	P	F	30.25	10.	125.	17.	17.	17.	0.925	1.305	4	0.001

Tabela 33 - Dados de Entrada de Controle do Conversor

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MOUSAVI, O. A.; BIZUMIC, L.; CHERKAoui, L. **Assessment of HVDC Grid Segmentation for Reducing the Risk of Cascading Outages and Blackouts.** École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control –IX (IREP), August 25-30, 2013, Rethymnon, Greece.
- [2] CLARK, H.; EDRIS, A. A.; EL-GASSEIR, M. M.; EPP, K.; ISAACS, A.; WOODFORD, D. **Softening The Blow of Disturbances - Segmentation With Grid Shock Absorbers for Reliability of Large Transmission Interconnections.** IEEE Power & Energy Magazine, pp. 30-41, Jan/Fev 2008.
- [3] BAHRMAN, M. P.; JOHNSON, B. K. **The ABCs of HVDC Transmission Technologies – An Overview of High Voltage Direct Current Systems and Applications.** IEEE power & energy magazine, pp. 32-44, março/abril 2007.
- [4] Peng Ye, Yuqiu Sui, Yinghua Yuan, Xiaoming Li, Jiaqi Tao. **Transient Stability Analysis of Hu-Liao HVDC and AC Parallel Transmission System.** Smart Grid and Renewable Energy, pp. 74-80, Ago/2010.
- [5] Yidong Hong, Tao Yu. **Reliability Improvement Strategies For HVDC Transmission System.** Energy And Power Engineering, Pp. 52-56, Mai/2013.
- [6] Loehr, G. C. **Enhancing the Grid, Smaller Can Be Better.** Energybiz Magazine, pp. 35-36, Jan/Feb 2007
- [7] CLARK, H. K.; EL-GASSEIR, M. M.; EPP H. D. K.; EDRIS, A. A. **The Application of Segmentation and Grid Shock Absorber Concept for Reliable**

Referências Bibliográficas

Power Grids. DC Interconnect, Inc. Vancouver, BC Canada. EPRI Palo Alto, California USA. IEEE 2008.

[8] KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** McGraw-Hill, Inc. 1994.

[9] BEHRAVESH, V.; ABBASPOUR, NAHID. **New Comparison of HVDC and HVAC Transmission System.** International Journal of Engineering Innovation & Research. Volume 1. pp 300-304, 2012.

[10] Chan-Ki Kim, Jin-Young Kim, Sung-Doo Lee, Eung-Bo Sim. **Stability Enhancement in HVDC System with STATCOM.** *Engineering*, pp. 1072-1081. Nov/2011.

[11] KIMBARK, E. W. **Direct Current Transmission.** Volume I. Wiley-Interscience. New York, 1971.

[12] NIQUINI, F. M. M. **Modelagem do Elo de Corrente Contínua para Análise Harmônica Utilizando o Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico com Solução Iterativa.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF. 2009.

[13] MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica.** Edgard Blucher, 1983.

[14] REEVE, J., FAHNY, G., STOTT, B. Versatile Load Flow Method for Multiterminal HVDC systems. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, v. 96, n. 3, pp 925-933, 1977.

[15] FUDEH, H., ONG, C. **A Simple and Efficient AC-DC Load-Flow Method for Multiterminal DC Systems.** Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, n. 11, pp 4389-4396, 1981.

[16] ARRILLAGA, J. BODGER, P. **Integration of HVDC Links With Fast-Decoupled Load-Flow Solutions.** Proceedings of the Institution of Electrical Engineers. pp 463-468, 1977.

Referências Bibliográficas

- [17] EL-MARSAFAWY, M., MATHUR, R. **A New, Fast Technique for Load-Flow Solution of Integrated Multiterminal DC/AC Systems.** Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, n. 1, pp 246-255, 1980.
- [18] **História dos Blackouts no Brasil.** Schweitzer Engineering Laboratories, SEL. http://www.selinc.com.br/galeria_blackout.aspx, acessado em 04/02/2015.
- [19] RAHMAN, M.; RABBI, F.; ISLAM, K.; RAHMAN, F. M. M. **HVDC over HVAC Power Transmission System: Fault Current Analysis and Effect Comparison.** International Conference on Electrical Engineering and Information & Communication Technology (ICEEICT), 2014.
- [20] **PSCAD User's Guide.** Manitoba HVDC Research Centre Inc., 2005.
- [21] **Modelica® - A Unified Object-Oriented Language for Systems Modeling.** Language Specification. Version 3.3 Revision 1. July 11, 2014.
- [22] **SimPowerSystems – Model and simulate electrical power systems.** Mathworks. <http://www.mathworks.com/products/simpower/index.html>, acessado em 09/03/2015.
- [23] **Programa de Análise de Redes - Manual do Usuário.** CEPEL. Novembro, 2013.
- [24] Alves, Waschington Fernandes. **Proposição De Sistemas-Teste Para Análise Computacional De Sistemas De Potência.** Universidade Federal Fluminense. Novembro, 2007.