

RENATO GRIGOLETTO DE BIASE

**Rede de Transmissão em Corrente Contínua.
Configuração em Malha para Sistema com Energias
Renováveis**

São Paulo

2021

RENATO GRIGOLETTO DE BIASE

**Rede de Transmissão em Corrente Contínua.
Configuração em Malha para Sistema com Energias
Renováveis**

Versão Corrigida

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

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Antonio Jardini

São Paulo

2021

ABSTRACT

This work presents the study of reliability in a high voltage direct current grid with wind power generator and VSC. The analysis is made by simulating a benchmark model proposed at the CIGRE in normal operation and under outage conditions of the: AC line fault, DC pole outage and VSC pole outage. The simulations were performed using PSCAD and the models applied are ideal generator, electromagnetic generator, and full converter.

KEYWORDS

HVDC, VSC, stability, PSCAD simulation, distributed generation, renewable sources

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de Operação. [1]	19
Figura 2 – Perdas em VSC em HVDC comparadas a aplicações com LCC [1]	20
Figura 3 - Topologia de rede com transmissão ponto a ponto. [2]	23
Figura 4 – Topologia de DC Grid. [2]	23
Figura 5 – Controle DC Grid. [2]	26
Figura 6 – Topologia de rede com modelamento do VSC MMC. [4]	28
Figura 7 – Tensão AC gerada por conversor MMC. [4]	28
Figura 8 – Topologia de rede utilizando modelo tipo 7 [4]	29
Figura 9 – Diagrama de controle. [4]	31
Figura 10 – Diagrama de controle para conversor não-ilhado. [4]	32
Figura 11 – Diagrama de controle para conversor ilhado. [4]	33
Figura 12 – Diagrama de PS-PWM. [4]	34
Figura 13 – Diagrama de NLC. [4]	34
Figura 14 – Disjuntor por comutação de corrente própria [4]	35
Figura 15 – Disjuntor por comutação de corrente forçada [4]	35
Figura 16 – Disjuntor Estado Sólido [4]	36
Figura 17 – Disjuntor DC híbrido [4]	37
Figura 18 – Modelo DC <i>chopper</i> – Sistema de abertura dinâmica [4]	37
Figura 19 – Conversor DC-DC do tipo <i>low-stepping ratio</i> para DC Grid bipolar [4] ...	38
Figura 20 – Conversor DC-DC do tipo <i>high-stepping ratio</i> para DC Grid bipolar [4]..	39

Figura 21 – DC Grid System BM1.....	43
Figura 22 – Dados geométricos da torre: 750 kV AC.....	44
Figura 23 – Dados geométricos da torre: 220 kV AC.....	44
Figura 24 – Dados geométricos da torre: ± 500 kV.	44
Figura 25 – Fluxo de potência em regime.....	47
Figura 26 – Fluxo de potência – Saída de uma linha AC (linha tracejada A5–A0).	48
Figura 27 – Fluxo de potência – Saída de um polo de linha DC (A1-A2).....	49
Figura 28 – Fluxo de potência – Saída de um polo do VSC (Cb-A1).....	50
Figura 29 – Potência ativa (azul) e reativa (marrom) através de linha A5-A0 remanescente na barra Ba-A5 – falta em linha AC (em MW/MVAr e segundos).....	51
Figura 30 – Tensão DC – falta em linha AC.....	51
Figura 31 – Tensão na barra A5 – falta em linha AC.....	52
Figura 32 – Potência através da linha A1-A2 – Falta em linha DC.....	53
Figura 33 – Potência através de A1–A4 – Falta em linha DC.....	53
Figura 34 – Potência através da linha A1–A5 – Falta em linha DC.....	54
Figura 35 – Potência através da linha A2–A4 – Saída de uma linha DC.....	54
Figura 36 – Potência através da linha A1–A2 – Saída de um polo do VSC.....	55
Figura 37 – Potência através da linha A1–A4 – Saída de um polo do VSC.....	55
Figura 38 – Potência através da linha A1–A5 – Saída de um polo do VSC.....	56
Figura 39 – Potência através da linha A1–A5 – Saída de um polo do VSC.....	56
Figura 40 – Potência ativa e reativa do gerador G5.....	58
Figura 41 – Ângulo do gerador G5.....	58

Figura 42 – Potência ativa e reativa do gerador G2	58
Figura 43 – Ângulo do gerador G2.....	59
Figura 44 – Potência na linha restante A0–A5	59
Figura 45 – Tensão em A5	59
Figura 46 – Tensão em A2	60
Figura 47 – Potência em A0	60
Figura 48 – Tensão em A0	60
Figura 49 – Potência através dos conversores – redução de 5% da velocidade do vento	61
Figura 50 – Fluxo de potência – WPP, redução de 5% na velocidade do vento	62
Figura 51 – DC Grid – Gerador em Ba-A1	68
Figura 52 – DC Grid – Gerador PV em A4 e Gerador ideal em Ba-A3.....	69
Figura 53 – DC Grid – Linhas entre barras Bb-A1, Bb-A4, Bb-A5 e Bb-A2.....	70
Figura 54 – DC Grid – Linhas entre barras Bb-A0, Bb-A2 e Bb-A5.....	71
Figura 55 – DC Grid – Configuração de Elemento de Linha de Transmissão.....	72
Figura 56 – Geração Eólica – Elemento PSCAD – Full Converter.....	73
Figura 57 – Geração Eólica – Modelo 12 pulsos	74
Figura 58 – Geração Eólica – Pitch Control.....	75
Figura 59 – Geração Eólica – PLL	76
Figura 60 – Geração Eólica – Rotor Current Reference Control	77
Figura 61 – Geração Eólica – Modos de Controle	78
Figura 62 – Gerador Modelo Eletromagnético.....	79

Figura 63 – Gerador Modelo Eletromagnético – Configuração de Parâmetros	80
Figura 64 – Conversor VSC em Configuração Bipolar.....	81
Figura 65 – Conversor VSC MMC – NLC	82
Figura 66 – Conversor VSC MMC – Controle PLL	83
Figura 67 – Conversor VSC MMC – Controle Decoupled Current	84
Figura 68 – Conversor VSC MMC – Controle Eixo Direto.....	85
Figura 69 – Conversor VSC MMC – Controle Eixo de Quadratura	86
Figura 70 – Conversor VSC MMC – Geração de Onda de Tensão de Referência	87
Figura 71 – Conversor VSC MMC – Adição de Terceira Harmônica	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de sistemas LCC e VSC	14
Tabela 2 – Comparação de custos [2].....	24
Tabela 3 – Representação em RMS e EMT. [4].....	29
Tabela 4 – Características dos tipos de modelamento. [4]	30
Tabela 5 – Parâmetros de linha.....	45
Tabela 6 – Conversores	45
Tabela 7 – Barras AC	46
Tabela 8 – Principais parâmetros Geradores/Transformadores.....	57

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC – *alternative current*

DC – *direct current*

DVG – *companhia nacional alemã*

EMI – *electromagnetic interference*

EMT – *electromagnetic transient*

ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity*

HVDC – *high voltage direct current*

IGBT – *Insulated-Gate Bipolar Transistor*

LCC - *Line Commutated Converter*

NLC – *Nearest Level Control*

PD-PWM – *Phase-disposition Pulse Width Modulation*

PS-PWM – *Phase-shift Pulse Width Modulation*

PV – *photovoltaic*

PSCAD – *Power System Computer Aided Design*

SHE – *Selective Harmonic Elimination*

SV-PWM – *Space-vector Pulse Width Modulation*

TB – *technical brochure*

UCTE – *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*

VSC – *voltage source commutated*

WPP – *wind power plant*

Sumário

ABSTRACT.....	3
LISTA DE FIGURAS	4
LISTA DE TABELAS	8
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	9
Sumário.....	10
1 Preâmbulo.....	12
2 Objetivo e Justificativa do trabalho.....	15
3 Estado da Arte	16
3.1 CIGRÉ TB 269 (WG B4.37): VSC Transmission – 2005 [1].....	16
3.1.1 Comparação entre LCC e VSC.....	17
3.1.2 Controle do VSC.....	18
3.1.3 Perdas de Energia em Conversores.....	19
3.2 CIGRÉ TB 533 (WG B4.52): HVDC Grid Feasibility Study [2].....	20
3.3 CIGRÉ TB 604 (WG B4.57): Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid [4].....	27
3.4 Outras referências de HVDC grid.....	39
3.4.1 CIGRE TB 657 (WG B4.56): Guidelines for the preparation of “connection agreements” or “grid codes” for multi-terminal DC schemes and DC grids [5]	39
3.4.2 CIGRÉ WG B4.60: Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability performance [6]	41
3.4.3 CIGRÉ WG B4.58: Load flow control and direct voltage control in a meshed HVDC Grid [7].....	42
3.4.4 CIGRÉ WG B4.59: Protection of HVDC Grids [3]	42

3.4.5	CIGRÉ WG B4.72: DC Grid Benchmark Models for System Studies [8]	
	42	
4	Simulações.....	43
4.1	Sistema.....	43
4.2	Dados do sistema BM1	43
4.2.1	Linhas de transmissão	43
4.2.2	Conversores	45
4.2.3	Geração e cargas	45
4.3	Fluxo de potência.....	46
4.4	Modelo EMT 1	50
4.4.1	Falta em linha AC	51
4.4.2	Saída de um polo de linha DC (A1-A2)	52
4.4.3	Saída de um polo do VSC (Cb-A1)	54
4.5	Modelo EMT 2	56
4.6	Modelo EMT 3 (incluindo modelo de gerador eólico).....	61
5	Conclusão e Futuros Desenvolvimentos	63
6	Bibliografia.....	65
	ANEXO I – Dados de Simulação PSCAD	68

1 PREÂMBULO

A história da transmissão de energia em corrente contínua (DC) se inicia quando Thomas Edison projetou a primeira central elétrica, a qual começou a operar em 1882, em Nova York. Essa estação supria uma parcela da cidade de aproximadamente 1,6 km de raio.

Pouco tempo depois, devido à vasta utilização de geradores em corrente alternada (AC), por apresentar maior facilidade operativa, permitindo elevação e abaixamento de tensão, a transmissão AC era mais conveniente e foi vastamente utilizada em linhas de transmissão e em redes de distribuição. O desenvolvimento de sistema trifásicos contribuiu para o avanço do uso de transmissão AC.

Apesar disso, para algumas aplicações havia vantagens no sistema DC. A necessidade de apenas um condutor simplifica a transmissão. Em 1883, o engenheiro francês Rene Thury desenvolveu e projetou um sistema de alta tensão DC usando geradores DC conectados em série no terminal, o qual ligava a um conjunto de motores DC. Esses motores, por sua vez, acionavam geradores AC de baixa tensão.

O sistema DC mais famoso de Thury foi a ligação de Mouties a Lion, o qual foi comissionado em 1906, com 180 km, potência nominal de 4,5 MW à tensão de 50 kV. Em 1912 o sistema foi expandido a 19,3 MW à tensão de 125 kV, permanecendo em operação até meados da década de 1930.

Em 1922 uma conexão passando pelo estreito entre Noruega e Dinamarca foi discutida pela primeira vez, sendo considerado o sistema de Thury para essa conexão, com potência nominal de 42 MW à tensão de 110 kV.

Pesquisas em transmissão DC continuaram e, embora o princípio de Thury tenha sido comprovado, a conversão de AC em DC e vice-versa foi considerada a abordagem mais desejável que a geração em DC.

Aplicações com válvulas de arco de mercúrio de baixa tensão se tornaram viáveis no final dos anos 1920. No início da década seguinte, o Dr. Uno Lamm desenvolveu válvulas de arco de mercúrio para aplicações em alta tensão. Esse desenvolvimento permitiu a construção do primeiro conversor em alta tensão e corrente contínua (HVDC), em 1954, na cidade de Gotland, operando em 100 kV.

O desenvolvimento tecnológico de conversores HVDC abriram as portas para a expansão de aplicações HVDC. Entre 1954 e 1972, onze sistemas foram construídos, sendo a maior potência nominal de 1800 MW em configuração bipolar ± 450 kV e utilizando válvulas de arco de mercúrio.

Em 1972 o primeiro Sistema HVDC utilizando tiristor foi construído entre Hydro Quebec e New Brunswick (“EEL River *Back to Back HVDC link*”), no Canadá. As válvulas eram resfriadas a ar e a potência nominal é de 320 MW. Em 1978 o primeiro tiristor resfriado a água foi introduzido no sistema HVDC de Nelson River, no Canadá, em tensão DC de ± 500 kV.

A introdução de tiristores permitiu o aumento de projetos de transmissão HVDC. Atualmente há conexões HVDC com potência nominal de 8000 MW em tensão de ± 800 kV em operação e um sistema ± 1100 kV em comissionamento (na China).

Até 1997 os conversores eram baseados na tecnologia LCC (*Line Commutated Converter*), a qual utiliza tiristores de alta capacidade (o tiristor não tem capacidade de interrupção de corrente por atuação na sua porta de entrada). Entretanto, em 1997, conversores do tipo comutado por tensão VSC (*Voltage Source Converter*) foram introduzidos para operações de potência moderada, 3 MW em 10 kV no projeto experimental em Hellsjon. A tecnologia VSC é baseada em dispositivos semi-condutores capazes de interromper a corrente imediatamente por atuação na porta de entrada. Atualmente, utiliza-se IGBT (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*), pois sua capacidade representa características vantajosas em certas aplicações.

No presente, portanto, há duas tecnologias disponíveis: LCC (também denominado comutado por corrente) e VSC. Cada uma possui características vantajosas a depender do tipo de aplicação, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Características de sistemas LCC e VSC

Função	LCC	VSC
Dispositivo semicondutor	Tiristores variam de 4, 5 e 6 polegadas, com capacidade de 8,5 kV e 5000 A	IGBT com diodo ligado em antiparalelo, com controle de interrupção. 4,5 kV e 2000 A.
Tensão de transmissão DC	± 800 kV com cabos aéreos e até ± 600 kV com cabo PPL-MI	Até ± 500 kV com cabos aéreos ou cabos XLPE
Potência DC	Até 8000 MW em um bipolo em tensão DC de ± 800 kV Foi proposto sistema 10.000 MW em ± 1100 kV	Até 2000 MW em ± 500 kV
Demanda de potência reativa	Consome até 60% da potência ativa em cada terminal	Não consome potência reativa e cada polo controla a sua potência reativa de maneira independente
Filtros	Necessita de grandes bancos de filtros	Quando necessários, bancos de filtros são pequenos
<i>Black start</i>	Aplicação limitada	Capaz de se inicializar (sem tensão na rede) e alimentar cargas passivas
Nível de curto-circuito no AC	Crítico no projeto	Não crítico
Desempenho em falha de comutação	Há falha de comutação para perturbações no AC e para perturbações no lado DC em sistemas bipolares	Não há falha de comutação
Sobrecarga em rejeição de carga	Grande e precisa ser mitigada devido ao grande suporte de reativos	Não é grande devido ao pequeno tamanho dos filtros
Meio ambiente	Grande impacto devido ao tamanho dos filtros e aos equipamentos para suporte de reativos	40-50% do tamanho de um LCC equivalente
Perdas de potência	Aproximadamente 0,65-0,7 % da potência nominal	Aproximadamente 0,85-0,9 % da potência nominal

2 OBJETIVO E JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

Este trabalho visa a apresentar o comportamento do fluxo de potência e analisar o comportamento eletromagnético e eletromecânico de uma rede de transmissão HVDC (DC grid) modelo, a qual utiliza conversores do tipo VSC.

Os conversores VSC tiveram seu desenvolvimento posterior aos conversores LCC, sendo assim, as aplicações transmissões em HVDC até hoje utilizam majoritariamente conversores do tipo LCC, motivado principalmente por apresentar perda de energia inferior e maior.

Conforme será comentado neste trabalho, a tecnologia de VSC possui algumas vantagens que podem ser desejáveis conforme o tipo de aplicação e seu potencial de evolução, impulsionado pelo aprimoramento de materiais e componentes, indica que sua aplicação deve ter crescimento nos próximos anos.

A rede abordada nas simulações deste trabalho é uma das redes modelo propostas no CIGRÉ (B4-72) Brochura Técnica TB-804, a qual servirá de referência para agentes interessados em avaliar o comportamento de redes HVDC conectada com geradores que utilizam fontes renováveis.

As perturbações simuladas são: tipos de falta, bloqueio do conversor, redução de geração eólica.

Embora haja programas específicos para esse tipo de análise, o presente trabalho utiliza o programa PSCAD para a simulação e estudos de transitórios eletromagnéticos (EMT).

3 ESTADO DA ARTE

Usualmente a transmissão de energia em HVDC, utiliza conversores LCC com topologia ponto a ponto, sendo pouco aplicada a tecnologia denominada multiterminal (3 ou mais conversores na rede DC com operação coordenada).

Recentemente, tem sido proposta a configuração em rede (malhas), cuja denominação mais comum, e que será empregada no presente trabalho, é DC Grid.

Os estudos de DC Grid têm sido conduzidos nos grupos de trabalho (WG) do CIGRÉ que emitiu documentos (TB - brochura técnica) específicos sobre o tema. Os principais documentos que abordam o assunto são:

- CIGRE TB 269, WG B4.37, “VSC Transmission”, abril/2005
- CIGRÉ TB 533 WG B4.52, “HVDC Grid Feasibility Study”, abril/2013
- CIGRÉ TB 657, WG B4.56, “Guidelines for the Preparation of Connection Agreements or Grid Code for Multi-terminal Schemes and DC Grids”, maio/2016
- CIGRÉ TB 604 B4.57, “Guide for the development of models for HVDC converters in a HVDC Grid”, dezembro/ 2014
- CIGRÉ TB 699 B4.58, “Control Methodologies for Direct Voltage and Power Flow in a Meshed HVDC Grid”
- CIGRÉ WG B4/B5-59, “Protection and Local Control of DC-Grids”
- CIGRÉ TB 713 WG B4.60, “Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability Performance”

Neste capítulo são comentados os principais estudos referentes à transmissão HVDC e à utilização de conversores do tipo VSC.

3.1 CIGRÉ TB 269 (WG B4.37): VSC Transmission – 2005 [1]

Nesta brochura, são apresentadas as principais características de sistemas com VSC, particularmente em aplicações com tensão acima de 100 kV e potência superior a 100 MW. Destaca-se a análise comparativa do uso de VSC com LCC, as quais justificam o crescente emprego desta tecnologia.

3.1.1 Comparação entre LCC e VSC

Conversor LCC: Utiliza válvulas do tipo tiristor, o qual somente abre quando sua corrente passa pelo zero, sendo dependente da tensão AC da linha conectada para realizar a comutação (*Line Commutated Converter*). Conversores LCC necessitam estar conectados a um sistema robusto com potência de curto-circuito suficientemente elevada para operar corretamente.

Conversor VSC: Utiliza semicondutores controláveis do tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), resultando em válvulas capazes de chavear independentemente de tensão externa. Essa característica reduz a necessidade de filtros e permite a operação em sistemas com reduzida potência de curto-circuito, ou mesmo um sistema AC passivo, sem geração.

Podem-se distinguir os tipos de níveis de chaveamento no VSC, sendo os mais usados: 2 níveis, 3 níveis e multimodular - multiníveis.

As harmônicas injetadas na rede diminuem conforme a quantidade de níveis, reduzindo a quantidade de filtro do sistema. Contudo, o aumento de níveis implica em mais equipamentos, o que encarece a solução. Deve-se observar o custo global da solução para definir qual alternativa é a mais indicada para cada sistema.

Em comparação com os sistemas LCC, as vantagens do uso de VSC são:

- As válvulas são auto comutadas
- Falhas no sistema AC ou quedas da tensão AC não causa falhas de comutação
- Pode operar em sistemas com baixa potência de curto-circuito
- Pode energizar um sistema passivo
- Não possui limite mínimo de corrente DC
- A potência reativa, tanto indutiva como capacitiva, pode ser controlada independentemente da potência ativa
- Não necessita de compensação Shunt
- Somente filtros de harmônicos são necessários, sem necessidade de serem chaveáveis
- Dependendo da topologia, se for necessário haver transformadores, podem ser utilizados transformadores convencionais

- A polaridade da tensão no lado DC é sempre a mesma. Cabos DC são expostos à mesma tensão de polaridade
- O controle do conversor VSC pode ser projetado de modo a eliminar *flicker* e harmônicos selecionados no sistema AC
- O VSC pode ser operado como STATCOM (conversor estático), mesmo que não esteja conectado à linha DC
- O impacto ambiental de um conversor VSC é consideravelmente reduzido, quando comparado com um conversor LCC

Por outro lado, as desvantagens de sistemas com VSC em relação ao LCC são:

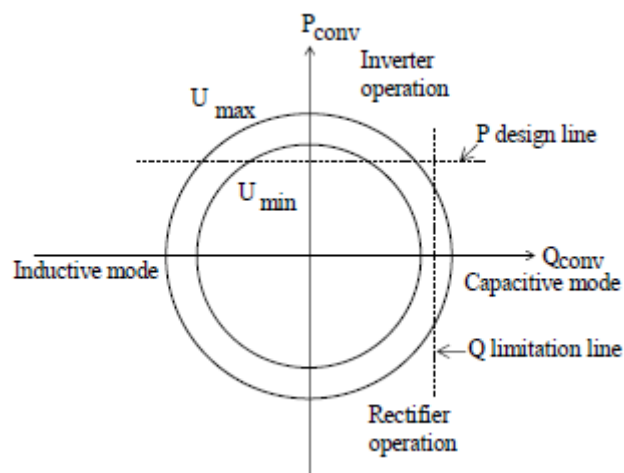
- Até a data de 2004, as experiências práticas com transmissão utilizando VSC não são tão amplas como as com LCC
- Os maiores valores para transmissão em VSC são +/- 150 kV e 350 MW. Para aumentar a capacidade de transmissão é necessário adicionar sistemas em paralelo, aumentando o custo da solução
- Devido ao VSC utilizar diodos conectados em anti-paralelo com os transistores IGBT, na ocorrência de falta na linha DC, é necessário desconectar os dois lados AC, por meio de disjuntores, para se extinguir o arco elétrico. Por outro lado, quando utilizados conversores LCC, os tiristores utilizados automaticamente bloqueiam a corrente, interrompendo o arco sem a necessidade de abertura por disjuntores. Consequentemente, o tempo de interrupção é menor com a utilização de LCC.
- O VSC apresenta maior perda de energia, resultante da maior quantidade de elementos semicondutores e de alta frequência dos chaveamentos.

3.1.2 Controle do VSC

O controle de ativos e reativos no VSC se dá de maneira independente, sendo possível injetar ou consumir potência ativa e reativa independentemente (tal como um gerador síncrono). A potência ativa injetada é função do ângulo da tensão no VSC até a barra do sistema: se a tensão no VSC está adiantada, haverá injeção de potência ativa no lado AC e consumo de potência no lado DC; se a magnitude da tensão no lado VSC for superior à do sistema, o VSC irá injetar reativos, operando como capacitor.

Na Figura 1 tem-se o diagrama básico de operação do VSC. Usualmente, é um dado a capacidade no ponto de interface AC. Quando a saída de potência ativa (P) é positiva, o VSC opera como inversor (em modo indutivo ou capacitivo), ao passo que quando é negativa, opera como retificador (em modo indutivo ou capacitivo). Para um sistema com tensões AC mínima (U_{min}) e máxima (U_{max}), têm-se a área de operação nos 4 quadrantes. O valor de ($Q_{limitation}$) indica como o valor máximo de tensão DC no capacitor de armazenamento irá limitar a quantidade de reativos e o valor de (P_{design}) indica a potência nominal desejada do conversor.

Figura 1 – Diagrama de Operação. [1]



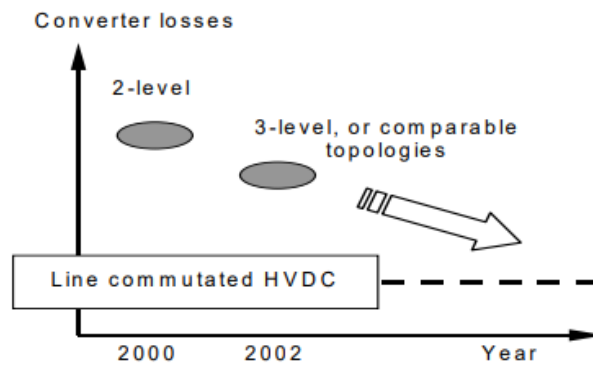
A referência ainda apresenta um aprofundamento nas estratégias de controla, as quais não serão o foco deste trabalho.

3.1.3 Perdas de Energia em Conversores

Um grande obstáculo para o aumento no uso de sistemas VSC é o fato de resultar em uma maior perda de energia. Uma forma de reduzir as perdas é utilizar topologias mais avançadas, conforme ilustrado na Figura 2, na qual pode-se ver uma tendência de redução de perdas. Contudo, as perdas ainda são muito superiores a sistemas similares que utilizam LCC.

Uma comparação entre sistemas similares, com as tecnologias, disponíveis em 2004 mostrou perdas de, aproximadamente: 3% para VSC de 2 níveis; 1,8% para VSC de 3 níveis; e 0,8% para um sistema LCC.

Figura 2 – Perdas em VSC em HVDC comparadas a aplicações com LCC [1]



3.2 CIGRÉ TB 533 (WG B4.52): HVDC Grid Feasibility Study [2]

Esta brochura de 2013 apresenta análise de viabilidade de DC Grid comparando as principais características desse sistema com as demais alternativas, quais sejam UHVAC, transmissão ponto a ponto HVAC ou transmissão ponto a ponto HVDC. O estudo concluiu que a utilização de HVDC Grid é viável, contudo, alguns equipamentos ainda necessitam de aperfeiçoamento ou padronização.

O documento também comenta os avanços em transmissão HVDC. Exemplifica que a partir da década de 1950, a DVG (Companhia Nacional Alemã) elaborou estudos para a construção de linhas de elevada potência (e tensão), objetivando a transmissão de elevadas quantidades de potência em grandes distâncias, incluindo transmissão entre países. Destacam-se os conceitos desenvolvidos aos seguintes tópicos:

- Seleção de nível de tensão
- Aterramento (com impedância para aterramento efetivo) (220 e 440 kV)
- Desenvolvimento de linhas (estação de testes)
- EMI (interferência eletromagnética) e efeito corona
- Arranjo de subestações
- Relés
- Coordenação de isolamento
- Estabilidade transitória
- Disjuntores, seccionadores e para-raios
- Infraestrutura de comunicação
- Controle de frequência

- Divulgação e aviso
- Suécia: geradores com baixa indutância/transformadores e capacitor em série

Visando a definição de normas para sistemas HVDC, a ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), baseando-se no conceito de redes superpostas, definiu em oito itens as normas de operação:

- Controle de carga e frequência e desempenho
- Agendamento e contabilização de conexões
- Segurança operativa
- Planejamento de coordenação de operação
- Procedimentos de emergência
- Infraestrutura de comunicação
- Intercâmbio de dados
- Treinamento de operação

Nas seguintes aplicações o uso de DC Grid se torna bastante interessante:

- 1) Suprimento em centros urbanos;
- 2) Interconexão de geradores *offshore* (energia de marés e eólica);
- 3) Alimentação de plataforma de petróleo com suprimento auxiliar. Usado juntamente com parques eólicos;
- 4) Conexão de geradores distantes dos centros de carga;
- 5) Transporte intercontinental de grandes quantidades de energia, isto é, em redes sobrepostas;
- 6) Uso como principal sistema de transmissão: conveniente quando não há HVAC ou quando este é fraco, assim o HVDC reforça o sistema de transmissão.
- 7) Como rede de distribuição para armazenamento de energia

Desta forma, o aumento do uso de fontes renováveis é um fator que contribui para um maior emprego de DC Grid.

Com respeito à operação, a brochura aponta que as diretrizes de operação apresentadas nas normas da UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) são adequadas também aos sistemas HVDC, contudo, os seguintes pontos devem ser alterados:

- Comportamento em “*fault ride through*”;
- Contribuição para o controle de carga e frequência baseado em margem de transmissão;
- Segurança da rede, onde o critério n-1 pode ser substituído por sistema de segurança com análise dinâmica

O tempo de atuação de dispositivos de proteção em uma rede HVDC deve ser de até 5ms, o que não estava comercialmente disponível na data da publicação, portanto a aplicação desta tecnologia depende da conclusão do desenvolvimento de dispositivos de proteção compatíveis com o critério estabelecido.

Comparando o desempenho de redes DC de conversores que usam VSC com LCC, o primeiro se mostra mais vantajoso, tanto no lado DC como no AC, por elevar a flexibilidade e a confiabilidade a custos reduzidos devido ao compartilhamento de recursos.

Desafios: controle de fluxo de potência e tensão, necessidade de proteções com atuação rápida e de disjuntores dez vezes mais rápidos com relação aos de sistemas com LCC.

Comparação entre alternativas HVAC e HVDC

No início do desenvolvimento dos sistemas de transmissão de energia em grandes distâncias a necessidade de se empregar níveis de tensão elevados tornou a solução em corrente contínua inviável, uma vez que não havia solução economicamente competitiva frente aos sistemas AC, nos quais se pode fazer uso de transformadores.

Controle: a potência fornecida pode ser rapidamente ajustada, respeitando a capacidade dos conversores, para ambos os sistemas, porém, em redes HVDC com VSC, também é possível controlar a tensão no lado AC.

Falta: como a impedância em HVDC é consideravelmente menor do que no AC, os disjuntores devem atuar mais rapidamente.

Sistemas ilhados: para auto religamento em AC, deve-se ajustar magnitude, frequência e fase da tensão, ao passo que em HVDC é necessário apenas ajustar a magnitude da tensão, sendo, portanto, mais simples e mais confiável.

Interação entre AC e DC: a utilização de ambos os sistemas traz como benefício:

- a) Controle de tensão no lado AC pelos conversores, reduzindo risco de instabilidade de tensão;
- b) Maior amortecimento em casos de oscilação de potência, reduzindo risco de instabilidade de ângulo;

Comparação entre VSC e LCC

Devido às limitações do LCC em relação à necessidade de disjuntores com atuação em poucos milissegundos (para evitar falhas de comutação), o uso de conversores VSC se torna mais atrativo e, conseqüentemente, deve ser mais empregado, principalmente para aplicações em malha.

O estudo ainda aponta outras características comparativas, às quais não serão citadas aqui para evitar a redundância com a comparação comentada no item 3.1.

Transmissão ponto a ponto e DC grid

Em uma situação em que sejam necessários poucos reforços na rede, a solução ponto a ponto é adequada. Entretanto, caso haja variações no fluxo de potência, ou não se tenha conhecimento à priori, a solução DC grid deve ser considerada.

Na Figura 3 e na Figura 4, as elipses azuis representam conversores.

Figura 3 - Topologia de rede com transmissão ponto a ponto. [2]

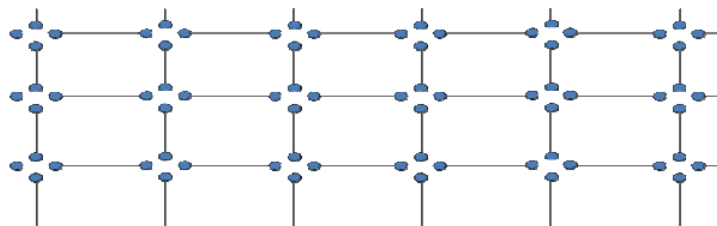
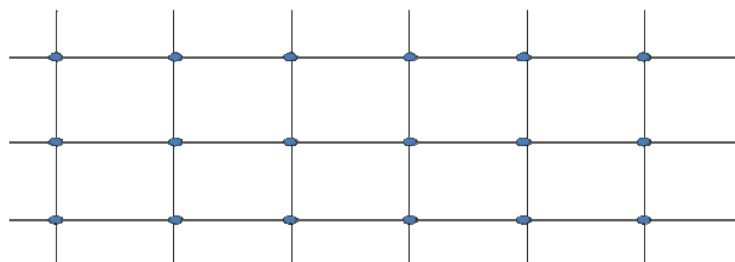


Figura 4 – Topologia de DC Grid. [2]



Vê-se nas figuras 3 e 4 que são necessárias mais unidades conversoras na solução ponto a ponto.

Comparação de custos

Em um caso hipotético de conexão de 4 linhas DC à rede AC, são analisadas cinco alternativas. A comparação entre as soluções é imprecisa, pois, na época em que a brochura foi elaborada (2012), não se tinha disjuntores DC comercialmente disponíveis.

A Tabela 2 apresenta uma comparação de custos entre as soluções propostas, onde vê-se o potencial de redução de custos com a utilização de DC grid.

Tabela 2 – Comparação de custos [2]

Alternativa	Custo total	
	MEUR	% (1)
1. AC Grid	689	100
2. Disjuntores semicondutores e um conversor conectado a AC grid	339	49
3. Disjuntor híbrido e um conversor conectado a AC grid	300	44
4. Disjuntores HVDC sem conexão com AC grid nesse nó	142	21
5. Disjuntores HVDC híbridos e sem conexão com AC grid nesse nó	102	15

MEUR: Milhões de Euros

Configurações de DC grid

- Sistemas monopolar assimétrico com retorno pela terra – é a configuração mais simples, porém, a injeção de corrente à terra não é aceita em muitos países devido a restrições ambientais.
- Sistemas monopolar assimétrico com retorno metálico – similar à configuração anterior, mas as perdas são mais elevadas devido à resistência dos condutores de retorno.
- Sistema monopolar simétrico – geralmente refere-se a redes com VSC, possui 1 conversor, com polaridade positiva e negativa, sem terra. Em operação, não há fluxo de corrente à terra. É a configuração mais comumente utilizada principalmente junto com cabos subterrâneos ou submarinos.

- Sistema HVDC bipolar – com dois conversores similar ao sistema anterior, porém os conversores podem operar de forma independente, aumentando a confiabilidade do sistema.

Proteção de sistema DC

Assim como sistemas AC, sistemas DC devem apresentar:

- Confiabilidade e segurança
- Seletividade e retaguarda
- Rapidez
- Robustez

Devido às estratégias de mitigação implementadas, curtos-circuitos do tipo dupla-fase e dupla-fase à terra são extremamente raros.

Para transmissão ponto-a-ponto, o isolamento da falta pode ser feito com abertura do disjuntor AC. A ocorrência de defeitos em malha, contudo, exige a abertura dos disjuntores de ambos os terminais do trecho defeituoso.

Em comparação às correntes no AC, há três fatores que tornam proteção de sistemas DC mais complexos:

- 1) A reatância no sistema AC é maior, limitando as correntes de curto. O tempo para eliminação de correntes de falta em redes AC é da ordem de dezenas ou centenas de milissegundos, ao passo que em redes DC é de 5 ms, o que impossibilita o uso de comunicação entre terminais para a função de transferência de disparo ou bloqueio de bipolo;
- 2) A extinção de corrente de curto-circuito DC é mais difícil, pois não há um momento em que esta passa pelo zero.
- 3) Funções de proteção utilizadas (distância, direcional, diferencial)

Os sistemas DC Grid necessitam de novas estratégias e novos equipamentos de proteção, e são abordados em maior profundidade em [3].

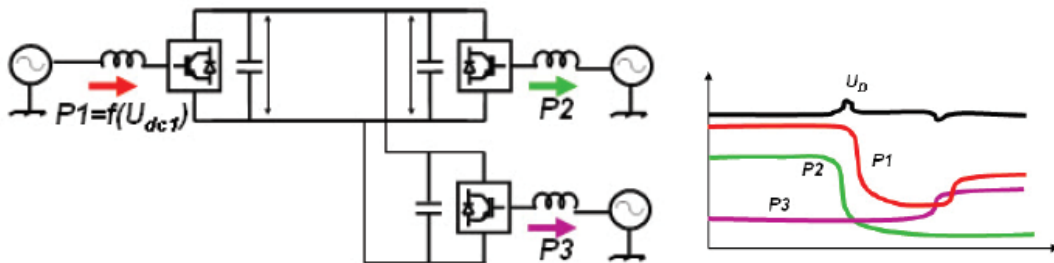
Controle de fluxo de potência

Em um sistema DC Grid, de forma geral, controla-se a corrente (ou potência) em $n-1$ nós (onde n é o número total de nós da rede). No nó restante, é feito o controle de tensão (“*slack converter*”).

Pode-se estabelecer uma analogia entre tensão no sistema DC e frequência no sistema AC, uma vez que a o aumento de potência injetada provoca elevação nessas grandezas. Assim, quando há aumento de injeção de potência no sistema DC, para manter o balanço energético, o controle deve atuar regulando a tensão nos nós juntamente com o controle de potência do *slack bus*.

Na Figura 5 têm-se o exemplo de controle de fluxo em uma rede, onde P1 controla a tensão e os demais controlam a potência. No primeiro evento, nota-se uma redução na demanda de potência em P2, seguido de elevação na tensão em P1 e consequente redução da potência em P1. No segundo evento, há aumento da demanda de potência em P3, redução na tensão em P1 e consequente elevação da potência em P1.

Figura 5 – Controle DC Grid. [2]



Além do controle mencionado, o qual é chamado de controle primário, há também um outro nível, chamado de controle secundário (ou “*master control*”), o qual atua de maneira mais lenta e considera as grandezas medidas em todos os elementos da rede, tendo uma visão global do sistema. Dessa forma, podem-se alterar pontos de operação em regime, evitar sobrecargas nas derivações, reduzir perdas na rede, reestabelecer a faixa de regulação e reprogramar o despacho conforme o planejamento de operação.

3.3 CIGRÉ TB 604 (WG B4.57): Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid [4]

Esta brochura apresenta um panorama sobre os modelos desenvolvidos para a simulação de sistemas HVDC com conversores VSC MMC, abordando as vantagens de cada tipo.

De maneira geral, a utilização de modelos mais detalhados implica melhoria na precisão da simulação, sendo possível observar efeitos transitórios, contudo exige-se maior processamento (ou tempo de simulação ou maior capacidade do hardware).

Tipo 1 – Modelo físico completo – Chaves e diodos representados por equações diferenciais.

Tipo 2 – Modelo detalhado – Baseado em modelos de IGBT não-lineares.

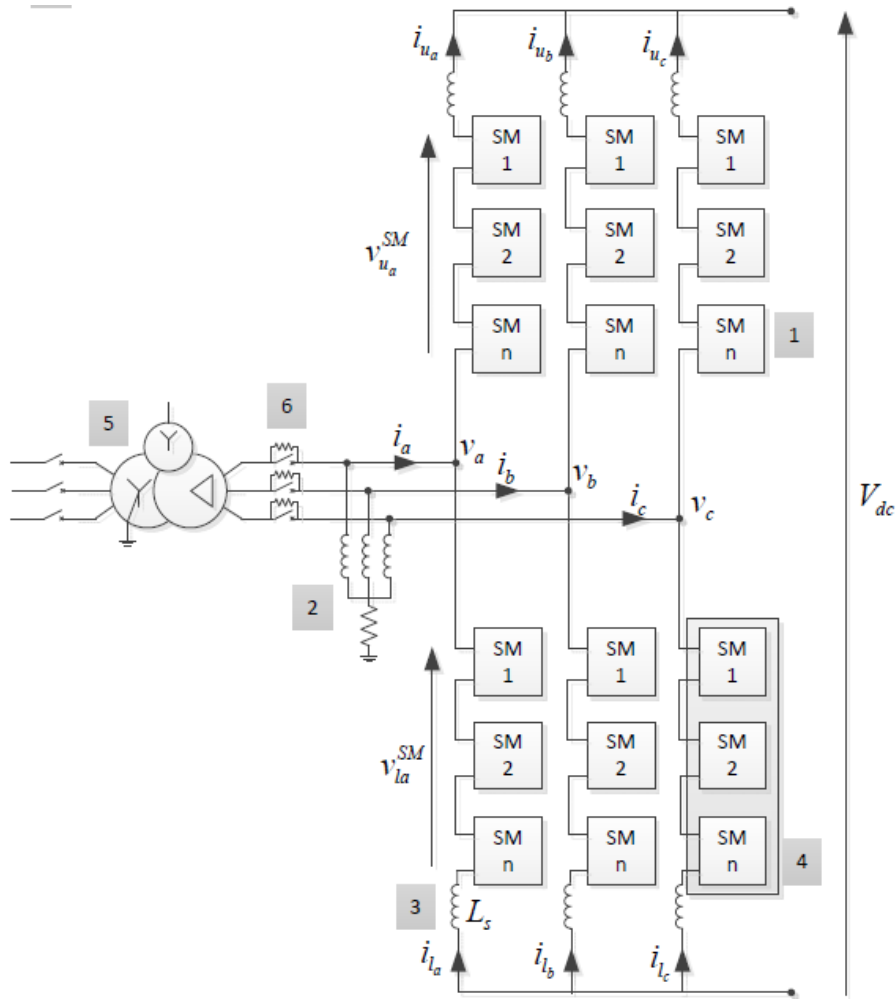
Tipo 3 – Modelo com resistências chaveáveis – IGBT e diodos são representados por resistores de dois valores.

Tipo 4 – Modelo detalhado com circuito equivalente – Baseado no tipo 3, porém o número de nós é reduzido (equivalente de Thévenin/Norton).

Tipo 5 – Modelo com valores médios baseado em funções de chaveamento – Os lados AC e DC são modelados por fontes de corrente e de tensão controladas, considerando o conteúdo harmônico gerado no processo de conversão.

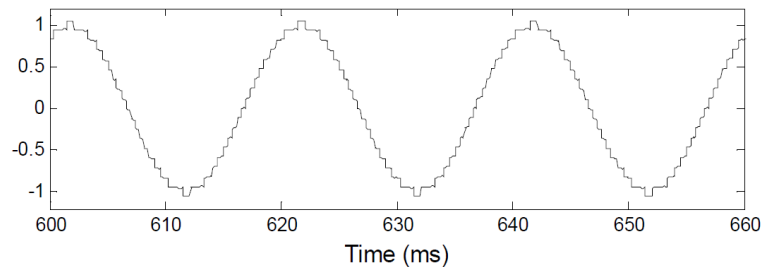
A Figura 6 apresenta a topologia da rede. A quantidade de submódulos pode variar, chegando a mais de 400.

Figura 6 – Topologia de rede com modelamento do VSC MMC. [4]



A Figura 7 mostra a tensão AC gerada pelo conversor MMC. A forma de onda se aproxima de uma senoide conforme se aumenta o número de submódulos. Nota-se que o conteúdo harmônico está incorporado nos chaveamentos do circuito.

Figura 7 – Tensão AC gerada por conversor MMC. [4]



Tipo 6 – Modelo com valores médios simplificado – Lados AC e DC são modelados por fontes de tensão e corrente controladas, sem considerar o conteúdo harmônico. Ainda que as válvulas sejam bastante simplificadas, os controles de nível superior podem ser completos, entretanto este modelo reduz o tempo de simulação.

Esse modelo pode ser usado para ferramentas de estudo EMT e RMS. Na Tabela 3 têm-se a comparação das duas representações.

Tabela 3 – Representação em RMS e EMT. [4]

	Equações de rede	Equações de máquina
RMS	$V = \left(R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C} \right) I$	Dinâmicas lentas são incluídas (equações mecânicas, controladores de frequência, turbinas, etc.) Fluxo no estator muda instantaneamente.
EMT	$v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int i(t) dt$	Dinâmicas de fluxo no estator são incluídas

Tipo 7 – Modelo de fluxo de potência RMS – Considera apenas modelos em regime, não sendo possível observar efeitos transitórios. As equações de rede para cada barramento envolvem quatro variáveis: potência ativa (P), potência reativa (Q), módulo da tensão (V) e fase da tensão (θ), onde duas são dados de entrada e as outras duas são calculadas. Assim, há três tipos de barras:

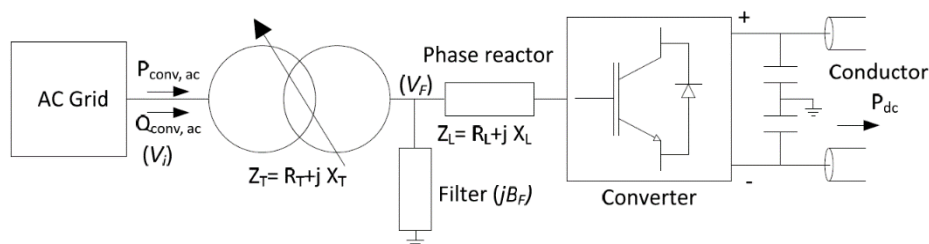
- carga, onde P e Q são dados;
- geração, onde P e V são dados;
- “swing” ou “slack”, onde V e θ são dados.

O controle do conversor normalmente é configurado para as seguintes condições:

- Vac- θ : Define magnitude e fase da tensão no lado AC;
- Vdc- θ : Define tensão DC e fase AC;
- Vdc-Q: Define tensão DC e potência reativa;
- Vac-P: Define módulo da tensão AC e potência ativa;
- P-Q: Define potências ativa e reativa no lado AC;
- Vdc-Vac: Define tenções DC e AC.

A Figura 8 apresenta a topologia de rede utilizando modelo tipo 7.

Figura 8 – Topologia de rede utilizando modelo tipo 7 [4]



Resumo dos tipos de modelamento

A Tabela 4 resume as características de cada tipo de modelamento.

Tabela 4 – Características dos tipos de modelamento. [4]

Modelo	Tempo de computação (ms)*	Ferramenta de simulação	Tipos de estudos
Tipo 1	NA	Ferramentas de simulação de circuitos	Não viável para estudo de rede
Tipo 2	1000	EMT	Faltas em submódulos. Usado para validar modelos.
Tipo 3	900	EMT	Faltas em submódulos. Usado para validar modelos.
Tipo 4	30	EMT	Faltas AC e DC próximo ao conversor.
Tipo 5	2	EMT	Transitórios AC e DC; projeto de controle; estudo de harmônicos
Tipo 6	1,5	EMT	Transitórios AC e DC distantes do conversor
Tipo 6	0,1	Domínio fasorial	Transitórios AC e DC distantes do conversor
Tipo 7	0,01	Fluxo de potência	Fluxo de potência

*Tempo para um passo de computação

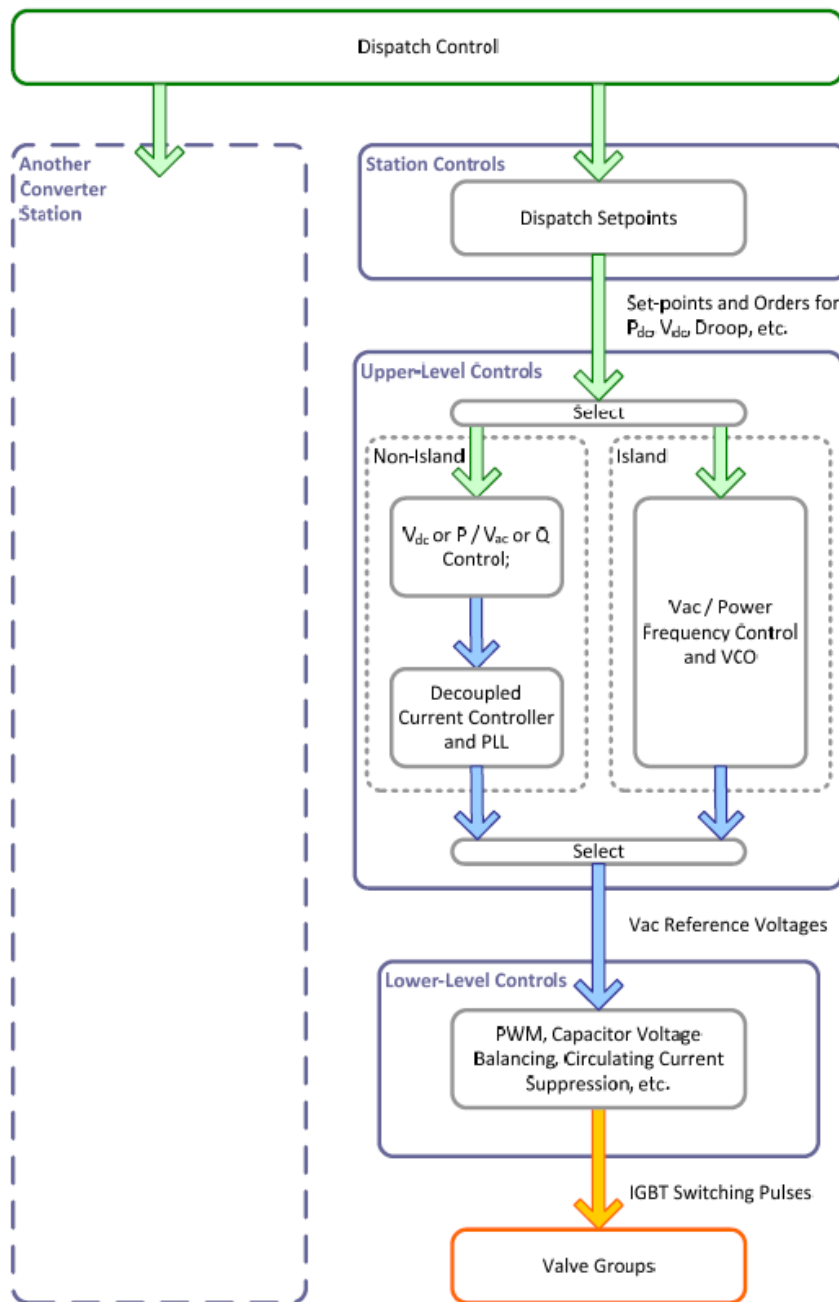
Arquitetura de controle de sistemas HVDC com VSC

Inicialmente, os blocos de controles podem ser agrupados em três níveis: controles de nível inferior, controles de nível superior e controles de despacho.

Controles de nível inferior são aplicados conforme a topologia de válvula, ao passo que controles de nível superior definem os valores despachados pelos conversores. Os controles de despacho têm origem no operador do sistema, fornecendo as entradas ao controle de nível superior.

A Figura 9 apresenta o diagrama de controle, agrupando hierarquicamente os blocos de controle em níveis.

Figura 9 – Diagrama de controle. [4]

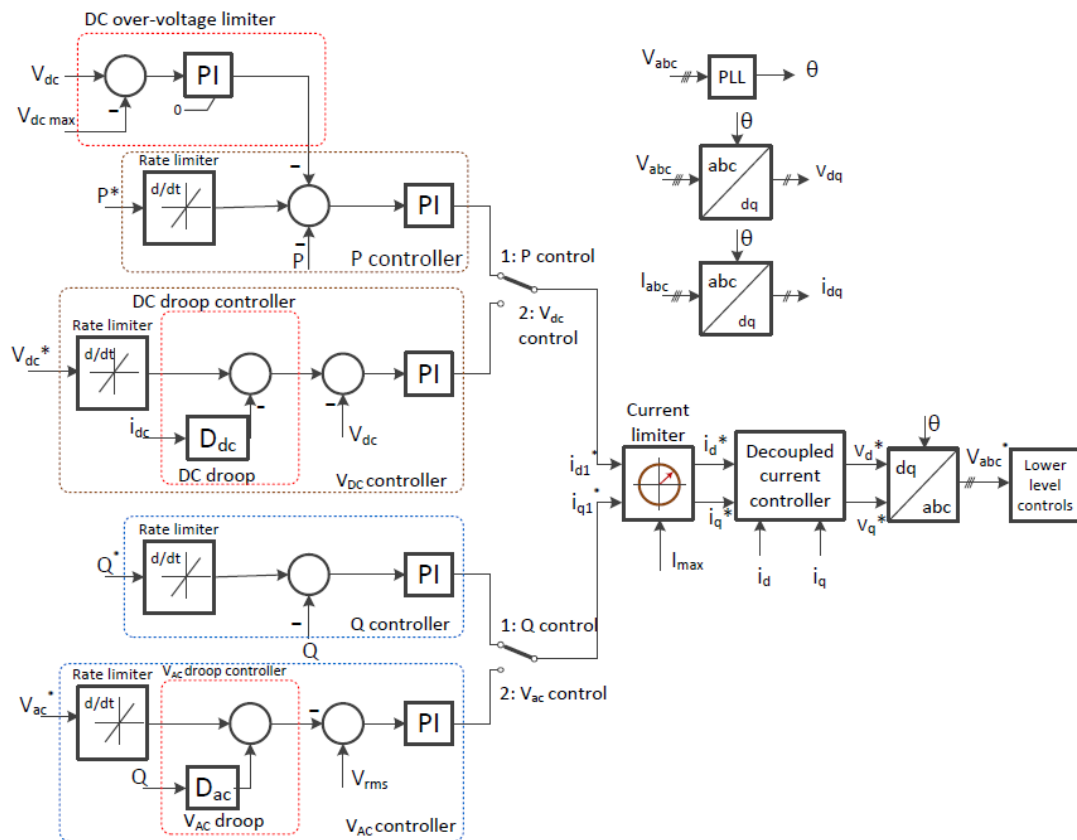


No nível de controle superior é definido o modo de operação ilhado, onde o lado AC do conversor está conectado apenas a cargas; ou não-ilhado, onde há geradores impondo frequência e fase no lado AC.

No modo não-ilhado a estratégia de controle consiste em regular as componentes de eixos direto (d) e de quadratura (q) da corrente AC. Para isso, um PLL (*phase-locked loop*) gera um ângulo de referência no ponto de acoplamento com a rede. Desta forma, a malha de controle de eixo direto impõe o valor de potência ativa ou de tensão DC, ao passo que a malha de eixo de quadratura impõe o valor de potência reativa ou a tensão AC.

A Figura 10 apresenta o diagrama de controle para conversor não-ilhado.

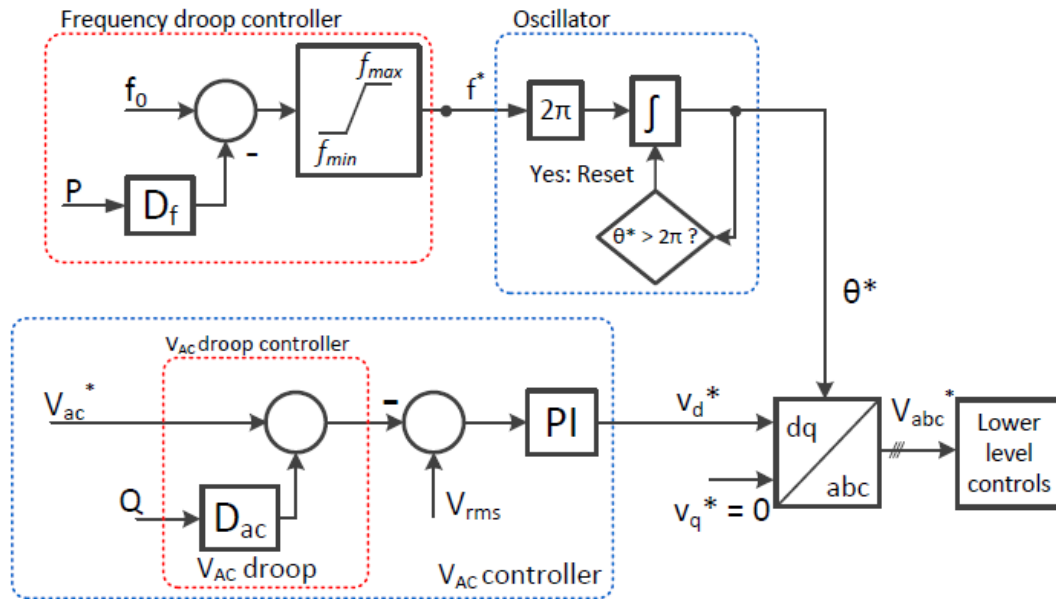
Figura 10 – Diagrama de controle para conversor não-ilhado. [4]



No modo de operação ilhado, como não há uma frequência imposta pela geração no lado AC (ou a geração não é suficientemente robusta), é necessário haver uma malha de controle de frequência.

A Figura 11 apresenta um diagrama de controle para operação em modo ilhado. O controle de variação de frequência (*droop controller*) é feito por meio da referência f , a qual é definida conforme a potência ativa e o fator de crescimento do VSC.

Figura 11 – Diagrama de controle para conversor ilhado. [4]

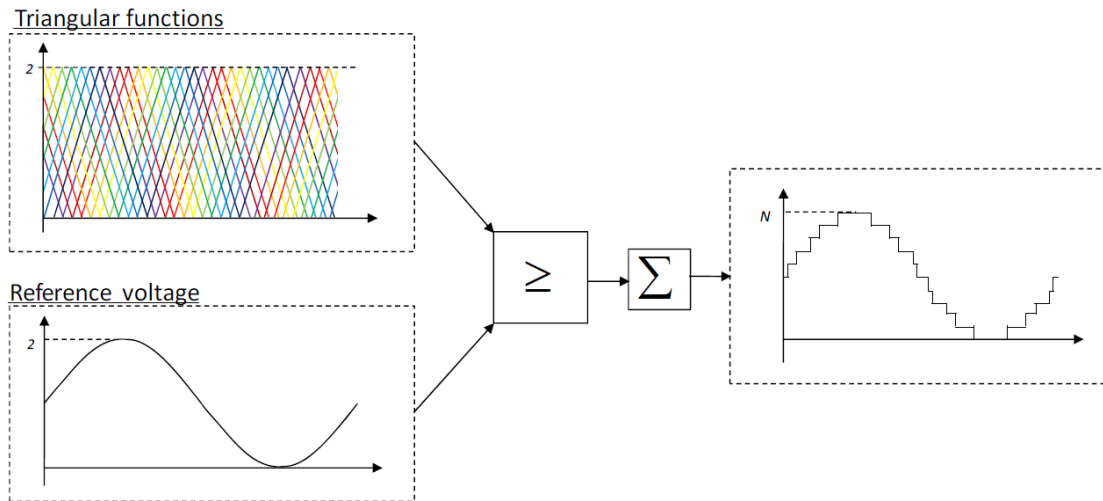


No nível de controle inferior a principal variável de entrada são as formas de onda das tensões. A principal função é definir os disparos necessários para a produção das formas de ondas AC solicitadas no nível superior. Para isso, há várias configurações possíveis, como dois níveis, três níveis, multi-níveis e outras. Além disso, pode variar conforme o tipo de válvula utilizada e o agrupamento: meia ponte, ponte completa ou sistema híbrido.

Para a geração das formas de onda, tradicionalmente, foram aplicadas as seguintes técnicas de modulação: *Phase-Disposition* (PD-PWM), *Phase-shift* (PS-PWM), *Space-vector* (SV-PWM) e *Selective Harmonic Elimination* (SHE). Entretanto, conforme a quantidade de níveis aumenta, essas técnicas com PWM e SHE tornam o cálculo muito demorado. Assim, outros métodos mais eficientes, por exemplo o NLC (*Nearest Level Control*), foram propostos em outros estudos.

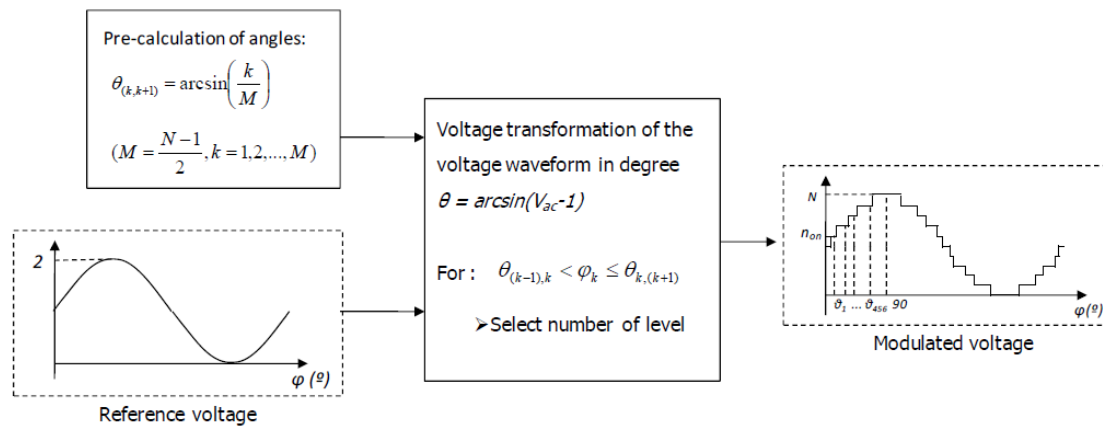
A Figura 12 apresenta o diagrama de controle por PS-PWM, onde a tensão de referência é comparada com as funções triangulares. O valor correspondente é obtido pela inserção da quantidade de capacitores correspondente, gerando uma forma de onda próxima à senoidal.

Figura 12 – Diagrama de PS-PWM. [4]



A Figura 13 apresenta o diagrama de NLC, onde, primeiramente, os ângulos para cada nível são pré-calculados. Posteriormente, a tensão de referência é associada a um valor em radianos e comparada com o valor do ângulo pré-calculado para definir a quantidade de níveis necessária.

Figura 13 – Diagrama de NLC. [4]



Disjuntor DC

Nas décadas passadas, os esforços para o desenvolvimento de disjuntores DC para aplicações em alta tensão foram relativamente limitados, em consequência da ausência de demanda.

Recentemente, houve mais pesquisas nessa área devido às aplicações em DC grid baseados em VSC, uma vez que, diferentemente das redes baseadas em LCC, não permitem o controle de corrente durante faltas DC.

Atualmente, disjuntores DC são comercialmente viáveis para aplicações de média tensão, entretanto, há poucos produtos para alta tensão.

Em geral, os requisitos para disjuntores DC, em comparação com o padrão AC, são: imposição de a corrente passar pelo zero; interrupção rápida; dissipação de grande quantidade de energia armazenada na indutância do sistema.

Há três categorias de tecnologias para disjuntores DC propostas: disjuntor DC ressonante; disjuntor DC de estado sólido; disjuntor DC híbrido.

O Disjuntor DC ressonante é formado por um disjuntor AC mecânico com um ramo paralelo de um LC ressonante. O disjuntor AC garante baixas perdas durante a condição, ao passo que o ramo LC provoca uma oscilação de corrente quando ocorre um defeito, a qual faz com que a corrente passe pelo zero da onda oscilante gerada, permitindo a abertura do circuito.

Na época do lançamento da brochura, a interrupção de corrente em HVDC estava limitada a 5 kA, com tempo de interrupção de 40 a 80 ms.

As figuras 14 e 15 apresentam os modelos de disjuntor por comutação de corrente própria (*self-current commutation (resonant) breaker*) e de disjuntor por comutação de corrente forçada (*forced current commutation breaker*), respectivamente.

Figura 14 – Disjuntor por comutação de corrente própria [4]

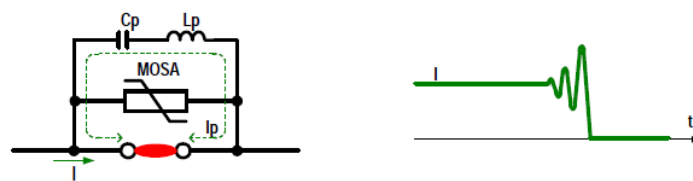
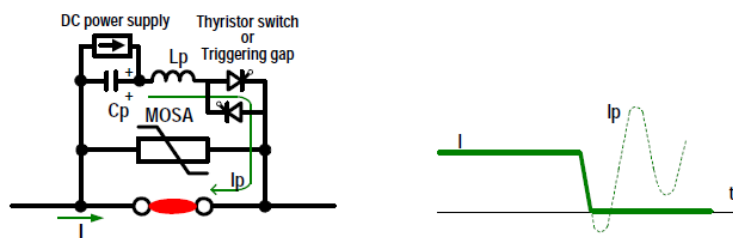


Figura 15 – Disjuntor por comutação de corrente forçada [4]

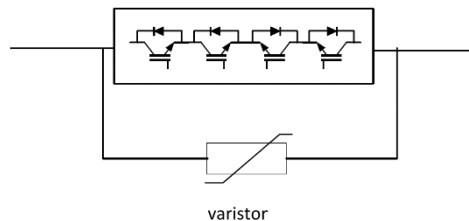


Disjuntor de estado sólido

É constituído de um conjunto de chaves semicondutoras (IGBT) conectadas em paralelo com um dispositivo limitador de tensão (por exemplo, uma cadeia de varistores). Em operação normal, a corrente flui pelos semicondutores e, durante a interrupção, os semicondutores são desligados e a corrente é redirecionada aos limitadores de tensão, onde uma tensão oposta é gerada (em torno de 1.5 pu). A elevação abrupta é, portanto, contida pelos varistores, evitando sobretensões.

A desvantagem desta opção é o elevado nível de perdas durante a condução.

Figura 16 – Disjuntor Estado Sólido [4]

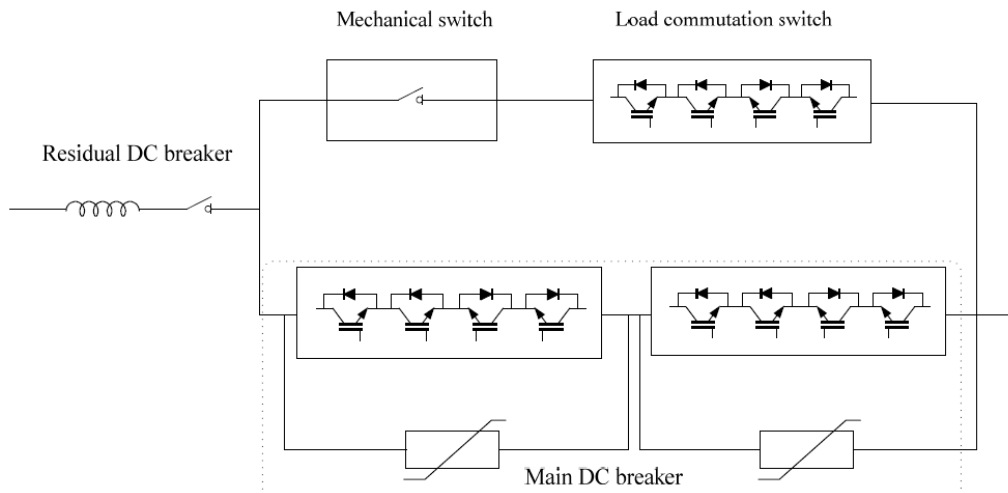


Disjuntores Híbridos

Buscam combinar a operação rápida de disjuntores de estado sólido com as baixas perdas de chaves mecânicas. O ramo de abertura é composto por um conjunto de IGBT, os quais interrompem correntes de falta e suportam sobretensão, e, em paralelo, por um conjunto de varistores, que previnem sobretensões transitórias. Este ramo, entretanto, apenas conduz durante a interrupção do defeito. Em situação normal, um ramo composto por uma chave mecânica de atuação muito rápida em série com um outro dispositivo de estado sólido (*load commutation switch*) atua como *by-pass* sobre o ramo de proteção. Como a tensão solicitada nessa chave é menor, a quantidade necessária de semicondutores é bastante reduzida, resultando em perdas menores.

A Figura 17 ilustra o esquema de um disjuntor híbrido.

Figura 17 – Disjuntor DC híbrido [4]



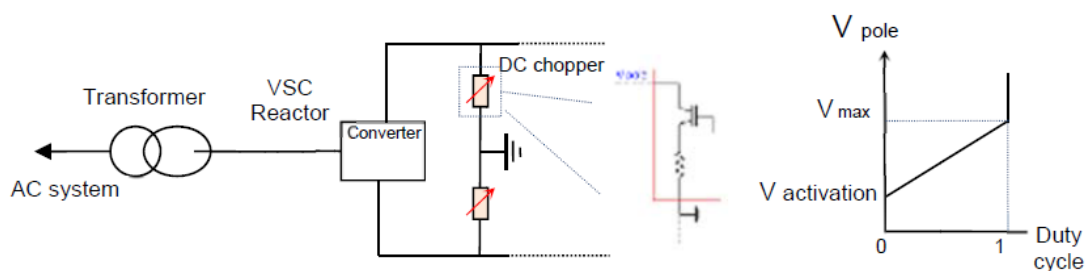
DC Chopper – Sistema de abertura dinâmica (*Dynamic Braking System*)

Tipicamente utilizado em DC grid com VSC conectados a fazendas eólicas, limitam a tensão no lado DC dissipando o excedente de energia advindo da impossibilidade de o inversor exportar toda a energia que passa pelo retificador. Adicionalmente, podem ser usados para limitar a tensão DC em caso de faltas DC.

Em uma transmissão *onshore-onshore*, o DC chopper pode ser alocado em ou em ambos os terminais, promovendo melhor controle de tensão DC. No caso de transmissão *onshore-offshore*, o DC chopper deve ser alocado no lado *onshore*, pois assim economiza-se em espaço e custo da plataforma.

Um modelo para um DC chopper consiste de um banco de resistores chaveados por IGBT ou GTO, onde esses dispositivos são configurados para atuar conforme tensão pré-estabelecida. O modelo mais simples consiste em um controlador de histerese, o qual chaveia um resistor. Pode-se adicionar mais complexidade variando-se o ciclo de trabalho do IGBT conforme a tensão.

Figura 18 – Modelo DC chopper – Sistema de abertura dinâmica [4]



Conversor DC-DC

Em um cenário em que há redes DC cobrindo grandes áreas, a interconexão direta poderia resultar em uma corrente muito elevada devido à diferença de potencial, ainda que a tensão nominal das barras fosse a mesma. Assim, para limitar a corrente, faz-se necessário o uso de conversores DC-DC do tipo “*low-stepping ratio*”.

No caso de conexões entre DC grid de tensões nominais diferentes, é necessário usar conversores do DC-DC do tipo “*high-stepping ratio*”.

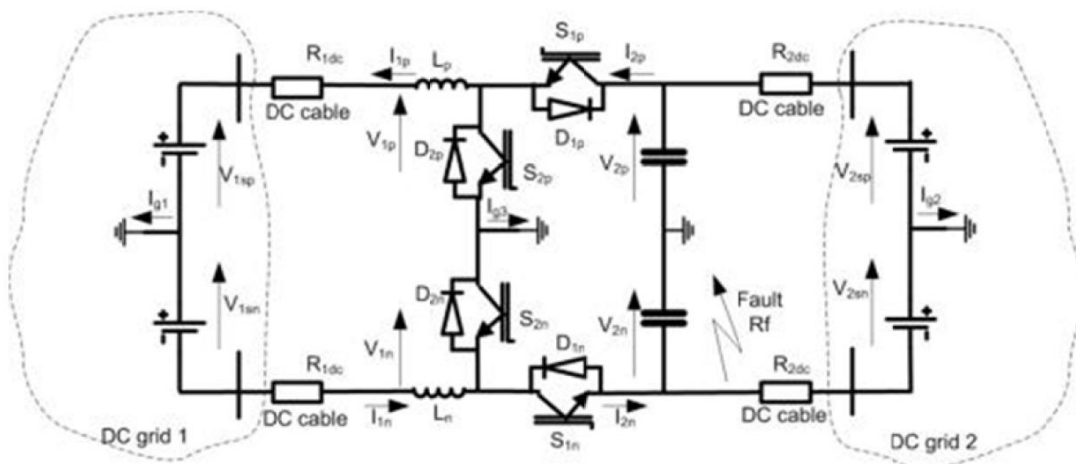
Conversor DC-DC do tipo *low-stepping ratio* para DC Grid bipolar

A Figura 19 apresenta um conversor DC-DC bidirecional, bipolar baseado em DC *chopper* do tipo *buck-boost*. Notar que é necessário ter $V_1 < V_2$ e só é possível interromper faltas DC no lado de V_1 . Caso seja esperado que $V_1 > V_2$, deve-se adicionar outro ramo conversor, criando um conversor de ponte completa, o qual permite interromper faltas DC em ambos os lados.

O princípio de operação, referenciado no polo positivo, é: se as correntes são positivas, o conversor opera como abaixador e as chaves S_{1p} e D_{2p} conduzem alternadamente; se as correntes são negativas, o conversor opera como elevador e as chaves S_{1p} e S_{2p} conduzem alternadamente.

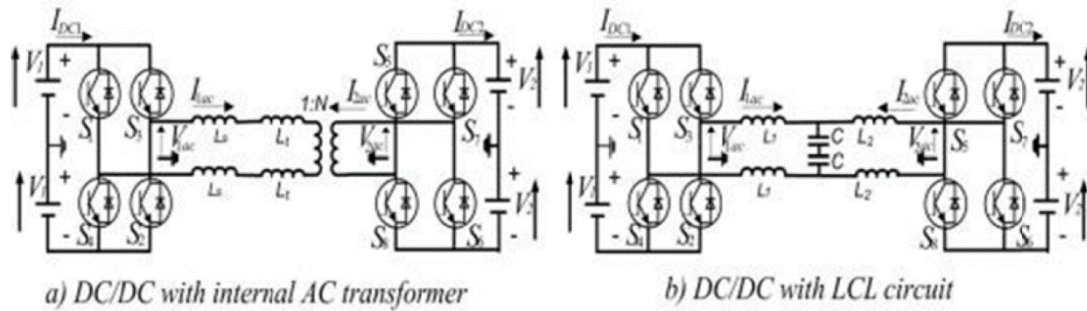
O conversor só deve ser utilizado para razões de até V_1/V_2 de até 20%.

Figura 19 – Conversor DC-DC do tipo *low-stepping ratio* para DC Grid bipolar [4]



A Figura 20 apresenta duas configurações para conversor DC-DC do tipo *high-stepping*: a) promove isolamento galvânica, porém possui maiores perdas e frequência de operação limitada entre 200 e 500 Hz; b) utiliza sistema LCL (com indutores com núcleo de ar), eliminando perdas em alta-frequência e saturação durante faltas DC, entretanto, só pode operar como simétrico.

Figura 20 – Conversor DC-DC do tipo *high-stepping ratio* para DC Grid bipolar [4]



3.4 Outras referências de HVDC grid

3.4.1 CIGRE TB 657 (WG B4.56): Guidelines for the preparation of “connection agreements” or “grid codes” for multi-terminal DC schemes and DC grids [5]

Esta brochura apresenta recomendações técnicas para a conexão de redes DC, englobando aspectos de planejamento, construção, operação e uso. Essas recomendações devem ser consolidadas em um código de planejamento e operação da rede (*Grid Code* – regras de rede), o qual deve ser usado como manual para a conexão da rede.

Por ter uma visão global, incorporando critérios de diferentes áreas, as regras de rede estabelecem os limites de operação, em situação normal e em contingência, para que as interferências causadas por um elemento à rede sejam toleradas pelos demais. É necessário respeitar os critérios de operação quanto a: quedas/elevações de tensão, amplitude e duração de correntes de curto-circuito, máxima distorção harmônica (operador deve observar se há ressonância).

Para tanto, deve-se atentar para a estabilidade do sistema no lado DC e no lado AC, considerando nos estudos a entrada ou saída de cargas e geradores previstos e expansões da rede. Devem ser considerados os distúrbios na rede causados por: curto-circuito em

cabos ou equipamentos, perda de uma porção da rede; energização da linha; e mudança abrupta por entrada ou saída de carga/geração.

Outro ponto de atenção se dá na definição de padrões de equipamentos utilizados, visando à interoperabilidade tanto para emprego de diferentes tecnologias como para presença de equipamentos de diferentes fabricantes.

As novas conexões devem estar em conformidade com a filosofia de controle do restante da rede e a seletividade de proteção deve ser respeitada, a fim de minimizar os impactos de faltas, isolando o defeito e mantendo o restante da rede em níveis adequados.

Os estudos necessários para efetuar conexões são: fluxo de potência; curto-circuito DC; estabilidade devido a transitórios; resposta dinâmica devido a faltas AC e DC; coordenação de isolamento; emissão de harmônicos.

As regras de rede definem, ao menos, cinco estados de operação:

- 1) Normal – sistema operando dentro dos limites estabelecidos
- 2) Contingência – um ou mais subsistemas operando fora dos limites, porém sem risco ao sistema ou a equipamentos (ainda que temporariamente);
- 3) Emergência – um ou mais subsistemas operando fora dos limites com risco ao sistema ou a equipamentos;
- 4) Colapso – parte da rede desconectada;
- 5) Reestabelecimento – retornando o sistema à normalidade.

Para cada estado deve ser estabelecido padrão de conduta.

Todas as novas conexões devem satisfazer critérios de estabilidade, em conformidade com o código de rede, quanto a variações abruptas de potência, corrente ou tensão e, posteriormente, selecionar o modo de controle adequado. As principais perturbações a serem analisadas são:

- Falta no conversor
- Falta na linha
- Falta em chave
- Perda de parte da rede DC
- Energização e desenergização de equipamento

- Mudança abrupta na potência no lado DC devido a conexão no lado AC

3.4.2 CIGRÉ WG B4.60: Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability performance [6]

Esta brochura apresenta os procedimentos para otimização da confiabilidade e disponibilidade de rede HVDC.

Confiabilidade é definida como a probabilidade de um dispositivo ou um sistema operar adequadamente pelo período planejado quando está sob condições de normalidade. Em sistemas de potência, confiabilidade é a capacidade de prover energia elétrica atendendo exigências de qualidade e quantidade.

Disponibilidade é a probabilidade de encontrar um dispositivo ou um sistema em operação normal em algum instante no futuro.

A confiabilidade e a disponibilidade de um DC grid dependem da sua configuração, uma vez que ramificações reduzem ambas as qualidades, ao passo que redes com redundância são mais robustas.

Essas características variam conforme:

- Configuração da rede – ramificações reduzem o desempenho, ao passo que redundâncias aumentam a robustez;
- Topologia dos conversores – conversores bifásicos possuem maior capacidade de suprir energia em relação a monofásicos, portanto, conseguem atender maior demanda em contingência;
- Tipo de cabo – cabos aéreos são mais suscetíveis a falhas, contudo cabos subterrâneos e, mais acentuadamente, cabos submarinos têm reparo mais demorado.

A tecnologia VSC tem funcionalidades para a conexão no lado AC que impactam a capacidade da rede de suprir energia. Deve-se atentar para o comportamento do conversor para faltas AC e DC, garantindo que ele permanecerá conectado após o defeito ser isolado.

3.4.3 CIGRÉ WG B4.58: Load flow control and direct voltage control in a meshed HVDC Grid [7]

Ainda em desenvolvimento, esta brochura tem o objetivo de apresentar as técnicas de controle de fluxo de potência e de tensão em DC grid.

São considerados os tipos de conversores, as características operativas do sistema, os métodos de cálculo e o tipo de comunicação.

3.4.4 CIGRÉ WG B4.59: Protection of HVDC Grids [3]

Ainda em desenvolvimento, essa brochura visa a prover as bases para se efetuar a proteção de DC grid.

Serão apresentadas as particularidades das faltas DC grid e as soluções desenvolvidas.

3.4.5 CIGRÉ WG B4.72: DC Grid Benchmark Models for System Studies [8]

Ainda em desenvolvimento, esta brochura busca propor um modelo de referência para estudos de DC grid. Para isso, são levantadas as aplicações de DC grid em todo o mundo, considerando as principais características a serem representadas, tais como comprimento do sistema, níveis de tensão, tecnologia de conversores, tipo de controle, tipo de geração e localização (*onshore/offshore*). São propostas 7 configurações, uma delas denominada BM1, a qual será descrita e estudada neste trabalho.

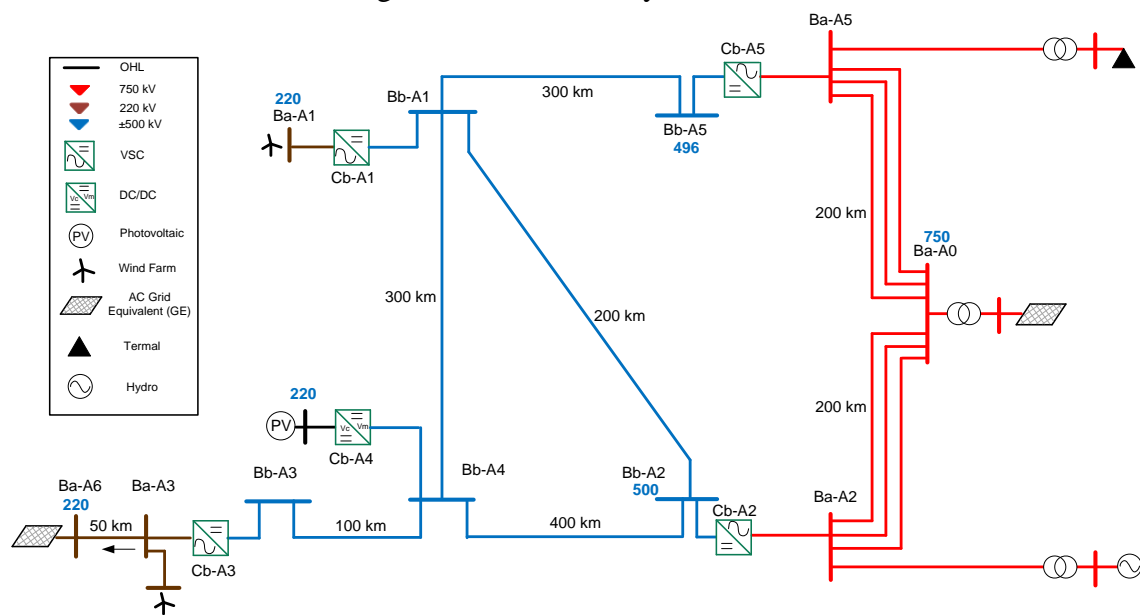
4 SIMULAÇÕES

4.1 Sistema

O sistema BM1 representado na Figura 21 é composto de um DC grid (± 500 kV) e dois sistemas AC (750kV e 220kV).

As fontes de geração consideradas são: eólica (WPP), solar (PV), hidráulica e térmica. Os conversores utilizados são do tipo VSC com 400 níveis.

Figura 21 – DC Grid System BM1.



4.2 Dados do sistema BM1

4.2.1 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão foram modeladas como dependentes de frequência, especificando as características geométricas das torres apresentadas abaixo nas figuras 22, 23 e 24.

Figura 22 – Dados geométricos da torre: 750 kV AC.

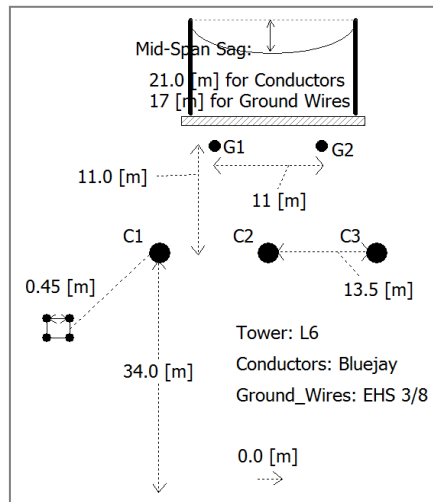


Figura 23 – Dados geométricos da torre: 220 kV AC.

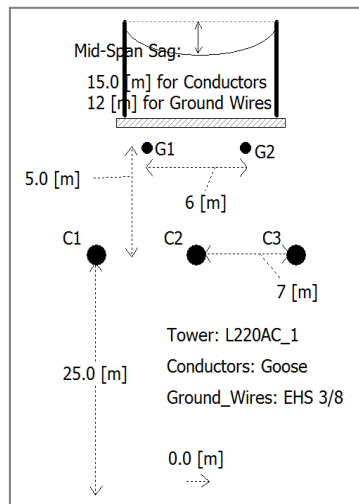
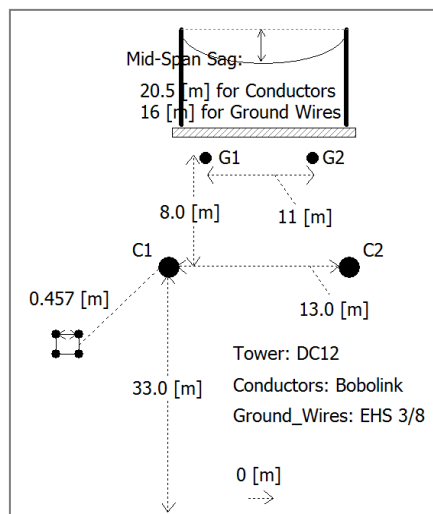


Figura 24 – Dados geométricos da torre: ± 500 kV.



Os parâmetros de linha por quilômetro são:

Tabela 5 – Parâmetros de linha

Linha	R1 Resist. (Ω /km)	L1* Indut. (mH/km)	C1 Capacit. (μ F/km)	R0 Resist. (Ω /km)	L0* Indut. (mH/km)	C0 Capacit. (μ F/km)	Max Corr** (A)
DC OHL \pm 500 kV	0.010	0.826	0.0139	3.001	5.052	0.0098	5000
AC OHL 750 kV	0.013	0.881	0.0131	0.267	3.490	0.0087	4240
AC OHL 220 kV	0.091	1.359	0.0086	0.389	4.344	0.0060	765

*Considerando frequência de linha DC $f=0.001$ Hz, demais a 50 Hz

** Considerando temperatura ambiente = 40°C; elevação = 40°C; velocidade do vento = 0.6 m/s

4.2.2 Conversores

Tabela 6 – Conversores

Nome	Tipo	Conv.	Nominal (MW)	Controle
Cb-A1	VSC	bipolar	2*1250	Q=0; P=-1800 MW
Cb-A2	VSC	bipolar	2*2500	Q=0, $V_{DC}=500$ kV
Cb-A3	VSC	bipolar	2*1250	Q=0; P=-1500 MW
Cb-A4	VSC	bipolar	2*1250	P=-1500 MW, Q=0*
Cb-A5	VSC	bipolar	2*1250	Q=0, P=2000 MW

*Cb-A4 é composto por dois conversores DC-AC-DC (*back-to-back*)

Nota: P<0 significa potência fluindo do conversor para o DC grid.

4.2.3 Geração e cargas

Inicialmente, os geradores são representados como fontes ideais de tensão, os que é considerado adequado para a maioria das condições estudadas, uma vez que seu modelamento simples possibilita a observação de grandezas em condição de regime e com baixo tempo de simulação (rápida convergência). Entretanto, em análises mais aprofundadas, quando se deseja obter um detalhamento durante períodos transitórios, eles serão representados por modelos dinâmicos.

Os parâmetros de geradores e cargas são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Barras AC

Barra		Geração					Carga	
Nome	Tipo	Nominal	MW**	Mvar	kV	Grau	(MW)	Mvar
Ba-A0	Slack Bus	999999	X	x	~750	0	0	0
Ba-A1	PV	-2500	-1800	0	x	x	0	0
Ba-A2	PQ	-2500	-2000	0	~750	x	0	0
Ba-A3	PQ	2500	-1600	0	220	x	0	0
Ba-A4	PV	-2500	-1500	x	x	x	0	0
Ba-A5	PV	-2500	-3000	x	~750	x	0	0
Ba-A6	Slack Bus	999999	-x	x	220	0	100	0

x determinado por cálculo

~kV tensão da barra controlada por geração interna

** Valores negativos de MW são potência ativa injetada na barra; Valores negativos de Mvar são potência reativa indutiva injetada na barra.

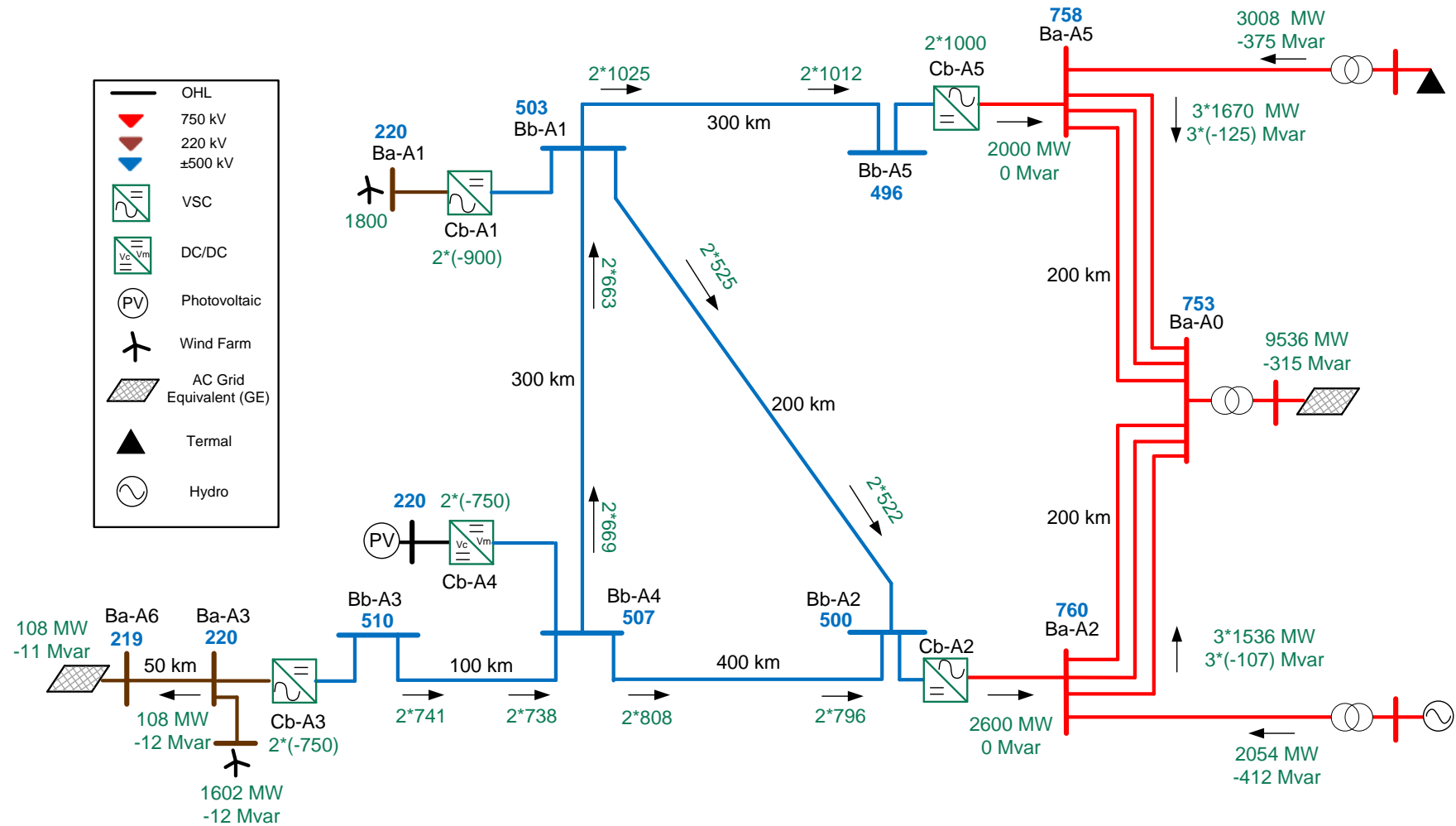
As características detalhadas dos geradores são apresentadas conforme o modelo utilizado nas simulações.

4.3 Fluxo de potência

Geralmente a análise de fluxo de potência é efetuada utilizando um programa no qual o sistema AC é representado como circuitos monofásicos. Entretanto, o sistema DC é representado como circuitos independentes (polos positivo e negativo). O Sistema DC é considerado solidamente aterrado em todos os conversores.

Alternativamente, o fluxo de potência pode ser obtido por meio de um programa de cálculo de transitórios eletromagnéticos (EMT), conforme apresentado na Figura 25. Notar que os valores nas figuras foram lidos nos resultados do EMT e são valores aproximados.

Figura 25 – Fluxo de potência em regime.



Pode-se notar que, no lado DC, o conversor Cb-A2, em ambas as polaridades, está controlando tensão DC (± 500 kV), os conversores restantes controlam potência ativa no lado DC. No lado AC, os conversores nas barras Ba-A1, Ba-A4 e Ba-A5 controlam tensão enquanto os restantes controlam potência reativa. Ademais, no sistema AC, Ba-A0 e Ba-A6 representam barras *swing* com entrada (E, θ).

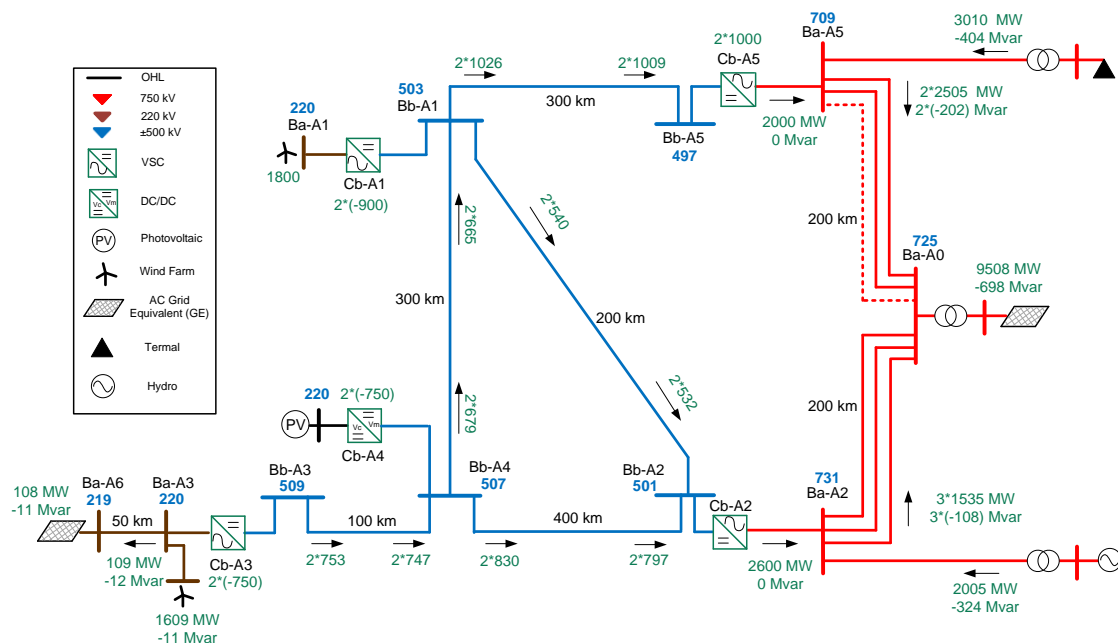
Adicionalmente, nos conversores PV e WPP, um bloco de controle adicional foi modelado para transferência de potência quando um polo de conversor é retirado, elevando a potência transmitida pelo polo sã (limitado à capacidade do conversor). Esse bloco multiplica a potência de saída por um fator calculado de forma a atingir a potência desejada.

Três condições de falta foram objeto deste estudo de fluxo de potência (em regime após contingência):

- Saída de linha AC após falta trifásica (Figura 26) – linha A5–A0;
- Saída de um polo de linha DC após falta fase-terra (Figura 27) – linha A1–A2;
- Saída de um polo de um VSC (Figura 28) – conversor Cb-A1

Os valores de fluxo de potência, em regime após o defeito, para cada caso, são exibidos nas figuras 26 a Figura 28.

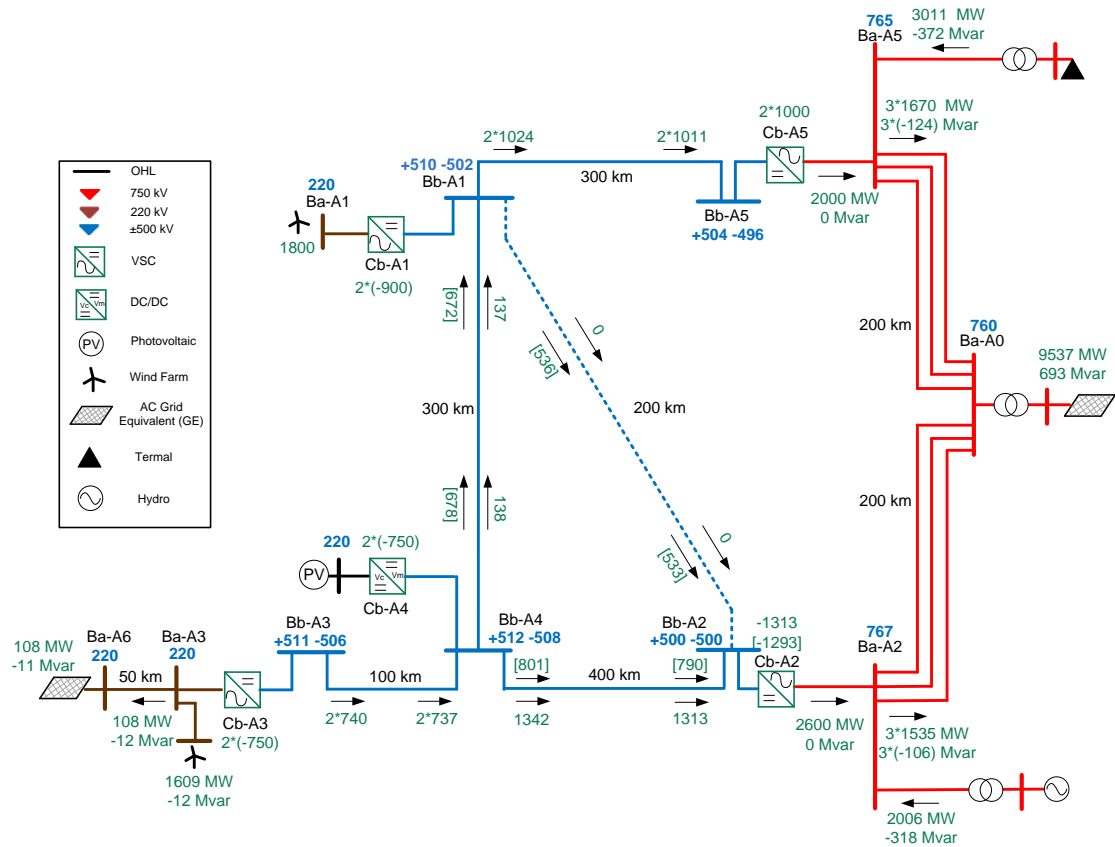
Figura 26 – Fluxo de potência – Saída de uma linha AC (linha tracejada A5–A0).



Na simulação apresentada na Figura 27, o polo positivo da linha entre as barras Bb-A1 e Bb-A2 (linha tracejada A1-A2) está fora.

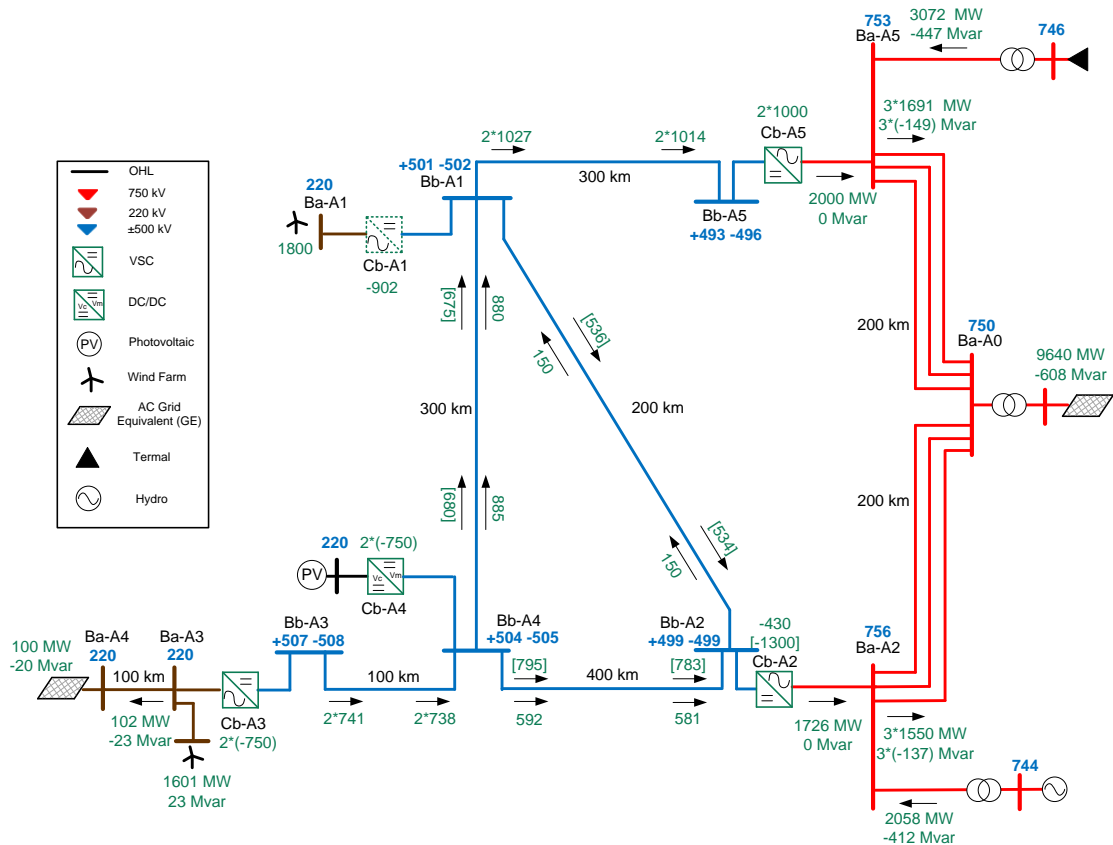
Os valores de fluxo de potência de polos negativos estão entre chaves.

Figura 27 – Fluxo de potência – Saída de um polo de linha DC (A1-A2).



Nesta simulação o polo positivo de Cb-A1 está bloqueado. A planta eólica é modelada por uma fonte ideal de tensão. No caso apresentado, a potência no polo negativo é 900 MW enquanto no polo positivo é 0 MW.

Figura 28 – Fluxo de potência – Saída de um polo do VSC (Cb-A1).



Em um caso real, o controle do VSC deve redespachar a potência do conversor, limitado à potência nominal do conversor, a fim de minimizar o corte de geração. Os novos valores em regime, caso esse controle fosse implementado, seriam 1250 MW através do polo negativo e 0 MW no positivo (redução de 550 MW na geração). Esse caso será simulado em comportamento transitório.

4.4 Modelo EMT 1

Em uma primeira abordagem, o sistema será modelado incluindo conversores e geradores como fontes ideais, que é um elemento que impõe uma tensão fixa no ponto de aplicação, podendo estar associada a uma impedância.

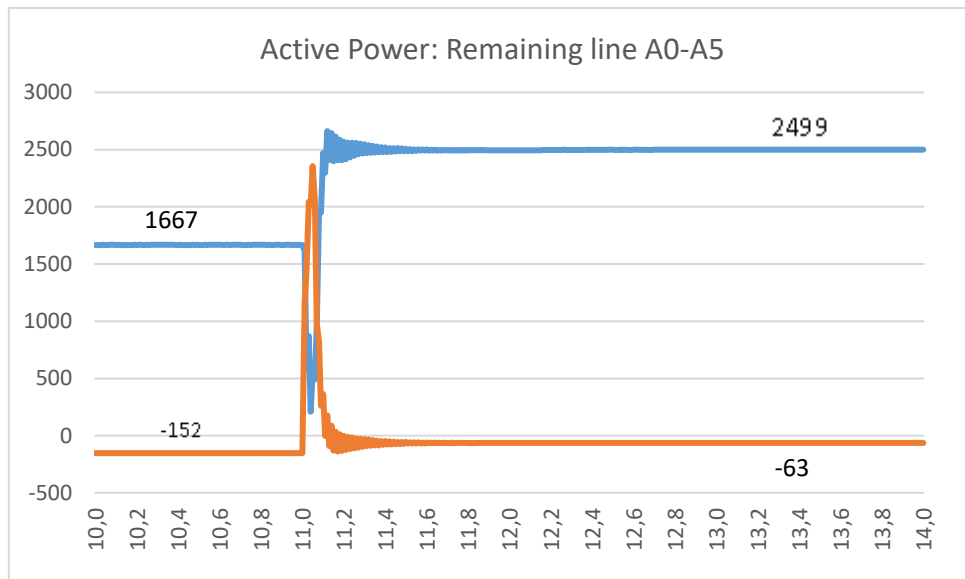
As três condições de emergência citadas anteriormente também foram simuladas. Os valores transitórios são apresentados nos itens a seguir. Nota-se que a saída de uma linha AC e de um polo de linha DC é consequência de faltas aplicadas e posterior isolamento do trecho onde foi aplicada a falta.

4.4.1 Falta em linha AC

Uma falta trifásica (através de uma resistência 0.1Ω) é aplicada em uma linha que conecta as barras Ba-A0 e Ba-A5, próxima à barra A0, por 50 ms.

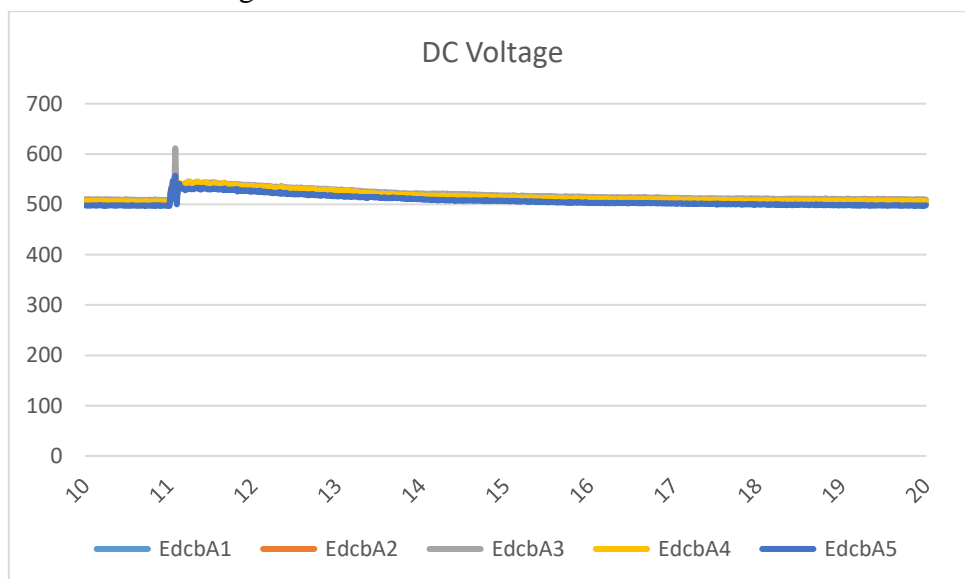
A potência através da linha A5-A0 é apresentada na Figura 29. Nesta simulação o sistema inicia em valores de regime, uma falta ocorre em $t=11$ s e é eliminada após 50 ms. Após a falta, a linha permanece aberta.

Figura 29 – Potência ativa (azul) e reativa (marrom) através de linha A5-A0 remanescente na barra Ba-A5 – falta em linha AC (em MW/MVAr e segundos)



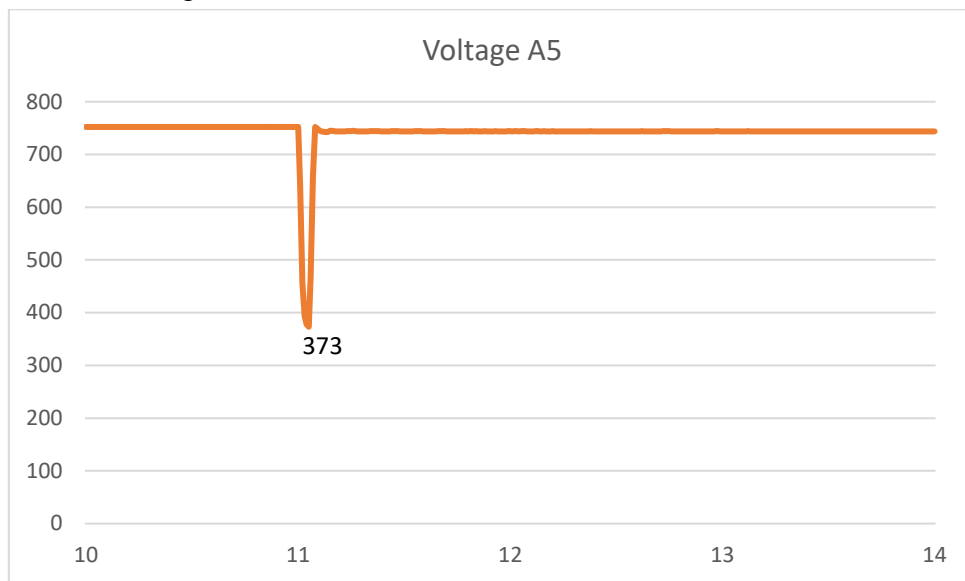
Na Figura 30 nota-se que a tensão DC em regime, não é afetada pela saída da linha AC.

Figura 30 – Tensão DC – falta em linha AC



Na Figura 31 a tensão na barra Ba-A5. A qual é praticamente não afetada pela saída da linha, é apresentada.

Figura 31 – Tensão na barra A5 – falta em linha AC.



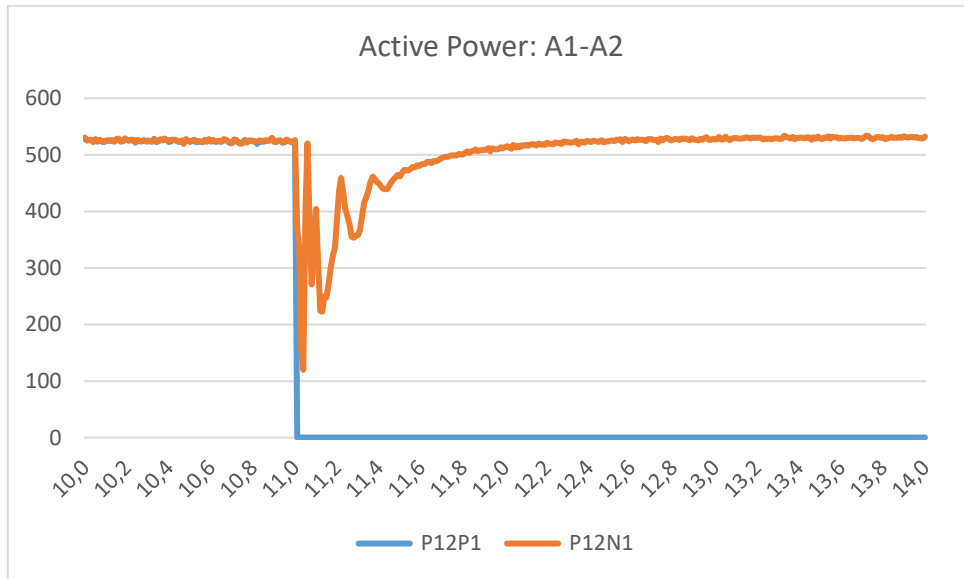
4.4.2 Saída de um polo de linha DC (A1-A2)

Após entrar em regime, uma falta do polo à terra é aplicada através de resistência de 10Ω e é extinta após 5 ms. O circuito permanece aberto após a extinção da falta.

Nota: se a resistência da falta é inferior à 10Ω , o sistema entra em colapso na simulação. (não foi feita uma investigação aprofundada deste fenômeno).

A potência através da linha A1-A2 é apresentada na Figura 32. Pode-se observar que após o transitório, o valor transmitido volta ao patamar anterior ao defeito no polo são.

Figura 32 – Potência através da linha A1-A2 – Falta em linha DC



A potência através de A1–A4 é apresentada na Figura 33. O polo positivo (P12P1) apresenta redução de potência após a saída do polo positivo da linha A1–A2. O polo negativo (P12N1) não é afetado em regime.

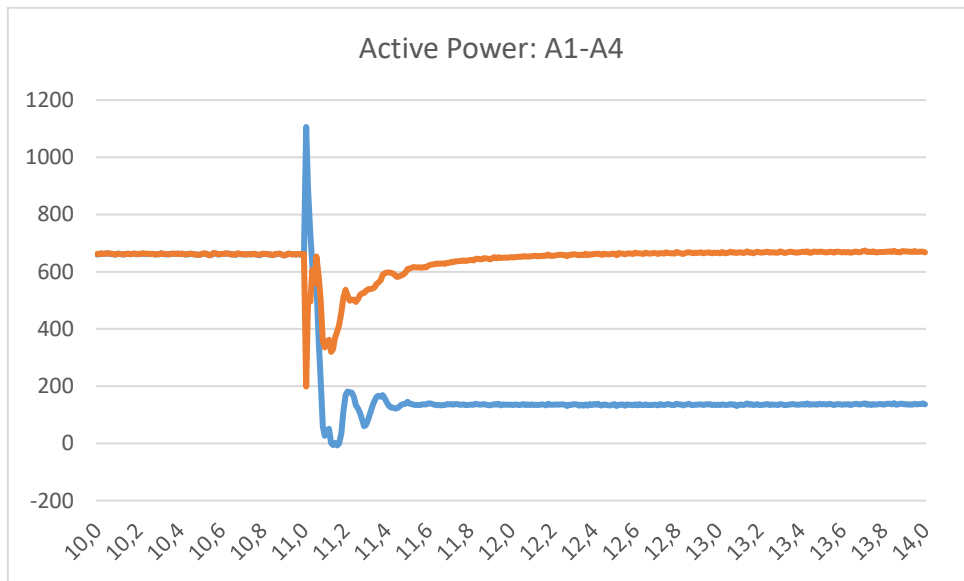
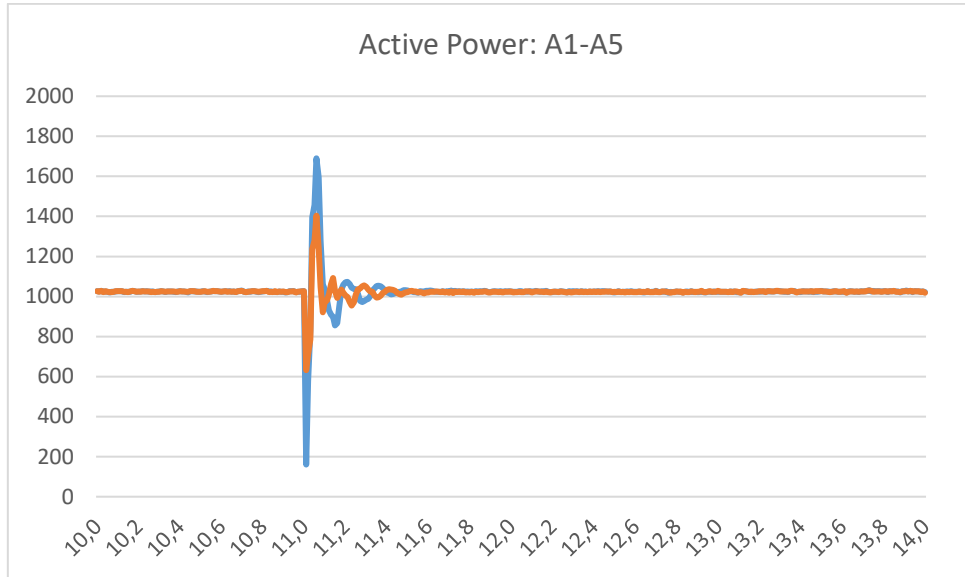


Figura 33 – Potência através de A1–A4 – Falta em linha DC

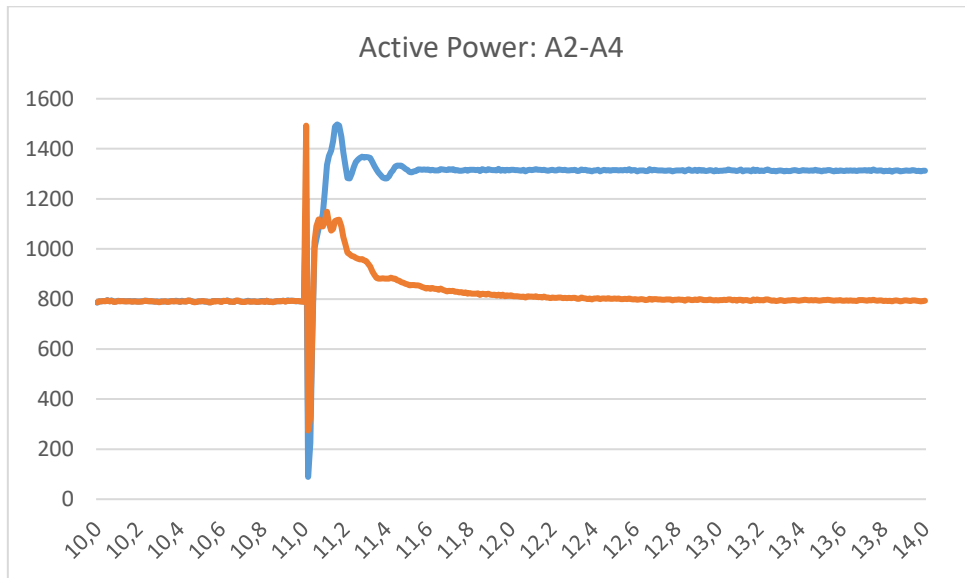
O fluxo de potência através da linha A1–A5 é apresentado na Figura 34. Após o transitório, o valor transmitido permanece a mesma em ambos os polos.

Figura 34 – Potência através da linha A1–A5 – Falta em linha DC



A Figura 35 apresenta o fluxo de potência através da linha A2–A4. O polo positivo tem sua potência elevada para suprir a saída da linha A1–A2.

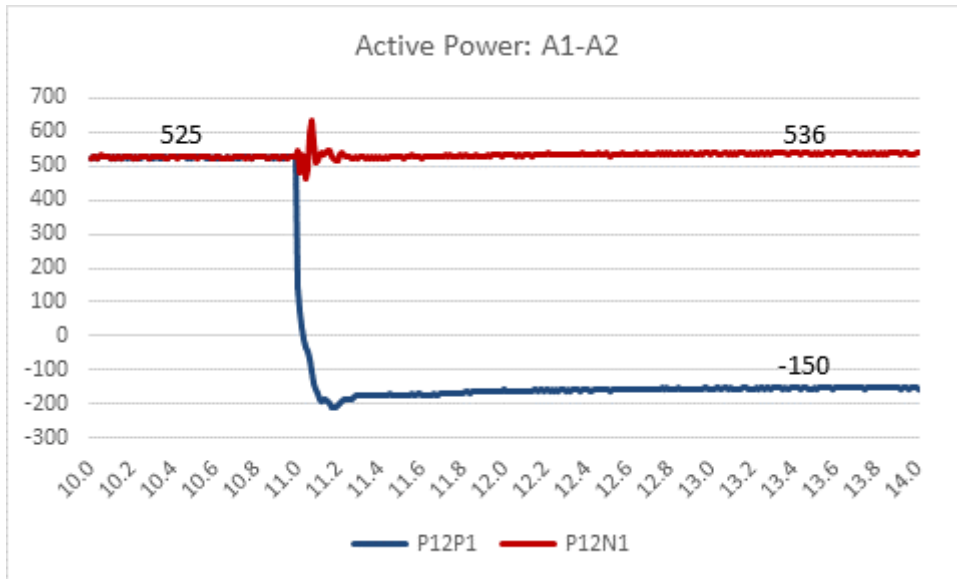
Figura 35 – Potência através da linha A2–A4 – Saída de uma linha DC



4.4.3 Saída de um polo do VSC (Cb-A1)

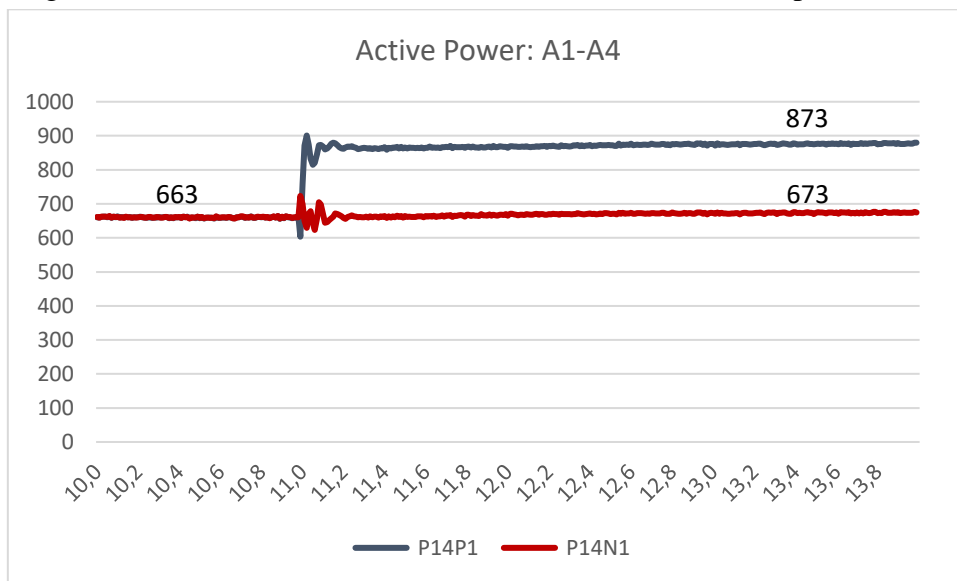
Neste caso, um polo do conversor em Cb-A1 é desconectado da barra, por meio de desligamento forçado (sem atuação de disjuntores). A Figura 36 apresenta a potência ativa através da linha A1–A2. Em 11 segundos, o polo positivo da linha DC é desconectada. Notar que a direção do fluxo de potência no polo negativo é invertida.

Figura 36 – Potência através da linha A1–A2 – Saída de um polo do VSC



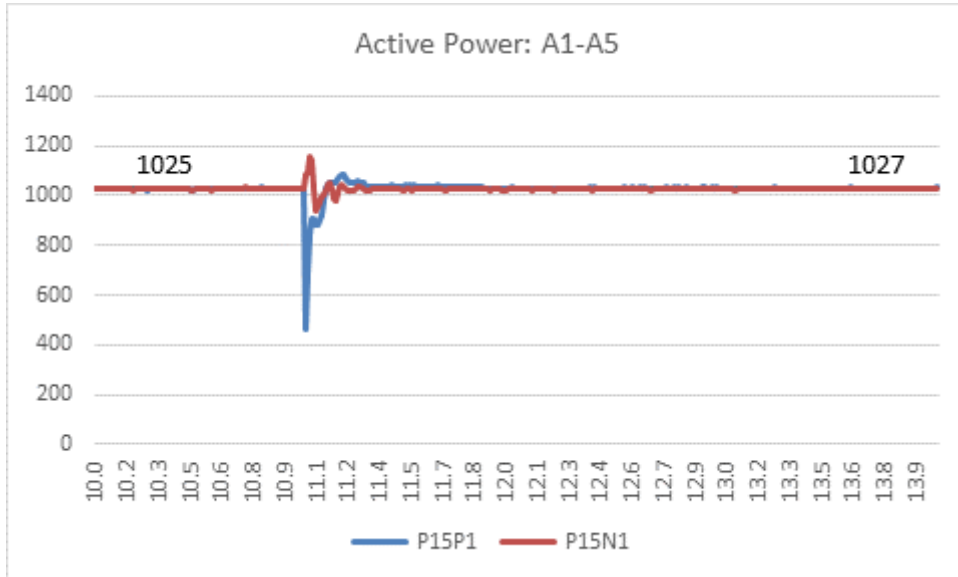
A Figura 37 apresenta elevação na potência transmitida pelo polo positivo da linha A1–A4.

Figura 37 – Potência através da linha A1–A4 – Saída de um polo do VSC



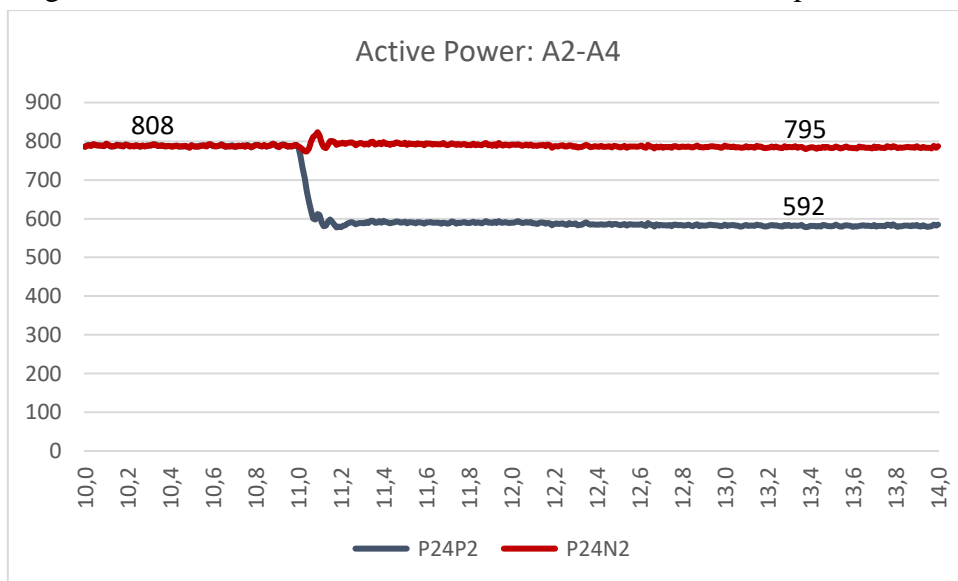
A Figura 38 apresenta a potência transmitida na linha A1–A5. Após o transitório, ambos os polos transmitem a mesma quantidade de potência verificada antes da saída do polo.

Figura 38 – Potência através da linha A1–A5 – Saída de um polo do VSC



A Figura 39 apresenta redução do fluxo de potência no polo negativo da linha A2–A4.

Figura 39 – Potência através da linha A1–A5 – Saída de um polo do VSC



4.5 Modelo EMT 2

Nesse caso, os geradores em Ba-A5 e Ba-A2 são modelados de acordo com os estudos de transitórios eletromecânicos (equações de geradores, equações eletromecânicas, potência mecânica constante, com regulador de tensão simples). O gerador/motor em Ba-A0 foi modelado como fonte ideal de tensão.

Os parâmetros utilizados para a configuração de geradores e transformadores são:

X_p : Reatância de Potier

X'_d : Reatância transitória de eixo direto

X''_d : Reatância subtransitória do eixo direto

X''_q : Reatância subtransitória de eixo de quadratura

T'_{d0} : Período transitório de eixo direto

T''_{d0} : Período subtransitório de eixo direto

T''_{q0} : Período subtransitório de eixo de quadratura

Os parâmetros de máquinas/transformadores são os mesmos em pu para as três gerações (Tabela 8).

Tabela 8 – Principais parâmetros Geradores/Transformadores

Parâmetro	pu ou seg
X_p	0.14
$X''_d; X''_q$	0.25; 0.2
X'_d	0.32
$X_d ; X_q$	0.93; 0.69
$T''_{d0}; T''_{q0}$	0.065; 0.085
T'_{d0}	5
Constante de inércia	4.8 MW s / MVA

Uma falta trifásica é aplicada à barra A0 por 50 ms (em 11 segundos de simulação) na linha A5–A0. A linha é aberta e não há religamento. Os resultados são apresentados nas figuras seguintes.

A Figura 40 apresenta a potência e a Figura 41 apresenta o ângulo do gerador na barra A5. As figuras 42 e 43 apresentam potências e ângulo do gerador na barra A2.

Figura 40 – Potência ativa e reativa do gerador G5

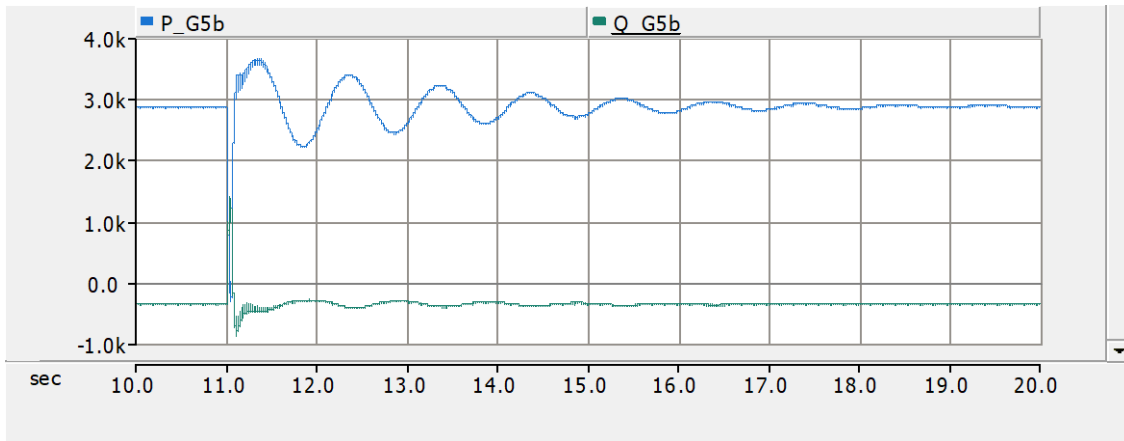


Figura 41 – Ângulo do gerador G5

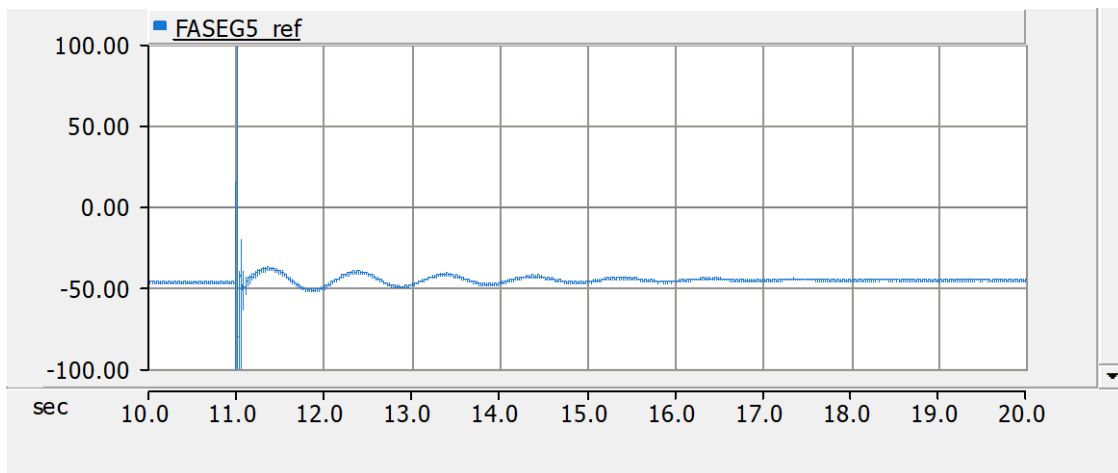


Figura 42 – Potência ativa e reativa do gerador G2

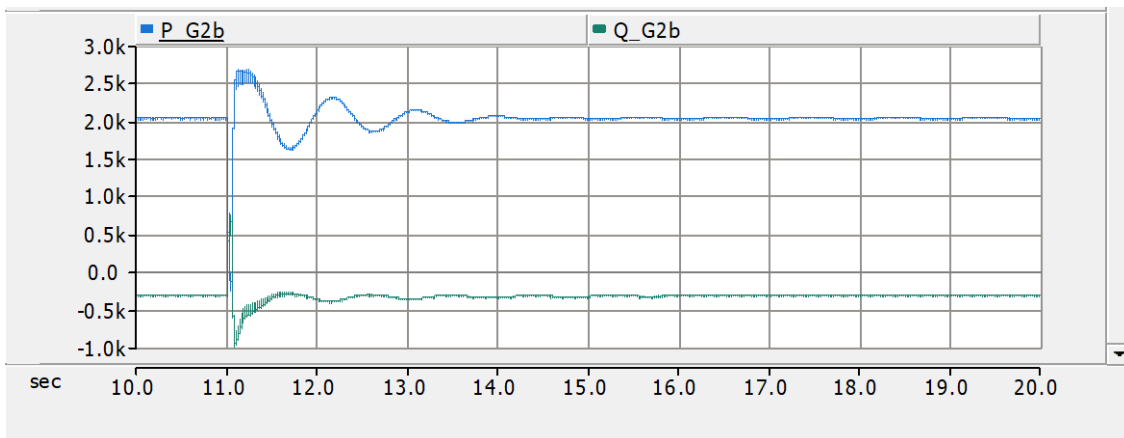
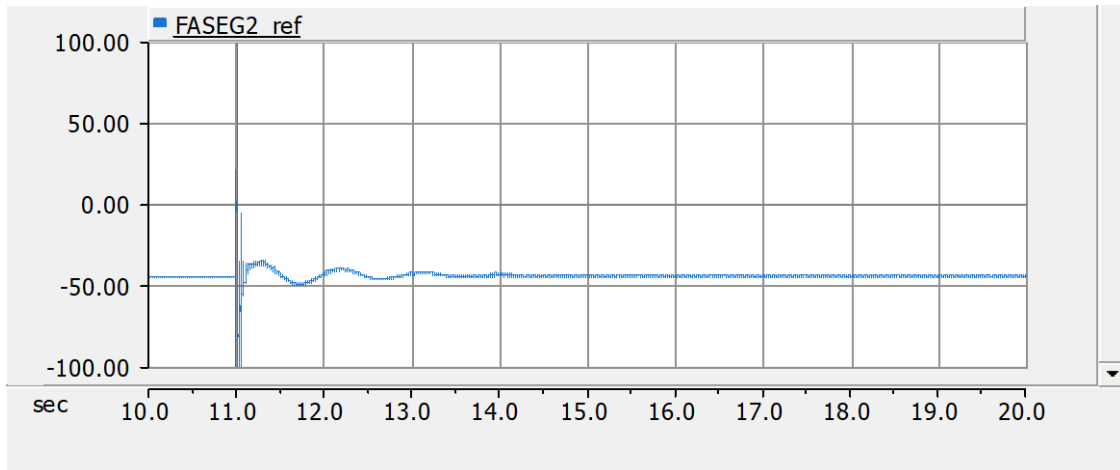
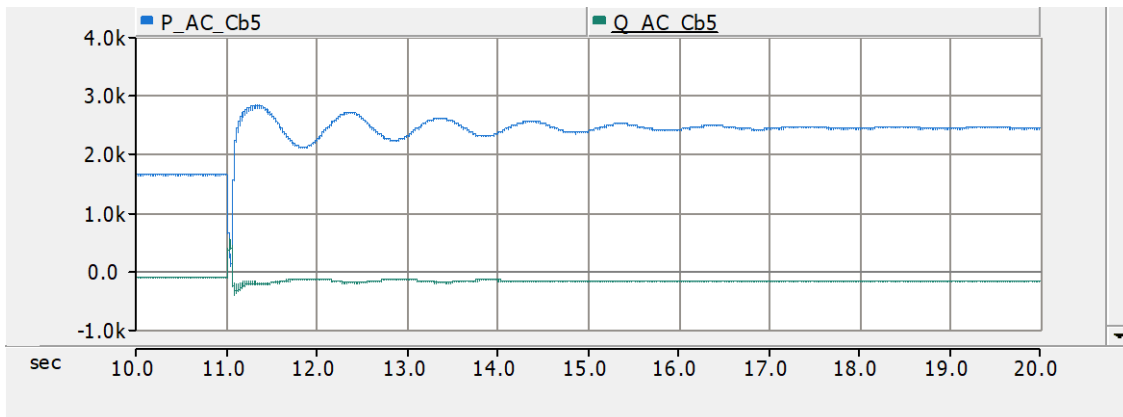


Figura 43 – Ângulo do gerador G2



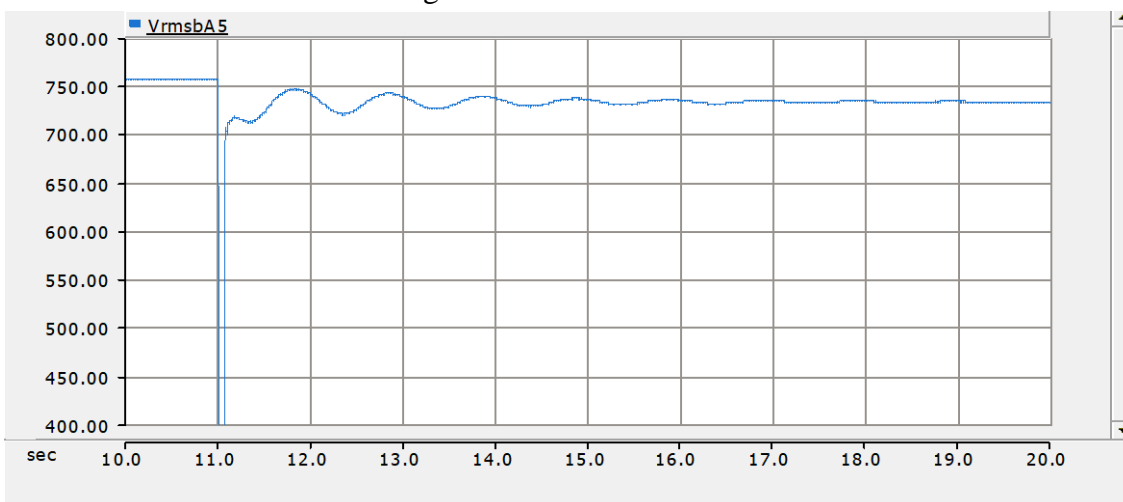
A Figura 44 apresenta a potência em uma linha remanescente.

Figura 44 – Potência na linha restante A0–A5



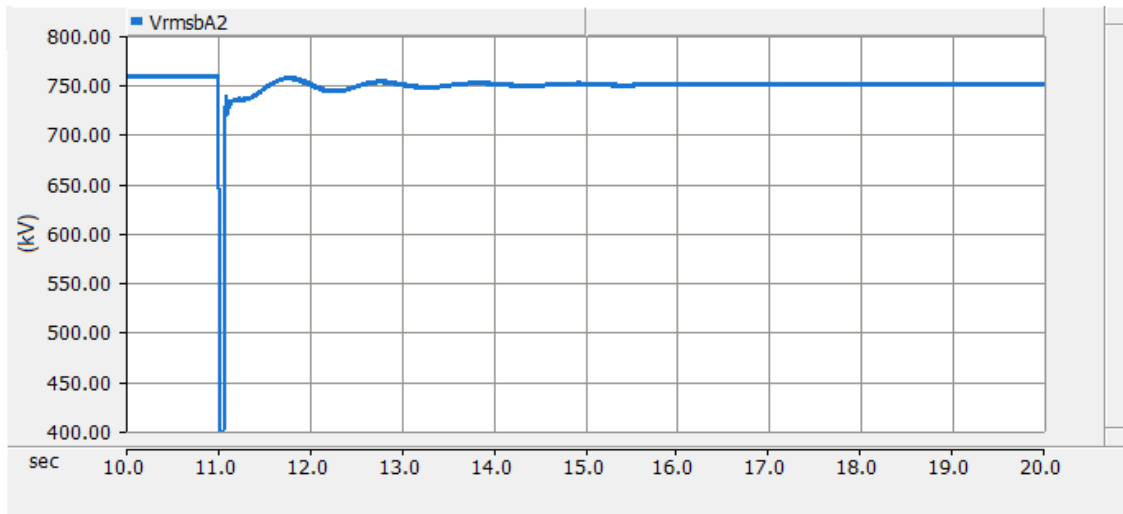
A Figura 45 apresenta a tensão na barra A5.

Figura 45 – Tensão em A5



A Figura 46 apresenta a tensão na barra A2.

Figura 46 – Tensão em A2



As figuras 47 e 48 apresentam, respectivamente, potências e tensão na barra A0.

Figura 47 – Potência em A0

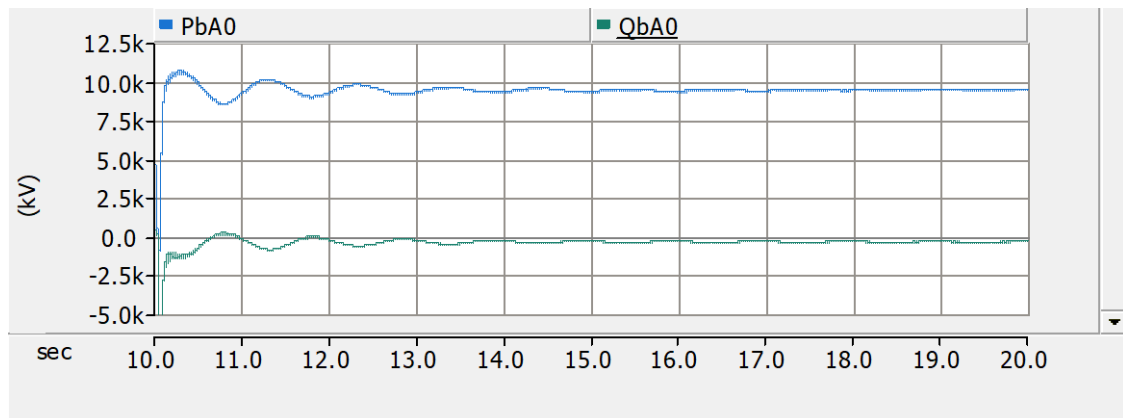
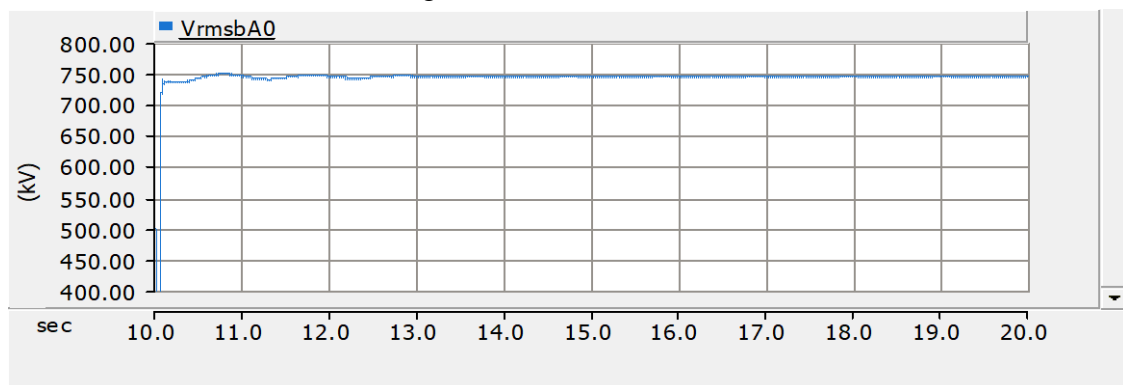


Figura 48 – Tensão em A0



O sistema é estável e o procedimento é válido para avaliar transitórios eletromagnéticos e estabilidade.

4.6 Modelo EMT 3 (incluindo modelo de gerador eólico)

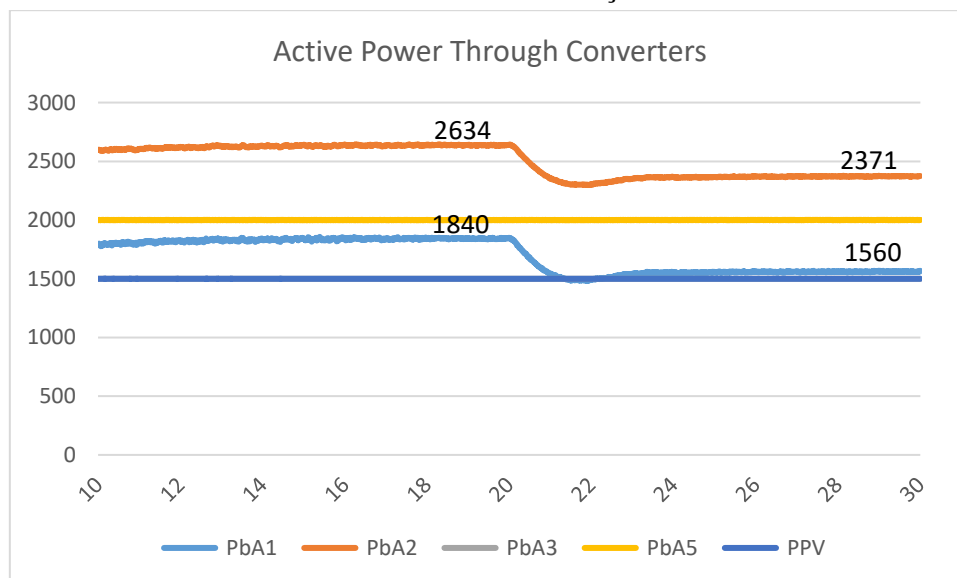
Os blocos de geradores eólicos (WPP) são:

- Um gerador eólico (WTG) tipo 4, composto por turbina eólica com controle de ângulo de inclinação, gerador síncrono (0.69 kV; 3.4 MW), regulador de tensão e velocidade, transformador (0.69/2,86), conversor de frequência *back-to-back* com tensão de saída 3.75 kV.
- 80 WTG são conectados em cada alimentador através de transformadores 3.75/33 kV;
- Finalmente são agregados 11 circuitos com transformadores (33/220 kV) e uma linha de 220 kV (24Ω) ligando a planta eólica (WPP) ao conversor do DC grid Cb-A1;
- Os modelos de WPP usados foram apresentados em [9].

Os demais geradores do sistema 750 kV são simulados com modelo mecânico com regulador de tensão e potência (modelo simplificado).

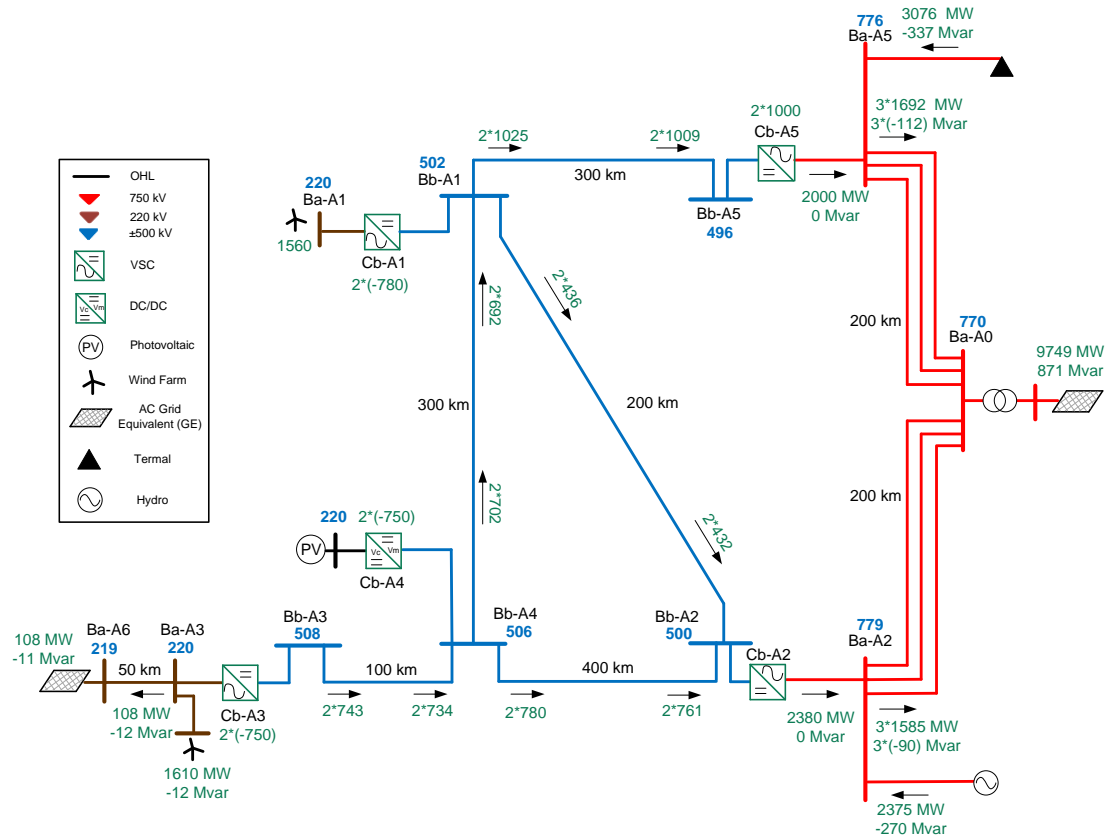
O transitório simulado é uma redução de 5% na velocidade do vento. A variação de potência gerada resulta na variação de frequência que é usada para modificar o ponto de operação do VSC *back-to-back* do WPP. Essa alteração é coordenada com o ponto de operação do conversor Cb-A1. Essa redução resulta em uma redução no conversor Cb-A2 (*slack*) e na potência gerada do WPP (azul). Os resultados são apresentados na Figura 49.

Figura 49 – Potência através dos conversores – redução de 5% da velocidade do vento



Quando a velocidade do vento é reduzida, a potência injetada na barra A1 também se reduz. Como o único conversor que não está controlando potência está conectado à barra A2, a potência nesta barra é a única afetada.

Figura 50 – Fluxo de potência – WPP, redução de 5% na velocidade do vento



5 CONCLUSÃO E FUTUROS DESENVOLVIMENTOS

O trabalho desenvolvido é uma contribuição no estudo de conversores do tipo VSC, os quais se mostram ser uma alternativa promissora para sistemas de transmissão HVDC.

As simulações realizadas na rede proposta pelo CIGRÉ indicam uma estratégia de configuração que pode ser utilizada como referência e ponto de partida para outros estudos mais aprofundados.

A ferramenta para simulação utilizada (PSCAD) se mostrou adequada para os estudos, apresentando resultados coerentes com a teoria, trazendo flexibilidade para as configurações dos elementos e processando os cálculos com tempo de simulação adequados. Em nenhum dos casos simulados houve problema de não convergência de cálculos.

Os resultados obtidos indicam a viabilidade da aplicação de topologias DC Grid, incluindo a participação de diferentes fontes primárias de energia. Ainda que a rede modelo proposta não seja real, buscou-se utilizar como parâmetros dos elementos, valores correspondentes àqueles praticados em redes reais.

A estratégia empregada no desenvolvimento das simulações foi partir de um modelo ideal e acrescentando elementos ao sistema, de modo a se ter uma referência da ordem de grandeza esperada quando se aplicam modelos mais detalhados.

A utilização de modelos ideais também pode ser um aliado para a convergência de simulações de sistemas complexos, os quais apresentem um tempo de simulação muito elevado. (não foi o foco do trabalho aprofundar as análises dos transitórios, podendo ser uma linha de estudo para futuros trabalhos).

Outros trabalhos com abordagem similar foram propostos pelo CIGRÉ, cada qual com foco diferente, sendo utilizadas variadas as topologias de rede, os elementos e os programas para simulação

O tema de conversores do tipo VSC é bastante amplo e possui vasto campo para o desenvolvimento de trabalhos e estudos que contribuam para o seu avanço tecnológico, de modo a atingir assim o potencial já identificado para aplicações em sistemas HVDC.

Alguns exemplos de temas para futuros estudos são:

- Sistemas híbridos contendo conversores VSC e LCC independentes por barra em um mesmo bipolo
- Controle de corrente de curto DC, uso de disjuntores híbridos. Efeito de reatores limitadores de corrente e MOV para controle de tensão através do disjuntor
- Uso de ponte completa (full bridge) como proteção dos diodos do VSC na ocasião de curto entre polos
- Estudo de formação de ilhas com e sem geradores

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] CIGRÉ TB 269, WG B4.37, "VSC Transmission," 2005.
- [2] CIGRÉ TB 533, WG B4.52, "HVDC Grid Feasibility Study," 2013.
- [3] CIGRÉ TB 739, WG B4.59, "Protection of HVDC Grids".
- [4] CIGRÉ TB 604, WG B4.57, "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid".
- [5] CIGRE TB 657 WG B4.56, "Guidelines for the preparation of "connection agreements" or "grid codes" for multi-terminal DC schemes and DC grids".
- [6] CIGRÉ TB713, WG B4.60, "Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability performance".
- [7] CIGRÉ TB 699, WG B4.58, "Load flow control and direct voltage control in a meshed HVDC Grid".
- [8] CIGRÉ TB804, WG B4.72, "DC Grid Benchmark Models for System Studies".
- [9] CIGRÉ TB 671 WG B4.62, "Connection of wind farms to weak AC network".

- [10] M. Saeedifard, and R. Iravani, "Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2903-2912, Oct. 2010.
- [11] J. Beerten, S. Cole, R. Belmans, "A Sequential AC/DC Power Flow Algorithm for Networks Containing Multi-terminal VSC HVDC Systems," *PES General Meeting*, 2010.
- [12] J. Beerten, S. Cole, R. Belmans, "Modeling of multi-terminal VSC HVDC systems with distributed DC voltage control," *IEEE Trans. Power Sys.*, vol.29, no.1, pp.34-42, Jan. 2014.
- [13] R. Wiget, G. Andersson, "Optimal power flow for combined AC and multi-terminal HVDC grids based on VSC converters," in *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Jul. 2012, pp.1-8.
- [14] E. Veilleux, T. O. Boon, "Power flow analysis in MT HVDC grid," *Proc. IEEE Power Systems Conf. Expo. (PSCE)*, Mar. 2011, pp.1-7.
- [15] T. M. Haileselassie, K. Uhlen, "Power system security in a meshed North Sea HVDC Grid," in *Proc. IEEE*, vol.101, no.4, pp.978-990, April 2013.
- [16] W. Y. Wang, and M. Barnes, "Power Flow Algorithms for Multi-Terminal VSC-HVDC with droop control," *IEEE Trans. Power Sys.*, vol.29, no.4, pp.1721-1730, July 2014.
- [17] A. A. Egea, F. Bianchi, F. A. Junyent, et al., "Voltage control of multiterminal VSC-HVDC transmission systems for offshore wind power plants: design and implementation in a scaled platform," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol.60, no.6, pp.2381-2391, June 2013.
- [18] E. Prieto-Araujo, F. D. Bianchi, A. Junyent-Ferré, O. Gomis-Bellmunt, "Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms," *IEEE Trans. Power Del.*, VOL. 26, NO. 4, October 2011.
- [19] Staffan Norrga et al, "Converter topologies for HVDC grids" *Energycon* 2014

- [20] L. Zhang and L. Harnefors and H.-P. Nee, "Modeling and control of VSCHVDC links connected to island systems", IEEE Trans. Power Systems, vol. 26, no.2, pp. 783-793, May 2011.
- [21] T. An, X. X. Zhou, C. D. Han, Y. N. Wu, Z. Y. He, H. Pang, and G. F. Tang, "A DC grid benchmark model for studies of interconnection of power system," CSEE Jour. Energy Syst., vol.1, no.4, pp.101-109, Dec. 2015.
- [22] K. Bell, D. Cirio, and A. M. Denis, "Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids," in Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conf. Europe (ISGT Europe), Oct. 2010, pp.1- 8.
- [23] U.N. Gnanarathna, S.K. Chaudhary, A.M. Gole, and R. Teodorescu, "Modular Multi-level Converter Based HVDC System For Grid Connection Of Offshore Wind Power Plant", 9th International Conference on AC and DC Power Transmission IET London UK, 2010 Oct
- [24] U. N. Gnanarathna, A. M. Gole, and S. K. Chaudhary, "Multilevel Modular Converter for VSC-HVDC Transmission Applications: Control and Operational Aspects", 16th National Power Systems Conference, NPSC-2010, Hyderabad, India, 2010 Dec.
- [25] IEEE P1676, "Guide for Control Architecture for High Power Electronics (1MW or Greater) used in Electric Power Transmission and Distribution Systems", 2009.
- [26] T. K. Vrana, S. Denetière, Y. Yang, J. Jardini, D. Jovcic, H. Saad, "The CIGRE DC Grid"

ANEXO I – DADOS DE SIMULAÇÃO PSCAD

Figura 51 – DC Grid – Gerador em Ba-A1

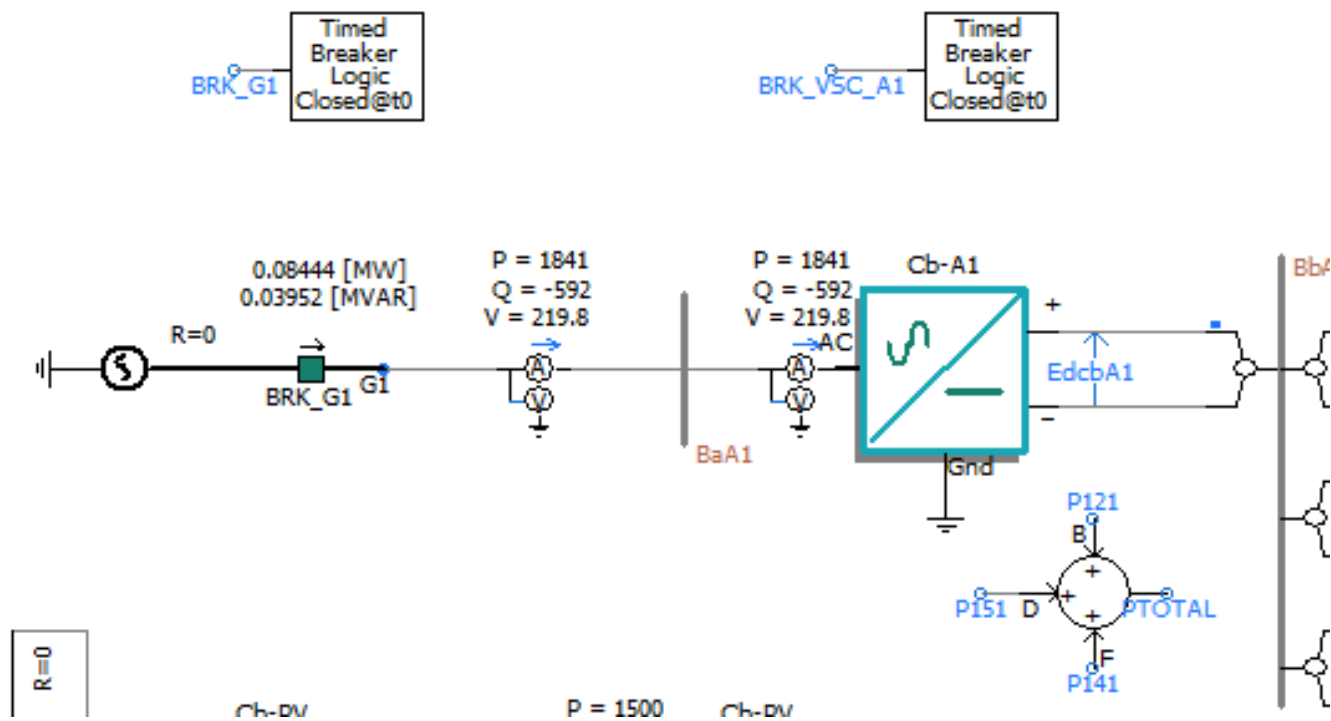


Figura 52 – DC Grid – Gerador PV em A4 e Gerador ideal em Ba-A3

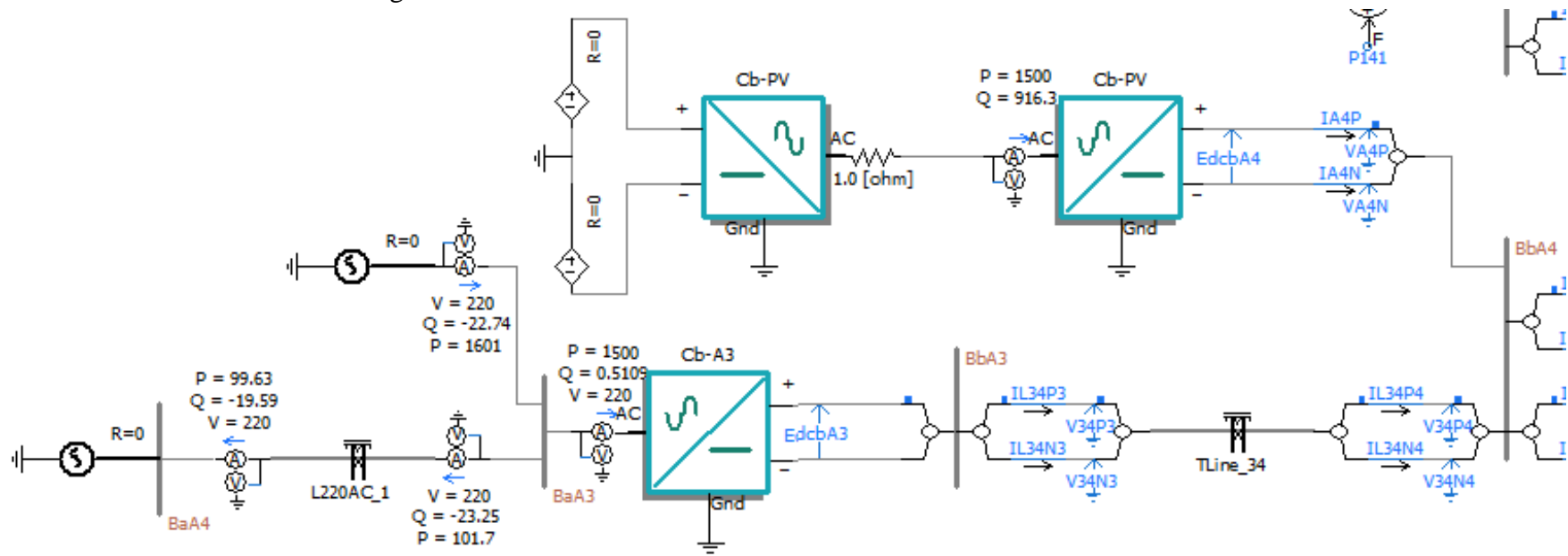


Figura 53 – DC Grid – Linhas entre barras Bb-A1, Bb-A4, Bb-A5 e Bb-A2

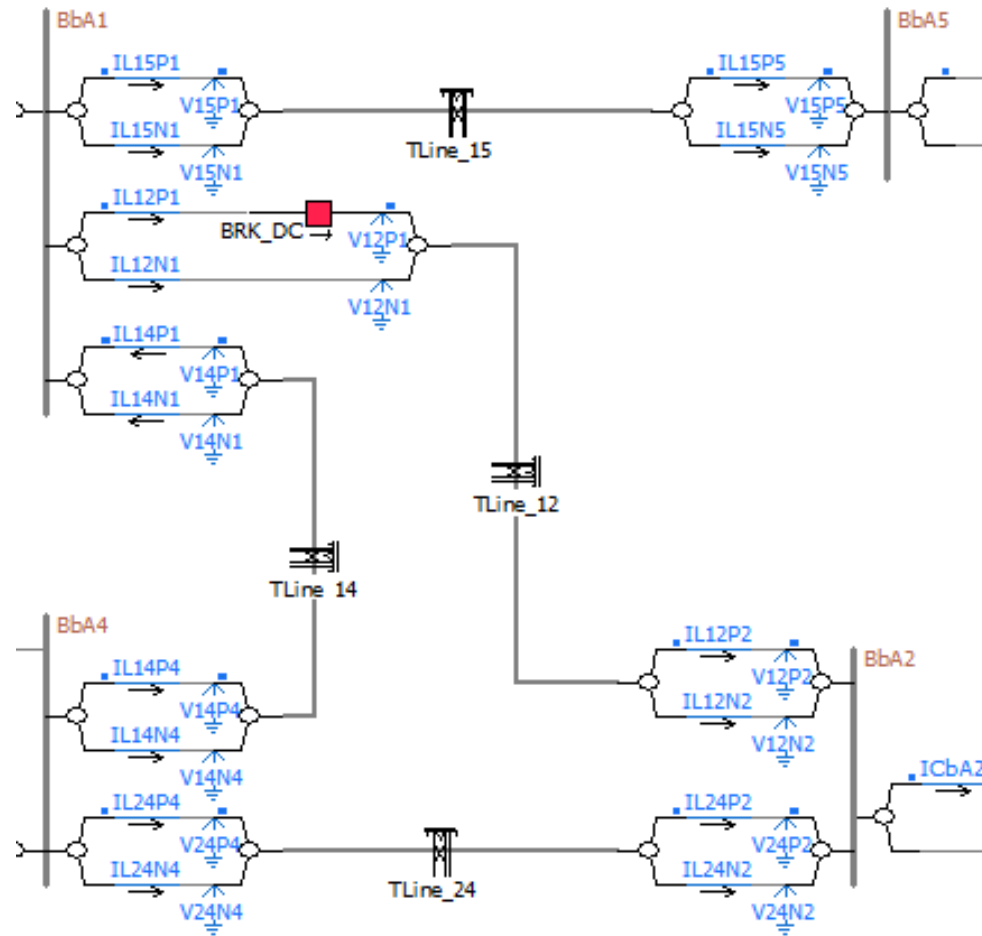


Figura 54 – DC Grid – Linhas entre barras Bb-A0, Bb-A2 e Bb-A5

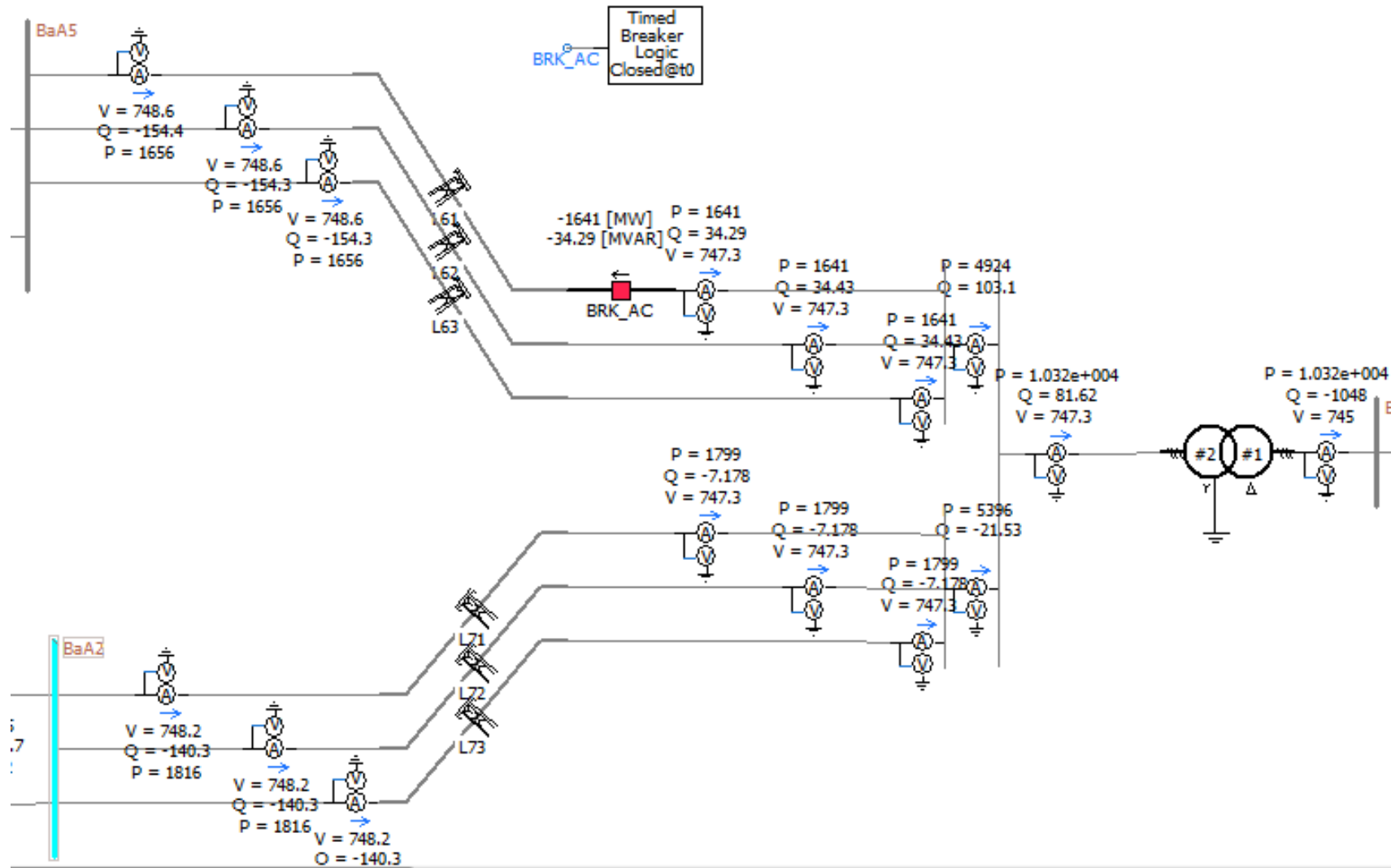


Figura 55 – DC Grid – Configuração de Elemento de Linha de Transmissão

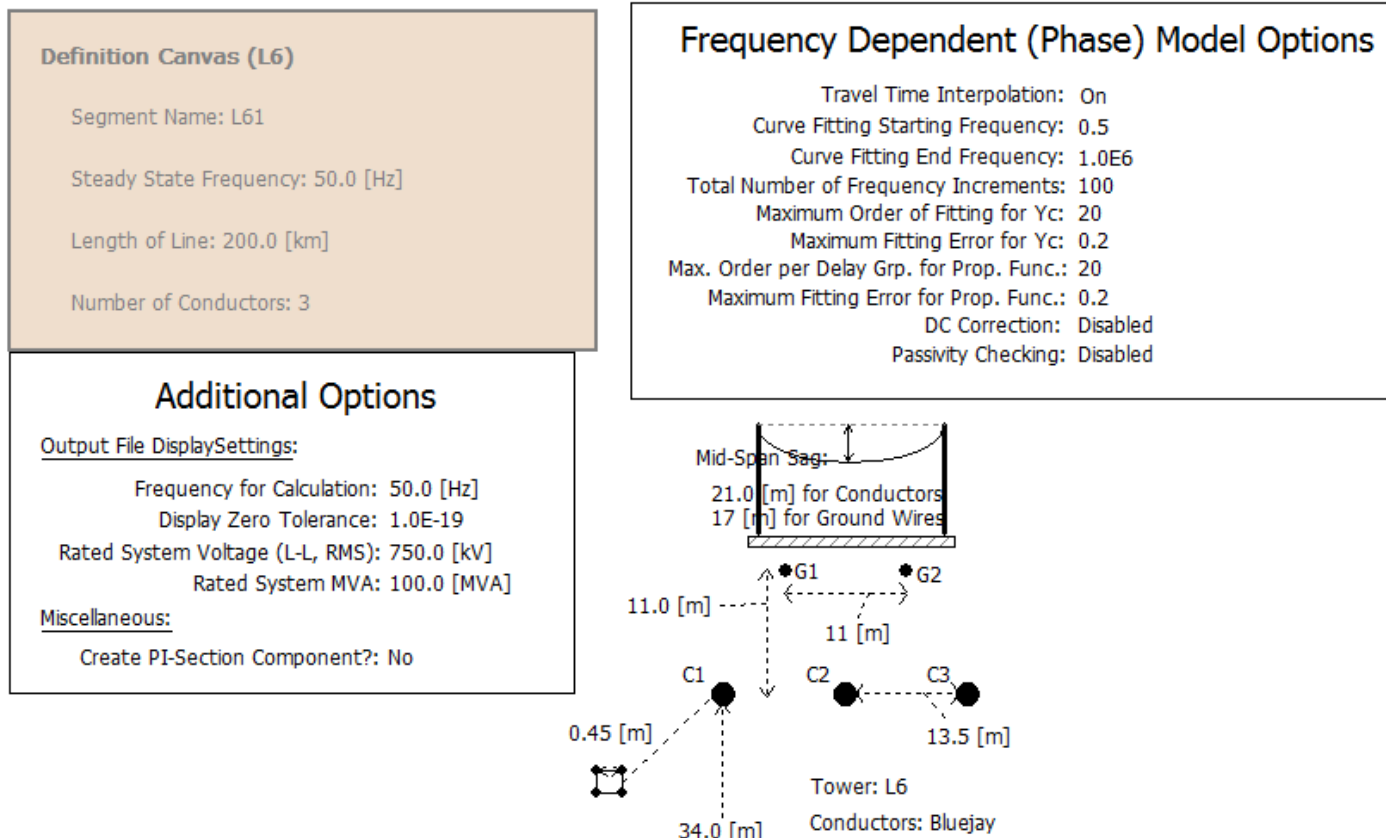


Figura 56 – Geração Eólica – Elemento PSCAD – Full Converter

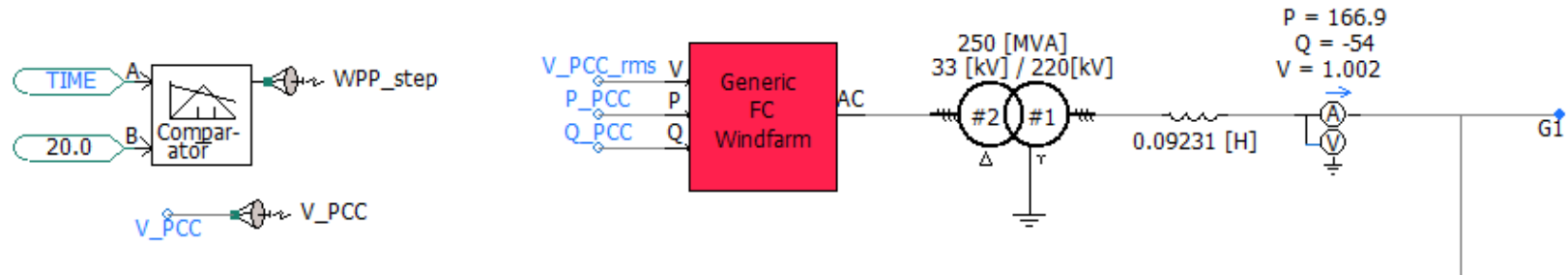


Figura 57 – Geração Eólica – Modelo 12 pulsos

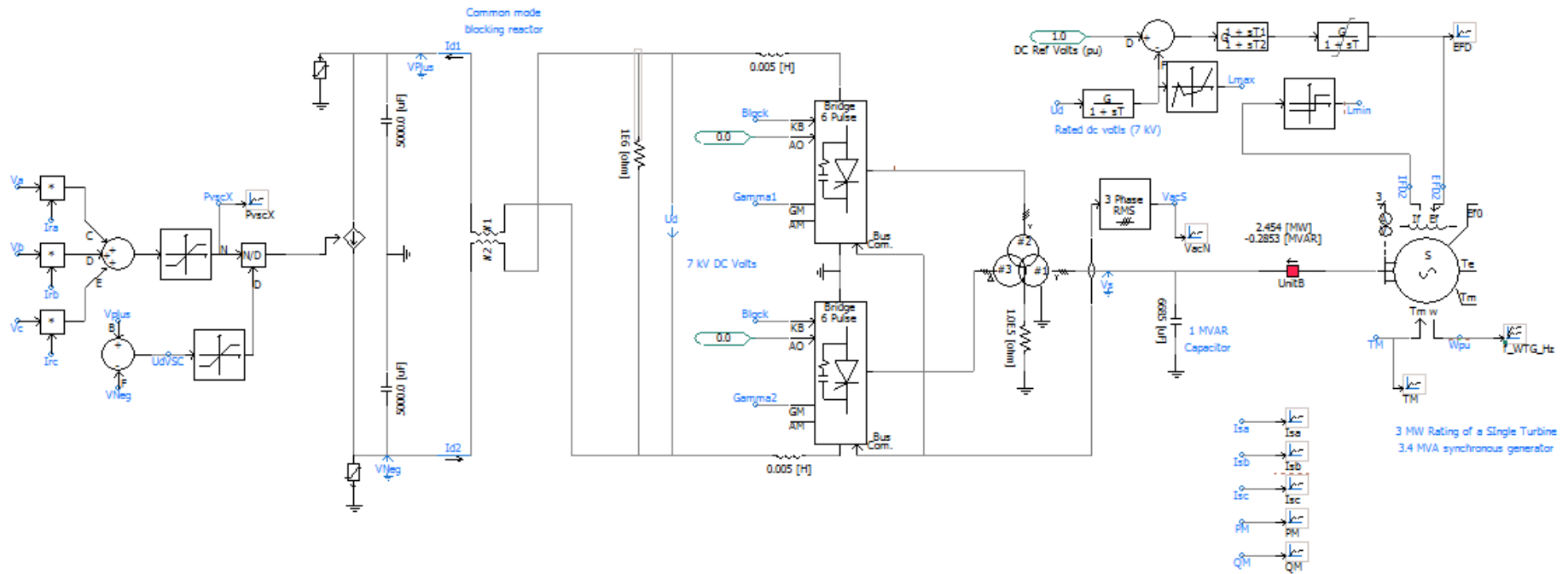


Figura 58 – Geração Eólica – Pitch Control

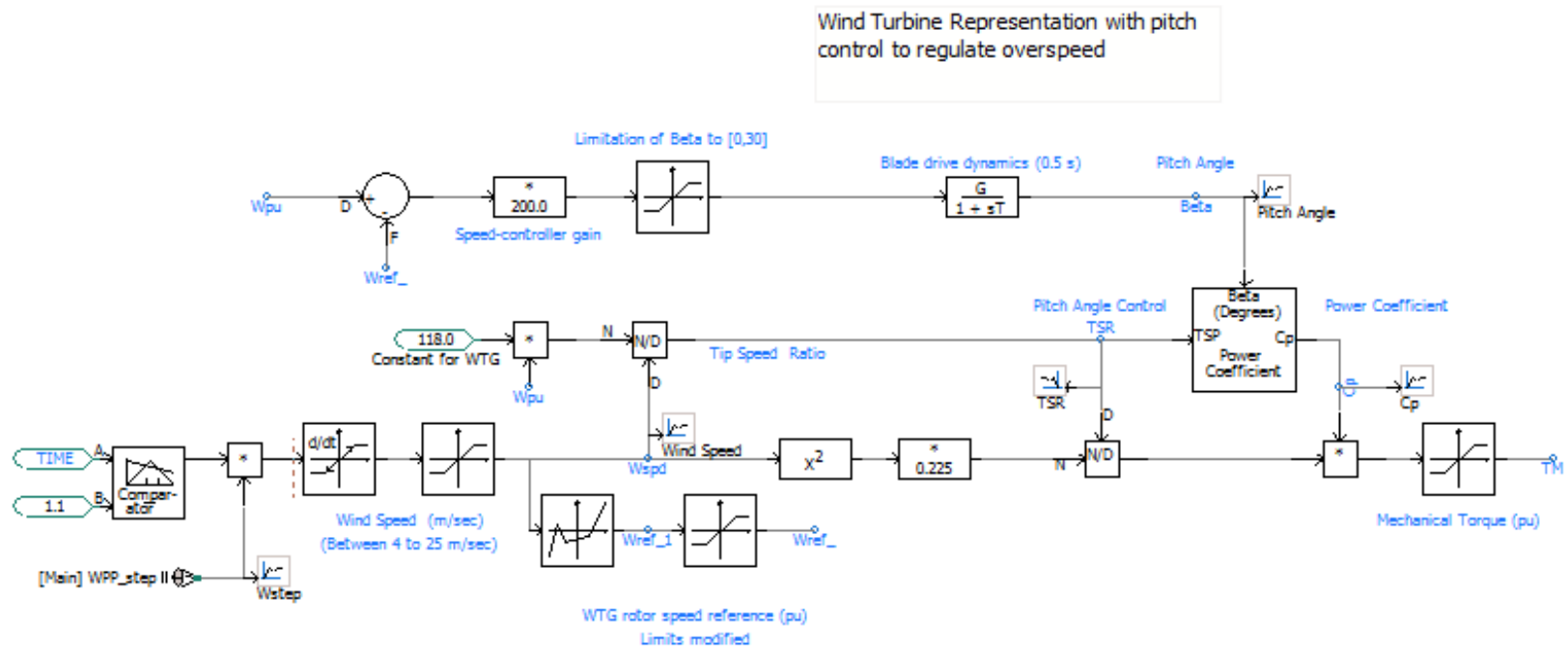


Figura 59 – Geração Eólica – PLL

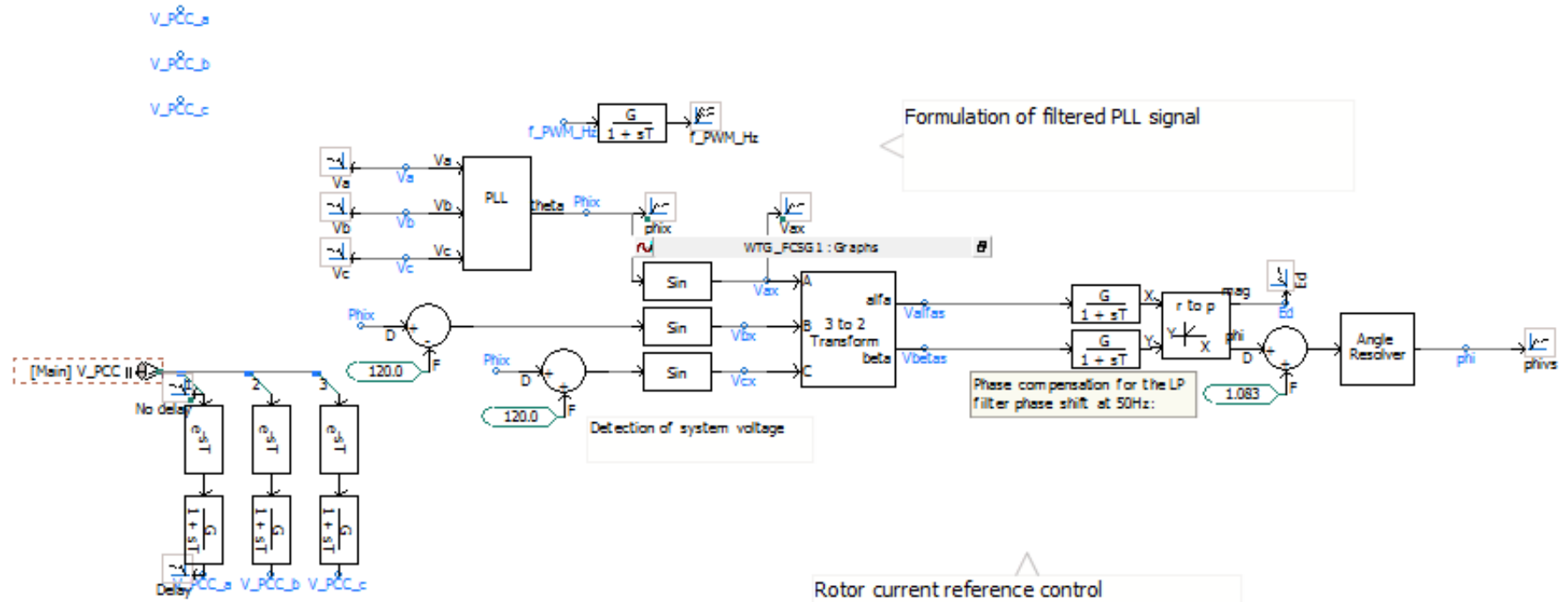


Figura 60 – Geração Eólica – Rotor Current Reference Control

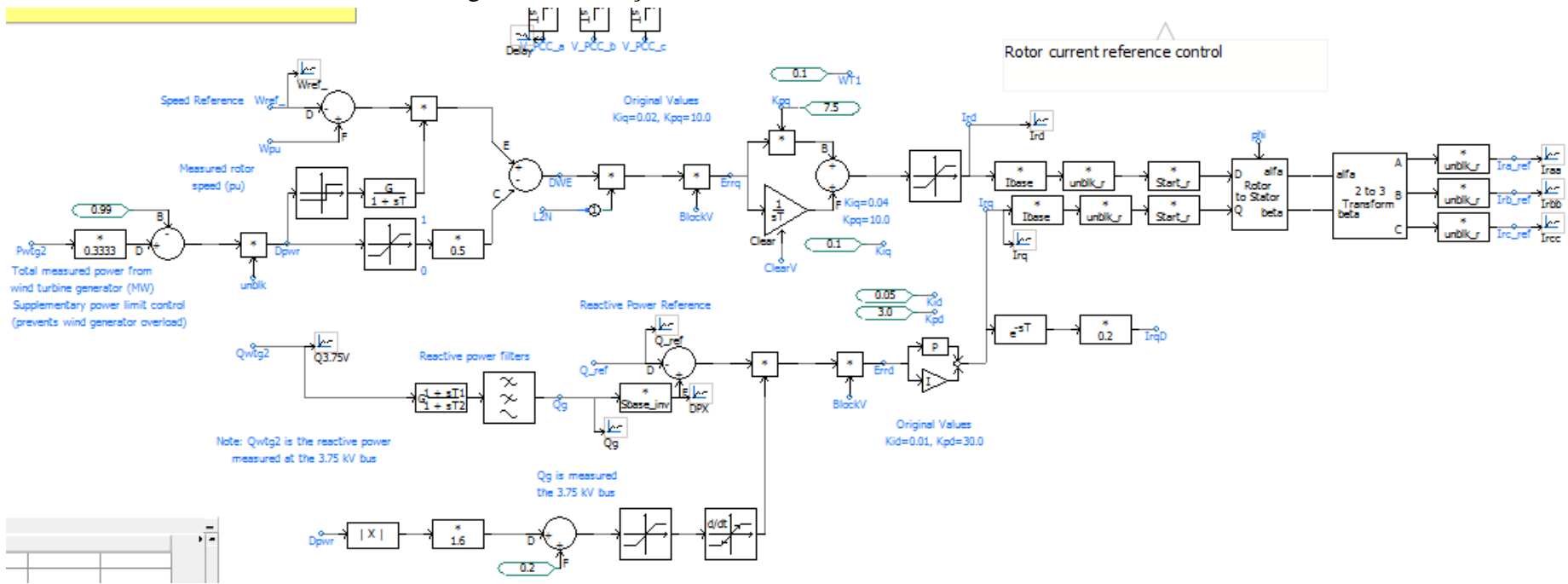


Figura 61 – Geração Eólica – Modos de Controle

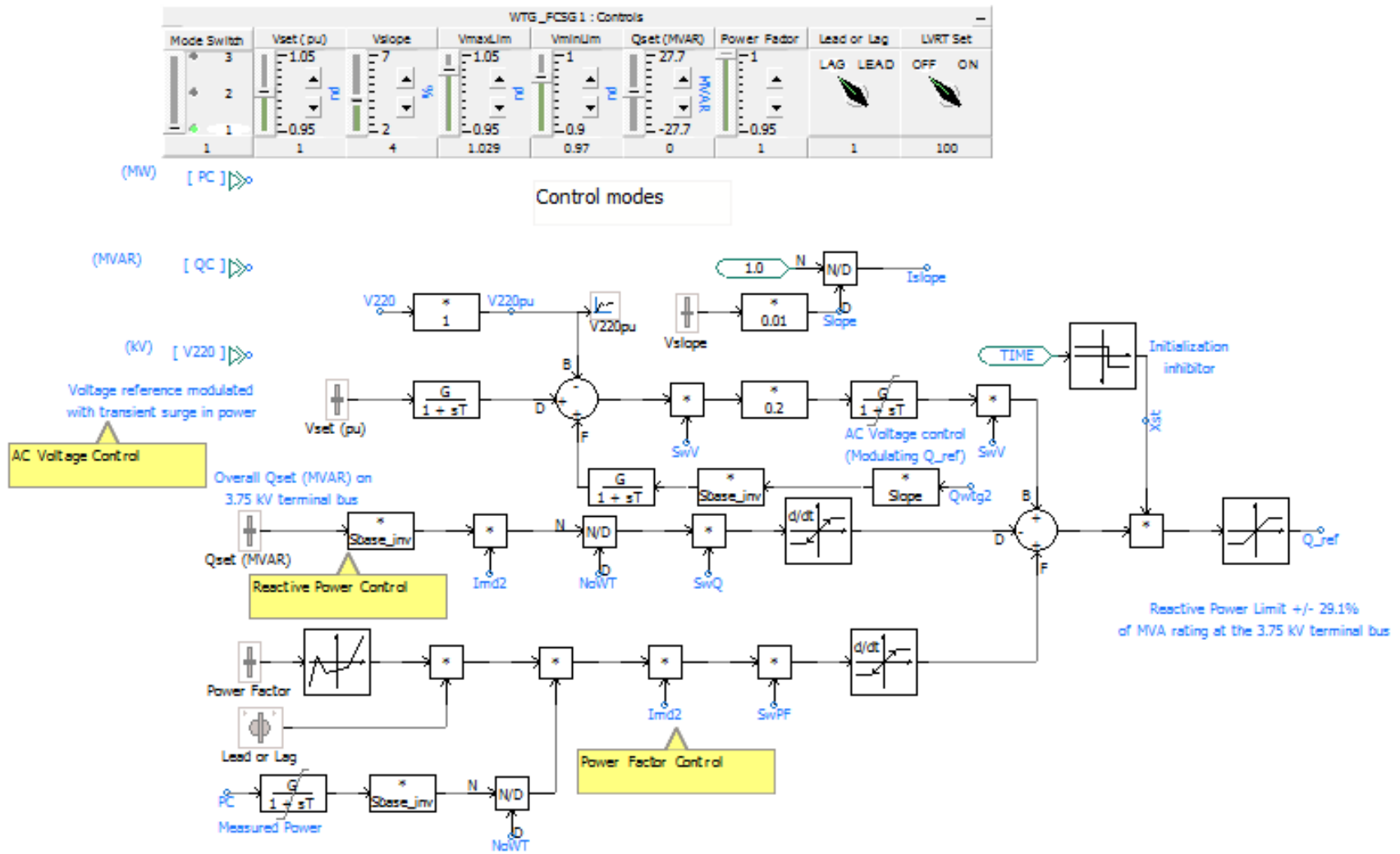


Figura 62 – Gerador Modelo Eletromagnético

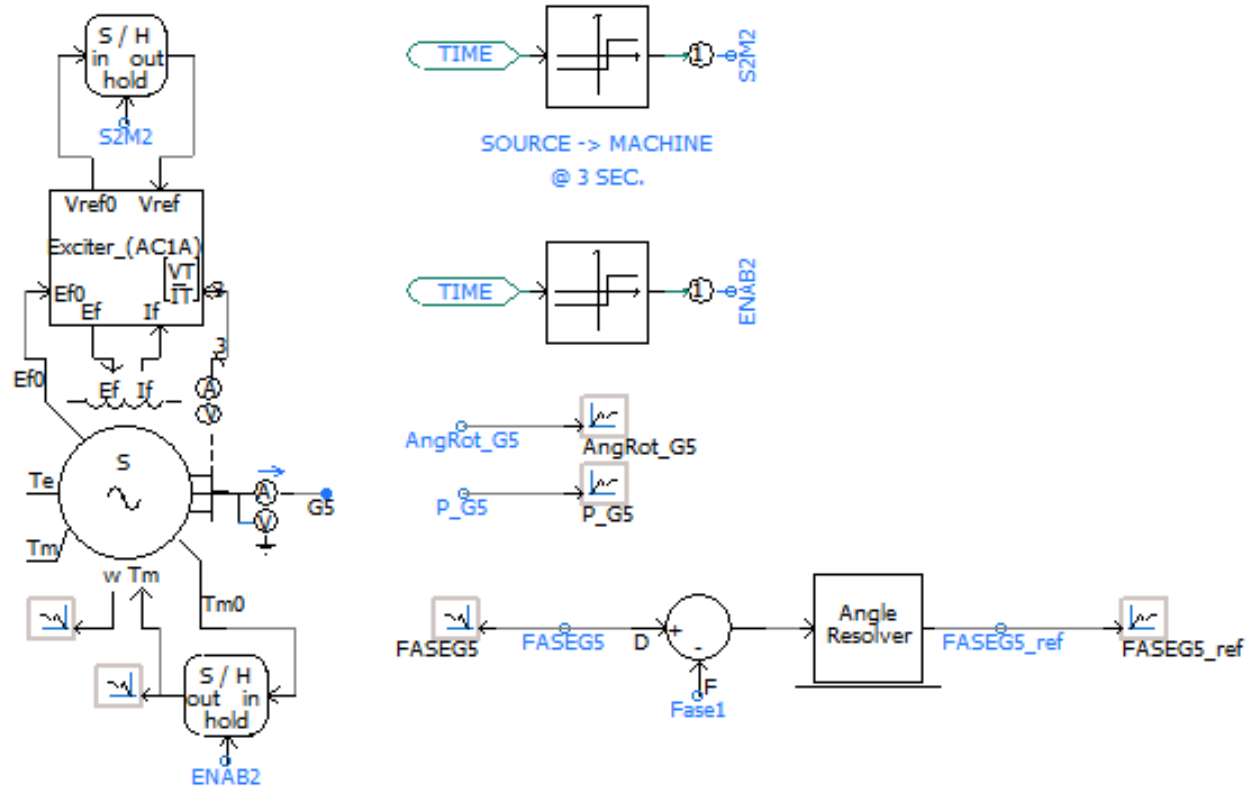


Figura 63 – Gerador Modelo Eletromagnético – Configuração de Parâmetros

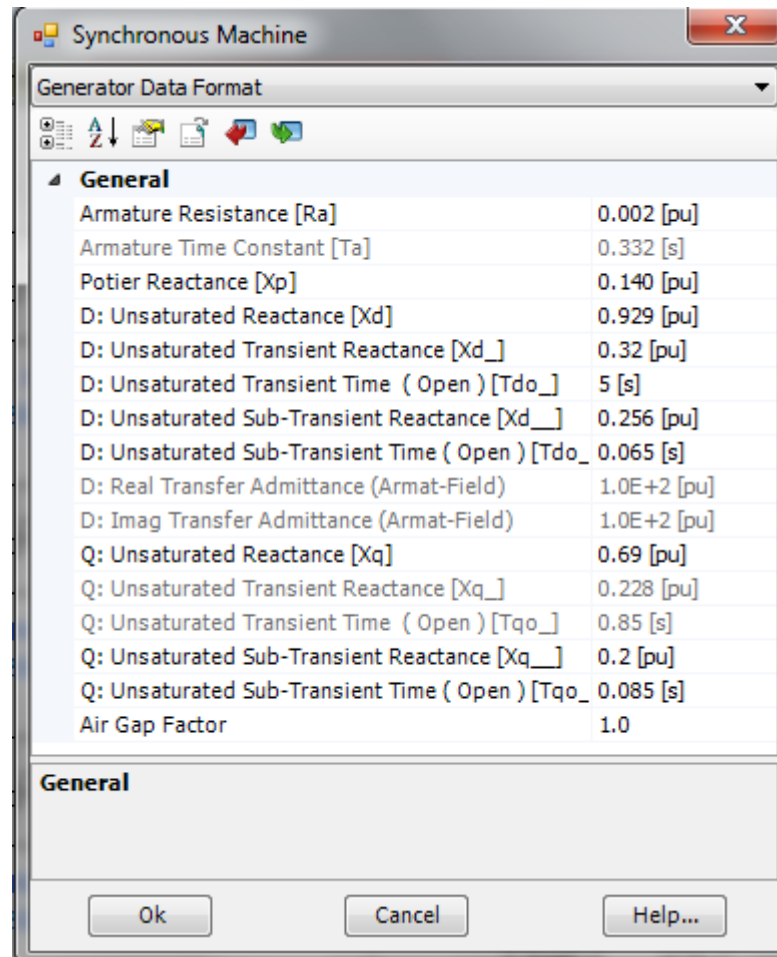


Figura 64 – Conversor VSC em Configuração Bipolar

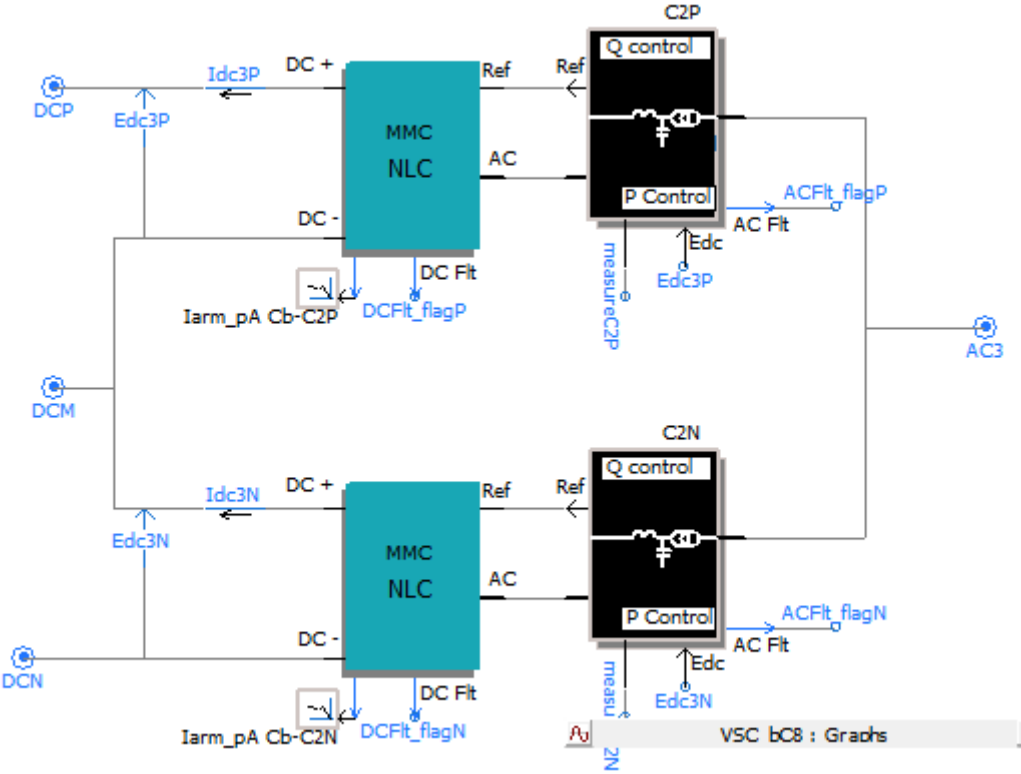


Figura 65 – Conversor VSC MMC – NLC

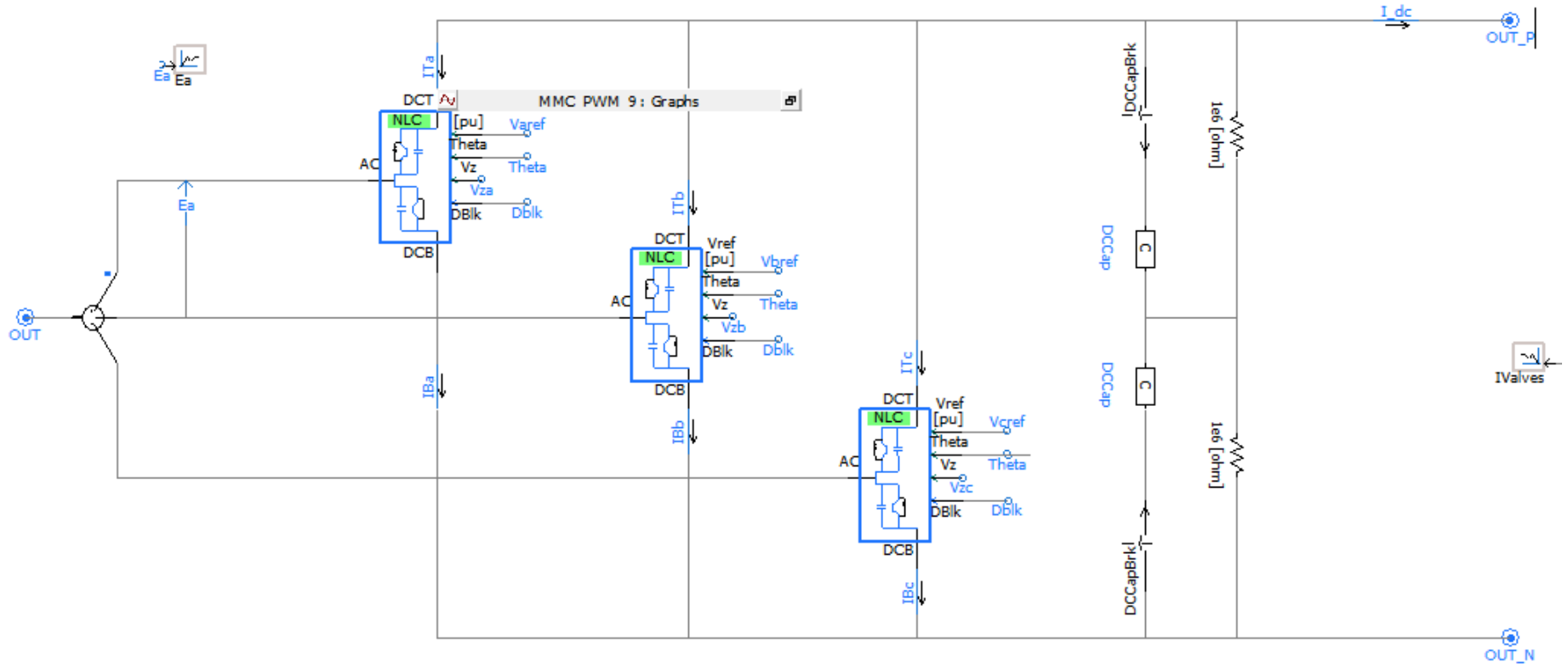


Figura 66 – Conversor VSC MMC – Controle PLL

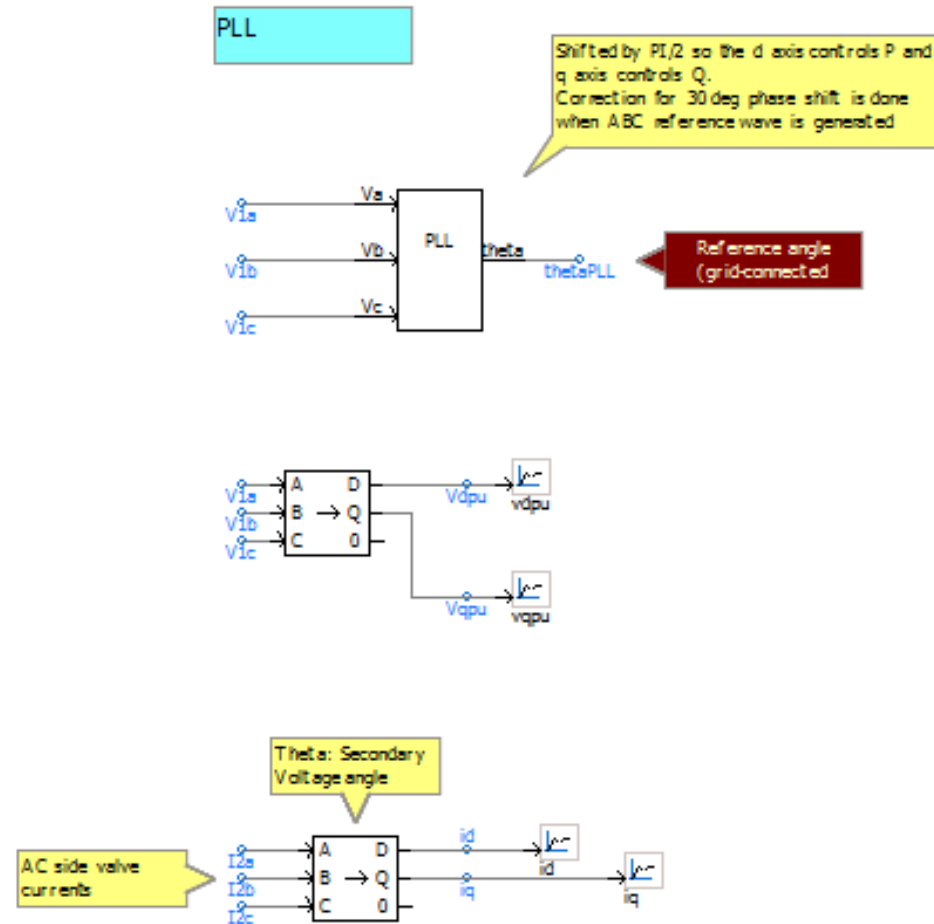


Figura 67 – Conversor VSC MMC – Controle Decoupled Current

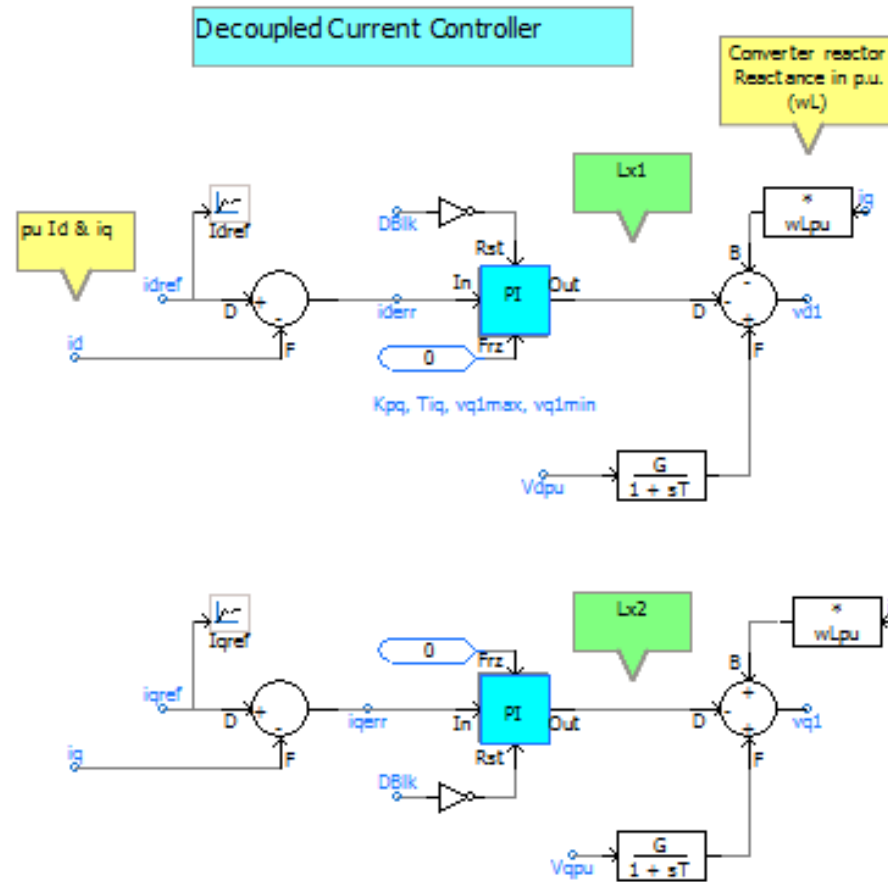


Figura 68 – Conversor VSC MMC – Controle Eixo Direto

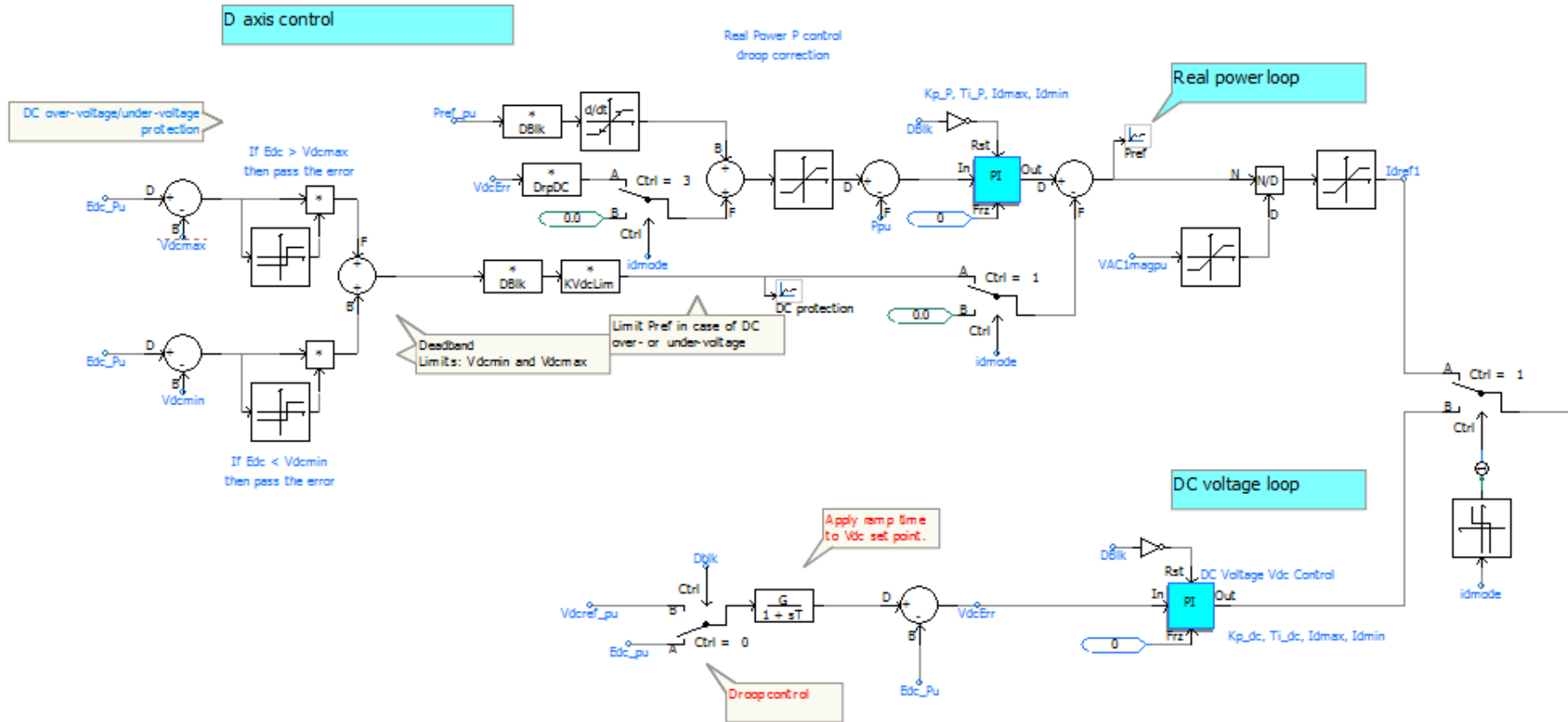


Figura 69 – Conversor VSC MMC – Controle Eixo de Quadratura

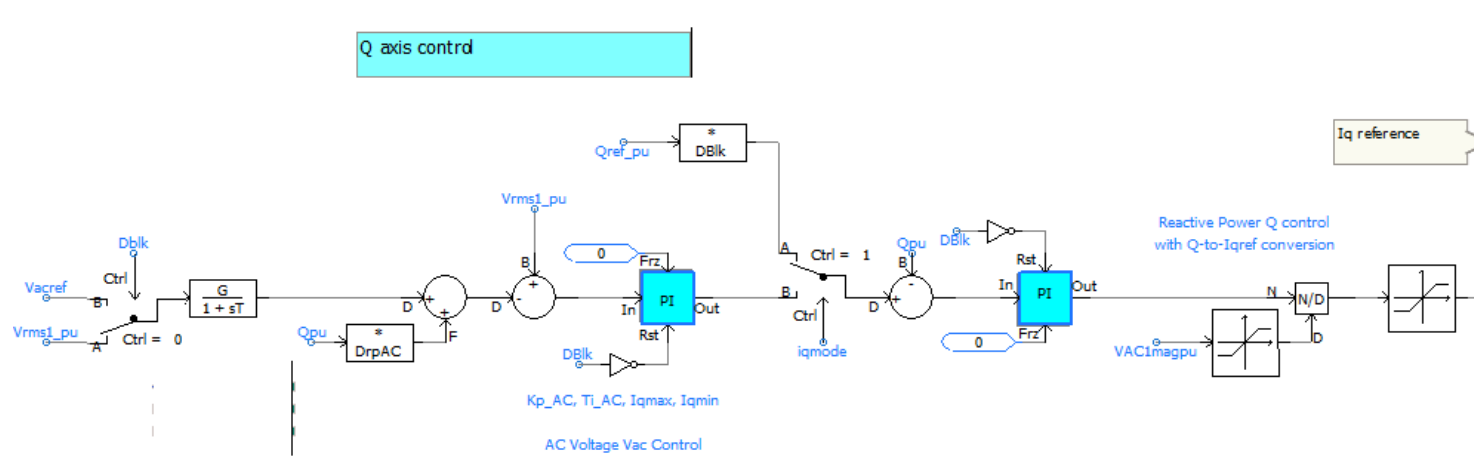


Figura 70 – Conversor VSC MMC – Geração de Onda de Tensão de Referência

Voltage Reference wave generation

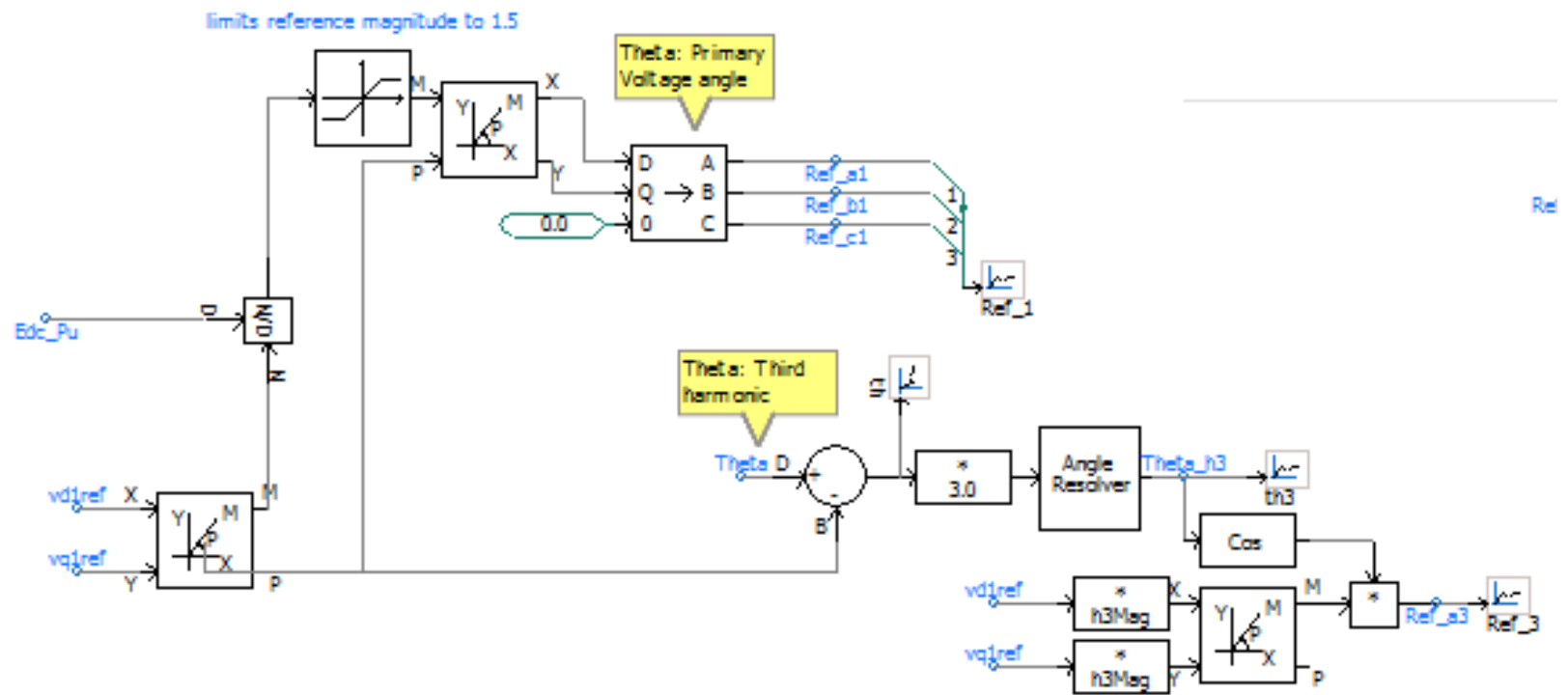


Figura 71 – Conversor VSC MMC – Adição de Terceira Harmônica

