

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Análise e Modelação de Dispositivos FACTS
Aplicados nas Redes de Transporte e de
Distribuição de Energia Eléctrica**

Justino Miguel Ferreira Rodrigues

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Armando Luís Sousa Araújo

Junho de 2010

© Justino Miguel Ferreira Rodrigues, 2010

A Dissertação intitulada

“ANÁLISE E MODELAÇÃO DE DISPOSITIVOS FATCS (FLEXIBLE AC TRANSMISSION
SYSTEMS) APLICADOS NA REDE T&D DE ENERGIA ELÉCTRICA”

foi aprovada em provas realizadas em 22/Julho/2010

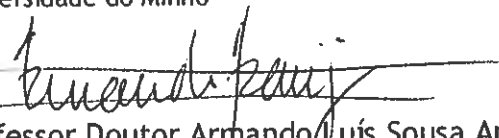
o júri



Presidente Professor Doutor Rui Manuel Esteves Araújo
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Manuel João Sepúlveda Mesquita de Freitas
Professor Auxiliar do Departamento de Electrónica Industrial da
Universidade do Minho



Professor Doutor Armando Luís Sousa Araújo
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
(Orientador)

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da
sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não
explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros
extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e
demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.



Autor - Justino Miguel Rodrigues

Resumo

As limitações de um SEE (Sistema Eléctrico de Energia) podem ser resumidas em três aspectos: distância de transmissão, estabilidade do sistema e controlo do fluxo de potência. Essas limitações há décadas atrás eram principalmente resolvidas através do reforço dos SEE com novas linhas de transmissão e novas centrais de produção. Essas limitações ainda existem nos dias de hoje, mas o reforço de um SEE da maneira tradicional tem-se tornado cada vez mais difícil e menos atractiva (entraves legislativos, de opinião pública, ambientais, económicos, etc.).

A Produção Dispersa e a liberalização dos mercados de energia eléctrica são dois desafios recentes à robustez e capacidade de controlo de um SEE. Existe uma forte promoção com respeito à solução destes novos desafios.

Esta dissertação pretende elucidar de que maneira a tecnologia FACTS aplicada nas Redes de Transporte e de Distribuição de Energia Eléctrica pode solucionar em grande parte os problemas referidos. O acrónimo FACTS identifica basicamente sistemas de transmissão em corrente alternada que incorporam controladores baseados em electrónica de potência com o objectivo de aumentar a sua controlabilidade e a sua capacidade de transmissão.

Numa primeira parte desta dissertação efectuou-se uma descrição dos aspectos mais importantes dos dispositivos FACTS mais relevantes, assim como os principais benefícios que podem conferir às Redes de Transporte e de Distribuição.

Numa segunda e última parte foi efectuada a simulação de um STATCOM inserido numa Rede de Transporte e numa Rede de Distribuição, comprovando-se a capacidade do STATCOM em solucionar alguns dos principais problemas existentes nas Redes de Transporte e de Distribuição.

Abstract

The limitations of a Power System can be summarized in three aspects: transmission distance, system stability and power flow control. Decades ago, these limitations were mostly resolved by strengthening the Power Systems with new transmission lines and new power generation plants. These limitations still exist today, but the enhancement of a Power System through a traditional way has become increasingly more difficult and less attractive (legislative barriers, adverse public opinion, environmental restrictions, unfavorable economic scenarios, etc.).

The Dispersed Generation and the liberalization of electricity markets are two recent challenges to the strength and ability to control the Power Systems. There is a strong promotion to solve these new challenges.

This dissertation aims to elucidate how the FACTS technology applied in Transmission System and Distribution of Electricity can largely solve the problems mentioned. The acronym FACTS basically identifies transmission systems with alternating current including controllers based on power electronics in order to increase its controllability and its transmission capacity.

In the first part of this thesis took place a description of the most important aspects of the most relevant FACTS devices, as well the main benefits that they can afford to the Transmission and Distribution Systems.

In the second and last part was made the simulation of a STATCOM inserted into Transmission System and in a Distribution System, proving the ability of the STATCOM in solving some major problems in the Transmission and Distribution Systems.

Agradecimentos

Em primeiro lugar deixo o meu profundo reconhecimento aos meus pais e a familiares próximos, que sem a sua disponibilidade e apoio incondicionais, jamais teria chagado a esta etapa. Deixo também o meu agradecimento ao Professor Doutor Armando Luís Sousa Araújo pelos conselhos valiosos e pela sua disponibilidade sempre presente.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xx
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Motivação e objectivos.....	2
1.2 - Plano da Dissertação	3
Capítulo 2.....	4
Princípios de compensação na transmissão de potência em corrente alternada.....	4
2.1 - Limites de operação de um SEE em corrente alternada.....	4
2.1.1 - Limites de estabilidade estática.....	5
2.1.2 - Limites térmicos	9
2.1.3 - Limites de isolamento.....	9
2.2 - Controlo do fluxo de potência e compensação de linhas de transmissão: conceitos base	10
2.2.1 - Compensação paralelo ideal	10
2.2.2 - Compensação série	12
2.2.3 - Compensação do ângulo de fase.....	13
2.3 - Limitações dinâmicas na transmissão de energia de um sistema eléctrico	14
2.3.1 - Melhorar a estabilidade transitória	15
2.3.2 - Melhorar e aumentar a estabilidade dinâmica do sistema e amortecer oscilações de potência	15
2.3.3 - Evitar colapsos de tensão, aumentando o limite de estabilidade da tensão	16
2.3.4 - Ressonância Subsíncrona (SSR).....	17
2.4 - Sumário.....	17
Capítulo 3.....	19
Dispositivos de compensação: Resenha Histórica e Tecnologias FACTS.....	19

3.1 - Antes do surgimento dos dispositivos FACTS	19
3.1.1 - Dispositivos MSR (<i>Mechanical switching of shunt reactor</i>) e MSC (<i>Mechanical switching of shunt capacitors</i>)	20
3.1.2 - Condensadores Síncronos	20
3.1.3 - Reactâncias Saturadas	21
3.1.4 - Transformador Esfasador e Transformador Regulador de Tensão (convencionais)	22
3.2 - Dispositivos FACTS e a sua classificação	24
3.3 - Dispositivos FACTS baseados em impedâncias passivas.....	26
3.3.1 - SVC (<i>Static Var Compensator</i>)	27
3.3.2 - TSSC (<i>Thyristor Switched Series Capacitor</i>)	38
3.3.3 - GCSC (<i>Gate Controlled Series Compensator</i>)	39
3.3.4 - TCSC (<i>Thyristor Controlled Series Compensator</i>)	42
3.3.5 - TCSR (<i>Thyristor Controlled Series Reactor</i>) e TSSR (<i>Thyristor Switched Series Reactor</i>).....	48
3.3.6 - TCBR (<i>Thyristor Controlled Braking Resistor</i>)	49
3.3.7 - TCVL (<i>Thyristor Controlled Voltage Limiter</i>)	50
3.3.8 - TCPST (<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer</i>) ou TCPAR (<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>) e o TCVR (<i>Thyristor Controlled Voltage Regulator</i>)	50
3.3.9 - DFC (<i>Dynamic Flow Controller</i>)	53
3.3.10 - TC-IPC (<i>Thyristor Controlled Interphase Power Controller</i>)	55
3.3.11 - MERS (<i>Magnetic Energy Recovery Switch</i>)	58
3.4 - Dispositivos FACTS baseados em conversores	61
3.4.1 - Características comuns	61
3.4.2 - Conversores multinível.....	67
3.4.3 - STATCOM (<i>Static Compensator ou Static Synchronous Compensator</i>)	73
3.4.4 - SSSC (<i>Static Synchronous Series Compensator</i>)	78
3.4.5 - UPFC (<i>Unified Power Flow Controller</i>).....	80
3.4.6 - IPFC (<i>Interline Power Flow Controller</i>)	82
3.4.7 - CSC (<i>Convertible Static Compensator</i>) e GUPFC (<i>Generalized Unified Power Flow Controller</i>)	83
3.5 - FACTS e HVDC (<i>High Voltage Direct Current</i>).....	84
3.5.1 - Principais campos de operação dos principais dispositivos FACTS	86
3.6 - Estado da Arte	88
3.6.1 - Alguns exemplos de dispositivos FACTS em operação	88
3.7 - Dispositivos D-FACTS nas redes de distribuição.....	92
3.7.1 - D-STATCOM (<i>Distribution-STATCOM</i>)	94
3.7.2 - DVR (<i>Dynamic Voltage Restorer</i>) e IDVR (<i>interline Dynamic Voltage Restorer</i>) ...	94
3.7.3 - D-UPFC (<i>Distribution-UPFC</i>).....	96
3.7.4 - DSI (<i>Distributed Series Impedance</i>).....	97
3.7.5 - DSR (<i>Distributed Series Reactor</i>).....	98
3.7.6 - DSSC (<i>Distributed Static Series Compensator</i>).....	99
3.8 - Sumário	100
Capítulo 4	102
Modelação e Aplicação de um STATCOM.....	102
4.1 - Modelo matemático de um STATCOM	102
4.1.1 - Transformada de <i>Park</i>	105
4.1.2 - Métodos de controlo.....	107
4.1.3 - Topologia do controlador.....	112
4.2 - Programas de simulação utilizados na implementação do STATCOM.....	114
4.3 - Modelo de simulação de um STATCOM inserido numa linha de transmissão	115
4.3.1 - Ganhos dos controladores PI	120
4.4 - Modelo de simulação do STATCOM inserido nos terminais de uma carga.....	121
4.5 - Resultado das Simulações	124
4.5.1 - Aumento do trânsito de potência activa na linha de transmissão	125
4.5.2 - Aumento da Estabilidade Transitória	130
4.5.3 - Resposta contra cavas de tensão e sobretensões.....	138

4.5.4 - Resposta a variações discretas de carga	141
4.5.5 - Correção do factor de potência	143
4.6 - Sumário	145
Capítulo 5	147
Conclusão	147
5.1 - Resultados principais	147
5.2 - Perspectivas de Trabalho Futuro	149
Referências	151
Anexo A	155
Como utilizar o Simcoupler	155

Lista de figuras

Figura 2.1 - Limites operacionais das linhas de transmissão para diferentes níveis de tensão [52].	5
Figura 2.2 - Modelo de uma linha sem perdas, interligando um gerador (representado por V_s) e uma rede de potência infinita (representado por V_r) [16].	5
Figura 2.3 - Modelo de uma linha indutiva interligando um gerador (modelizado por V_s) e uma rede de potência infinita (modelizado por V_r), aplicável a linhas curtas [16].	8
Figura 2.4 - Diagrama fasorial do modelo da figura 2.3 [16].	9
Figura 2.5 - Modelo de uma linha de transmissão sem perdas, interligando dois geradores ou dois sistemas eléctricos de energia, com um compensador paralelo ideal ligado no ponto intermédio [16].	11
Figura 2.6 - Diagrama fasorial do modelo representado na figura 2.5 [16].	11
Figura 2.7 - Modelo de uma linha sem perdas interligando dois geradores ou sistemas eléctricos de energia, com compensação série.	13
Figura 2.8 - Diagrama fasorial do modelo representado na figura 2.7 [16].	13
Figura 2.9 - Diagrama fasorial representativo das somas vectoriais das tensões V_s e V_σ , Onde V_x é a queda de tensão na linha e V_{seff} é a resultante da soma de V_s e V_σ (tensão no barramento emissor) [16].	14
Figura 3.1 - Esquema de um condensador síncrono ligado a um barramento de alta-tensão [40].	21
Figura 3.2 - Ligação dos enrolamentos primários de um SR trifásico, numa combinação de ligação em estrela com ligação e zigzague (esquerda) e circuito eléctrico equivalente do SR (direita) [8].	22
Figura 3.3 - Esquema eléctrico de um transformador esfasador convencional.	23
Figura 3.4 - Característica Tensão-Potência reactiva de um FC-TCR (Fixed Capacitor - Thyristor Controlled Reactor), uma possível configuração de um SVC [11].	27
Figura 3.5 - Esquema eléctrico trifásico de um TCR de uma unidade de 6 pulsos (esquerda), de 12 pulsos (centro) e esquema unifilar (direita) [11].	28
Figura 3.6 - Esquema simplificado de um TCR (a), controlo do ângulo de disparo (b) e forma de onda obtida (c) [20].	30

Figura 3.7 - Área de operação de um TCR (a) e de um TSR (b) no plano V-I [20].	30
Figura 3.8 - Esquema simplificado de um TSC (a) e respectivas formas de onda (b) [20]......	32
Figura 3.9 - Esquema unifilar de um TSC ligado à rede através de um transformador [11]. ..	33
Figura 3.10 - Associação de alguns módulos TSC, representados na figura 3.9, com as suas capacidades seguindo uma lógica binária e um diodo no lugar do tiristor Sw1 [11].	34
Figura 3.11 - Esquema unifilar de um FC-TSC ligado à rede através de um transformador [11].	34
Figura 3.12 - Esquema básico de um FC-TCR (a), comparação da energia reactiva produzida com a energia reactiva efectivamente colocada na saída (b) e perdas em função da energia reactiva trocada pelo FC-TCR com a rede (figura de baixo) [20]......	35
Figura 3.13 - Exemplo de uma combinação dos dispositivos TSC e TCR [11]......	36
Figura 3.14 - Esquema básico de um TSC-TCR (a) e relação da potência reactiva trocada com a rede com a potência reactiva fornecida ou consumida pelos elementos do compensador (b) [20]......	37
Figura 3.15 - Perdas em função da energia reactiva providenciada pelo TSC-TCR [20].	37
Figura 3.16 - Esquema unifilar de um TSSC ligado em série com uma linha de transmissão. .	38
Figura 3.17 - Ilustração da tensão de <i>offset</i> no condensador devido à restrição da sua inserção no momento em que a corrente na linha é nula [20].	39
Figura 3.18 - Esquema básico de um GCSC (a), princípio de controlo do ângulo de bloqueio (b) e exemplo de uma forma de onda injectada pelo GCSC (c) [20].	41
Figura 3.19 - Esquema unifilar de um TCSC ligado em série com uma linha de transmissão [11].	42
Figura 3.20 - Formas de onda da tensão e da corrente no condensador e no TCR caracterizam o TCSC na zona capacitiva (gráficos de cima) e na zona indutiva (gráficos de baixo) [20].	44
Figura 3.21 - Característica da impedância em função do ângulo de disparo do TCSC [20]. ..	45
Figura 3.22 - Esquema simplificado de um NGH-SSR [20].	47
Figura 3.23 - Modelo simplificado de um TCSR e do TSSR [38].	48
Figura 3.24 - Esquema unifilar simplificado de um TCBR.	49
Figura 3.25 - Esquema simplificado de um TCVL [20]......	50
Figura 3.26 - Conceito e implementação base de um VRT (em cima) e de um PST (em baixo).	52
Figura 3.27 - TCSPT com comutação de baseada num conversor em ponte AC-AC monofásico [39].	53
Figura 3.28 - Exemplo de um DFC inserido numa uma linha de transmissão [52].	54
Figura 3.29 - Esquema unifilar simplificado de um IPC a interligar duas fontes de potência [5].	56

Figura 3.30 - IPC 240 (uma das primeiras topologias desenvolvidas) e exemplificação da ligação das fases B e C do lado direito com a fase A (com capacidade de inverter o fluxo de potência activa), e representação fasorial das tensões e correntes obtidas [5].	56
Figura 3.31 - Comparação das formas de onda da potência activa e da potência reactiva características do IPC 120 em função do ângulo do factor de potência [5].	57
Figura 3.32 - Representação unifilar simplificada de um VSC IPC [15].	58
Figura 3.33 - Configuração básica de um MERS [47].	58
Figura 3.34 - Percursos possíveis da corrente da linha através do MERS (em cima) e exemplos de formas de onda de tensão resultantes do controlo do MERS (em baixo linha contínua) e da corrente na linha (em baixo com linha tracejada) [47].	59
Figura 3.35 - Topologia de um dispositivo FACTS baseado numa fonte de corrente (figura da esquerda) e baseado numa fonte de tensão (figura da direita) [11].	62
Figura 3.36 - Representação de compensador paralelo (em cima) e de um compensador série (em baixo), ambos baseados em conversores ideais, representados por uma fonte de tensão (à direita) e de corrente (à esquerda), alocados a uma rede radial. ...	62
Figura 3.37 - Compensador baseado num VSC representado por uma fonte de tensão ideal (à direita) e compensador baseado num CSC representado por uma fonte de corrente ideal (à esquerda).	63
Figura 3.38 - Formas de onda da corrente e da tensão de um VSC em paralelo com uma linha a), com os respectivos diagramas vectoriais para a situação de fornecimento b) ou absorção c) de potência reactiva da rede [11].	65
Figura 3.39 - Compensadores baseados em conversores de topologias NPC (à esquerda) e FC (à direita), ligados em paralelo a uma linha [11].	68
Figura 3.40 - Esquema exemplificativo de um conversor simétrico baseado em “pontes H” ligadas em cascata, e forma de onda obtida em função do número de “pontes H” [11].	70
Figura 3.41 - Exemplificação das formas de onda de um conversor multinível assimétrico em cascata, empregando apenas duas “pontes H”, utilizando a estratégia de escalonamento em potências de três.	72
Figura 3.42 - Esquema de um conversor multinível assimétrico trifásico, baseado em quatro “pontes H” ligadas em cascata (à esquerda) e respectiva representação dos níveis de tensão de saída em função do sinal de modulação [11].	72
Figura 3.43 - Comparação das características V-I de um STATCOM e de um SVC [11].	74
Figura 3.44 - Aumento da estabilidade transitória obtida com um STATCOM (a) e com um SVC (b), colocados no ponto central de uma linha de transmissão [39].	74
Figura 3.45 - SMES baseado em VSC (em cima à esquerda), baseado em CSC (em cima à direita) e baseado em tirístores (em baixo) [2].	77
Figura 3.46 - Esquema de um SSSC ligado a uma linha de transmissão [11].	78
Figura 3.47 - Raios de acção do TSSC, do TCSC, do GCSC, do MERS e do SSSC.	79

Figura 3.48 - Esquema ilustrativo de um UPFC inserido numa uma linha de transmissão [11].	80
Figura 3.49 - Diagrama fasorial da compensação por injeção de tensão série por um UPFC.....	81
Figura 3.50 - Esquema ilustrativo de um IPFC acoplado a duas linhas de transmissão [11]. ..	82
Figura 3.51 - Esquema simplificado do CSC (Convertible Static Compensator) implementado no NYS System em Nova Iorque [12].	83
Figura 3.52 - Configuração básica de um GUPFC.	84
Figura 3.53 - Subsistemas do sistema eléctrico Indiano, ligações HVDC (em 1999) e a linha AC Raipur-Rourkela (a vermelho).....	89
Figura 3.54 - Panorama geral da subestação do TCSC [56].	89
Figura 3.55 - Representação unifilar do sistema STATCOM na Subestação de Essex [37].	90
Figura 3.56 - Panorama geral da subestação VELCO Essex e respectivo STATCOM.	90
Figura 3.57 - “Inez Area” e “Tri-state Area” no sistema eléctrico de energia da AEP e subestações de Inez e Big Sandy assinaladas (com um círculo vermelho) [39].....	91
Figura 3.58 - Vista aérea da Subestação de Inez (Cedida pela AEP) [39].	92
Figura 3.59 - Esquemas de um DVR com circuito rectificador (à esquerda) e com fonte de potência externa, ou outros meios próprios de acumulação de potência activa (à direita) [4], [39].	95
Figura 3.60 - Representação básica de um IDVR constituído por dois DVRs ligados por uma ligação DC comum [43].	96
Figura 3.61 - Esquema básico de um D-UPFC [39].	96
Figura 3.62 - Esquema básico de um módulo DSI [10].	98
Figura 3.63 - Esquema básico de um módulo DSR [10].	99
Figura 3.64 - Circuito esquemático de um módulo DSSC acoplado a uma linha de distribuição [9].	99
Figura 3.65 - Exemplo de um possível aspecto exterior de um módulo DSSC [9].	100
Figura 4.1 - Esquema de um STATCOM ligado à rede e baseado numa fonte de tensão ideal.	102
Figura 4.2 - Esquema de potência de um STATCOM ligado à rede e baseado num VSC de dois níveis.	103
Figura 4.3 - Relação angular entre tensão e corrente num referencial síncrono [16].	105
Figura 4.4 - Topologia de controlo sugerida em [55], na qual se baseia o controlador utilizado.	113
Figura 4.5 - Representação simplificada da topologia de controlo utilizada.	114

Figura 4.6 - Representação da linha de transmissão a interligar dois sistemas de potência, do circuito de potência do STATCOM, do filtro de harmônicos, instrumentos de medida e dos respectivos elementos de acoplamento com o Simcoupler.	116
Figura 4.7 - Representação do controlador implementado do STATCOM interligado com o Simcoupler e os vários instrumentos de visualização.	118
Figura 4.8 - Estrutura interna do controlador do STATCOM.....	119
Figura 4.9 - Topologia de controlo, baseada na topologia descrita na figura 4.5.	120
Figura 4.10 - Representação da linha de distribuição a interligar o barramento emissor com o conjunto de cargas, do circuito de potência do STATCOM, do filtro de harmônicos, instrumentos de medida e dos respectivos elementos de acoplamento com o Simcoupler.	122
Figura 4.11 - Representação do controlador implementado do STATCOM interligado com o Simcoupler e os vários instrumentos de visualização.	123
Figura 4.12 - Topologia de controlo baseada na topologia da figura 4.5, mas com um par adicional de controladores PI destinados à regulação da potência reactiva na linha....	124
Figura 4.13 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 20°.	125
Figura 4.14 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 40°.	126
Figura 4.15 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 60°.	126
Figura 4.16 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), em função do ângulo de transmissão desde 40° (5 no gráfico) até 110° (75 no gráfico).	128
Figura 4.17 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM (incluindo impedâncias de acoplamento), em função do ângulo de transmissão desde 40° (5 no gráfico) até 110° (75 no gráfico).	129
Figura 4.18 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 400MW.	131
Figura 4.19 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 400MW.	132
Figura 4.20 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 600MW.	132

Figura 4.21 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 600MW.	133
Figura 4.22 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 800MW.	133
Figura 4.23 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 800MW.	134
Figura 4.24 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de +70°.	135
Figura 4.25 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de +70°.	136
Figura 4.26 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de +140°.	136
Figura 4.27 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de +70°.	137
Figura 4.28 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de uma cava de tensão e uma sobretensão.	139
Figura 4.29 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM em regime estacionário e durante a ocorrência da cava de tensão e da sobretensão.	139
Figura 4.30 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de uma cava de tensão e uma sobretensão.	140
Figura 4.31 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM em regime estacionário e durante a ocorrência da cava de tensão e da sobretensão.	141
Figura 4.32 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de variações discretas de carga.	142
Figura 4.33 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os vários níveis de carga. ...	143
Figura 4.34 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem correcção do factor de potência (esquerda) e com correcção do factor de potência (direita).	144

Figura 4.35 - Potência reactiva em trânsito na linha de distribuição (no lado do barramento emissor) sem correcção do factor de potência (esquerda) e com correcção do factor de potência (direita).	144
Figura 4.36 - Potência reactiva fornecida pelo STATCOM durante a correcção do factor de potência.	145
Figura A.1 - Conversor DC-DC abaixador e respectiva estrutura de controlo.	155
Figura A.2 - Circuito de potência do conversor DC-DC sem a estrutura de controlo.....	156
Figura A.3 - Localização dos elementos de acoplamento na barra de acesso do PSIM.	156
Figura A.4 - Aspecto do modelo de simulação depois de ligados os elementos de acoplamento: Um “In link node” denominado por “Control” e dois “Out link node” denominado por “Current” e “Voltage”	157
Figura A.5 - Caminho a seguir através da barra de acesso do PSIM para ordenar os elementos de acoplamento (à esquerda) e aspecto da janela que deverá aparecer (à esquerda).....	157
Figura A.6 - Ilustração dos passos a seguir para gerar o ficheiro “Netlist”.....	158
Figura A.7 - Esquema de controlo do conversor DC-DC implementado no Simulink.	158
Figura A.8 - Bloco “Simcoupler” e a sua colocação no ficheiro com o controlador implementado.	159
Figura A.9 - Carregamento do ficheiro correspondente à “Netlist” para o bloco Simcoupler e aspecto final.	159
Figura A.10 - Ilustração das ligações finais efectuadas entre o controlador e o simcoupler.	160

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Amortecimento das oscilações de potência num gerador síncrono (P_m é considerado constante ao longo de um ciclo de oscilação) [16].	16
Tabela 3.1 - Comparação de características de alguns tipos de compensadores [11].	66
Tabela 3.2 - Componentes de potência requeridos (m) em função da topologia multinível escolhida [20].	69
Tabela 3.3 - Avaliação dos impactos da HVDC e dos dispositivos FACTS no desempenho do sistema [47].	86
Tabela 3.4 - Dispositivos FACTS e não FACTS aplicáveis ou mais adequados para ao controlo do fluxo de potência e compensação [34].	87
Tabela 4.1 - Ganhos determinados para os controladores PI presentes na estrutura de controlo ilustrada na figura 4.9.	121
Tabela 4.2 - Valores das potências activa e reactiva e tensão no ponto central da linha medidos nas simulações, com o STATCOM ligado e desligado, para vários ângulos de transmissão.	127
Tabela 4.3 - Valores teóricos das potências activa e reactiva e tensão no ponto central da linha obtidos pelas expressões (2.11), (2.13) e (4.31).	127
Tabela 4.4 - Valores da potência activa e reactiva e da tensão no ponto central da linha, da potência activa consumida e da potência reactiva fornecida pelo STATCOM, obtidos a partir na figura 4.17.	129
Tabela 4.5 - Avaliação da resposta do sistema ao curto-circuito simulado no barramento emissor.	134
Tabela 4.6 - Avaliação da resposta do sistema à perda súbita de carga simulada no barramento receptor.	137
Tabela 4.7 - Valor da potência activa e reactiva entregue às cargas, valor eficaz das tensões nos terminais das cargas e potência activa fornecida pelo STATCOM.	142

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternated Current</i>
AM	<i>Amplitude Modulation</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CSC	<i>Current Source Converter</i>
D-STATCOM	<i>Distributed-STATCOM</i>
D-UPFC	<i>Distributed-UPFC</i>
DC	<i>Direct Current</i>
DFC	<i>Dynamic Flow Controller</i>
DSI	<i>Distributed Series Impedance</i>
DSR	<i>Distributed Series Reactor</i>
DSSC	<i>Distributed Static Series Compensator</i>
DVR	<i>Dynamic Voltage Restorer</i>
EPLL	<i>Enhanced Phase Locked Loop</i>
FACTS	<i>Flexible AC transmission Systems</i>
FC	<i>Flying Capacitors Inverters</i>
FC-TCR	<i>Fixed Capacitor- Thyristor Controlled Reactor</i>
GCSC	<i>Gate Controlled Series Compensator</i>
GTO	<i>Gate Turn-of Thyristor</i>
GUPFC	<i>Generalized Unified Power Flow Controller</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IDVR	<i>Interline Dynamic Voltage Restorer</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IPC	<i>Interphase Power Controller</i>
IPFC	<i>Interline Power Flow Control</i>
MERS	<i>Magnetic Energy Recovery Switch</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
MSC	<i>Mechanical switching of shunt capacitors</i>
MSC-TCR	<i>Mechanically Switched Capacitor-Thyristor Controller Reactor</i>

MSR	<i>Mechanical switching of shunt reactor</i>
NGH-SSR	<i>Narain G. Hingorani - Sub Synchronous Resonance</i>
NPC	<i>Neutral Point Diode Clamped Inverters</i>
PI	<i>Proporcional-Integral</i>
PST	<i>Phase Shifter Transformer</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SEE	<i>Sistema Eléctrico de Energia</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SR	<i>Saturated Reactor</i>
SSG	<i>Static Synchronous Generator</i>
SSR	<i>Subsynchronous Resonance</i>
SSSC	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
SVS	<i>Synchronous Voltage Source</i>
TC-IPC	<i>Thyristor Controlled Interphase Power Controller</i>
TCBR	<i>Thyristor Controlled Braking Resistor</i>
TCPAR	<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>
TCPST	<i>Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer</i>
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Compensator</i>
TCSR	<i>Thyristor Controlled Series Reactor</i>
TCVL	<i>Thyristor Controlled Voltage Limiter</i>
TCVR	<i>Thyristor Controlled Voltage Regulator</i>
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>
TSR	<i>Thyristor Switched Reactor</i>
TSSC	<i>Thyristor Switched Series Capacitor</i>
TSSR	<i>Thyristor Switched Series Reactor</i>
UPFC	<i>Unified Power Flow Control</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power System</i>
VRT	<i>Voltage Regulator Transformer</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
VSC-HVDC	<i>Voltage Source Converters - High Voltage Direct Current</i>

Lista de símbolos

ω	Frequência angular (em radianos)
δ	Ângulo de transmissão (de uma linha)

λ	Comprimento de onda
P	Potência Activa
Q	Potência Reactiva
α	Ângulo de disparo (de um tiristor)

Capítulo 1

Introdução

As limitações de um SEE (Sistema Eléctrico de Energia) podem ser resumidas em três aspectos: distância de transmissão, estabilidade do sistema e controlo do fluxo de potência [39]. Essas limitações há décadas atrás eram principalmente resolvidas através do reforço do SEE com novas linhas de transmissão e novas centrais de produção. Essas limitações ainda existem nos dias de hoje, mas o reforço de um SEE da maneira tradicional tem-se tornado cada vez mais complicado e menos atractivo.

É cada vez mais comum a contestação popular contra a construção de novas linhas aéreas de transmissão de energia. A opção por cabos subterrâneos é pelo contrário bem vista porque não têm impacto visual, mas para distâncias na casa das centenas de quilómetros, esta opção possui problemas técnicos e custos financeiros inportáveis na grande maioria dos casos. As negociações com os proprietários dos terrenos onde se pretende a passagem de uma eventual linha aérea são também cada vez mais difíceis. A isto pode-se juntar a conjuntura económica global da actualidade, que torna os novos investimentos no reforço de um SEE mais avultados, e as cada vez maiores restrições ambientais. A fechar a lista, salienta-se também que os reforços tradicionais de um SEE aumentam a complexidade global do sistema.

A produção dispersa e a liberalização dos mercados de energia eléctrica são dois desafios recentes à robustez e capacidade de controlo de um SEE. Existe uma forte promoção a respeito destes desafios, prevendo-se que passem a ter um peso cada vez maior nos métodos de gestão de um SEE. O emprego exclusivo dos meios tradicionais de controlo e de reforço de um SEE mostra-se cada vez mais insuficiente para responder satisfatoriamente a todas estas dificuldades.

O constante crescimento do consumo de energia eléctrica associado com os problemas acabados de referir, desencadeou a necessidade de encontrar novos métodos para assegurar ou pelo menos contribuir significativamente na manutenção de padrões aceitáveis num SEE. Tais padrões passam pelo aumento da capacidade de transmissão das redes de transporte e distribuição de energia, pela garantia de uma boa qualidade da energia fornecida e pela

garantia de níveis aceitáveis de estabilidade do sistema (transitória e dinâmica). Inicialmente foram surgindo equipamentos electromecânicos cujas funções baseavam-se no seguinte:

- compensação do trânsito da energia reactiva numa linha de transmissão
- compensação da reactância efectiva de uma linha de transmissão
- compensação do ângulo de transmissão efectivo numa linha de transmissão

A utilidade do controlo das três grandezas referidas ficará mais evidente no **capítulo 2**.

Com o desenvolvimento da electrónica de potência surgiram duas tecnologias capazes de resolver muitos dos problemas referidos nos parágrafos anteriores de maneira mais eficiente que os equipamentos electromecânicos de compensação. Essas duas tecnologias denominam-se como se segue:

- HVDC (High Voltage Direct Current)
- FACTS (Flexible AC transmission Systems)

Esta dissertação debruça-se sobre a tecnologia FACTS. Esta tecnologia possui um interesse imediato acrescido porque a sua implementação num SEE é tecnicamente simples e mais barata quando comparada com a tecnologia HVDC. À medida que a tecnologia FACTS se torna cada vez mais barata, os equipamentos electromecânicos de compensação vão sendo gradualmente abandonados. A tecnologia FACTS, revolucionária quando começou a ser empregue nos SEE em finais da década de 1980, ainda hoje continua em grande evolução.

O acrónimo FACTS identifica basicamente sistemas de transmissão em corrente alternada que incorporam controladores baseados em electrónica de potência com o objectivo de aumentar a sua controlabilidade e a sua capacidade de transmissão [39]. No entanto, nesta dissertação apenas o próprio controlador baseado em electrónica de potência será designado por “dispositivo FACTS”, sendo distinguido dos sistemas de transmissão que incorpora.

1.1 - Motivação e objectivos

O motivo principal que conduziu à escolha deste tema para a realização de uma dissertação está intimamente relacionado com a grande flexibilidade que é possível conferir a um SEE através da electrónica de potência. Tendo obtido a especialização em energias renováveis, ficou evidente que nos dias de hoje assiste-se a uma revolução nos métodos de operação empregues num SEE. A expansão das energias renováveis requer uma maior flexibilidade por parte dos SEE, e a electrónica de potência tem-se mostrado uma ferramenta muito útil. Para além das tecnologias FACTS e HVDC, grande parte das fontes de energias renováveis são acopladas aos sistemas eléctricos de energia por meio de conversores electrónicos. Por isso é uma mais valia aprofundar os conhecimentos nesta área.

Os principais objectivos propostos nesta dissertação foram:

-Expor os principais problemas inerentes a um sistema de transmissão em corrente alternada e a teoria base por trás dos vários métodos de compensação aplicáveis a um SEE

-Fazer uma análise do comportamento dos dispositivos FACTS nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica de modo a mostrar os benefícios resultantes da sua incorporação nessas mesmas redes. Esta análise será acompanhada por um olhar sobre o estado da arte.

-Demonstrar a eficácia dos dispositivos FACTS através da simulação de modelos computacionais. Os modelos computacionais são baseados nos modelos matemáticos teóricos que definem as propriedades principais desses dispositivos FACTS.

Apesar de não ser um dos objectivos principais desta dissertação, achou-se interessante experimentar a ferramenta “Simcoupler” que permite a construção de modelos de simulação com a utilização conjunta dos programas Matlab/Simulink e PSIM.

1.2 - Plano da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 5 capítulos, incluindo a introdução e a conclusão, e um anexo no final da dissertação.

No capítulo 2 foi feita uma descrição dos principais problemas na transmissão de potência em corrente alternada num SEE. Foram também descritos os conceitos teóricos dos diferentes métodos de compensação que podem solucionar ou minimizar os problemas de um SEE na transmissão de potência.

No capítulo 3 fez-se uma breve resenha histórica sobre os principais dispositivos de compensação utilizados antes do surgimento dos dispositivos FACTS. É feita uma introdução à tecnologia FACTS e uma enumeração e classificação dos vários tipos de dispositivos FACTS mais importantes. Descrevem-se as características principais dos dispositivos FACTS baseados em reactâncias passivas e dos dispositivos FACTS baseados em conversores, acompanhadas de uma descrição matemática dos princípios base de funcionamento. É também exposto um breve levantamento do estado da arte da tecnologia FACTS nos dias de hoje, incluindo a sua aplicação nas redes de distribuição. Encontra-se também uma breve comparação da tecnologia HVDC com a tecnologia FACTS e uma alusão à possível combinação de ambas as tecnologias para um melhor desempenho dos SEE.

No capítulo 4 foi elaborado um modelo de simulação computacional de um STATCOM com base no modelo matemático de um STATCOM ideal. Foram utilizados os programas MATLAB/simulink e PSIM em conjunto através da ferramenta “Simcoupler”. O STATCOM foi simulado numa pequena rede de transporte e numa pequena rede de distribuição. Foram ensaiadas algumas das principais funcionalidades que o STATCOM pode oferecer a uma Rede de Transporte e a uma Rede de Distribuição.

No Anexo A está disponível uma breve explicação de como utilizar o MATLAB/Simulink em conjunto com o PSIM através da ferramenta “Simcoupler”.

Capítulo 2

Princípios de compensação na transmissão de potência em corrente alternada.

2.1 - Limites de operação de um SEE em corrente alternada

Para facilitar a compreensão da relevância da aplicação dos dispositivos FACTS, é necessário rever alguns conceitos sobre o funcionamento de um SEE em corrente alternada. Podem-se resumir os limites de operação de um SEE em três tipos:

- Limites de estabilidade estática
- Limites térmicos
- Limites de isolamento

Estas três limitações encontram-se descritas nas secções em 2.1.1, 2.1.2 e 2.1.3.

Os dispositivos FACTS originalmente visavam sobre os limites de estabilidade estática, característicos nas linhas de transmissão mais longas, porque podem ser directamente modificados com dispositivos FACTS. A ideia era possibilitar um melhor aproveitamento da capacidade física das linhas de transmissão, explorando-as o mais próximo possível dos seus limites térmicos e de isolamento. Mas o limite de estabilidade estática nem sempre é o mais preponderante numa linha de transmissão, estando longe de ser o problema mais comum nas redes de distribuição. Nas redes de distribuição, os limites térmicos e de isolamento são as principais limitações impostas à transmissão de potência, enquanto nas linhas de transmissão com varias centenas de quilómetros de comprimento, imperam os limites de estabilidade estática. Os limites térmicos e de isolamento não podem ser alterados com dispositivos FACTS, mas tais dispositivos podem evitar a violação desses limites. Por isso, em última instância, os limites máximos de operação dos dispositivos FACTS são respeitantes aos limites térmicos e de isolamento das linhas de transmissão [52]. Na figura 2.1 é mostrado que os limites de estabilidade estática são mais relevantes em linhas de transmissão longas, sendo os

limites de térmicos e de isolamento mais relevantes em linhas de transmissão relativamente curtas.

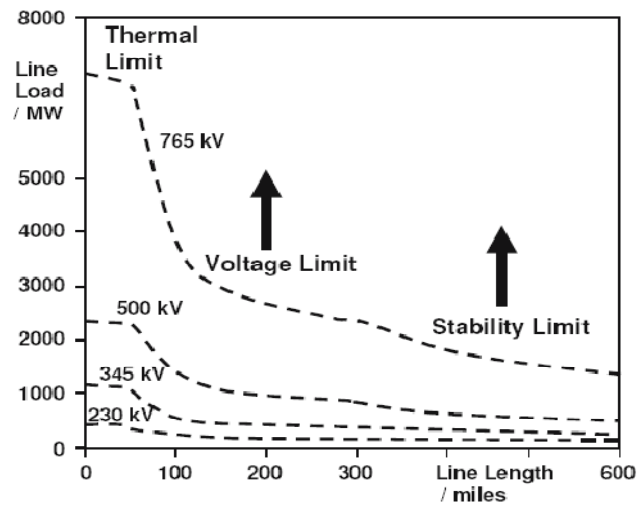


Figura 2.1 - Limites operacionais das linhas de transmissão para diferentes níveis de tensão [52].

Linhas de transmissão paralelas ou sistemas emalhadados possuem também algumas características que podem impor problemas na transmissão de potência. A impedância série de uma linha condiciona os fluxos de corrente. Se as impedâncias série efectivas das linhas forem diferentes, o aproveitamento da capacidade total de uma linha pode não ser possível porque outra irá atingir o seu limite térmico ou registar valores de tensão inadmissíveis. Descreve-se de seguida em que consistem os limites de estabilidade estática, limites térmicos e limites de isolamento.

2.1.1 - Limites de estabilidade estática

Assuma-se o modelo de uma linha sem perdas mostrado da figura 2.2

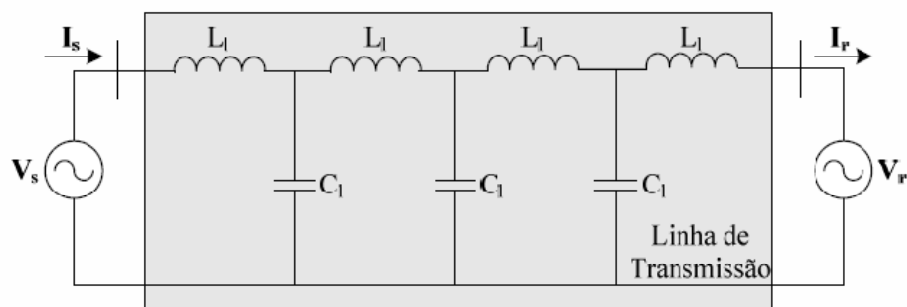


Figura 2.2 - Modelo de uma linha sem perdas, interligando um gerador (representado por V_s) e uma rede de potência infinita (representado por V_r) [16].

C_1 representa a capacidade da linha e L_1 a indutância da linha. V_s representa um sistema gerador e V_r representa uma rede de potência infinita. A corrente de entrada na linha é

representada por I_s e a corrente de saída na linha dada por I_r . A potência activa transmitida pela linha é definida pela equação (2.1) [39].

$$P = \frac{V_s V_r}{Z_0 \sin \theta} \sin \delta \quad (2.1)$$

Na expressão (2.1), δ representa o ângulo de transmissão ou de carga (esfasamento entre V_s e V_r), θ representa o comprimento da linha em radianos, que é função do comprimento de onda λ da frequência fundamental e do comprimento da linha a (2.3). O comprimento de onda numa linha de transmissão é de 6000km para uma frequência de 50Hz e de 5000km para uma frequência de 60Hz. Z_0 é a impedância característica da linha de transmissão, dada pela expressão (2.2), função das capacidades C_l e das indutâncias L_l características da linha, mostradas na figura 2.2. Na expressão (2.3) ω é a frequência da onda fundamental em radianos, f é a frequência da onda fundamental em Hz e c é a velocidade da luz.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L_l}{C_l}} \quad (2.2)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{\lambda} a = \frac{2\pi f}{c} a = \omega a \sqrt{lc} \quad (2.3)$$

As linhas de transmissão possuem uma característica ideal de transmissão de potência para uma potência de carga específica, designada por carga natural da linha de transmissão [39]. Nesta situação, a corrente e a tensão estão em fase entre si ao longo do comprimento da linha, mas o ângulo de fase conjunto dessas grandezas varia ao longo da linha. O ângulo de fase de V_s é diferente do ângulo de fase de V_r , mas a diferença de fase entre V_r e I_r é nula, tal como a diferença de fase entre V_r e I_s . Nesta situação muito particular, não tem sentido considerar o ângulo de transmissão, pois a corrente e a tensão estão em fase, ou seja, a carga natural da linha não depende do comprimento da linha [39]. Obtem-se assim da expressão (2.1) a expressão (2.4) que define a potência activa transmitida para a carga natural da linha de transmissão.

$$P_0 = \frac{V_0^2}{Z_0} \quad (2.4)$$

Nesta situação, a potência reactiva capacitiva e a potência reactiva indutiva na linha são iguais em módulo, conseguindo a linha compensar-se a ela mesma. Então a tensão ao longo da linha mantém-se constante em módulo ($V_0=V_r=V_s$). Mas esta situação ideal só raramente é possível por razões de ordem económica e de operação, porque implica que uma linha de transmissão seja utilizada muito abaixo da sua capacidade total. Na realidade são mais vulgares as seguintes situações:

1) Para cargas nulas ou muito baixas da linha de transmissão, a potência reactiva capacitiva na linha supera a potência reactiva indutiva na linha (a linha produz energia reactiva). Nesta situação, a energia reactiva flui da linha para os extremos, sendo absorvida pelos geradores ou sistemas que interliga. Aparece uma sobrelevação da tensão com um máximo no ponto intermédio da linha, que diminui na direcção dos extremos da linha até aos valores V_r e V_s (nas respectivas extremidades). Diz-se nesta situação que a linha está sobrecompensada [39]. Esta situação não apresenta grandes problemas. Quanto muito poderá levar ao aparecimento de tensões que desafiem os limites de isolamento da linha.

2) Para cargas consideráveis da linha de transmissão, a potência reactiva capacitiva produzida na linha não consegue satisfazer a potência reactiva indutiva consumida pela linha. Deste modo, a energia reactiva provém dos geradores ou sistemas que a linha interliga. Verifica-se então uma queda de tensão na linha que ocorre a partir das extremidades (com tensões V_s e V_r respectivamente) na direcção do ponto intermédio da linha, onde atinge um valor mínimo. Diz-se nesta situação que a linha está subcompensada [39]. O valor da tensão verificada no ponto intermédio da linha vai condicionar o valor da potência transmitida. Os dispositivos de compensação, incluindo os dispositivos FACTS pretendem colmatar este problema. Portanto é de todo o interesse que o nível da tensão no ponto central da linha seja o mais próximo possível dos níveis de tensão existentes nas extremidades (V_s e V_r na figura 2.2).

Por outro lado o comprimento da generalidade das linhas de transmissão é muito inferior a 5000km, ficando na casa de algumas centenas de km. Ao ter isso em conta para as linhas aéreas, verifica-se que $\sin\theta$ é sensivelmente igual a θ . Então, das expressões (2.2 e 2.3) obtém-se a aproximação (2.5), que sugere que a linha não tem reactância capacitiva, mas apenas uma reactância indutiva X_l . Esta aproximação enquadra-se na situação 2) descrita anteriormente. Apesar da ausência de reactância capacitiva não ser inteiramente verdade, verifica-se na realidade que para linhas aéreas em alta tensão com uma ou duas centenas de quilómetros de comprimento, a reactância capacitiva é desprezável ou bastante inferior à reactância indutiva da linha. Tal já não é verdade para linhas subterrâneas ou subaquáticas de alta tensão, onde a reactância capacitiva assume valores consideráveis.

$$Z_0 \sin\theta \approx Z_0 \theta = \sqrt{\frac{l}{c}} \omega a \sqrt{lc} = \omega a l = X_l \quad (2.5)$$

Substituindo (2.5) em (2.1), obtém-se a expressão (2.6). Como foi considerada uma linha sem perdas, pode-se simplificar (2.6), obtendo a expressão (2.7). Assim, a potência máxima transmissível por uma linha é dada pela expressão (2.8), que ocorre para um ângulo de carga δ igual a 90° . Se a reactância capacitiva da linha fosse assumida, a potência activa transmissível teria um valor superior. Assim, as considerações que permitem assumir a

expressão (2.6), para além de não comprometerem a validade dos resultados obtidos, garantem uma margem de segurança extra, evitando que se considerem fluxos de potência cujo ângulo de transmissão possa ultrapassar o valor máximo ($\delta=90^\circ$) [39].

$$P = \frac{V_s V_r}{X_l} \sin \delta \quad (2.6)$$

$$P = \frac{V^2}{X_l} \sin \delta \quad (2.7)$$

$$P = \frac{V^2}{X_l} \quad (2.8)$$

Quanto à potência reactiva fornecida em cada extremo da linha, esta é dada pela expressão (2.9).

$$Q = \frac{V^2}{X_l} (1 - \cos \delta) \quad (2.9)$$

A expressão (2.8) representa o limite de estabilidade estática de uma linha de transmissão tendo em consideração as aproximações assumidas.

Tendo em conta o que foi dito, para uma linha aérea pode-se assumir a representação da figura 2.3, onde a reactância série da linha é de valor idêntico à apresentada na figura 2.2, mas agora sem as capacidades C_l . O valor da tensão no ponto intermédio da linha está designado por V_M :

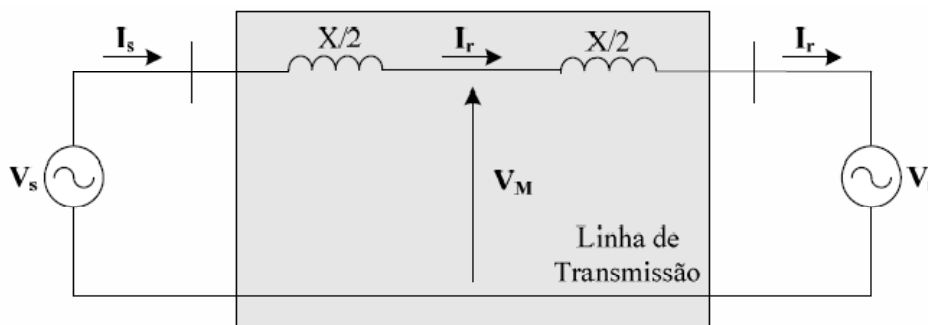


Figura 2.3 - Modelo de uma linha indutiva interligando um gerador (modelizado por V_s) e uma rede de potência infinita (modelizado por V_r), aplicável a linhas curtas [16].

Assumindo que a reactância da linha se distribui uniformemente ao longo do seu comprimento, a corrente na linha permanece constante em módulo e fase ao longo da linha. Convencionando que a corrente tem fase nula, então a tensão V_M (figura 2.4) tem fase nula, e a tensão na linha varia continuamente em fase ao longo do comprimento da linha, a partir do centro até às extremidades, em sentidos opostos, como descrito na figura 2.4.

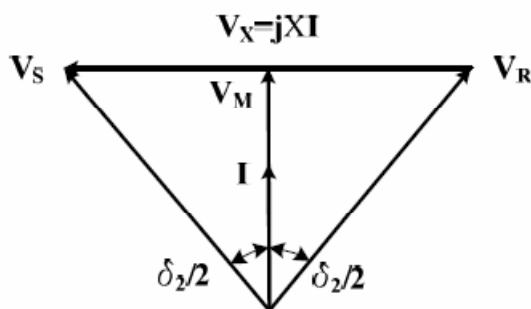


Figura 2.4 - Diagrama fasorial do modelo da figura 2.3 [16].

Se a tensão ao longo da linha for constante ($V_s = V_r = V_M$), pela expressão (2.7) pode-se ver que quanto maior a diferença de fase de V_s e V_r em relação a V_M , maior é a potência activa transmitida pela linha. É o mesmo que dizer que a potência activa transmitida pela linha depende somente do ângulo de transmissão, tal como a potência reactiva (ver expressão (2.9)). Portanto, para uma tensão constante do sistema, não é possível alterar a potência activa transmitida sem alterar a potência reactiva na linha (alterando o ângulo de transmissão, ambas são alteradas).

Também é possível observar que a potência máxima transmissível pela linha depende do comprimento da linha, pois quanto mais comprida for, maior é a sua reactância série efectiva. Uma vez atingido um ângulo de transmissão de $\delta=90^\circ$, só é possível aumentar a potência transmitida pela linha através do aumento dos níveis de tensão do sistema, ou pela diminuição da reactância série efectiva da linha. Na secção 2.2 encontra-se descrito como compensar uma linha de transmissão de modo a permitir uma maior potência transmitida.

2.1.2 - Limites térmicos

O limite prático para a potência transmitida por uma linha pode ser imposto pela expressão (2.10), onde as perdas activas na linha (P_{joule}) são função da corrente que atravessa a linha (I) e da resistência total da linha (R). Se a temperatura do condutor for excessiva, pode alterar irreversivelmente as características físicas dos condutores da linha. É possível diminuir a corrente que percorre a linha de transmissão com dispositivos de compensação, aumentando a reactância série efectiva da linha ou diminuindo o ângulo de transmissão, salvaguardando o cumprimento dos limites térmicos de uma linha de transmissão.

$$P_{joule} = I^2 R \quad (2.10)$$

2.1.3 - Limites de isolamento

As tensões num SEE não devem exceder limites bem definidos (normalmente +5% ou +10% e -10% relativamente à tensão nominal). Os limites práticos tornam-se ainda mais restritos (por natureza) em linhas radiais e em linhas longas com cargas acopladas ao longo da linha [39]. Podem ser empregues dispositivos de compensação para garantir perfis de tensão

adequados numa linha de transmissão, pela injeção ou absorção de energia reactiva na linha de transmissão (ver ponto 2.2.1).

2.2 - Controlo do fluxo de potência e compensação de linhas de transmissão: conceitos base

O controlo da potência transmitida numa linha de transmissão passa pela manipulação das três variáveis da expressão (2.7). Para além da compensação propriamente dita, existem outras possibilidades, como o aumento do factor de potência, amortecimento de oscilações da potência activa, compensação de flutuações de tensão e eliminação de componentes harmónicas [11]. Existem três modos de compensar uma linha, que constituem a base de operação de todos os métodos de compensação abrangidos pelos dispositivos FACTS:

-**Compensação paralelo**, que consiste na injeção ou absorção de energia reactiva na linha de transmissão. As primeiras soluções para compensação em paralelo baseavam-se em bancos de condensadores, com o objectivo de fornecer energia reactiva à linha nas situações em que a carga na linha fosse elevada, e evitar assim que a tensão na linha descesse demasiado. Também passava pela utilização de bancos de bobines, com o objectivo de absorver a energia reactiva excessiva, existente nos casos em que a carga da linha é baixa ou nula, evitando assim sobretensões. Ambas as soluções podem ser fixas ou mecanicamente comutáveis. Os condensadores síncronos também foram desde cedo usados [39].

-**Compensação série**, que consiste na anulação parcial da reactância da linha de transmissão. Uma compensação série simples pode ser obtida colocando condensadores em série com a linha de transmissão.

-**Compensação do ângulo de fase**, que consiste na alteração do ângulo de transmissão efectivo da linha. A compensação do ângulo de fase pode ser conseguida através de um transformador esfasador.

2.2.1 - Compensação paralelo ideal

Como foi referido na secção 2.1.1, a tensão no ponto intermédio adquire na maioria das situações um máximo ou um mínimo, consoante o regime de carga que é imposto à linha de transmissão. Por isso o ponto intermédio da linha é o melhor local para interligar um compensador paralelo, tal como ilustrado na figura 2.5. Não existe qualquer troca de potência activa entre o compensador paralelo ideal e a linha de transmissão (mas um compensador paralelo real absorve alguma potência activa para alimentar as suas perdas).

Com a injeção de potência reactiva capacitiva no ponto intermédio, é possível “quebrar” a linha ao meio, passando cada metade a ter agora uma impedância reactiva indutiva igual a $X/2$ (ver figura 2.5). O que torna isto possível é o facto de parte da energia reactiva necessária para alimentar a reactância ser agora proveniente do compensador paralelo.

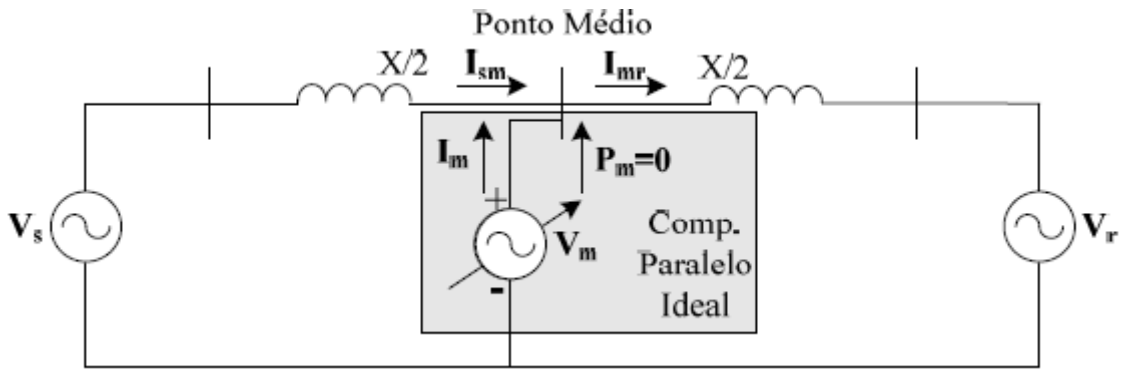


Figura 2.5 - Modelo de uma linha de transmissão sem perdas, interligando dois geradores ou dois sistemas eléctricos de energia, com um compensador paralelo ideal ligado no ponto intermédio [16].

Se as tensões V_M , V_s e V_r forem idênticas, em cada metade existirá um novo ponto mínimo de tensão no respectivo ponto intermédio. A diferença de fase entre as tensões V_s , V_M e V_r e a corrente na metade respectiva, fica reduzida a metade. A corrente em cada metade estará em fase com a tensão nos pontos intermédios de cada metade. Isto acontece porque toda a energia reactiva necessária para compensar a linha percorre apenas metade do comprimento que percorria anteriormente (Das fontes de tensão V_s , V_r e V_M para os pontos intermédios de cada uma das metades). É o mesmo que dizer que a energia reactiva proveniente de uma das fontes de tensão percorre metade da indutância da linha que percorria anteriormente, o que por si justifica o facto do ângulo de transmissão em cada metade da linha ser apenas metade do ângulo de transmissão verificado na linha sem compensação. As correntes das duas metades da linha (I_{sm} e I_{mr} , cada uma constante em módulo e fase na sua metade) estarão desfasadas entre si num ângulo igual ao ângulo de transmissão de cada metade, como pode ser observado na figura 2.6.

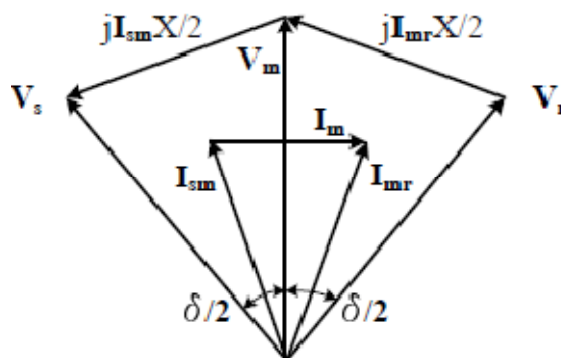


Figura 2.6 - Diagrama fasorial do modelo representado na figura 2.5 [16].

A potência activa transmitida pela linha passa então a ser dada pela expressão (2.11). A potência reactiva fornecida em cada extremo da linha passa a ser dada pela expressão (2.12), onde fica evidente que com apenas uma compensação paralelo ideal no ponto intermédio da

linha consegue-se duplicar o limite máximo da potência transmissível, que ocorre agora para um ângulo de transmissão total da linha igual a $\delta=180^\circ$ (que é o dobro do anterior ângulo de carga possível). Não é preciso que V_M seja igual a V_s e a V_r para efectuar uma compensação da linha, mas também daí teremos uma compensação menor e não ideal.

Também é visível que teoricamente é possível dividir a linha infinitamente, conferindo-lhe um perfil de tensão constante ao longo do seu comprimento, sem limite estático para a potência transmissível.

Este método de compensação actua na tensão e no ângulo de carga da linha. Convém no entanto reparar que a equação (2.12) representa a energia reactiva injectada apenas numa extremidade da linha. Numa linha sem compensação existem apenas duas extremidades, mas numa linha compensada existem quatro: as duas extremidades físicas da linha, e as outras duas extremidades artificiais criadas pelo compensador paralelo, em virtude de este “quebrar” electricamente a linha em duas. Assim, neste caso, a potência reactiva total injectada na linha de transmissão é dada pela expressão (2.13). Por isso a compensação de uma linha através de um compensador paralelo ideal pode implicar valores bastante elevados de potência reactiva, que no limite (para um ângulo de transmissão de 180°) é oito vezes superior à potência activa. Isto em casos reais pode ser problemático porque aumenta bastante as perdas activas na linha e a capacidade de transmissão da linha é limitada pelos limites térmicos da própria linha de transmissão [39].

$$P = \frac{2V^2}{X_l} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (2.11)$$

$$Q = \frac{2V^2}{X_l} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right) \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{8V^2}{X_l} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right) \quad (2.13)$$

2.2.2 - Compensação série

A compensação série pretende anular parte da reactância indutiva da linha, ou de outro ponto de vista, aumentar a tensão aplicada à reactância da linha [39]. Uma característica da utilização de condensadores em série com a linha, é que como a energia reactiva é directamente proporcional ao quadrado da corrente na linha, existe um efeito auto-regulador. Como a energia reactiva produzida aumenta com o aumento de corrente, a compensação aumenta quando a carga na linha aumenta, e diminui quando a carga na linha diminui [11]. O resultado prático é idêntico e levará ao aumento do fluxo de corrente na linha. Tal pode ser feito com um banco de condensadores colocados em série com a linha, pois a sua reactância é oposta em fase à reactância indutiva da linha, diminuindo a reactância efectiva da linha, como se a linha fosse encurtada. Por outro lado, a tensão aos seus terminais é oposta em fase à queda de tensão na reactância indutiva da linha,

aumentando a tensão aplicada à linha, como se a tensão do sistema tivesse sido aumentada. Tal encontra-se ilustrado na figura 2.7, onde a compensação é feita através de duas capacidades nos dois extremos da linha ($X_c/2$), e cuja disposição fasorial das grandezas em jogo está ilustrada na figura 2.8.

A potência activa transmitida depende então da quantidade de impedância reactiva indutiva da linha que é anulada, ou de quanto foi o incremento da tensão aplicada à reactância indutiva da linha. Esse incremento de potência é expresso mediante um factor k ($k=X_c/X$), obtendo-se assim a expressão (2.14). A potência reactiva na linha é dada pela expressão (2.15).

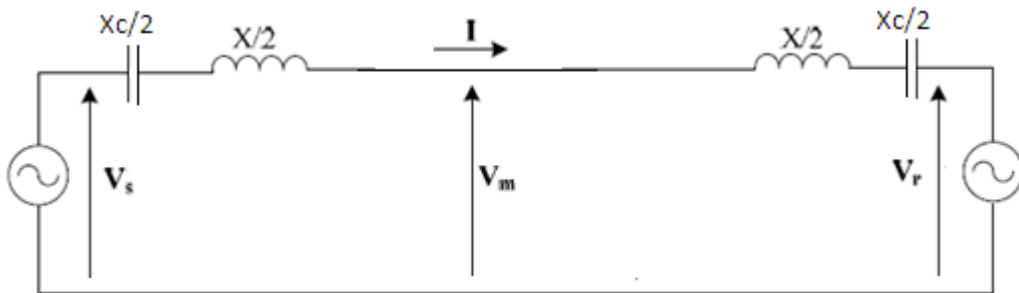


Figura 2.7 - Modelo de uma linha sem perdas interligando dois geradores ou sistemas eléctricos de energia, com compensação série.

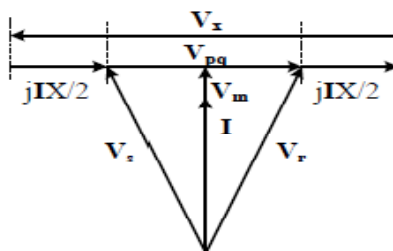


Figura 2.8 - Diagrama fasorial do modelo representado na figura 2.7 [16].

$$P = \frac{V^2}{X_l(1-k)} \sin(\delta) \quad (2.14)$$

$$Q = \frac{2V^2k}{X_l(1-k)^2} (1 - \cos\delta) \quad (2.15)$$

2.2.3 - Compensação do ângulo de fase

A ideia de um compensador de ângulo de fase ideal é manter um dado valor de potência transmitida independentemente do ângulo de transmissão existente. O método clássico consiste num transformador esfasador (com comutação mecânica ou electrónica), colocado entre o barramento emissor e a linha de transmissão. O transformador esfasador injecta uma tensão em série com a linha (designada por V_σ), com um dado ângulo e módulo e que se soma à tensão do barramento emissor V_s . Deste modo consegue-se alterar o ângulo de transmissão

efectivo da linha (ver figura 2.9). Se idealmente o ângulo de transmissão é alterado e o módulo da tensão injectada em série com a linha permanece constante, então um compensador de ângulo de fase pode trocar potência activa com a rede. Mas como não possui capacidade de produzir nem de absorver potência activa ou reactiva (considerando-o ideal, sem perdas), tem de as obter da própria rede. Basta observar as equações (2.7) e (2.9) em conjunto para perceber que variando o ângulo de transmissão δ , alteram-se os valores da potência activa P e da potência reactiva Q .

Outro aspecto é que este método de compensação não aumenta a capacidade máxima de potência transmissível pela linha. No entanto é possível com este método manter a linha à sua capacidade máxima para ângulos de carga que sem compensação ultrapassariam o ângulo máximo. Graças a este método de compensação, é possível manter o ângulo máximo de transmissão sem o ultrapassar. Também é possível a sua utilização para diminuir a potência transmitida numa linha. A potência transmitida é dada pela expressão (2.16), onde δ é o ângulo de carga sem compensação, σ é a alteração de fase introduzida pelo compensador e V é a tensão efectiva no barramento emissor.

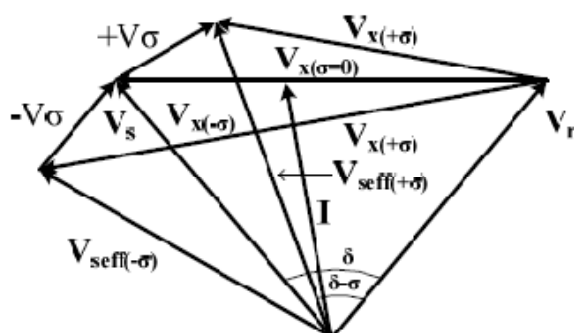


Figura 2.9 - Diagrama fasorial representativo das somas vectoriais das tensões V_s e V_σ , Onde V_x é a queda de tensão na linha e V_{seff} é a resultante da soma de V_s e V_σ (tensão no barramento emissor) [16].

$$P = \frac{V^2}{X_l} \sin(\delta - \sigma) \quad (2.16)$$

Concluindo, este tipo de compensação baseia-se na alteração do esfasamento da tensão efectiva no barramento emissor. Esta capacidade é explorada principalmente no controlo do fluxo de potência em regime permanente, e na solução de problemas de trânsitos de potência em linhas paralelas como o controlo do fluxo de potência activa em malha circular [16].

2.3 - Limitações dinâmicas na transmissão de energia de um sistema eléctrico

Os três métodos de compensação abordados anteriormente em condições ideais permitem ultrapassar grande parte das limitações dinâmicas que condicionam um sistema eléctrico.

Melhorar a estabilidade transitória, melhorar e aumentar a estabilidade dinâmica do sistema, eliminar as oscilações de potência e evitar colapsos de tensão podem ser conseguidas através da compensação das linhas de transmissão. O objectivo consiste em evitar que haja perda de sincronismo de algum gerador síncrono do sistema.

2.3.1 - Melhorar a estabilidade transitória

A estabilidade transitória do sistema caracteriza-se pela capacidade de um sistema voltar à sua operação normal após a ocorrência de graves perturbações. Os fenómenos transitórios associados aos geradores síncronos, normalmente estão associados a curto-circuitos ou a falhas de equipamentos que implicam o corte de uma via de transmissão de potência, que causa um desequilíbrio imediato entre a potência mecânica fornecida ao gerador e a potência eléctrica que é produzida e transmitida. Se a potência mecânica for superior à potência eléctrica, o gerador irá acelerar. Se a potência eléctrica for superior à mecânica, a máquina irá abrandar. Se o gerador acelerar ou abrandar demasiado, perderá o sincronismo com a rede e terá que ser desligado, o que pode trazer problemas ao sistema eléctrico na alimentação da carga que lhe é solicitada.

Enquanto a linha com problemas não é reposta e a energia primária fornecida aos geradores não é regulada, o desequilíbrio entre potências mantém-se e a máquina acelerará ou abrandará. Se a linha não voltar a ser reposta em breves instantes, os meios de transmissão existentes (se existirem) terão que ser suficientes para que a máquina se aguarde no sistema. É por esta razão que um sistema eléctrico de energia nunca opera nos seus limites de capacidade máximos, para conseguir aguentar este tipo de fenómenos, sendo a margem de segurança bastante considerável (o ângulo de carga por norma é pequeno). Se fosse possível explorar um sistema eléctrico de energia perto dos seus limites, seria economicamente vantajoso. Através da compensação das linhas de transmissão é possível aumentar o limite máximo de potência transmissível e utilizar ângulo de carga maiores, como já foi visto anteriormente (secção 2.2). Assim é possível aumentar a potência transmitida e aumentar as margens de estabilidade do sistema. Pode-se assim rentabilizar as infra-estruturas já existentes, evitando novos investimentos mais avultados.

2.3.2 - Melhorar e aumentar a estabilidade dinâmica do sistema e amortecer oscilações de potência

A estabilidade dinâmica do sistema caracteriza-se pela capacidade de um sistema voltar à sua operação normal após a ocorrência de pequenas perturbações. Nos geradores síncronos podem surgir perturbações da simples variação da carga diária e de pequenas flutuações de potência, da manobra de aparelhagem de corte, ou até serem o prolongamento de um fenómeno transitório. Essas perturbações causam oscilações nos geradores, do seu ângulo de carga e da potência em torno dos valores que seriam os verificados em regime estacionário.

Se estas oscilações não forem amortecidas, a máquina não estabilizará e poderá perder o sincronismo.

A ideia consiste em utilizar os três métodos de compensação descritos para regular a potência transmissível pelas linhas de modo a que essa potência esteja em equilíbrio com a potência mecânica fornecida aos geradores síncronos. Assim, quando o gerador síncrono acelera, a potência transmitida é aumentada, travando a máquina, e quando o gerador desacelera, a potência transmitida é diminuída, levando a máquina a acelerar. Isto pode ser feito actuando no ângulo de carga, na reactância das linhas ou na tensão da linha. Na tabela 2.1 encontram-se resumidos os procedimentos efectuados nas situações possíveis para os vários tipos de compensação.

Tabela 2.1 - Amortecimento das oscilações de potência num gerador síncrono (P_m é considerado constante ao longo de um ciclo de oscilação) [16].

Equilíbrio de Potência	Aceleração do Gerador	Variação do Ângulo de Transmissão	Princípio de Compensação			Potência Transmitida
			Paralelo	Série	Regulação de ângulo	
$P_s - P_m$	θ_g	$d\delta/dt$				P
$P_s - P_m < 0$	$\theta_g > 0$	$d\delta/dt > 0$	$Q_p > 0$	$K > 0, X_{\text{linha}}$ diminui	$\sigma < 0$	Aumenta
$P_s - P_m > 0$	$\theta_g < 0$	$d\delta/dt < 0$	$Q_p < 0$	$k \approx 0, X_{\text{linha}}$ aumenta	$\sigma > 0$	Diminui

2.3.3 - Evitar colapsos de tensão, aumentando o limite de estabilidade da tensão

Este problema é mais saliente em linhas radiais porque normalmente a produção de energia reactiva na extremidade da linha que alimenta as cargas é reduzida ou inexistente. O limite de estabilidade de tensão diminui com o aumento de cargas indutivas no sistema. Para aumentar o limite de estabilidade de tensão são necessárias mais cargas capacitivas no sistema. A compensação capacitiva em paralelo e em série pode aumentar efectivamente o limite de estabilidade da tensão. Para interpretar o que acontece, imagine-se uma divisão da queda de tensão entre a impedância da linha e a impedância da carga. Se a impedância da carga descer para valores iguais ou inferiores ao valor da impedância da linha (o mesmo que dizer que houve um incremento da potência consumida pela carga), a tensão aplicada à carga descerá consideravelmente, pois grande parte da queda de tensão passa a verificar-se na impedância da linha. Assumindo que a potência consumida pelas cargas se mantém significativamente constante, ocorrerá um aumento da corrente na linha. Devido à presença de cargas indutivas e à própria componente indutiva da impedância da linha, o factor de

potência será degradado. O resultado é a queda da potência activa disponível na linha, e consequente queda da tensão. A componente resistiva de ambas as impedâncias é uma variável que não pode ser resolvida pelos métodos de compensação referidos anteriormente, mas a componente reactiva pode. A compensação série ou paralelo podem ser aplicadas de modo a anular parte das reactâncias indutivas das cargas e da linha, injectando energia reactiva.

2.3.4 - Ressonância Subsíncrona (SSR)

O problema da Ressonância Subsíncrona (SSR - *Subsynchronous Resonance*) deve-se à existência de uma ressonância interna num sistema mecânico turbina-gerador de grandes dimensões (que pode representar um número de vários conjuntos turbina-gerador), com frequências que podem variar entre os 10Hz e os 55Hz num sistema com uma frequência de operação de 60Hz [20]. A SSR pode propagar-se pelo SEE afectando outros conjuntos turbina-gerador nas proximidades. Se a impedância do SEE vista do gerador for propícia a criar ressonância com o grupo turbina-gerador, esta pode aumentar de intensidade e causar fadiga mecânica nos veios de ligação dos conjuntos turbina-gerador, diminuindo o seu tempo de vida útil, podendo mesmo ocorrer a sua quebra.

O que torna a SSR relevante quando se fala de compensação de uma linha, é que a existência de grandes capacidades inseridas em série com a linha pode proporcionar e amplificar a ocorrência da SSR. Na ocorrência de fenómenos transitórios e mesmo devido ao princípio de funcionamento de alguns compensadores, esses condensadores inseridos em série podem alimentar os binários subsíncronos. Portanto, este é um dos problemas que condiciona o dimensionamento da compensação série de uma linha, principalmente quando se fala da compensação tradicional baseada em condensadores fixos inseridos em série com a linha, ou baseada em bancos de condensadores comutados mecanicamente, que podem inadvertidamente agravar a ocorrência deste fenómeno.

No entanto, como é descrito no **capítulo 3**, os dispositivos FACTS oferecem soluções para este problema, sendo possível a construção de compensadores série imunes à SSR e com capacidade de ajudar no seu amortecimento, mesmo através da compensação paralelo baseada em dispositivos FACTS.

2.4 - Sumário

No capítulo 2 foram descritos os principais problemas dos SEE em corrente alternada e a sua resolução através da compensação paralelo, série, e do ângulo de fase. Viu-se também que os métodos de compensação abordados podem também ser bastante úteis no aumento do desempenho dos SEE na ocorrência de fenómenos transitórios e dinâmicos, no aumento da

estabilidade de tensão e no amortecimento da ressonância subsíncrona. As principais ideias a reter deste capítulo são:

1 - Os três métodos de compensação permitem controlar o fluxo de potência transmitido numa linha.

2 - A compensação paralelo e a compensação série conseguem aumentar os limites de estabilidade estática do sistema, mas tal não é possível através da compensação do ângulo de fase.

3 - Os três métodos de compensação conseguem diminuir a possibilidade da violação dos limites térmicos e de isolamento do sistema.

4 - Os três métodos de compensação conseguem aumentar desempenho do sistema face à ocorrência de fenómenos transitórios e dinâmicos.

5 - A compensação paralelo e a compensação série são particularmente eficazes na prevenção de colapsos de tensão no sistema.

6 - A compensação série pode agravar a ocorrência da denominada Ressonância Subsíncrona.

7 - A compensação do ângulo de fase é particularmente eficaz na prevenção de fluxos de potência circulares em linhas paralelas, assim como no controlo do fluxo de potência em linhas paralelas.

Capítulo 3

Dispositivos de compensação: Resenha Histórica e Tecnologias FACTS

Como foi visto no capítulo 2, o controlo do fluxo de potência e a compensação de uma linha de transmissão pode ser conseguida através da manipulação da tensão no sistema, da reactância da linha e do ângulo de transmissão. Os princípios baseiam-se na aplicação da compensação paralelo, da compensação série e da compensação do ângulo de fase.

Desde o começo da expansão das redes eléctricas de energia, apareceram inúmeros dispositivos com o objectivo de providenciar o controlo do fluxo de potência e a compensação desejada das linhas de transmissão. Esses métodos eram essencialmente baseados em dispositivos electromecânicos. Verificaram-se enormes progressos nesta área com o surgimento e evolução da electrónica de potência e consequente aparecimento dos dispositivos FACTS.

3.1 - Antes do surgimento dos dispositivos FACTS

Antes do surgimento dos dispositivos FACTS, a compensação em série não era muito empregue e a compensação do ângulo de fase era feita recorrendo a transformadores esfasadores com tomadas electromecânicas. A compensação em paralelo recorrendo a bancos de condensadores (empregues pela primeira vez em 1914 [11]) e a reactâncias fixas, não consegue acompanhar as variações dinâmicas do sistema apesar de conferir alguma correcção nas características do sistema, possuindo portanto uma grande limitação. Surgiram então outros dispositivos, designados por MSR (*“Mechanical switching of shunt reactor”*) e por MSC (*“Mechanical switching of shunt capacitors”*), baseados em bancos de condensadores e de reactâncias mecanicamente ajustáveis que se mostraram mais versáteis que os seus homólogos fixos. No entanto a solução mais empregue durante mais de 50 anos (antes da

década de 1960) foi o Condensador Síncrono, juntando-se mais tarde a ele o compensador SR (“*Saturated Reactor*”) [39].

3.1.1 - Dispositivos MSR (*Mechanical switching of shunt reactor*) e MSC (*Mechanical switching of shunt capacitors*)

O MSR e o MSC consistem em bancos de reactâncias (indutâncias e condensadores respectivamente) que são inseridos ou removidos da rede por interruptores mecânicos. Estes dispositivos apesar de conseguirem limitar satisfatoriamente a ocorrência de sobretensões e subtensões, não são rápidos o suficiente para influenciar dinamicamente a relação potência-ângulo [11], [39]. Por outro lado, a comutação destes dispositivos (inserção ou remoção da rede), para além de ser pouco confiável [11], origina transitórios de tensão que se propagam pela rede e que podem trazer problemas de isolamento. Também podem causar afluências súbitas de correntes que se propagam pela rede. Devido às componentes de alta frequência contidas nas variações bruscas de corrente, pode ocorrer fadiga mecânica nos equipamentos, produção de harmónicos, produção de sobretensões em resposta à variação brusca da corrente, indução de transitórios indesejáveis em circuitos vizinhos, sendo mais vulneráveis circuitos de baixa potência e de controlo [35]. Devido a todos estes problemas, a escolha recaía nos condensadores síncronos. Mas se a ordem de grandeza e a probabilidade de ocorrência desses problemas for aceitável, os dispositivos MSR e MSC são soluções mais baratas e simples que os condensadores síncronos.

3.1.2 - Condensadores Síncronos

Um Condensador Síncrono é um gerador síncrono ligado em paralelo com a rede, sem turbina acoplada, possuindo apenas um pequeno motor para o colocar em movimento e para alimentar as suas perdas. Em vez de um gerador síncrono pode também ser empregue um motor síncrono. Consegue efectuar uma compensação contínua regulando a excitação da própria máquina, que conforme é sobreexcitada ou subexcitada, fornece ou absorve energia reactiva, possuindo uma grande capacidade temporária de sobrecarga [11].

No seu estado de funcionamento em regime permanente apenas troca energia reactiva com a rede. A única potência activa que absorve é a necessária para cobrir as suas perdas. Consegue reagir sem acções de controlo e providencia um suporte de tensão adicional fora do seu funcionamento em regime permanente [39].

No entanto, os condensadores síncronos possuem custos operacionais e de manutenção consideráveis e conseqüente menor tempo de vida útil. Possuem algumas implicações ambientais (tratamento de lubrificantes) [36], possuem perdas energéticas superiores aos dispositivos FACTS [41], [11], necessitam de fundações sólidas para os fixar, necessitam de uma aparelhagem de controlo e protecção de aparato considerável, alimentam as correntes de curto-circuito e não conseguem ser regulados suficientemente rápido para compensar

perdas súbitas de carga [11]. Neste aspecto, a utilização de dispositivos FACTS é bastante mais vantajosa, o que levou ao começo da substituição de muitos condensadores síncronos quando os primeiros dispositivos SVC comutados por tirístores ficaram disponíveis.

Os condensadores síncronos no entanto ainda são utilizados, existindo progressos nesta área que os colocam como alternativa viável aos dispositivos FACTS. É exemplo disso a nova tecnologia dos Condensadores Síncronos Supercondutores [24].

Para além do que se disse, os condensadores síncronos possuem características próprias, que só recentemente conseguiram ser equiparadas pelos dispositivos FACTS baseados em conversores. Os condensadores síncronos praticamente não produzem harmónicos [24], possuem boa resposta contra fenómenos transitórios podendo trocar por tempo limitado energia activa com a rede (armazenada como energia cinética) [40], possuem melhor resposta contra defeitos severos (como curto-circuitos trifásicos) e trazem a tensão para os valores nominais mais rapidamente que os dispositivos FACTS mais comuns. No entanto, para defeitos que levam a quedas de tensão pequenas ou moderadas no sistema, os dispositivos FACTS apresentam melhor desempenho. Na figura 3.1 está representado um modelo de um condensador síncrono ligado a um barramento de alta tensão, em que SES é o sistema estático de excitação, MCC é a aparelhagem de controlo do motor de arranque M e SC é o condensador síncrono.

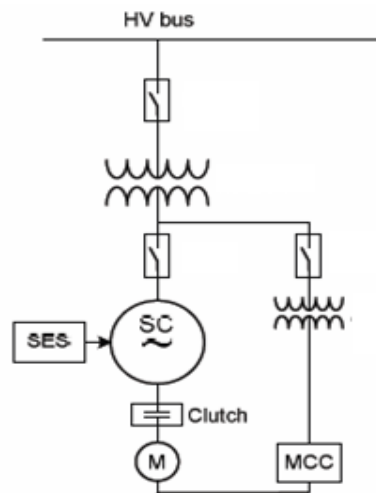


Figura 3.1 - Esquema de um condensador síncrono ligado a um barramento de alta-tensão [40].

3.1.3 - Reactâncias Saturadas

Os dispositivos baseados em reactâncias saturadas, ou SR (*Saturated Reactor*) na forma abreviada na designação anglo-saxónica, foram desenvolvidos no Reino Unido nos fins da década de 1950 e inícios da década de 1960. Eram baseados numa reactância indutiva com núcleo de ferro saturado. A topologia mais simples de um SR é um indutor com um núcleo de ferro, com um enrolamento por fase. A propriedade deste tipo de compensadores consiste na sua capacidade inerente de responder rapidamente ao sistema mantendo uma tensão aproximadamente constante nos seus terminais (com uma variação de 10% sensivelmente), sem qualquer sistema de controlo por realimentação [39].

Consegue suportar elevadas cargas de corrente com pequenas variações de tensão aos seus terminais devido à saturação magnética do ferro, que possui uma elevada permeabilidade magnética. No entanto a sua corrente possui componentes harmónicas consideráveis porque um SR funciona numa zona não linear da curva de magnetização do ferro (zona de saturação) [8]. Tal problema pode ser minimizado mediante uma ligação apropriada das reactâncias, mas a ocorrência de curto-circuitos afecta o cancelamento das componentes harmónicas [18]. Na figura 3.2 está representada uma das várias ligações possíveis. A estabilidade da tensão aos seus terminais pode ser melhorada colocando um condensador em série, e a associação de um condensador comutável (com os eventuais filtros de harmónicos residuais) em paralelo confere-lhe a capacidade de fornecer energia reactiva ao sistema. Este sistema passa a ser denominado por “*Static Var System*”, ou SVS na forma abreviada [39].

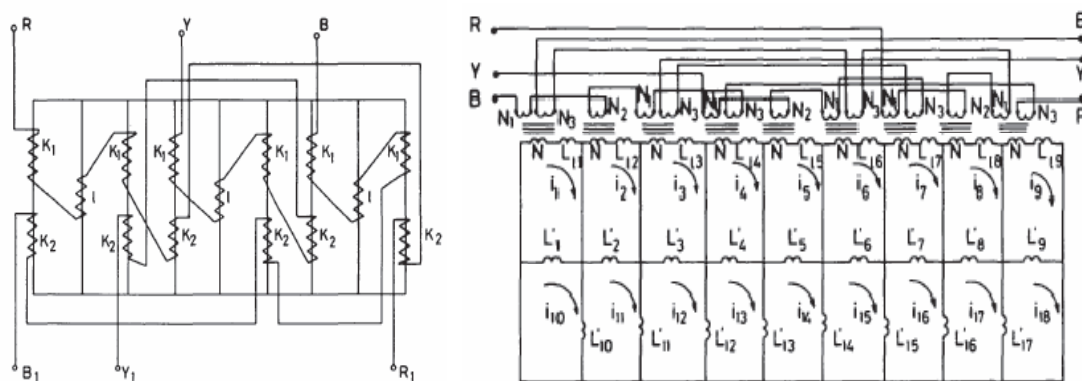


Figura 3.2 - Ligação dos enrolamentos primários de um SR trifásico, numa combinação de ligação em estrela com ligação e zigzag (esquerda) e circuito eléctrico equivalente do SR (direita) [8].

O desenvolvimento dos tirístores tem anulado a utilização dos SR desde a década de 1980 porque os dispositivos baseados em tirístores tornaram-se mais baratos, têm menos perdas e permitem o controlo directo da corrente [39].

3.1.4 - Transformador Esfasador e Transformador Regulador de Tensão (convencionais)

O transformador esfasador ou “*Phase Shifter Transformer*” (PST) é a solução clássica para compensação por regulação do ângulo de fase, enquanto o transformador regulador de tensão (VRT) é uma solução clássica empregue no ajustamento dos níveis de tensão. O PST caracteriza-se por usualmente injectar uma tensão em quadratura com a tensão da rede enquanto o VRT injecta uma tensão em fase com a tensão na rede. A diferença principal entre ambos os transformadores está na disposição dos seus enrolamentos.

Um PST convencional consiste num transformador com tomadas electromecânicas, ligado em paralelo à linha de transmissão e cujas tomadas alimentam um transformador colocado em série com a linha de transmissão (ver figura 3.3). A alteração do ângulo de transmissão de

uma linha faz-se por ajustamento das tomadas para a posição pretendida. Mas a regulação é limitada, normalmente numa gama de -30° a $+30^\circ$, com uma ou duas posições discretas disponíveis para cada lado.

A sua aplicação usual é na regulação de tensão e de fluxos de potência em regime permanente, pois a sua capacidade de resposta é lenta devido à inércia dos comutadores mecânicos. São por isso pouco eficazes na resposta a fenómenos transitórios e dinâmicos. Outras desvantagens dos PST convencionais estão no seu tempo de vida útil limitado e na frequente manutenção que é necessária devido à sua deterioração mecânica e à deterioração das substâncias lubrificantes [39].

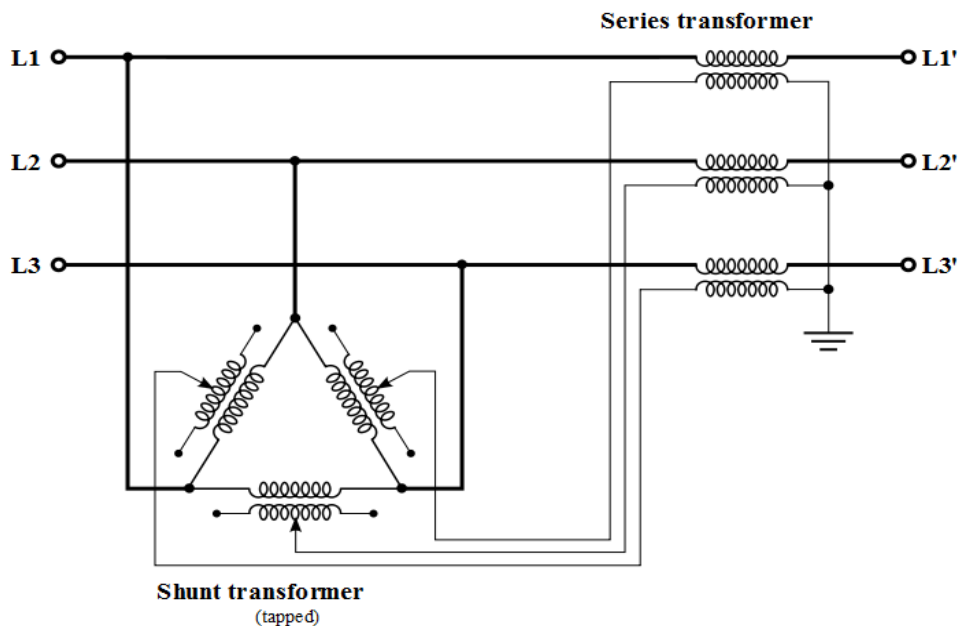


Figura 3.3 - Esquema eléctrico de um transformador esfasador convencional.

Um VRT pode basear-se num transformador com tomadas tradicional ou num esquema similar ao PST, consistindo num transformador com tomadas (comutadas mecanicamente) ligado em paralelo com a linha de transmissão e que alimenta outro transformador inserido em série na linha de transmissão. Pode também basear-se num comum transformador de potência com tomadas.

Existem certas particularidades que podem tornar o VRT preferível à compensação em paralelo em certas situações. A regulação de tensão mediante compensadores em paralelo é conseguida mediante a injeção ou absorção de potência reactiva da rede, e por isso exercem a sua influência nos níveis de tensão de toda a rede. Em certas situações pode revelar-se impossível manter os níveis de tensão em todo o sistema dentro dos limites desejados, principalmente em redes radiais. O VRT também permite a interligação de sistemas com níveis de tensão diferentes. Recorrendo à regulação da razão de transformação (actuando na posição das tomadas) consegue evitar que as variações de tensão que ocorram num dos lados dos seus terminais se reflectam significativamente no outro lado. Mas tal como o PST, a sua

resposta lenta e o raio de operação limitado, tornam-no pouco eficaz na resposta a fenómenos transitórios e dinâmicos. São no entanto um bom instrumento na resposta a variações mais lentas e suaves dos níveis de tensão devidos por exemplo à flutuação do nível de carga no sistema ao longo do dia, especialmente em sistemas radiais.

Como um transformador não consegue injectar nem absorver energia reactiva, qualquer nível de tensão que venha a colocar na rede terá que ser suportado pela própria rede. Se existir uma percentagem considerável de cargas indutivas a alimentar, a rede deve possuir meios de fornecer a energia reactiva necessária. Caso contrário ocorrerá um colapso de tensão na rede. A possível contribuição do transformador regulador de tensão para um colapso de tensão é um problema bem conhecido. Por exemplo, se um elevado número de cargas indutivas levar à queda dos níveis de tensão numa dada linha radial, um controlo automático levará o VRT a elevar o nível de tensão nessa mesma linha, alimentando ainda mais a carga indutiva e degradando o factor de potência, levando ao colapso da tensão nessa linha [20].

Tal com o PST, possui um tempo de vida útil limitado devido ao desgaste dos comutadores mecânicos, assim como encargos consideráveis na sua manutenção.

O VRT e o PST podem ser combinados numa única unidade devido à existência de topologias semelhantes. Estes dois dispositivos são bastante aplicados em todo o mundo e com o desenvolvimento dos dispositivos FACTS a sua utilização pode ser melhorada pela substituição da comutação mecânica das tomadas por interruptores baseados em semicondutores ou em conversores de tensão e de corrente. Abrem-se assim novas possibilidades para a sua utilização [39], incluindo a possibilidade de incorporar a regulação de tensão e do ângulo de fase de forma controlada numa única unidade com grande flexibilidade e com um raio de operação bastante interessante.

3.2 - Dispositivos FACTS e a sua classificação

O termo “*Flexible AC Transmission Systems*” ou simplesmente “FACTS” identifica basicamente sistemas de transmissão de corrente alternada que incorporam dispositivos baseados em electrónica de potência, cujo objectivo é aumentar o controlo e a capacidade de transmissão de potência. Apesar de estes dispositivos já existirem desde os inícios da década de 1970, e de terem sido lançados pela primeira vez em 1971 com o SVC (*Static Var Compensator* do tipo TSC), o conceito FACTS só foi formalizado pela primeira vez nos fins da década de 1980 pelo Instituto Norte-Americano “*Electric Power Research Institute*” [11]. O seu surgimento levou ao início do abandono das soluções electromecânicas tradicionais.

Com o intuito de resolver os problemas emergentes naquela altura nos sistemas eléctricos de energia, devido às restrições mais rígidas impostas à construção de novas linhas de transporte, e para facilitar as transacções de energia perante a liberalização e

desregulamentação crescentes nos mercados de energia eléctrica, os objectivos principais dos dispositivos FACTS visavam:

- Aumentar a capacidade de transmissão do sistema eléctrico de energia.
- Manter os fluxos de potência em percursos determinados [39].

Actualmente apresentam-se também como solução a vários problemas levantados pela integração de uma crescente produção dispersa nos sistemas eléctricos de energia [16].

Existem algumas formas de classificar os dispositivos FACTS

Classificação por gerações:

- 1ª Geração: FACTS comutados por tirístores
- 2ª Geração: FACTS comutados por transístores IGBTs ou tirístores GTOs
- 3ª Geração: FACTS constituídos pela integração de compensação série e paralelo numa mesma linha de transmissão
- 4ª Geração: FACTS constituídos pela integração de compensação série e paralelo em linhas de transmissão diferentes

Classificação pelo tipo de comutação:

- Comutados pela rede (baseado em tirístores)
- Auto Comutáveis (baseado em semicondutores mais modernos, auto comutáveis)

Classificação pelo tipo de compensação

- Compensadores série
- Compensadores paralelo
- Compensadores combinados série-paralelo
- Compensadores combinados série-série

Optou-se aqui por diferenciar os dispositivos FACTS pela sua topologia por duas razões: Os FACTS baseados em elementos impedantes passivos possuem uma topologia bastante distinta dos dispositivos FACTS baseados em conversores, sendo fácil a sua distinção. Por outro lado, os dispositivos FACTS baseados em impedâncias passivas são geralmente uma tecnologia mais antiga que os FACTS baseados em conversores, possibilitando uma análise acompanhada de uma certa evolução histórica.

A classificação de alguns dispositivos FACTS nem sempre é clara entre os peritos na matéria porque alguns dispositivos possuem capacidades e propriedades que diferem de alguma forma da definição original de um dispositivo FACTS. Exemplos como SMES e o BESS e mesmo os dispositivos VSC-HVDC (*Voltage Source Converters - High Voltage Direct Current*) são por vezes considerados como dispositivos FACTS. O SMES tem por base o armazenamento

de energia activa numa bobina supercondutora [31], enquanto um BESS consiste no armazenamento de energia activa em baterias acumuladoras [51]. Estes dois dispositivos podem ser considerados como FACTS segundo alguns pontos de vista, porque o sistema de conversão de energia utilizado é equiparável a um VSC (Voltage-Source Converter) utilizado nos dispositivos FACTS, abordado com mais detalhe no ponto 3.4 [31], [51].

3.3 - Dispositivos FACTS baseados em impedâncias passivas

Os dispositivos FACTS deste tipo utilizam na sua maioria o tiristor como elemento semiconductor, mas é perfeitamente possível empregar semicondutores mais modernos auto comutáveis. Os principais dispositivos desta categoria são:

- SVC (*Static Var Compensator*)
 - TSC (*Thyristor Switched Capacitor*)
 - TSR (*Thyristor Switched Reactor*)
 - TCR (*Thyristor Controlled Reactor*)
 - FC-TCR (*Fixed Capacitor- Thyristor Controlled Reactor*)
- TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*)
- GCSC (*Gate Controlled Series Compensator*)
- TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*)
 - NGH-SSR (*Narain G. Hingorani - Sub Synchronous Resonance*)
- TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*)
- TSSR (*Thyristor Switched Series Reactor*)
- TCBR (*Thyristor Controlled Braking Resistor*)
- TCVL (*Thyristor Controlled Voltage Limiter*)
- TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*)
- TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*) ou TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*)
- DFC (*Dynamic Flow Controller*)
- IPC (*Interphase Power Controller*)
- MERS (*Magnetic Energy Recovery Switch*) [16], [20]

Este tipo de dispositivos FACTS utiliza elementos passivos como condensadores, indutores e resistências, cuja inserção na rede é feita pela comutação de semicondutores. São também designados por dispositivos FACTS de impedância variável. O tiristor é o semiconductor mais utilizado neste tipo de dispositivos, quer pelo peso histórico e no mercado, quer pelas potências superiores com que consegue lidar.

O tiristor pode ser controlado de duas maneiras:

- “tudo ou nada”, em que o tiristor apenas pode estar em dois estados: condução durante todo um meio ciclo da onda fundamental ou em não condução.

-Controlado através do ângulo de disparo (α), permitindo uma regulação contínua da potência reactiva fornecida por um elemento reactivo. O ângulo de disparo corresponde ao ângulo fasorial da onda de tensão da rede em que se deseja que o tiristor entre em condução.

Qualquer se seja o método de comutação usado, a condução do tiristor só pode ser interrompida no instante em que a corrente se anula e/ou inverte a sua polaridade. Nesta categoria incluíram-se também os dispositivos baseados em transformadores de potência porque podem ser considerados como elementos passivos. Segue-se aqui uma descrição mais detalhada dos dispositivos FACTS mais importantes desta categoria.

3.3.1 - SVC (*Static Var Compensator*)

Os dispositivos SVC, também designados segundo alguns autores por Geradores Estáticos de Energia Reactiva de Impedância Variável [20], são compensadores paralelo que utilizam elementos reactivos (indutâncias e/ou condensadores) tal como os dispositivos MSC e MSR. Mas contrariamente aos MSC e MSR, o SVC utiliza interruptores formados por tirístores, conferindo-lhes tempos de resposta muito mais rápidos.

Podem ser compostos por TCRs, TSCs, TSRs (descritos nos pontos 3.3.1.1 e 3.3.1.2) de modo singular ou pela combinação de ambos, incluindo variantes dos três tipos de dispositivos. É possível com estes dispositivos diminuir bastante a produção de picos transitórios de corrente no instante de comutação, comparando com os seus homólogos electromecânicos, embora possa injectar harmónicos funcionando em regime permanente. Na figura 3.4 é mostrado uma configuração possível de um SVC, correspondente a um FC-TCR (Fixed Capacitor - Thyristor Controlled Reactor).

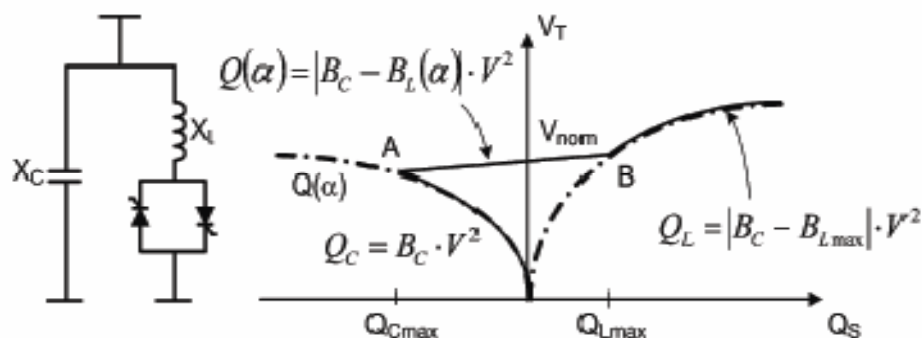


Figura 3.4 - Característica Tensão-Potência reactiva de um FC-TCR (Fixed Capacitor - Thyristor Controlled Reactor), uma possível configuração de um SVC [11].

Uma das características principais de um SVC, que constitui a sua maior desvantagem, é que a energia reactiva que pode trocar com a rede depende no nível de tensão aplicado ao sistema (é directamente proporcional com o quadrado da tensão), como pode ser visto na figura 3.4. Tal diminui muito a sua eficácia no suporte de tensão do sistema perante colapsos

de tensão [11]. Quando a tensão no sistema cai, a potência reactiva injectada é reduzida justamente quando é mais precisa [19].

É possível melhorar as características do SVC na redução da distorção harmónica e na resposta a fenómenos transitórios e dinâmicos, substituindo os tirístores por semicondutores auto comutáveis (GTO, IGBT, IGCT, etc...), isto é, semicondutores com capacidade de ligar e desligar por ordem de um sinal de comando externo. Infelizmente tais semicondutores não conseguem lidar com níveis de potência tão elevados como os tirístores mais potentes conseguem. Também não conseguem bloquear tensões reversas de valores equiparáveis aos suportados pelos tirístores mais potentes. Por isso, para os mesmos níveis de potência, são necessários mais semicondutores deste tipo (associados em série e em paralelo), encarecendo o dispositivo [11].

Segue-se uma descrição mais detalhada dos principais constituintes de um SVC.

3.3.1.1 - TCR (*Thyristor Controlled Reactor*) e TSR (*Thyristor Switched Reactor*)

O elemento base destes dispositivos consiste num indutor ligado em série com um interruptor formado por dois tirístores colocados em antiparalelo, permitindo uma comutação bidireccional. O módulo mais simples consiste na associação de três desses elementos base em triângulo, resultando numa unidade de 6 pulsos como mostrado na figura 3.5 [11], [39].

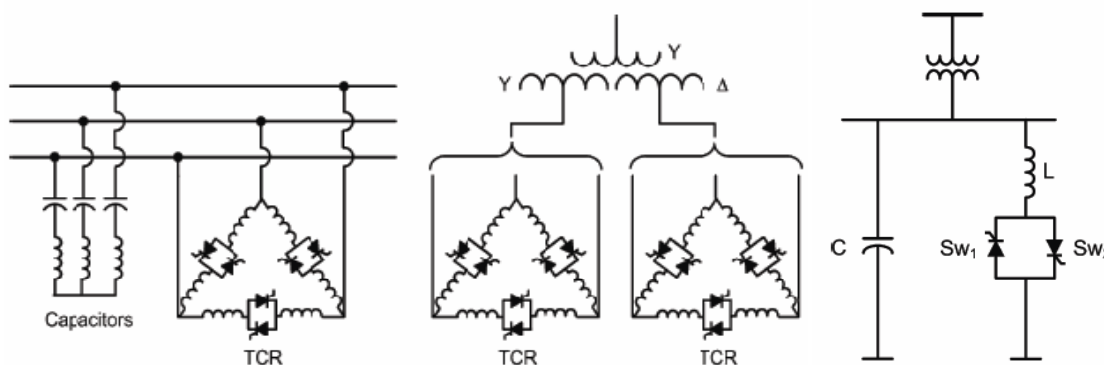


Figura 3.5 - Esquema eléctrico trifásico de um TCR de uma unidade de 6 pulsos (esquerda), de 12 pulsos (centro) e esquema unifilar (direita) [11].

No caso do TSR, o ângulo de disparo dos tirístores é fixo, usualmente igual a zero, proporcionando assim uma admitância indutiva fixa e um corrente proporcional à tensão aplicada. Ligando vários TSRs em paralelo é possível obter uma admitância reactiva variável de maneira discreta. Se o TSR for operado com um ângulo de disparo α igual a zero, a forma de onda da corrente obtida em regime permanente será sinusoidal, evitando assim a injeção de componentes harmónicas no sistema.

A corrente gerada por um TSR ao longo do tempo (t), enquanto se encontra ligado, é dada pela expressão (3.1), onde $I_L(t)$ é a corrente gerada pelo TSR, $v(t)$ é a forma de onda da

tensão aplicada ao TSC, ω é a frequência angular em radianos, L a indutância do TSC e V o valor de pico da tensão aplicada ao TSC.

$$I_L(t) = \frac{1}{L} \int_0^{wt} v(t) dt = \frac{V}{\omega L} (\sin wt) \quad (3.1)$$

No caso do TCR, o controlo da corrente é feito através do controlo do ângulo de disparo dos tirístores, e portanto, do tempo de condução do tirístores em cada meio ciclo da onda fundamental, permitindo um ajustamento contínuo da corrente. Isso traduz-se na habilidade de variar continuamente a potência reactiva fornecida pelo TCR. A condução máxima é conseguida para um ângulo de disparo de 90° , sendo a mínima verificada com um ângulo de disparo igual a 180° . O ajustamento do ângulo de disparo é feito em etapas discretas, não mais do que uma vez a cada meio ciclo da onda fundamental por limitação imposta pelo próprio princípio de funcionamento de um tiristor. Assim quando um TCR se encontra ligado à rede, a corrente fornecida é dada pela expressão (3.2), onde α é o ângulo de disparo dos tirístores e a descrição do resto das variáveis é a mesma efectuada para a expressão (3.1).

Devido ao facto do tiristor bloquear assim que a corrente atinge o valor nulo, a expressão (3.2) apenas é válida no intervalo $\alpha \leq wt \leq \pi - \alpha$ para a condução de um tiristor no sentido positivo e no intervalo $\pi + \alpha \leq wt \leq 2\pi - \alpha$ para a condução do outro tiristor no sentido negativo, convencionando desta maneira.

$$I_L(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{wt} v(t) dt = \frac{V}{\omega L} (\sin wt - \sin \alpha) \quad (3.2)$$

De (3.2) obtém-se (3.3), onde pode-se ver que existe uma corrente de *offset* dependente do ângulo de disparo α , responsável pela não condução do tiristor em cada meio ciclo da onda fundamental num intervalo equivalente a um ângulo igual a 2α . Isto acontece porque a corrente num tiristor só pode circular num sentido. Para a condução no sentido positivo e negativo respectivamente, quando o valor de *offset* presente em (3.3) tiver um valor superior ou inferior à componente variável em função do tempo, o tiristor respectivo não estará em condução. Deste modo, o ângulo de condução σ em cada meio ciclo da onda fundamental será dado por (3.4), como é exemplificado na figura 3.6.

$$I_L(t) = \frac{V}{\omega L} \sin wt - \frac{V}{\omega L} \sin \alpha \quad (3.3)$$

$$\sigma = \pi - 2\alpha \quad (3.4)$$

A condução será zero para um ângulo de disparo $\alpha = \pi/2$, e máxima (igual a $V/(\omega L)$) para um ângulo de disparo $\alpha = 0$. A amplitude da corrente é dada por (x.5), obtendo-se a

admitância efectiva B_L (que varia da mesma maneira que a corrente I_L) para o TCR em função do ângulo de disparo α (3.6).

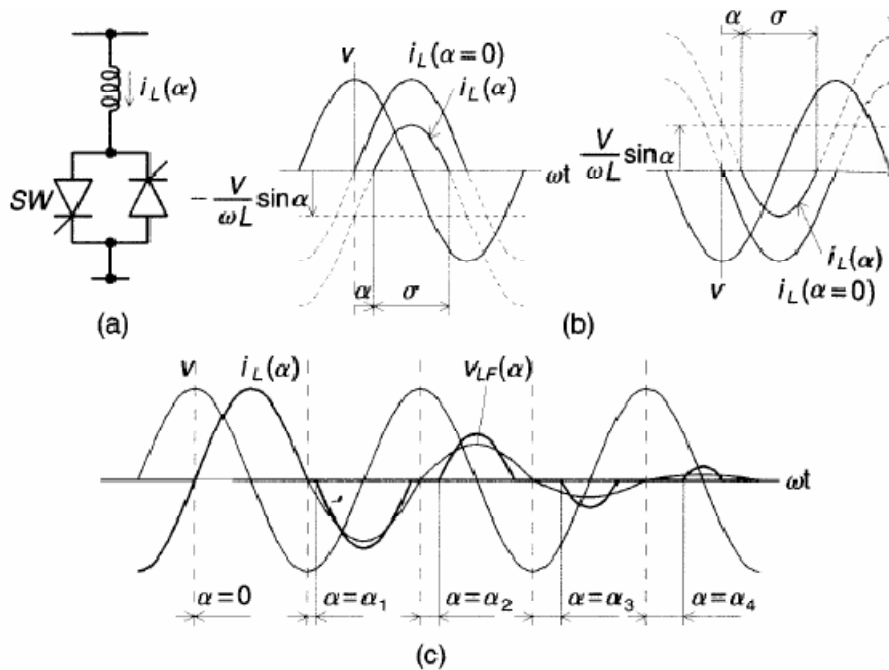


Figura 3.6- Esquema simplificado de um TCR (a), controlo do ângulo de disparo (b) e forma de onda obtida (c) [20].

$$I_L(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \tag{3.5}$$

$$B_L = \frac{I_L}{V} \Rightarrow B_L(\alpha) = \frac{1}{\omega L} \left(1 - \frac{2}{\pi} \alpha - \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \tag{3.6}$$

Assim, ao contrário do TSR, o TCR possui uma admitância efectiva variável B_L que é função do ângulo de disparo α . Num plano V-I (Tensão-Corrente) pode então assumir qualquer valor, respeitando claro os limites práticos dos componentes do TCR (Reactâncias e tirístores) que possuem valores máximos de corrente e de tensão aplicáveis, definindo a admitância máxima possível. No TSR, a admitância apenas varia em função da tensão aplicada, aparecendo no plano V-I como uma recta de declive fixo como pode ser visto na figura 3.7.

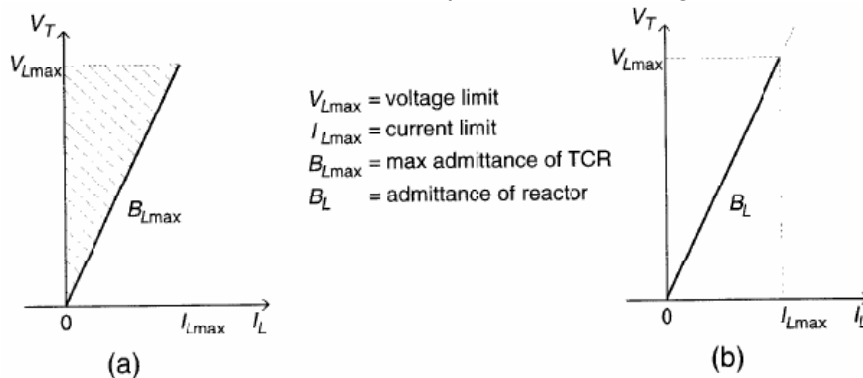


Figura 3.7 - Área de operação de um TCR (a) e de um TSR (b) no plano V-I [20].

Devido aos períodos de não condução impostos pelas componentes de *offset* presentes quando $\alpha \neq 0$, a onda de corrente não será sinusoidal para qualquer ângulo de disparo $\alpha \neq 0$. Tal traduz-se na geração de componentes harmônicas ímpares, sendo um dos maiores inconvenientes dos dispositivos TCRs, mas não se verifica a ocorrência de picos transitórios de corrente devido às propriedades intrínsecas de um indutor.

Pode ser utilizada uma configuração de 12 pulsos (ver figura 3.5) que permite eliminar o 5º e 7º harmónico que podem constituir 5% da corrente total do TCR na configuração de 6 pulsos. Pode-se evitar assim a incorporação de filtros, visto que os harmónicos de ordem 3 e de ordem 9 são facilmente eliminados em sistemas trifásicos equilibrados, sendo o restante conteúdo harmónico baixo [11], [39].

Uma outra solução para reduzir as componentes harmónicas seria combinar o TSR com o TCR (Combinação TCR-TSR), que consiste na ligação de várias unidades TSR e uma unidade TCR em paralelo entre si, mais pequenas e de igual potência nominal. É possível obter desta maneira uma compensação variável de forma contínua com menor conteúdo harmónico, que será produzido pelo TCR presente no conjunto, mais pequeno. Podem assim ser empregues filtros de tamanho mais reduzido para a atenuação do conteúdo harmónico. Esta estratégia é normalmente designada por controlo sequencial.

Economicamente, os TSRs apresentam mais vantagens que os TCRs, porque não produzem harmónicos e por isso dispensam a utilização de filtros e de arranjos mais dispendiosos para eliminação de algum conteúdo harmónico (como a configuração de 12 pulsos por exemplo). Por outro lado, o circuito de controlo dos tirístores é menos complexo, e logo mais barato. Assim, apesar do melhor desempenho dos TCRs com excepção do conteúdo harmónico gerado, o TSR pode ser uma solução interessante, especialmente numa combinação TSR-TCR com controlo sequencial.

3.3.1.2 - TSC (*Thyristor Switched Capacitor*)

O elemento base de um TSC é um condensador em série com um interruptor constituído por tirístores com uma configuração idêntica à empregue nos TCR. Geralmente incorpora também uma indutância em série para limitar o gradiente de corrente através dos tirístores e prevenir a ocorrência de ressonância do dispositivo com a rede (Ver figura 3.9).

Em regime permanente, a corrente fornecida por um elemento base de um TSC ligado a uma fonte de tensão alternada sinusoidal $v(t) = V \sin(\omega t)$ é definida pelas expressões (3.7) e (3.8). V é a tensão de pico aplicada, ω a frequência angular em radianos, L a indutância da bobina ligada em serie com o condensador, C a capacidade do condensador, X_C e X_L as reactâncias capacitiva e indutiva respectivamente, e t o tempo em segundos.

$$i(t) = V \frac{n^2}{n^2 - 1} \omega C \cos \omega t \quad (3.7)$$

$$n = \frac{1}{\sqrt{w^2 LC}} = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (3.8)$$

De (3.8) deduz-se (3.9), que representa a amplitude da tensão aplicada ao condensador de um TSC quando este se encontra ligado, onde $v(t)$ é a tensão sinusoidal aplicada ao TSC.

$$V_c(t) = \frac{1}{C} \int i_c(t) dt = V \frac{n^2}{n^2-1} \sin wt = v(t) \frac{n^2}{n^2-1} \quad (3.9)$$

Tal como no TCR, a forma mais comum é a associação de 3 ramos em triângulo. Neste tipo de dispositivos não é possível a regulação do ângulo de disparo α de forma livre como acontece no TCR. Se tal fosse feito daria origem a transitórios de corrente no circuito devido à diferença entre a tensão da rede e a existente no condensador. Para evitar a ocorrência de tais transitórios, o TCR deve ser comutado no instante em que a tensão do sistema iguala a tensão do condensador e quando a tensão na rede se encontra no seu máximo (gradiente de tensão nulo) como exemplificado na figura 3.8 [11], [39]. Uma consequência é que não é possível uma variação contínua da potência reactiva capacitiva injectada na rede. Só é possível obter uma unidade variável em quantidades discretas, usando várias unidades capacitivas com um interruptor próprio. Por outras palavras, um ramo singular de um TSC é uma admitância fixa que pode estar em apenas dois estados: ligada ou desligada da rede.

Uma variação da potência reactiva em quantidades muito pequenas exige um elevado número de TSCs ligados em paralelo, fazendo com que a sua construção não seja muito económica. (É uma solução mais cara que o TCR, que requer geralmente menos elementos reactivos passivos e menos semicondutores).

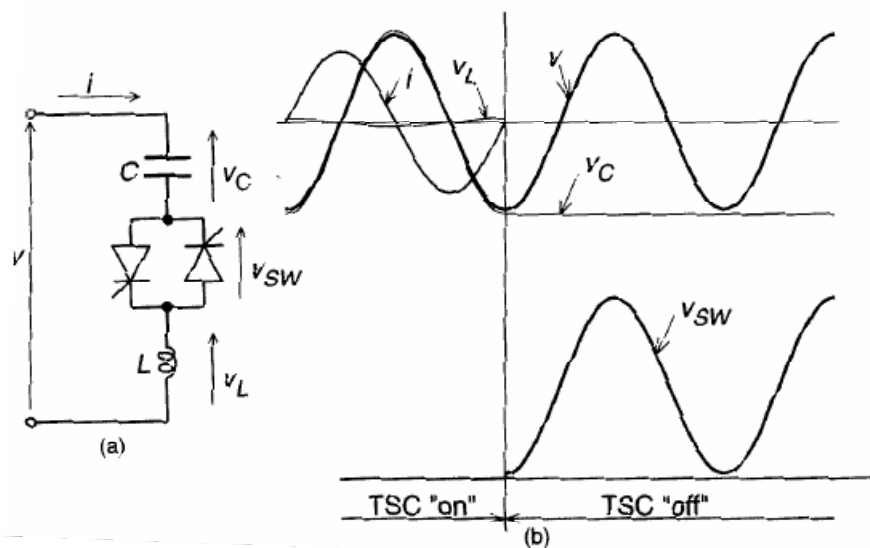


Figura 3.8 - Esquema simplificado de um TSC (a) e respectivas formas de onda (b) [20].

A produção de harmónicos pode ser desprezável se as correntes transitórias resultantes da comutação dos tirístores forem atenuadas de forma eficiente pela comutação dos tirístores nos instantes adequados. No entanto, outro problema desta topologia é que a tensão aos terminais dos tirístores pode assumir valores que são o dobro da tensão de pico da rede quando estes estão ao corte. Precisam portanto de ser dimensionados ou protegidos por meios externos contra sobretensões transitórias e correntes de curto-circuito [11].

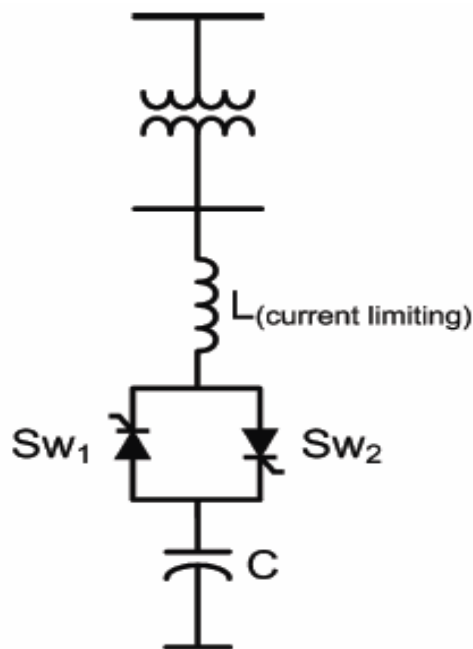


Figura 3.9 - Esquema unifilar de um TSC ligado à rede através de um transformador [11].

No entanto, as características do TSC podem ser melhoradas com alguns ajustamentos, como está exemplificado na figura 3.10:

-A substituição de um tiristor por um diodo elimina os picos de corrente quando os tirístores são disparados (estes picos fluem pelo diodo). Normalmente é substituído o tiristor Sw_1 (ver figura 3.9). Neste caso o tiristor deve ser disparado quando a tensão da rede atinge o seu valor mínimo. O maior inconveniente desta solução é que o tempo de condução mínimo é de um ciclo completo da onda fundamental, em vez de meio ciclo como na solução convencional.

-Consegue-se um controlo de reactiva com passos mais pequenos com menos condensadores se as capacidades dos condensadores do TCR seguirem uma lógica binária [11].

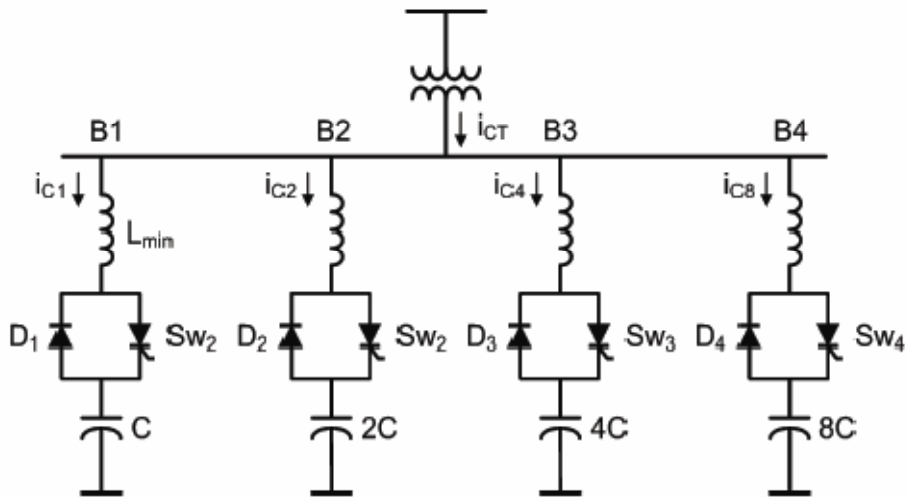


Figura 3.10 - Associação de alguns módulos TSC, representados na figura 3.9, com as suas capacidades seguindo uma lógica binária e um diodo no lugar do tiristor Sw1 [11].

3.3.1.3 - FC-TCR (Fixed Capacitor - Thyristor Controlled Reactor)

Esta é outra solução envolvendo o TCR que consiste na incorporação de um condensador fixo em paralelo com o TCR, como está exemplificado na figura 3.11. Possui por isso a capacidade de fornecer energia reactiva regulada de forma contínua por regulação da energia reactiva indutiva consumida pelo TCR. O FC-TCR fornece energia reactiva capacitiva máxima para um ângulo de disparo dos tirístores $\alpha=\pi/2$, conseguindo-se uma variação contínua até à energia reactiva indutiva máxima, para um ângulo de disparo $\alpha=0$.

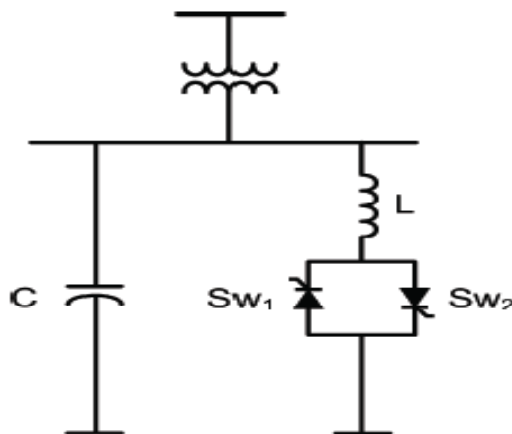


Figura 3.11 - Esquema unifilar de um FC-TSC ligado à rede através de um transformador [11].

É usual na prática substituir totalmente ou parcialmente o condensador fixo por filtros com capacidade suficiente para gerar a energia reactiva necessária, permitindo oferecer uma impedância reduzida para certos valores de frequência, filtrando assim os conteúdos harmónicos predominantes.

O FC-TCR possui algumas desvantagens importantes no que se refere a perdas activas. Por consequência do seu princípio de funcionamento, possui perdas consideráveis mesmo quando a potência reactiva trocada com a rede é nula. Tal acontece porque na realidade o TCR está numa posição de equilíbrio com o condensador fixo (ou com os filtros), consumindo a energia reactiva gerada pelo condensador (ou pelos filtros). Essa situação está ilustrada na figura 3.12.

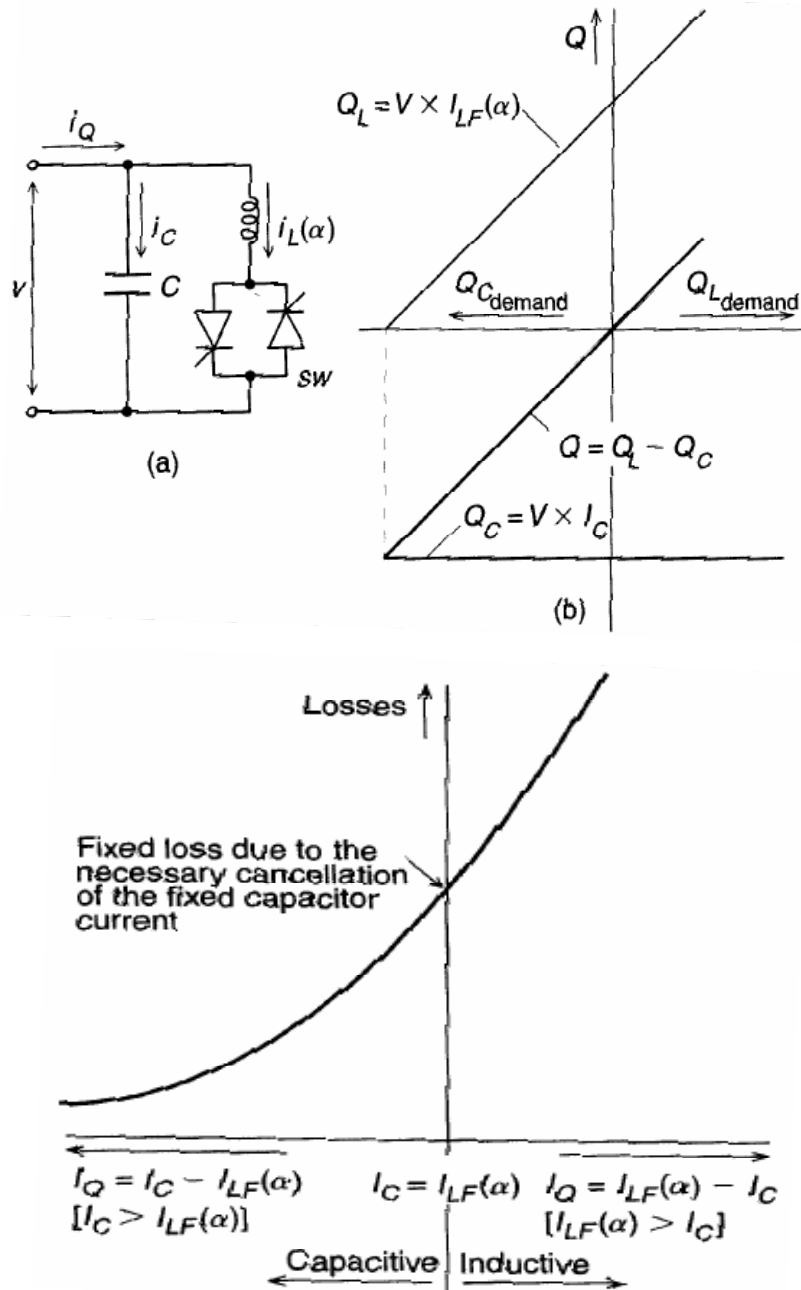


Figura 3.12 - Esquema básico de um FC-TCR (a), comparação da energia reactiva produzida com a energia reactiva efectivamente colocada na saída (b) e perdas em função da energia reactiva trocada pelo FC-TCR com a rede (figura de baixo) [20].

As perdas são ainda superiores quando o FC-TCR funciona na região indutiva, porque nesta situação tem que absorver não só energia reactiva da rede como também a energia reactiva produzida pelo condensador fixo ligado em paralelo [11], [20]. Mesmo a funcionar na zona capacitiva existem perdas indutivas caso o indutor esteja a absorver parte da energia capacitiva produzida. Convém salientar que as perdas activas são proporcionais ao quadrado da corrente.

3.3.1.4 - Combinação do TCR com o TSC (TCR-TSC)

O TCR-TSC foi originalmente desenvolvido para compensação dinâmica da transmissão de potência com a intenção de minimizar as perdas em “stand by” (que são consideráveis nos FC-TCR) e de disponibilizar uma maior flexibilidade de operação. Normalmente um TCR-TSC é constituído por vários ramos TSC e um ramo TCR, como está exemplificado na figura 3.13.

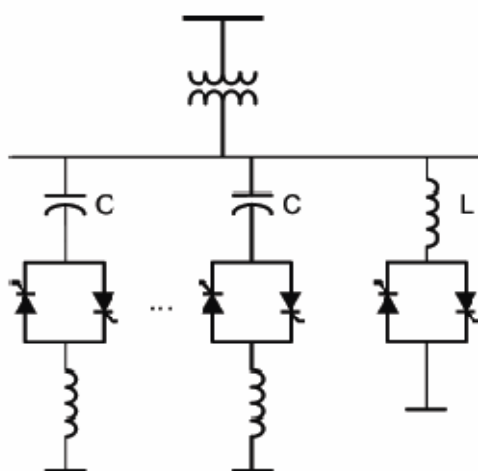


Figura 3.13 - Exemplo de uma combinação dos dispositivos TSC e TCR [11].

É possível expandir a potência indutiva disponível colocando TCRs adicionais, assim como a potência capacitiva com TSCs adicionais. A capacidade de variação contínua da potência reactiva por parte dos TCRs permite controlar a potência reactiva fornecida à rede pelos TSCs de modo contínuo, desde que a capacidade dos ramos TCRs instalados seja igual ou superior a qualquer um dos ramos TSC instalados. Resumidamente, o princípio consiste em activar os ramos TSC de modo a fornecer por excesso um valor de potência reactiva mais próximo do valor de potência reactiva que se pretende fornecer. Utilizando o ramo ou ramos TCR para absorver a parcela de energia reactiva introduzida por excesso, consegue-se obter o valor exacto da potência reactiva a injectar na rede. Esta situação está exemplificada na figura 3.14.

Um TCR-TSC quando funciona na região indutiva não necessita de produzir energia reactiva para cancelar os ramos TSC, ao contrário do que acontece com o FC-TCR. Os ramos TCR podem simplesmente ser desligados, reduzindo assim as perdas totais. Quanto mais

pequena for a capacidade dos ramos TSC, melhor é a otimização de perdas. Por outro lado, ao contrário do FC-TCR, as perdas aumentam com a energia reactiva total fornecida. Aumenta em degraus consoante no número de ramos TSC que entram em funcionamento, como se pode ver na figura 3.15. Estas perdas devem-se sobretudo a perdas nos semicondutores, que não ocorrem no FC-TCR porque o condensador é fixo (assim como os filtros). Mesmo assim é um regime de funcionamento interessante quando o TCR-TSC é utilizado na compensação dinâmica sem ser requerido para fornecer grandes quantidades de energia reactiva para um funcionamento normal da rede.

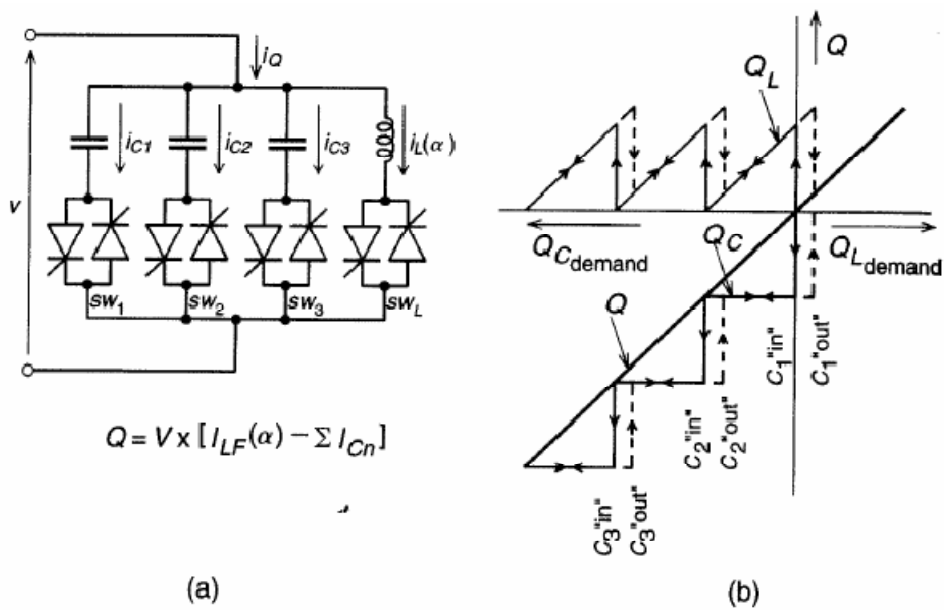


Figura 3.14 - Esquema básico de um TSC-TCR (a) e relação da potência reactiva trocada com a rede com a potência reactiva fornecida ou consumida pelos elementos do compensador (b) [20].

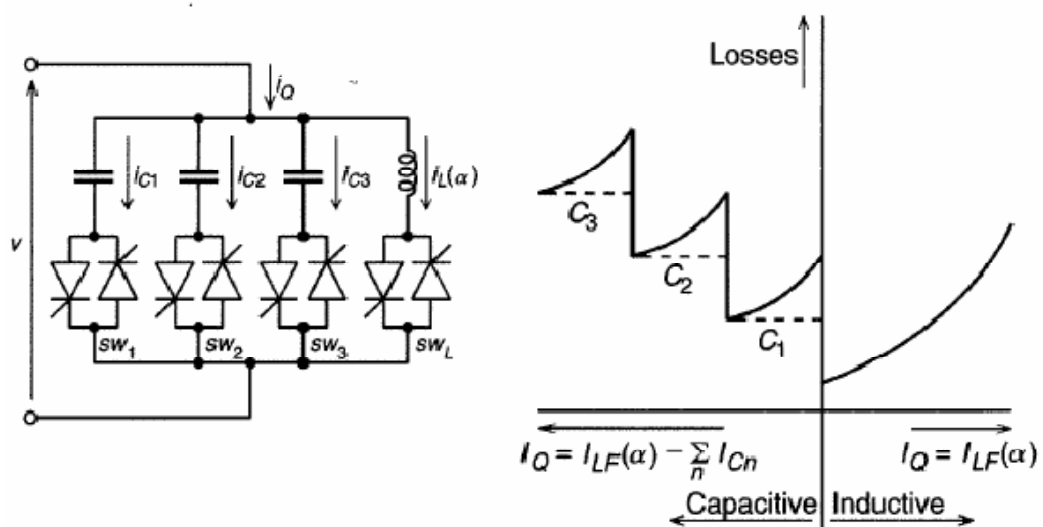


Figura 3.15 - Perdas em função da energia reactiva providenciada pelo TSC-TCR [20].

Alguns literaturas sugere a utilização dos designados MSC-TCR (*Mechanically Switched Capacitor-Thyristor Controller Reactor*) de modo a reduzir substancialmente as perdas no funcionamento na região indutiva. Mas um MSC-TCR possui decididamente uma resposta dinâmica bastante mais lenta às solicitações do sistema, com possibilidade de originar transitórios de corrente de valor considerável. A sua capacidade de repetibilidade de operação é também bastante limitada porque o tempo de vida útil de um MSC se situa em torno de 2000 a 5000 operações de comutação.

Apesar do TSC-TCR oferecer maior flexibilidade no controlo e operação, possui um custo superior quando comparado com os dispositivos do tipo TSC e TCR isoladamente como é óbvio. O emprego de um TCR mais pequeno pode reduzir substancialmente os custos, mas o sistema de controlo mais complexo e os interruptores dos condensadores anulam essa mesma redução de custos [11], [39], [20].

3.3.2 - TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*)

Este dispositivo na sua forma mais simples (numa representação unifilar) consiste num interruptor constituído por dois tirístores em antiparalelo, em paralelo com um condensador, como está representado na figura 3.16.

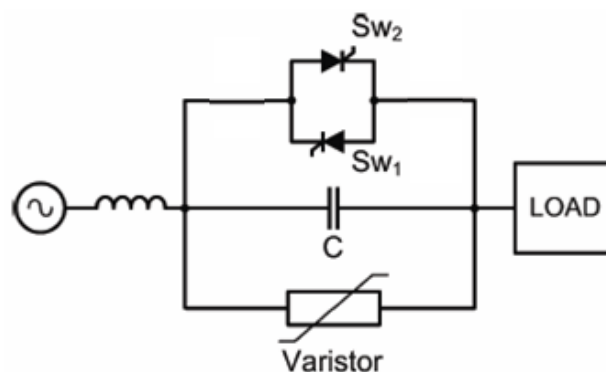


Figura 3.16 - Esquema unifilar de um TSSC ligado em série com uma linha de transmissão.

O condensador é removido rapidamente da linha activando os tirístores, colocando os terminais do condensador em curto-circuito (colocando a reactância capacitiva do TSSC a zero). O condensador é colocado rapidamente na linha bloqueando os tirístores (colocando a reactância capacitiva do TSSC no seu valor máximo). Os tirístores são bloqueados somente quando a corrente na linha se anula (pelos motivos referidos em 3.3.1). Tal como no TSC, a comutação dos tirístores num instante arbitrário pode levar ao surgimento de correntes transitórias de amplitude considerável, pois os terminais do condensador ficam em curto-circuito.

Como a corrente num condensador é nula quando a tensão nos seus terminais está no seu valor máximo, a tensão nos terminais do condensador do TSSC adquire um nível de *offset* igual à tensão AC do condensador (ver figura 3.17), quando este é inserido na rede. Tal

acontece porque é aplicado nos terminais do condensador uma tensão igual ao valor de pico da tensão na linha. Agora com a corrente na linha a transitar pelo condensador, o valor médio da tensão AC nos terminais do condensador será igual ao valor de pico da tensão na linha, existente no momento da sua inserção na linha. Assim, assumindo que o nível de tensão na linha não se alterou, a tensão AC nos terminais do condensador variará entre zero e V_{\max} em que V_{\max} é a tensão de pico na linha. Como o condensador só deve ser colocado em curto-circuito quando a tensão aos seus terminais for zero, o TSSC vê o seu tempo de resposta mínimo limitado até um ciclo completo da onda fundamental.

Para obter uma compensação série regulável, embora em quantidades discretas, podem ser empregues vários módulos TSSC em série. No entanto, um número de módulos excessivos pode originar ressonâncias subsíncronas. Apesar de em teoria ser possível comandar os TSSC de modo a evitar esse fenómeno, o seu tempo de resposta considerável torna tal opção pouco eficaz, excepto para frequências subsíncronas bastante baixas. Por esta razão, os TSSC não são aconselháveis quando é necessário um alto nível de compensação. Podem no entanto ser empregues no controlo do fluxo de potência e no amortecimento de oscilações de potência na linha, onde o seu tempo de resposta é normalmente suficiente.

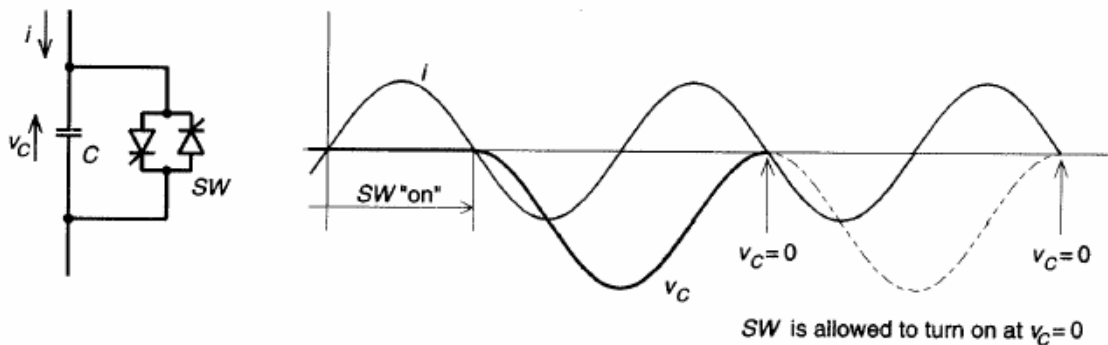


Figura 3.17 - Ilustração da tensão de *offset* no condensador devido à restrição da sua inserção no momento em que a corrente na linha é nula [20].

Na ocorrência de fenómenos transitórios na rede, os condensadores destes dispositivos ficam sujeitos a sobretensões nos seus terminais, pelo que é normal empregar protecções adequadas para o efeito. Na figura 3.16 essa protecção fica a cargo de um varistor, mas existem outros métodos (*Spark Gap* por exemplo) [39], [20].

3.3.3 - GCSC (*Gate Controlled Series Compensator*)

O GCSC é um compensador série, com estrutura similar a um TSSC, mas que utiliza um interruptor bidireccional constituído por dois semicondutores auto comutáveis (GTO ou IGBT por exemplo) ligados em antiparalelo. Os semicondutores são colocados em paralelo com um condensador inserido em série com a linha, tal como no TSSC.

Como acontece com o TSSC, o condensador apenas pode ser removido da linha com uma tensão nula nos seus terminais. Mas o GCSC agora não necessita de esperar que a corrente na linha atinja o valor nulo para inserir novamente o condensador, porque os semicondutores auto comutáveis podem ser desligados para um qualquer valor de corrente na linha. O GCSC consegue assim seguir a onda de tensão da linha, e modular a amplitude da tensão no condensador através do ângulo de bloqueio γ , contabilizado a partir da passagem por zero da onda de tensão. O que acontece na prática é que o GCSC consegue inserir o condensador desde o valor máximo da corrente da linha ($\gamma=0$) até um valor mínimo da corrente na linha ($I_{\text{linha}}=0$ e $\gamma=\pi/2$). O valor de pico da tensão no condensador é ditado pela corrente que lhe é injectada. Depois de comutados os semicondutores, estes são bloqueados na próxima passagem da tensão do condensador por zero.

A tensão do condensador $v_c(t)$, o seu valor de pico $V_c(\gamma)$ e a impedância capacitiva $X_c(\gamma)$ do GCSC estão representadas nas equações (3.10), (3.11) e (3.12), que evidenciam ser formalmente idênticas às equações (3.2), (3.5) e (3.6). A expressão (3.10) é válida para o intervalo $\gamma \leq \omega t \leq \pi - \gamma$ para cada meio ciclo da onda fundamental, porque o condensador deve ser colocado em curto-circuito quando a tensão aos seus terminais for zero (tal como no TSSC). Nas expressões (3.10), (3.11) e (3.12), γ é o ângulo de bloqueio dos semicondutores, ω é a frequência angular em radianos, C a capacitância do condensador, X_c a reactância capacitiva do GCSC, e I a amplitude de corrente na linha.

$$v_c(t) = \frac{1}{C} \int_{\gamma}^{\omega t} i(t) dt = \frac{I}{\omega C} (\sin \omega t - \sin \gamma) \quad (3.10)$$

$$V_c(\gamma) = \frac{I}{\omega C} \left(1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin 2\gamma\right) \quad (3.11)$$

$$X_c = \frac{V}{I_c} \Rightarrow X_c(\gamma) = \frac{1}{\omega C} \left(1 - \frac{2}{\pi} \gamma - \frac{1}{\pi} \sin 2\gamma\right) \quad (3.12)$$

Observa-se que o GCSC consegue variar o nível de tensão do condensador através do controlo do ângulo de bloqueio γ dos semicondutores, e consequentemente colocar uma reactância capacitiva continuamente variável em série com a linha. Também a forma de onda da tensão aos terminais do condensador é semelhante à forma de onda da corrente obtida com o TCR como se pode ver na figura 3.18. Se o ângulo de bloqueio for nulo, a tensão V_c e a reactância capacitiva X_c serão fixas, tal como acontece num TSSC.

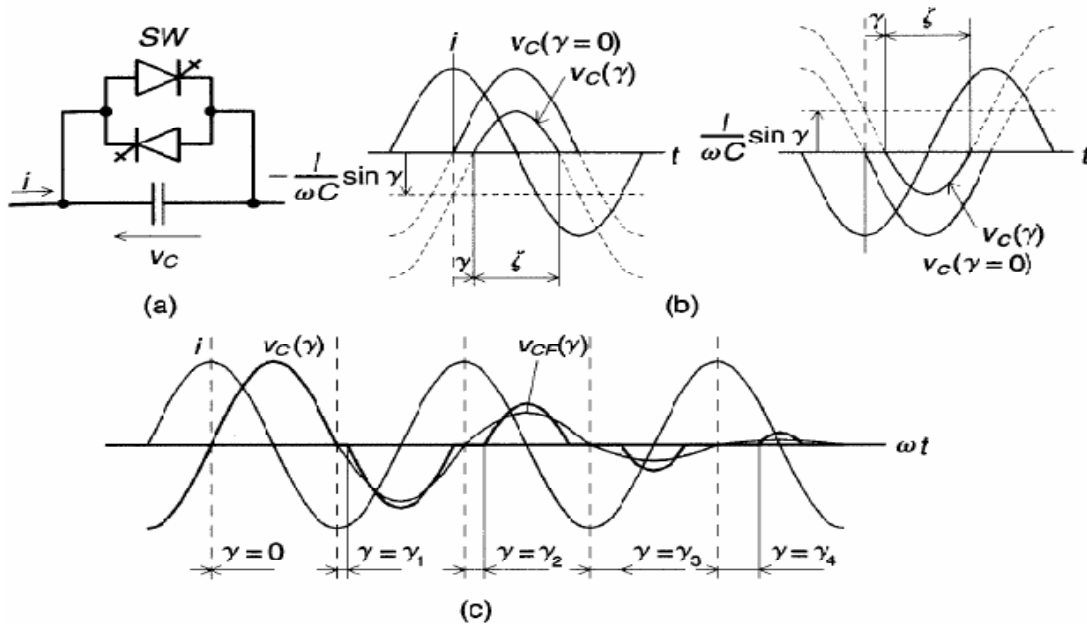


Figura 3.18 - Esquema básico de um GCSC (a), princípio de controlo do ângulo de bloqueio (b) e exemplo de uma forma de onda injectada pelo GCSC (c) [20].

De modo semelhante ao que acontece no TCR, a expressão (3.10) e o seu intervalo de validade indicam a presença de componentes harmónicas visto que a onda de tensão não é perfeitamente sinusoidal para um ângulo de bloqueio γ diferente de zero. Os harmónicos gerados são ímpares, mas ao contrário do que se sucede no TCR, os métodos usuais para a eliminação dos harmónicos múltiplos de 3ª ordem não são muito práticos por requererem normalmente a introdução de transformadores de acoplamento, quando é bem mais prático inserir o GCSC directamente em série com a linha. No entanto o conteúdo harmónico pode ser pouco significativo se a linha apresentar uma impedância elevada às componentes harmónicas mais significativas.

Se for necessário, o conteúdo harmónico pode ser efectivamente reduzido através de um controlo sequencial. A ideia é em tudo idêntica à descrita para o TCR, passando pela substituição do GCSC original por vários ramos GCSC em série com capacidades mais pequenas mas idênticas entre si, de modo a obter a mesma a capacidade original desejada. Apenas um desses ramos funcionaria com um ângulo de bloqueio variável, enquanto os restantes funcionariam seguindo uma lógica “tudo ou nada”. Desta forma, apenas um dos ramos produziria componentes harmónicas (o que funciona com ângulo de bloqueio variável), sem prejuízo da capacidade do conjunto na regulação da compensação da linha de modo contínuo. Quanto mais ramos GCSC forem empregues, maior é a redução do conteúdo harmónico. A atenuação total conseguida é dada por $1/m$ onde m é o número de ramos GCSC utilizados.

Ao contrário do TCR, não existem desvantagens económicas significativas em separar o GCSC em 4 ou mais módulos em série.

Ao nível das perdas, o GCSC apresenta um desempenho interessante porque as perdas são inversamente proporcionais à energia reactiva injectada pelo compensador, apresentando um valor máximo usualmente em torno de 0,7% da capacidade nominal para uma potência reactiva injectada nula. Isto acontece porque as perdas são na sua maioria perdas joule nos semicondutores quando se encontram em condução, ou seja, quando os condensadores respectivos aos semicondutores em condução estão em curto-circuito, sem injectar qualquer energia reactiva na linha.

Uma desvantagem importante deve-se ao facto dos semicondutores auto comutáveis não conseguirem ainda igualar os níveis de potência dos tirístores convencionais mais potentes, pelo que o GCSC actualmente é aplicável a uma gama de potências mais limitada que a suportável pelos TCSC e TSSC por exemplo. Tratando-se de semicondutores com limites de corrente e de tensão de bloqueio mais restritos que os disponibilizados pelos tirístores, estes semicondutores são mais vulneráveis às correntes de curto-circuito quando estes se encontram em condução e mais vulneráveis a sobretensões no condensador quando estão bloqueados. Recomenda-se por isso que se bloqueiem os semicondutores em caso de defeito, protegendo-os contra as sobretensões que possam surgir recorrendo por exemplo a um varistor colocado em paralelo com o compensador [20], [44].

3.3.4 - TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*)

Este compensador série possui maior flexibilidade e raio de acção que o TSSC no ajustamento da impedância de uma linha. A sua estrutura mais simples consiste num braço formado por um TCR em paralelo com um condensador inserido em série com a linha (ver figura 3.19). Podem ser colocados vários compensadores elementares em série para obter o nível de tensão e as características operacionais desejadas.

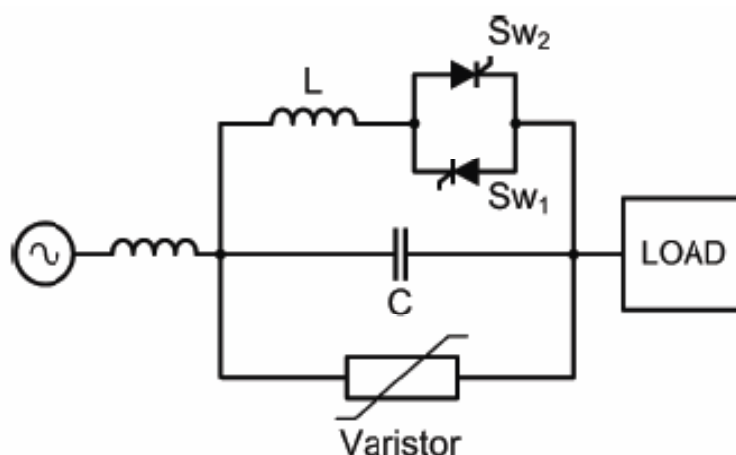


Figura 3.19 - Esquema unifilar de um TCSC ligado em série com uma linha de transmissão [11].

A ideia principal do TCSC é providenciar um condensador variável, através do cancelamento parcial da capacitância do condensador. Tal é conseguido através do TCR, que

é uma impedância indutiva continuamente variável em função do ângulo de disparo dos tirístores (medido a partir do pico da tensão no condensador). Assim, o TCSC é um circuito LC paralelo ajustável, constituído por uma impedância capacitiva fixa X_C e uma impedância indutiva variável $X_L(\alpha)$. A impedância efectiva de um TCSC pode ser expressa por (3.13), onde X_C é a reactância capacitiva (de valor fixo) e $X_L(\alpha)$ representa a reactância indutiva do TCR, de valor variável segundo a expressão (3.14).

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (3.13)$$

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha}, X_L \leq X_L(\alpha) \leq \infty \quad (3.14)$$

Pode-se ver em (3.13) que o TCSC apresenta impedância infinita quando a reactância indutiva iguala a reactância capacitiva, o que equivale a dizer que o TCSC entra em ressonância paralela. Devido aos limites máximos de potência reactiva do condensador e do TCR, é preciso evitar que TCSC entre em ressonância. Apesar de a linha ficar bloqueada, existem trocas de energia entre as duas reactâncias do TCSC, que podem assumir valores incontroláveis. Por essa razão existe um intervalo para o ângulo de disparo α que não deve ser utilizado, dado por $\alpha_{L \text{ lim}} \leq \alpha \leq \alpha_{C \text{ lim}}$.

Para explicar de uma maneira simples o funcionamento do TCSC, considere-se que o TCR está inicialmente fora de funcionamento, e que o condensador colocado em série encontra-se a fornecer a compensação máxima. As formas de onda da tensão aos terminais do condensador e da corrente que o atravessa serão sinusoidais, estando a forma de onda da tensão aos terminais do condensador atrasada em 90° relativamente à forma de onda da corrente. Se nesse instante o TCR for activado, a corrente na linha não irromperá por ele instantaneamente, pois um indutor opõe-se sempre à variação da corrente que o atravessa, aparecendo uma diferença de potencial nos terminais do TCR de modo a contrapor-se a essa variação de corrente. Com o TCR está em paralelo com o condensador de compensação, a diferença de potencial que aparece aos terminais do TCR será aplicada nos terminais do condensador, somando-se aos níveis de tensão já existente nos seus terminais. Este fenómeno é acompanhado por um pico de corrente que se sobrepõe à onda de corrente da linha e que carregará o condensador. Devido ao esfasamento existente entre as ondas de tensão e de corrente no condensador, a tensão que surge aos terminais do TCR tenderá a reverter a tensão existente no condensador, o que pode ser visualizado com maior facilidade olhando para a figura 3.20.

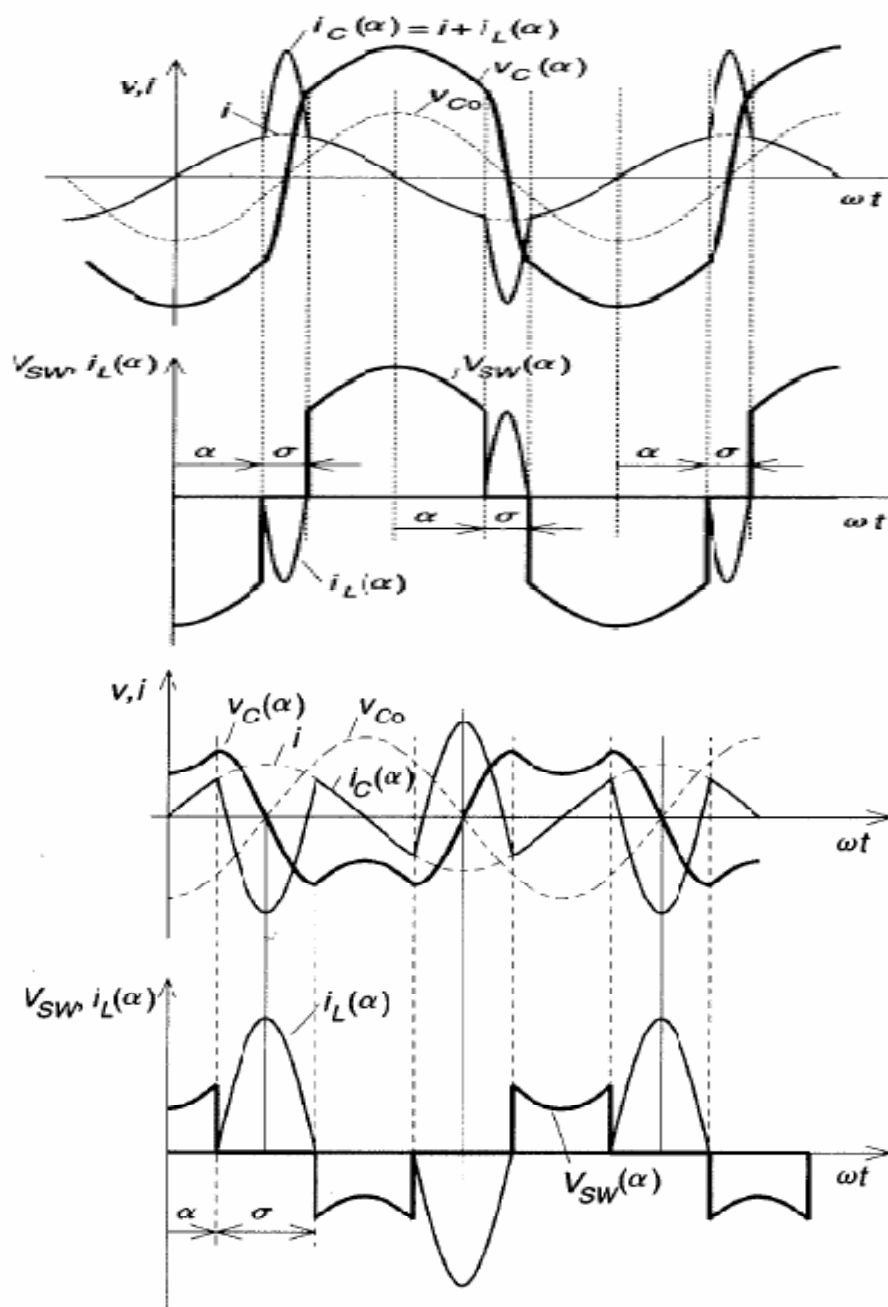


Figura 3.20- Formas de onda da tensão e da corrente no condensador e no TCR caracterizam o TCSC na zona capacitiva (gráficos de cima) e na zona indutiva (gráficos de baixo) [20].

A corrente que atravessa o TCR é controlável através do controlo do ângulo de disparo dos tirístores, controlando-se consequentemente a tensão no condensador. Na figura 3.21 está indicado que para ângulos de disparo pequenos o TCSC funciona na zona indutiva. Corresponde a uma activação do TCR mais precoce, originando uma corrente de valor considerável que o percorre até ao valor máximo se desejável. Para ângulos de disparo maiores, funciona na zona capacitiva. Corresponde a uma activação do TCR mais tardia, o que permite valores de corrente bastante inferiores à corrente nominal do TCR.

As formas de onda da tensão e da corrente no condensador com o TCSC a funcionar nas zonas indutiva e capacitiva estão exemplificadas na figura 3.20. Observa-se que TCSC consegue aumentar a reactância capacitiva efectiva para valores superiores à reactância do próprio condensador em si. O TCSC contrasta assim com o GCSC, que consegue variar a reactância capacitiva desde zero até à reactância real do condensador.

Um aspecto importante é que a reactância do TCR deve ser inferior à reactância do condensador de compensação de modo a facilitar o controlo da compensação série do TCSC e a facilitar o curto-circuito do condensador em caso de aparecimento de correntes de defeito na linha. Por outro lado, uma reactância indutiva pequena aumenta a amplitude das componentes harmónicas geradas pelo TCSC, pelo que é necessário chegar a um compromisso que satisfaça estas três condições. Para a frequência fundamental da rede, uma razão X_L/X_C dos elementos reactivos utilizados situada em torno de 0,1 até 0,3 costuma ser satisfatória. No entanto, é preciso evitar que a frequência de ressonância natural dos elementos reactivos escolhidos coincida ou fique próxima de duas e três vezes a frequência fundamental da rede, para evitar ressonâncias das componentes simétricas inversa e homopolar durante defeitos, assim como a ressonância das componentes harmónicas de 3ª ordem.

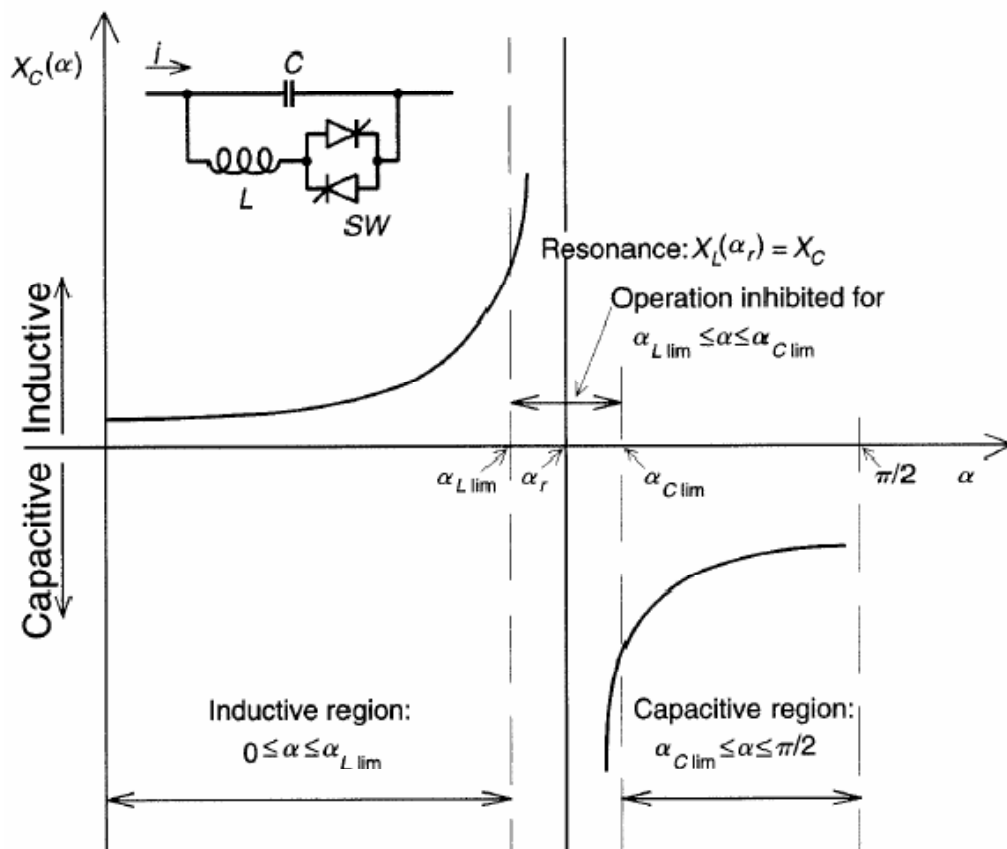


Figura 3.21 - Característica da impedância em função do ângulo de disparo do TCSC [20].

Quanto às perdas, o TCSC apresenta um desempenho interessante, geralmente com perdas inferiores a 1% da sua capacidade nominal. Por outro lado, as componentes harmônicas na onda de tensão gerada pelo TCSC são consideráveis, resultando em perdas adicionais e no aumento da temperatura nos componentes do dispositivo. Como um TCSC é normalmente aplicado em linhas longas com uma impedância considerável, existe uma atenuação satisfatória dos harmônicos de corrente na linha originados pelas componentes harmônicas da onda de tensão do TCSC.

Tal como no TSSC e no GCSC, o TCSC necessita de ser protegido contra picos de tensão e de corrente de valor excessivo, geralmente através de protecções externas em paralelo, como exemplificado na figura 3.19.

Como o TCSC possui a capacidade de aumentar a reactância indutiva série da linha, é particularmente eficaz no amortecimento das oscilações de potência, no balanço de potência entre linhas paralelas por alteração da reactância da linha a que está ligado, e no aumento da estabilidade transitória.

Um aspecto a ter em conta é o número de módulos básicos constituintes do TCSC, que está relacionado com a banda de impedância fora do seu controlo, limitada por X_{Cmin} e X_{Lmin} como já foi dito. De facto, a utilização de um único módulo de grande capacidade pode implicar na existência de uma grande banda capacitiva não controlável, dificultando a utilização do TCSC no controlo da estabilidade dinâmica. Pode por isso ser bastante vantajoso utilizar um TCSC constituído por vários módulos mais pequenos de modo a diminuir a dimensão da banda capacitiva não controlável, através de um controlo sequencial dos vários módulos [39], [20].

3.3.4.1 - NGH-SSR (*Narain G. Hingorani - Subsynchronous Resonance*)

O TCSC consegue ultrapassar um problema denominado por ressonância subsíncrona (SSR), que é uma interacção que acontece geralmente entre grandes grupos de geração térmicos e sistemas de transmissão com compensação série [11], [39]. A ressonância subsíncrona pode surgir devido ao próprio princípio de funcionamento da compensação série e devido à ocorrência de fenómenos transitórios e dinâmicos na rede. Sem compensação, a linha oferece uma impedância de valor directamente proporcional à frequência.

Com a introdução da compensação em série, surge uma impedância mínima da linha para uma frequência abaixo da frequência da onda fundamental. Por exemplo, para uma linha típica de 250km a 400kV, compensada a 50%, a impedância da linha atinge um mínimo para os sinais de frequência em torno de 35Hz [39]. O que faz com que a compensação série alimente os binários subsíncronos, é o aparecimento de uma tensão de *offset* DC nos condensadores inseridos em série na linha. Este problema pode ser resolvido com um controlo adequado do tempo de comutação dos tiristores, alterando a sua impedância aparente para as frequências problemáticas [11].

O NGH-SSR, cujas iniciais NGH representam o nome do seu inventor é um dispositivo especialmente vocacionado para este tipo de ocorrência. Tem uma estrutura muito idêntica à de um TCSC, com o eventual acréscimo de uma resistência em série com o ramo TCR, como pode ser visto na figura 3.22.

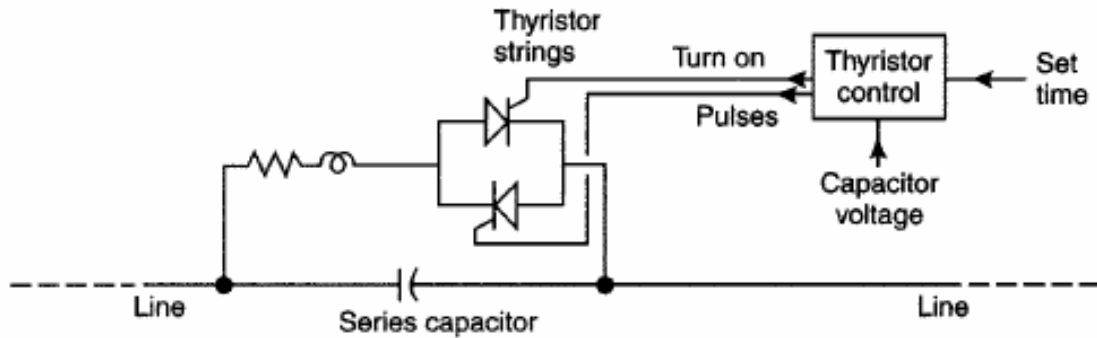


Figura 3.22 - Esquema simplificado de um NGH-SSR [20].

O modo como este dispositivo altera a impedância aparente para as frequências subsíncronas (princípio que se conseguiu aplicar mais tarde também ao TCSC) passa pela utilização de um temporizador que compara o tempo de duração teórico de um meio ciclo da onda da frequência fundamental com o tempo entre sucessivos cruzamentos por zero da onda de tensão no condensador que ocorrem na realidade. Se existir alguma componente de *offset* no condensador, ou alguma frequência subsíncrona na rede, então os cruzamentos por zero não serão uniformes nem idênticos aos valores teóricos admitidos pelo temporizador, havendo intervalos entre “zeros” maiores do que outros, mas sempre com média igual ao tempo de duração de um meio ciclo da onda à frequência fundamental do sistema.

Assumindo um sistema com uma frequência nominal de 50Hz, em que o tempo de duração de cada meio ciclo é de 10ms, o princípio de operação base é o seguinte: se for verificada que ao fim de 10ms desde a última intersecção da tensão do condensador com zero, a tensão no condensador ainda não cruzou o valor nulo, os tiristores do NGH-SSR são activados e o condensador é colocado em curto-circuito, colocando a tensão aos seus terminais a zero (eliminando a componente de *offset* DC do condensador), caso contrário permanecem bloqueados. Desta maneira o NGH-SSR é imune à SSR, conseguindo a sua atenuação.

Para uma boa resposta convém que a resistência e a indutância possuam um valor baixo tanto quanto possível (essa impedância pode ser apenas um indutor ou uma resistência e não necessariamente a combinação de ambas) sem deixar de garantir que as correntes transitórias não assumam valores de pico nem valores de gradiente superiores às suportáveis pelos semicondutores. Pode-se admitir que o NGH-SSR possa comutar para tempos um pouco inferiores a 10ms e prevenir o surgimento da SSR, com a implicação de algumas perdas adicionais em regime permanente que segundo os especialistas na matéria são geralmente desprezáveis [20]. Este dispositivo consegue também proteger o condensador contra

sobretensões e reduzir o *stress* resultante de sobretensões e da taxa de carga e descarga do condensador, eliminando as oscilações resultantes da descarga durante o seu curto-circuito (na operação do NGH-SSR). Para além do NGH-SSR e do TCSC, é também possível uma operação do GCSC e também do TSSC (com algumas condicionantes) que os torne imunes à SSR [20].

3.3.5 - TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*) e TSSR (*Thyristor Switched Series Reactor*)

O TCSR e o TSSR são compensadores série constituídos por uma indutância colocada em série na linha e pelo respectivo TCR ou TSR, colocado em paralelo com a indutância colocada na linha, como está exemplificado na figura 3.23. Estes dispositivos conseguem providenciar uma reactância indutiva variável inserida em série na linha.

O TCSR consegue controlar a reactância indutiva da linha de modo contínuo através do controlo do ângulo de disparo dos tirístores do TCR, enquanto o TSSR varia a reactância da linha de modo discreto através do controlo do TSR, em que cada módulo simples funciona numa lógica de “tudo ou nada”. Devido à estrutura de controlo menos complexa, o TSSR pode ser uma solução economicamente mais em conta, embora não ofereça os níveis de controlo do TCSR.

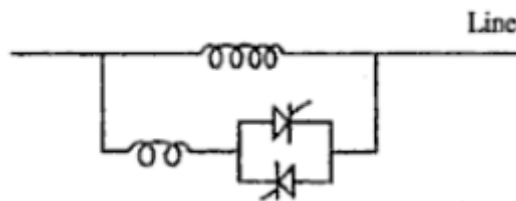


Figura 3.23 - Modelo simplificado de um TCSR e do TSSR [38].

Outro aspecto importante é a geração de componentes harmónicas por parte do TCSR devido ao princípio de funcionamento do TCR incorporado no dispositivo. Para obter uma redução de harmónicos e um dispositivo mais barato pode ser interessante conjugar o TCSR e o TSSR num único dispositivo. A ideia passa por substituir um dispositivo TCSR por vários dispositivos TSSR e um TCSR (perfazendo em conjunto a potência da unidade a substituir), todos de menor capacidade mas de igual capacidade entre si. A entrada sequencial dos TSSR providencia a compensação reactiva indutiva desejada por defeito, sendo esta complementada pelo TCSR até ao valor pretendido, conseguindo-se assim a variação contínua da reactância da linha em todo o raio de acção do conjunto. Os componentes harmónicos seriam produzidos apenas pela unidade TCSR, que sendo agora de menor dimensão, produz componentes harmónicas menos significativas.

Como o TCSR e o TSSR não oferecem compensação reactiva capacitiva, são incapazes de aumentar a capacidade de transmissão de uma linha. No entanto, oferecem a possibilidade de limitar as correntes de curto-circuito aumentando a impedância total da linha, de

condicionar os fluxos de potência activa e reactiva na linha, bem como alguma capacidade de aumentar a estabilidade transitória e dinâmica do sistema e de amortecer oscilações de potência na linha em que está inserido [38].

3.3.6 - TCBR (*Thyristor Controlled Braking Resistor*)

Este dispositivo FACTS na sua forma mais simples consiste numa resistência (normalmente linear) colocado em paralelo com uma linha de transmissão, e controlado por um par de tirístores em antiparalelo, como mostrado na figura 3.24.

O TCBR não oferece compensação de reactiva ao contrário dos dispositivos FACTS até agora descritos. Pode ser interpretado como uma carga activa continuamente variável, geralmente controlada pela comutação dos tirístores no modo ligado ou desligado em cada meio ciclo da onda fundamental. Pode ser alocada rapidamente ao sistema, podendo prevenir a ocorrência de instabilidade transitória e dinâmica, consumindo a potência activa que de outra forma iria participar na aceleração dos grupos geradores. Permite assim um controlo flexível da potência aceleradora nos geradores, providenciando um bom meio de amortecer oscilações de potência na linha, melhorando os limites de estabilidade dinâmica do sistema.

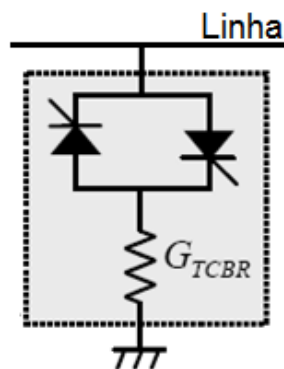


Figura 3.24 - Esquema unifilar simplificado de um TCBR.

Pode também participar no amortecimento das ressonâncias subsíncronas e amortecer rapidamente binários subsíncronos existentes nos veios dos conjuntos turbina-gerador. Pode também ser utilizado como auxílio à sincronização de grupos geradores com a rede.

Devido às suas características, o TCBR é bastante aplicado em parques eólicos de modo a providenciar um meio rápido de travar os geradores eólicos (absorvendo a potência activa produzida) no caso da ocorrência de algum defeito na rede que obrigue à saída de serviço desses mesmos parques eólicos.

No entanto, o TCBR só deve ser utilizado depois da eliminação de defeitos que ocorram na linha de transmissão. Como o TCBR é uma impedância em paralelo, diminui a impedância total vista do local do defeito, aumentando assim o valor das correntes de curto-circuito. Um melhor desempenho pode ser conseguido conjugando um FCL (*Fault Current Limiter*) com o TCBR, permitindo melhorar os limites de estabilidade transitória do sistema.

Outro aspecto interessante do TCBR é o seu relativo baixo custo quando comparado com outros dispositivos FACTS com capacidade para desempenhar as mesmas funções de um TCBR [49], [50].

3.3.7 - TCVL (*Thyristor Controlled Voltage Limiter*)

O dispositivo TCVL na sua forma mais simples consiste num varistor comutado por tirístores. Pode também consistir num varistor em que apenas uma percentagem (usualmente 10-20%) pode ser colocada em curto-circuito por um interruptor baseado em tirístores colocado em paralelo (como ilustrado na figura 3.25), permitindo diminuir de forma dinâmica o limite de tensão no local da rede onde se encontra inserido. Com o TCVL é possível eliminar sobretensões dinâmicas que de outra maneira podem perdurar por dezenas de ciclos da onda fundamental.

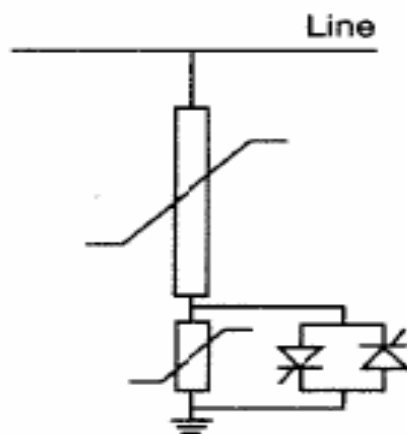


Figura 3.25 - Esquema simplificado de um TCVL [20].

3.3.8 - TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*) ou TCPAR (*Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*) e o TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*)

3.3.8.1 - SPS (*Static Phase Shifter*) e SVR (*Static Voltage Regulator*)

O SPS e o SVR podem ser conceptualmente idênticos a um PST e a um VRT respectivamente, em que a diferença está na substituição da comutação mecânica das tomadas por interruptores baseados em semicondutores. Existem no entanto topologias que não necessitam de transformadores com tomadas e apresentam desempenhos superiores (como o moderno UPFC).

Enquanto o PST e o VRT estão limitados ao funcionamento em regime estacionário devido à sua lenta capacidade de resposta, um SPS possui um raio de acção alargado, podendo actuar no controlo dinâmico da tensão, na atenuação de oscilações de potência no sistema, no aumento da estabilidade transitória e no aumento da qualidade da potência transmitida. Por sua vez um SVR consegue agora responder a variações transitórias da tensão.

Convém referir que as definições SPS e VRT admitem a utilização de qualquer semiconductor. A substituição directa das comutações electromecânicas das tomadas por comutadores baseados em semicondutores não leva a uma utilização óptima da globalidade do circuito do SPS, incentivando a investigação de várias configurações possíveis para circuitos electrónicos de potência a serem empregues como conversores nos SPS [39]. Várias configurações admitidas para o circuito de potência para um SPS e para um SVR são as seguintes:

- Substituição directa da comutação mecânica de tomadas por interruptores semicondutores
 - Controlador AC
 - Controlador AC pela frequência da linha
 - controlador AC com PWM
- Conversor em ponte AC-AC monofásico
 - controlado pelo ângulo de disparo
 - controlado em passos discretos
- Conversor baseado em fonte de tensão (VSC)
- Conversor baseado em fonte de corrente (CSC) [39]

Na teoria, um compensador que consiga regular a amplitude da tensão e o respectivo ângulo de fase consegue regular o fluxo de potência activa e reactiva numa linha, que no fundo é objectivo principal da compensação de uma linha. Ou seja, em teoria, a combinação de um SPS e de um VRT deveria resultar num compensador completo, capaz de efectuar as funções de qualquer um dos outros dispositivos FACTS descritos até agora.

Os dispositivos mais modernos, constituídos por conversores baseados em fontes de tensão e de corrente, possuem um modo de operação bastante distinto em que os transformadores servem apenas para efectuar a interface do dispositivo com a rede. São portadores de uma flexibilidade e capacidade de operação bastante superiores aos seus homólogos electromecânicos. É exemplo o UPFC que pode ser visto com uma conjugação de um SPS com um SVR, sendo actualmente o dispositivo para compensação de linhas singulares mais flexível e completo.

Os SPS e SVR com interruptores baseados em tirístores são designados por TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifter Transformer*) e TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*) e serão os abordados aqui pelas suas propriedades serem definidas pelos arranjos físicos dos enrolamentos dos transformadores (e logo pelas suas reactâncias características), sem qualquer interferência intencional por parte dos semicondutores. É certo que em vez do tiristor poderia ser usado outro semiconductor, mas as potências superiores suportáveis pelos tirístores tornam-no geralmente na melhor opção.

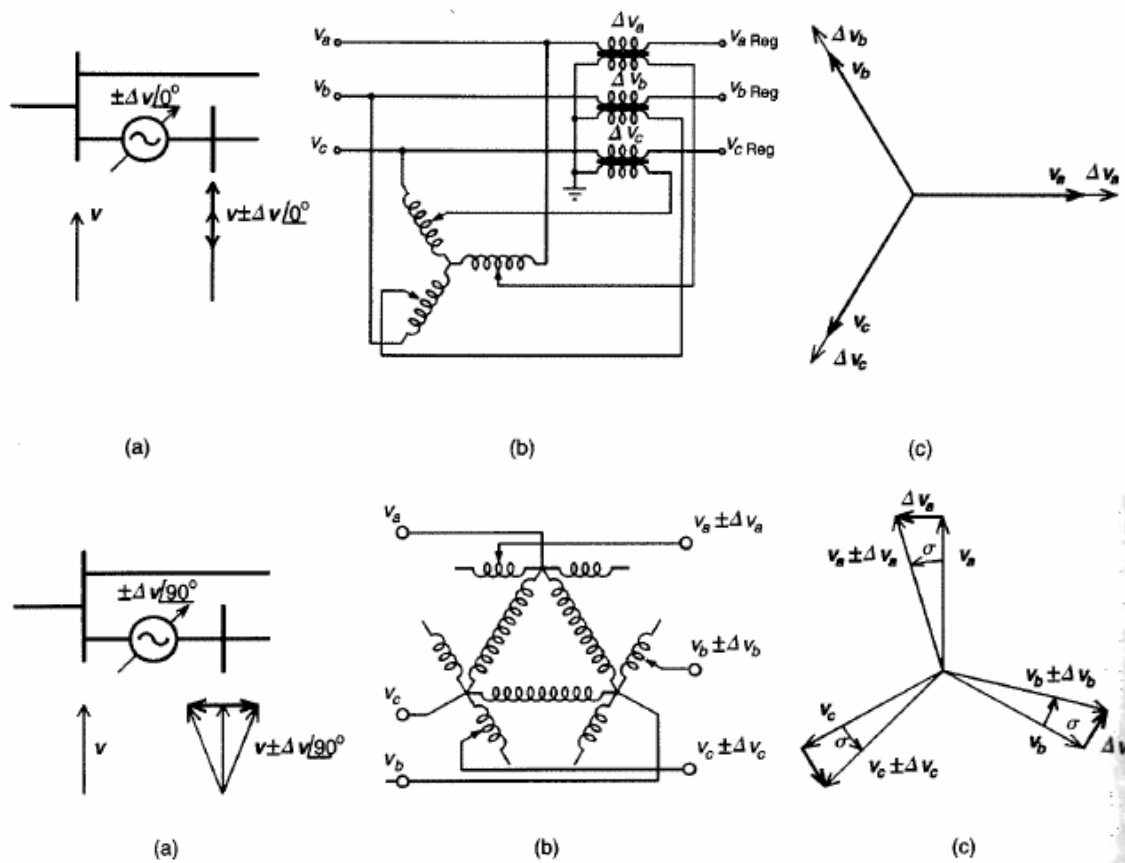


Figura 3.26 - Conceito e implementação base de um VRT (em cima) e de um PST (em baixo).

3.3.8.2 - TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) ou TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) e o TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator)

A substituição das tomadas mecânicas do TCPST e o TCVR por comutação baseada em tirístores pode ser feita directamente ou então baseada em conversores como exemplificado na figura 3.27. De qualquer das maneiras, consegue-se reduzir bastante os encargos consideráveis na manutenção existentes no PST e no VRT descritos anteriormente, assim como obter tempos de resposta bastante pequenos, permitindo um controlo dinâmico do sistema em que estão inseridos. Tal como nos dispositivos electromecânicos, é a configuração dos enrolamentos que determina se a tensão injectada pelos dispositivos é em fase ou em quadratura com a tensão da rede (é o que distingue TCPST do TCVR). O funcionamento do tiristor no TCPST e no TCVR é praticamente idêntico, não controlando intencionalmente o ângulo de fase da tensão que controla. Estes dois dispositivos podem operar em dois modos:

-contínuo: através do controlo do ângulo de disparo dos tirístores, com a desvantagem de produzir harmónicos para a rede.

-discreto: Com o tiristor a funcionar no modo “tudo ou nada”, com pouca ou nenhuma produção de harmónicos e constituindo uma solução mais barata por empregar um sistema de controlo mais simples.

O TCPST apresenta-se como indicado para a regulação do fluxo de potência, controlando a potência activa numa linha e eliminando fluxos de potência em malhas circulares. Com uma capacidade de resposta melhorada conseguem amortecer oscilações de potência e melhorar a estabilidade transitória do sistema. No entanto relembro que não é possível aumentar a potência activa transmissível numa linha para além do seu limite de estabilidade estático recorrendo apenas a um TCPST. Essa barreira pode ser ultrapassada pelo TCVR.

O TCVR por sua vez desempenha um papel importante no controlo do fluxo de potência reactiva e no controlo dos níveis de tensão, tanto nas redes de transporte como nas redes de distribuição, podendo ser muito útil na manutenção dos níveis de tensão nos seus limites. As capacidades destes dispositivos oferecem um meio de controlar os fluxos de potência activa e reactiva com boa flexibilidade num sistema de transmissão, limitados obviamente pelos limites físicos do sistema [20], [39].

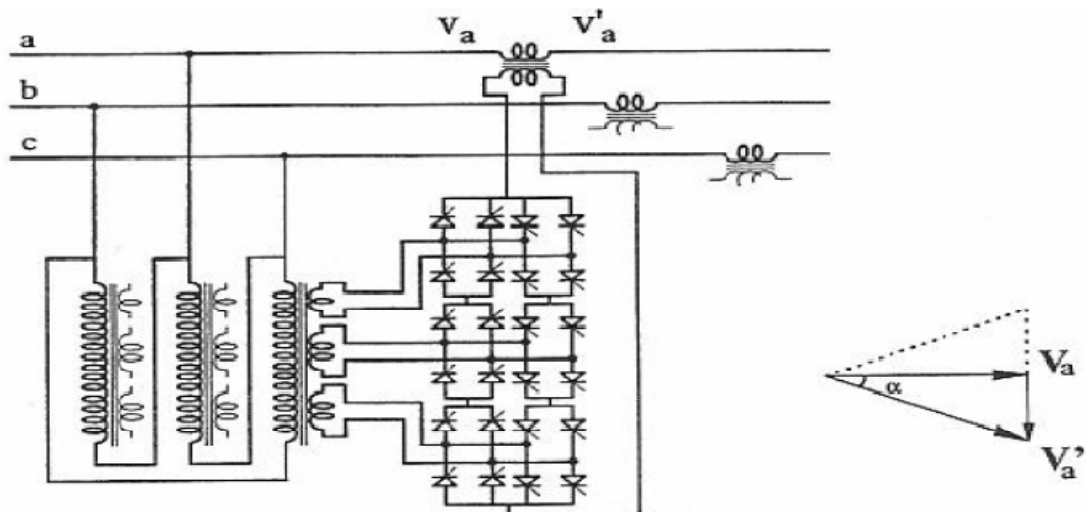


Figura 3.27 - TCSPT com comutação de baseada num conversor em ponte AC-AC monofásico [39].

3.3.9 - DFC (*Dynamic Flow Controller*)

O DFC é um dispositivo FACTS relativamente recente, com propriedades que o situam entre o PST e a compensação série. Na figura 3.28 está exemplificado um DFC na sua forma mais simples, de onde se pode ver que consiste nos seguintes componentes:

- Um PST convencional com tomadas
- Dispositivos TSSC e TSSR ligados em série
- Um condensador comutado mecanicamente (MSC) (elemento opcional que depende das necessidades de potência reactiva por parte do sistema)

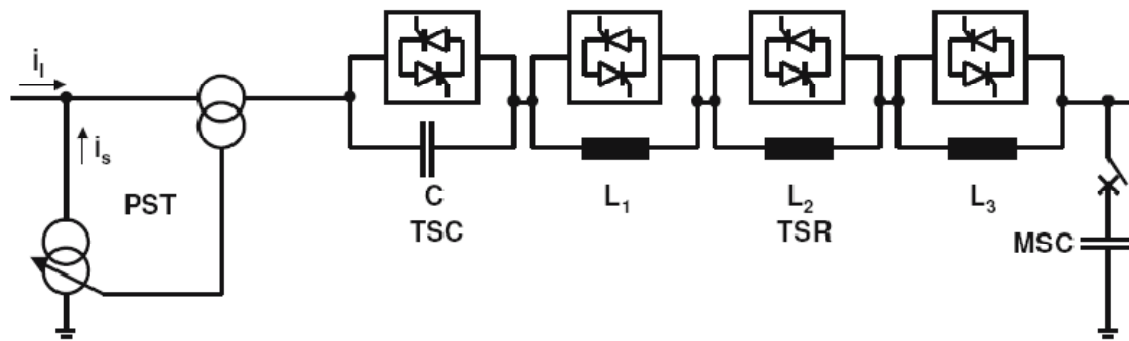


Figura 3.28 - Exemplo de um DFC inserido numa linha de transmissão [52].

Consoante as necessidades, podem ser incorporados vários TSSC ou TSSR em série. O MSC fornece suporte de tensão em regimes de sobrecarga. É prática comum seleccionar as reactâncias indutivas e capacitivas (dos TSSR e TSSC respectivamente) de modo a seguir uma lógica binária para se obter o nível de precisão desejado reduzindo o número de TSSC e TSSR em série necessários. Se for necessária mais precisão, basta adicionar uma reactância equivalente a metade da reactância mais pequena já existente. Apesar de os TSSCs necessitarem de ser comutados quando a corrente atinge um valor nulo para se evitar harmónicos, pode ser aplicável o método de controlo sequencial utilizado no TCSC para possibilitar um controlo contínuo, com a penalidade de ser mais caro devido ao sistema de controlo mais complexo.

A operação do DFC baseia-se no seguinte:

- Os TSSRs e os TSSCs são utilizados quando é necessário um tempo de resposta rápido
- A solução de situações de sobrecarga ou de situações que imponham *stress* ao sistema fica a cargo dos TSSCs e dos TSSRs.
- O PST deve ser comutado com a menor frequência possível, particularmente em situações de sobrecarga ou de cargas mais elevadas que o normal.
- A potência reactiva total consumida pelo DFC pode ser optimizada recorrendo ao MSC, à regulação das tomadas do PST assim como à comutação dos TSSCs e TSSRs.

Para entender melhor a operação do DFC no controlo do fluxo de potência, admitamos uma linha compensada com um DFC, em paralelo com outra linha sem compensação. Controlando a reactância série da linha que incorpora, o DFC manipula o limite de estabilidade estático dessa mesma linha. Aumentando a reactância indutiva da linha (inserindo as reactâncias dos TSSRs ou retirando os TSSC) e/ou aumentando a tensão nas tomadas do PST, a corrente através da linha compensada pelo PST diminui. Se a carga mantiver o seu nível, então a potência transmitida na linha paralela aumenta, para que a carga seja satisfeita. Obviamente também é possível retirar potência à linha em paralelo encaminhando-a para a linha compensada pelo DFC, através da diminuição da reactância indutiva na linha. É assim possível a utilização total da capacidade das duas linhas, evitando congestionamentos e violação dos limites térmicos.

A vantagem do DFC relativamente aos compensadores série mais simples é a capacidade de controlar o fluxo de potência em malha fechada nos dois caminhos paralelos, através da regulação do ângulo de transmissão. O PST injecta uma tensão em quadratura com a tensão da linha (assumindo que o PST opera dessa forma), enquanto a compensação série injecta uma tensão em quadratura com a corrente da linha. Dependendo se a reactância série total efectiva do DFC é capacitiva ou indutiva, a tensão injectada está em atraso ou em avanço relativamente à corrente da linha, mas sempre em quadratura. Se o factor de potência for próximo da unidade, as duas tensões injectadas são aproximadamente colineares. Desta maneira é possível igualar as tensões da linha compensada e da linha paralela em ângulo de fase e em amplitude.

Mas como se pode adivinhar, o PST tradicional não possui uma velocidade de resposta adequada a fenómenos transitórios e dinâmicos. Uma solução possível passaria por substituir o PST por um TCPST.

Possui também capacidade de amortecer oscilações de potência na linha e tendo em conta as suas possibilidades e a relativa simplicidade dos seus elementos constituintes, pode ser uma opção económica [52].

3.3.10 - TC-IPC (*Thyristor Controlled Interphase Power Controller*)

O dispositivo IPC é um dispositivo relativamente recente proposto em 1993. O IPC propriamente dito é um dispositivo constituído apenas por elementos convencionais, inserido em série com uma linha de transmissão. Na sua forma mais simples incorpora um transformador esfasador, duas reactâncias (uma indutância e uma capacitância) por fase e interruptores mecânicos. O fluxo de potência desejado pode ser conseguido ajustando o transformador esfasador ou o valor das reactâncias.

O IPC comporta-se como uma fonte de corrente com as seguintes características:

- O fluxo de potência é mantido aproximadamente constante, com uma variação em torno de 10%, para uma variação do ângulo de fase em $\pm 25^\circ$ entre os dois terminais do IPC, ou entre as duas redes interligadas pelo IPC, sem necessidade de acções de controlo adicionais.

- A influência dos curto-circuitos e de outras contingências é bastante atenuada, não se propagando de uma rede para a outra.

- Não há produção de harmónicos (porque não necessita de acções de controlo não lineares)

O IPC assegura portanto um modo de operação previsível e fiável em condições normais e em condições de contingência, em que é capaz de providenciar suporte de potência reactiva para ajustar os níveis de tensão.

O princípio de operação do IPC é descrito resumidamente de seguida:

O IPC utiliza um grupo de indutâncias e de condensadores trifásicos, cada um ligado em série entre duas redes ou sub-redes como exemplificado na figura 3.29.

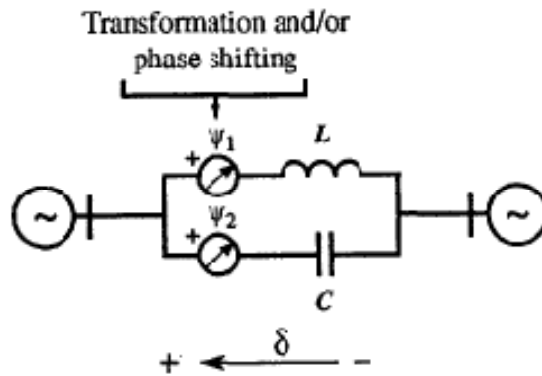


Figura 3.29 - Esquema unifilar simplificado de um IPC a interligar duas fontes de potência [5].

O que distingue um IPC dos compensadores série mais comuns é o modo como se encontra ligado à rede. No entanto a primeiras topologias estudadas (IPC 240) dispensavam o emprego do transformador esfasador porque existe por exemplo a possibilidade de ligar a fase A do indutor e do condensador da primeira rede às fases B e C da segunda rede ligada ao IPC, como exemplificado na figura 3.30.

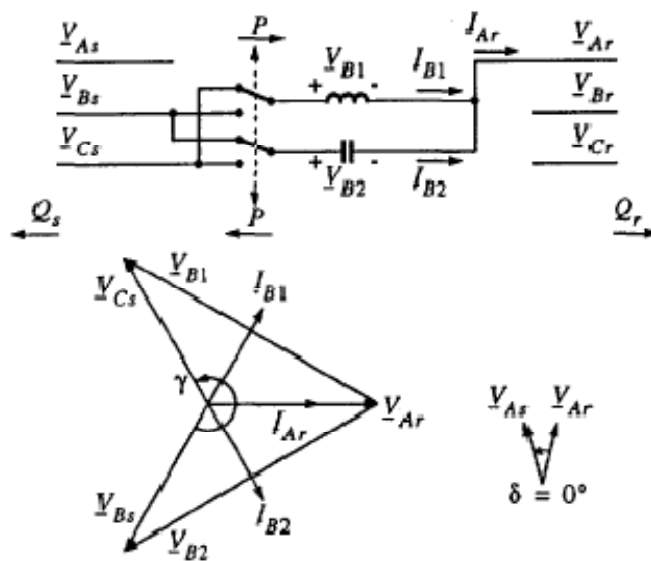


Figura 3.30 - IPC 240 (uma das primeiras topologias desenvolvidas) e exemplificação da ligação das fases B e C do lado direito com a fase A (com capacidade de inverter o fluxo de potência activa), e representação fasorial das tensões e correntes obtidas [5].

Na figura 3.30 observa-se que a tensão e a corrente na fase A aparecem em fase (factor de potência unitário) apesar das tensões e correntes das fases B e C não possuírem um factor de potência unitário (denunciado pela não existência de quadratura entre as tensões e correntes das respectivas fases). É possível visualizar que se o factor de potência da rede (do lado esquerdo) variar num intervalo relativamente pequeno (desde que a soma fasorial de I_{B1} e I_{B2} não inverta o sentido de I_{AR}), o factor de potência na fase A permanece unitário. Para isso é necessário que a reactância indutiva seja idêntica à reactância capacitiva mas

conjugada desta, porque caso contrário, o factor de potência na fase A já não seria unitário. É claro que o valor da corrente na fase A pode variar, e com isso a potência na fase A.

Na figura 3.31 está exemplificado o comportamento do IPC 120 (um melhoramento do IPC 240 que já incorpora um transformador esfasador) em função do ângulo de transmissão (ou esfasamento entre as tensões nos dois lados do IPC). Podemos ver nessa mesma figura que para uma variação do ângulo de transmissão de 50° (de -25° até $+25^\circ$), a potência transmitida não varia muito e que a potência reactiva responde automaticamente ao ângulo de transmissão. Por esta razão é que não é necessário controlo adicional, pelo menos para uma gama limitada do ângulo de transmissão, porque o IPC intrinsecamente efectua a regulação, melhorando o factor de potência e mantendo a potência transmitida sensivelmente constante através de uma compensação de reactiva adequada.

No entanto, melhor desempenho pode ser conseguido regulando o transformador esfasador (com tomadas) e o valor das reactâncias, possibilitando alterar o intervalo (de variação do ângulo de transmissão) em que se pretende operar.

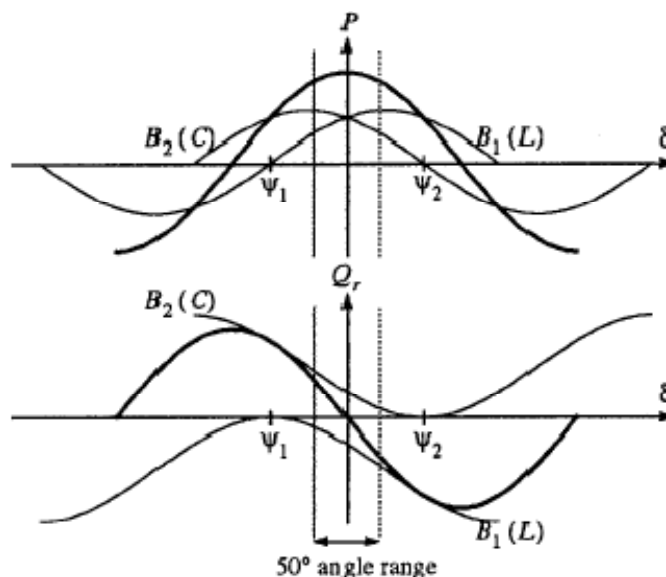


Figura 3.31 - Comparação das formas de onda da potência activa e da potência reactiva características do IPC 120 em função do ângulo do factor de potência [5].

Existem várias configurações possíveis para o IPC, desde várias topologias electromecânicas a topologias que incorporam electrónica de potência (IPC como dispositivo FACTS) [5]. Pode ir desde a substituição dos comutadores mecânicos até aos dispositivos IPC baseados em conversores. Já foi proposta a substituição do transformador esfasador do IPC por um dispositivo SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) [15]. No entanto, até à data, não foi proposto nenhum IPC totalmente baseado em conversores.

O TC-IPC difere apenas do IPC tradicional pela substituição dos interruptores mecânicos por interruptores baseados em tiristores, conferindo-lhe um tempo de resposta mais rápido. Isso

dota o IPC com a capacidade de responder eficazmente a fenómenos transitórios e de aumentar a estabilidade dinâmica do sistema (amortecimento de oscilações de potência no sistema), o que não acontece com o IPC convencional. Também reduz bastante os custos de manutenção quando comparados com os de um IPC electromecânico (não há desgaste dos interruptores). De facto, permite efectuar o ajustamento das tomadas do transformador esfasador e a regulação do valor reactâncias quase instantaneamente. Também é possível substituir os condensadores e os indutores por TCSCs e TCSRs respectivamente. De resto, todas as características do IPC mantêm-se inalteradas [30].

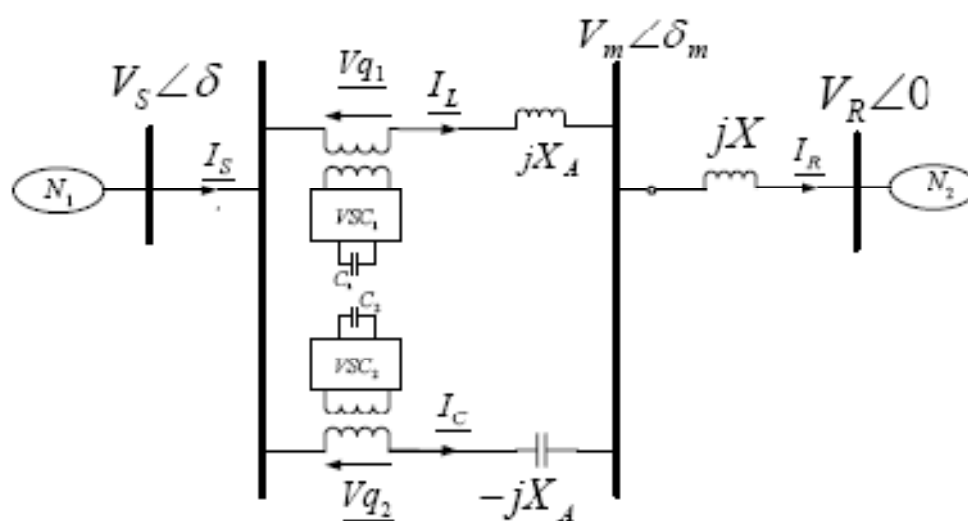


Figura 3.32 - Representação unifilar simplificada de um VSC IPC [15].

3.3.11 - MERS (*Magnetic Energy Recovery Switch*)

O MERS consiste na sua forma mais simples em quatro semicondutores auto comutáveis e num pequeno condensador DC com a configuração mostrada na figura 3.33. Apesar da sua semelhança a uma ponte “H” monofásica, o controlo é diferente e o condensador é pequeno. A tensão injectada em série pelo MERS é controlada através do controlo do percurso da corrente na linha através do dispositivo.

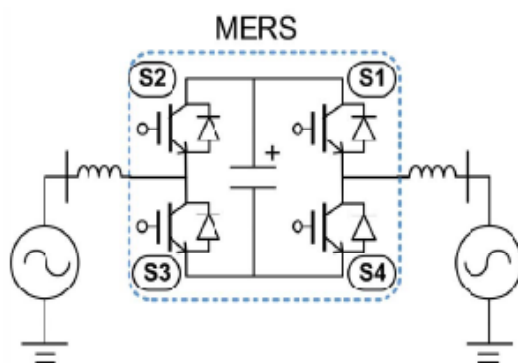


Figura 3.33 - Configuração básica de um MERS [47].

Os vários modos de operação e alguns exemplos de curvas de tensão no MERS estão representados na figura 3.34.

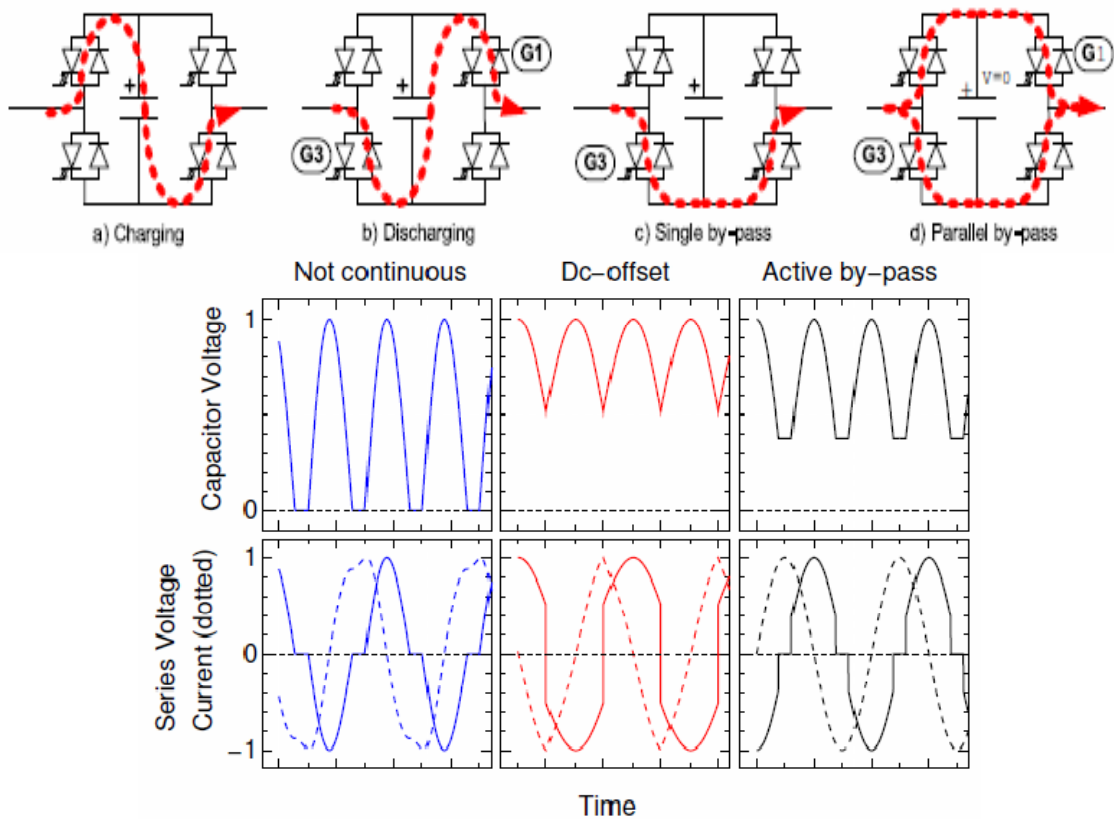


Figura 3.34 - Percursos possíveis da corrente da linha através do MERS (em cima) e exemplos de formas de onda de tensão resultantes do controlo do MERS (em baixo linha contínua) e da corrente na linha (em baixo com linha tracejada) [47].

Relativamente à figura 3.34, no modo de operação a), o condensador carrega naturalmente através dos díodos colocados em paralelo com os semicondutores, até atingir a tensão máxima dependente da corrente que atravessa o condensador, qualquer que seja o sentido da corrente.

No modo de operação b) são activados dois semicondutores que levam o condensador a carregar no sentido oposto. Como se trata de um condensador DC, é imposto através do controlo que a tensão no condensador nunca atinja valores negativos.

No modo de operação c) um dos terminais do condensador é colocado em curto-circuito com a linha, ficando o outro terminal isolado, qualquer que seja o sentido da corrente, pois os díodos dos dois semicondutores superiores não podem conduzir em simultâneo. Isto resulta numa tensão constante nos terminais do condensador. É claro que a tensão série colocada pelo MERS na linha será igual ao somatório da tensão no condensador com a tensão na linha. Neste modo de operação, a tensão constante do condensador apresenta-se como um *offset* DC nos terminais do MERS.

No modo de operação d) o condensador é colocado em curto-circuito, sendo praticamente removido da linha.

Na figura 3.34 podemos ver também as formas de onda que resultam de alguns dos seus modos de operação. A forma de onda do lado esquerdo corresponde ao modo b) e c) (carregando e descarregando o condensador), podendo-se observar que o controlo do MERS impede que a tensão no condensador DC se inverta, sendo mantida no valor nulo em dados instantes. Na forma de onda do lado direito estão conjugados os modos de operação a), b) e c), onde é inserido um nível de *offset* DC na tensão colocada na linha pelo MERS. A forma de onda do meio pode ser obtida do mesmo modo, mas agora com o condensador permanentemente em curto-circuito com a linha num dos seus terminais (terminal inferior). Os semicondutores superiores realizam a carga e a descarga do condensador. A onda de tensão injectada pelo MERS será sempre desfasada da corrente em 90°.

Este modo de operação atribui ao MERS as seguintes características:

- É comutado à frequência da rede. Cada semiconductor é ligado e desligado apenas uma vez em cada ciclo da onda fundamental da rede. As perdas de comutação dos semicondutores são por isso relativamente baixas.

- A tensão série injectada pelo dispositivo pode ser regulada desde zero até à tensão máxima do condensador independentemente da corrente que atravessa o dispositivo. Esta característica confere-lhe um raio de operação superior ao do TCSC e do GCSC, em que a tensão capacitiva injectada depende do valor da corrente na linha.

- A capacidade de injeção de tensão mantém-se constante mesmo perante variações de frequência da rede.

- A distorção harmónica depende da referência do controlo.

- Quando opera num modo com *offset* DC, os sinais de controlo dos semicondutores controlam automaticamente o ângulo de fase da corrente.

Como é um dispositivo bastante recente, aparece como uma solução interessante quer para altas potências como para baixas potências, porque é um dispositivo menos complexo e mais barato comparado com os compensadores série baseados em conversores (SSSC por exemplo).

O MERS também é imune à ressonância subssíncrona na medida em que não causará o seu aparecimento nem agravará a sua amplitude. O MERS pode ser aplicado no controlo de cargas e no aumento da capacidade de potência dos geradores síncronos através da regulação do factor de potência, conseguido através do valor da tensão injectada pelo MERS (que é sempre em quadratura com a corrente que o atravessa). Outra aplicação é a utilização na compensação série (no aumento de capacidade de transmissão da linha) [46], [45].

3.4 - Dispositivos FACTS baseados em conversores

Os dispositivos FACTS baseados em conversores utilizam semicondutores mais modernos, que lhes conferem de um modo geral mais capacidades que a tecnologia baseada em impedâncias passivas. Tirando algumas exceções são dispositivos mais recentes. Os principais dispositivos desta categoria são os seguintes:

- STATCOM (*Static Synchronous Compensator*)
 - SSG (*Static Synchronous Generator*)
 - BESS (*Battery Energy Storage System*)
 - SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*)
 - SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*)
 - UPFC (*Unified Power Flow Control*)
 - IPFC (*Interline Power Flow Control*)
 - CSC (*Convertible Static Compensator*) e GUPFC (*Generalized Unified Power Flow Controller*)
- [16], [20]

3.4.1 - Características comuns

Os dispositivos FACTS baseados em conversores possuem características mais ou menos gerais, compartilhadas por todos os dispositivos deste tipo. São também conhecidos como dispositivos de comutação forçada, ou auto comutáveis. Usam geralmente dispositivos semicondutores mais sofisticados (GTO, IGBT, IGCT, MTO, etc...), com capacidade de comutar de forma controlada (ao contrário dos tirístores, comutados pela rede). São mais caros e têm mais perdas de energia que os tirístores sem comutação forçada mas possuem um desempenho superior e disponibilizam novas capacidades que podem resultar numa diminuição global dos custos. Existem também topologias de conversores baseadas em tirístores sem comutação forçada, mas que são bastante mais limitados.

Como conseguem operar a frequências mais elevadas que os tirístores, e devido à sua topologia base, conseguem operar com bancos de reactâncias mais pequenos que apenas servem como fontes de tensão DC ou de corrente DC. Isso traduz-se numa redução significativa de tamanho e de custos. Existem duas categorias básicas de conversores auto comutáveis:

- Conversores baseados em fontes de corrente, em que a corrente DC possui apenas uma polaridade. O sentido da potência transferida é imposto através da polaridade da tensão (que pode ser directa ou inversa). São designados por CSC (*Current Sourced Converters*).

- Conversores baseados em fontes de tensão, em que a tensão DC possui apenas uma polaridade. O sentido da potência transferida é imposto através da polaridade da corrente (que pode ser directa ou inversa). São designados por VSC (*Voltage Sourced Converters*).

Estes dispositivos podem ser representados como fontes de tensão ou de corrente ideais. Para todos os efeitos, com a exceção do conteúdo harmónico que possa existir na saída do compensador devido à comutação dos conversores (dependendo da filtragem empregue ou outros métodos de eliminação de harmónicos), um VSC e um CSC comportam-se respectivamente de modo semelhante a uma fonte de tensão e uma fonte de corrente, ambas ideais [11], [20].

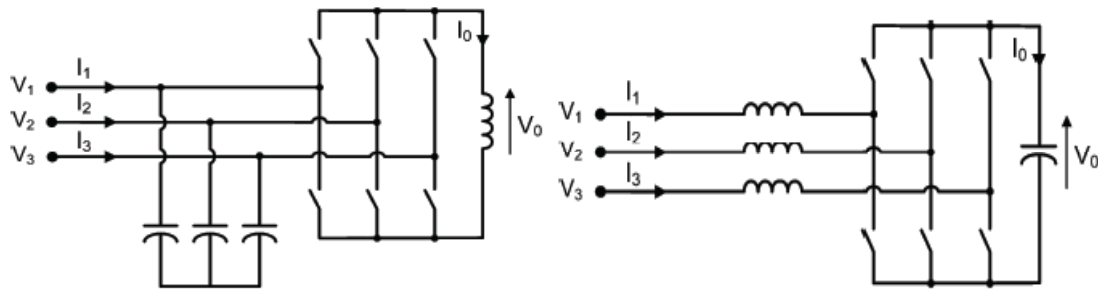


Figura 3.35 - Topologia de um dispositivo FACTS baseado numa fonte de corrente (figura da esquerda) e baseado numa fonte de tensão (figura da direita) [11].

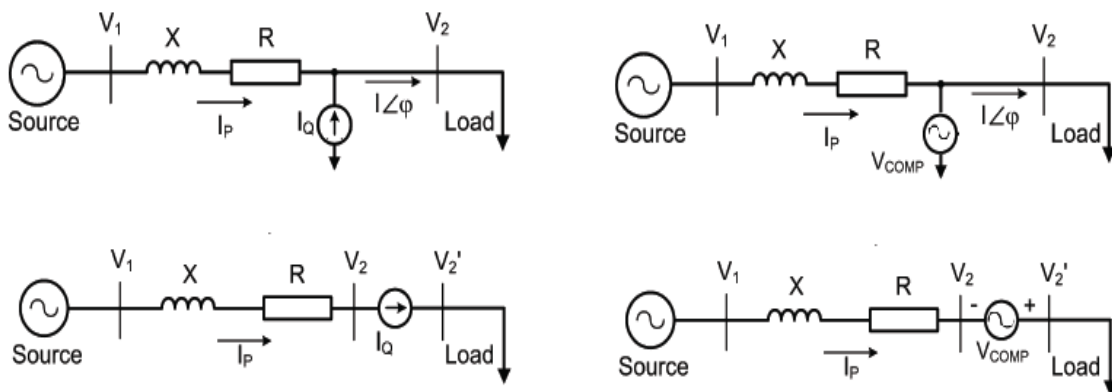


Figura 3.36 - Representação de compensador paralelo (em cima) e de um compensador série (em baixo), ambos baseados em conversores ideais, representados por uma fonte de tensão (à direita) e de corrente (à esquerda), alocados a uma rede radial.

É possível obter um modelo matemático para este tipo de compensadores, tendo em conta as representações presentes na figura 3.37, obtendo-se (3.15) para o compensador baseado num VSC representado por uma fonte de tensão ideal e (3.16) para um compensador baseado num CSC representado por uma fonte de corrente ideal, considerando as respectivas impedâncias de acoplamento. A componente resistiva R pretende ilustrar as eventuais perdas activas dos conversores. Em (3.15) e (3.16), (V_1, V_2, V_3) e (V_{c1}, V_{c2}, V_{c3}) representam respectivamente a tensão trifásica na linha e a tensão trifásica gerada pelo compensador e L é a indutância de acoplamento. Em (3.16) (i_1, i_2, i_3) e (I_{c1}, I_{c2}, I_{c3}) representam respectivamente a corrente trifásica no ponto de interligação que flui para o compensador e

a corrente trifásica gerada pelo compensador. C representa os condensadores de acoplamento.

$$\begin{cases} V_1 - V_{c1} = Ri_1 + L \frac{di_1}{dt} \\ V_2 - V_{c2} = Ri_2 + L \frac{di_2}{dt} \\ V_3 - V_{c3} = Ri_3 + L \frac{di_3}{dt} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} I_1 - I_{c1} = C \frac{dV_1}{dt} \\ I_2 - I_{c2} = C \frac{dV_2}{dt} \\ I_3 - I_{c3} = C \frac{dV_3}{dt} \end{cases} \quad \begin{cases} V_1 - V_{c1} = Ri_{c1} \\ V_2 - V_{c2} = Ri_{c2} \\ V_3 - V_{c3} = Ri_{c3} \end{cases} \quad (3.16)$$

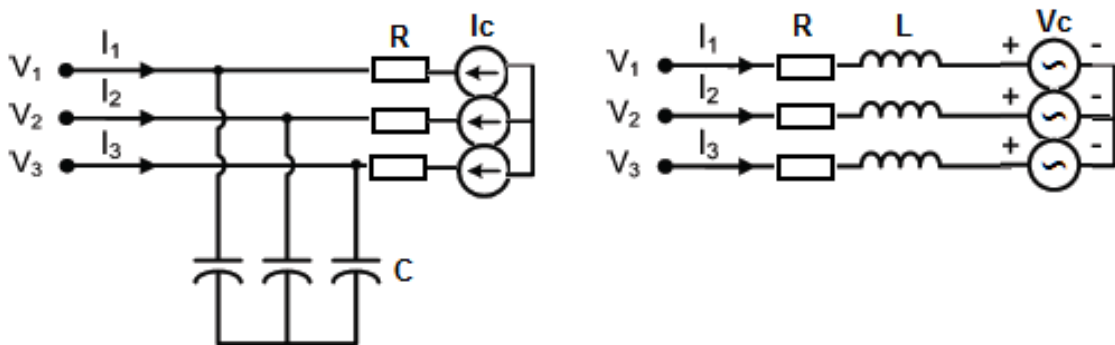


Figura 3.37 - Compensador baseado num VSC representado por uma fonte de tensão ideal (à direita) e compensador baseado num CSC representado por uma fonte de corrente ideal (à esquerda).

Existem várias razões económicas e de operação que tornam os conversores baseados em fontes de tensão preferíveis aos conversores baseados em fontes de corrente. Segue-se uma comparação resumida entre os VSC e os CSC:

- Os CSC não possuem elevadas correntes de curto-circuito, que são limitadas naturalmente pela fonte de corrente (indutância DC), ao passo que nos VSC o condensador irá descarregar rapidamente, levando a corrente de curto-circuito a aumentar rapidamente.

- Os CSC necessitam de semicondutores com capacidade de bloquear tensões reversas, o que não acontece nos VSC. Assim nos VSC podemos utilizar semicondutores designados como simétricos (avaliado pela simetria ou assimetria da sua estrutura), que têm menos perdas em regime permanente e estão mais disponíveis no mercado. Nos CSC utilizam-se semicondutores assimétricos, ainda não tão desenvolvidos como os simétricos, ou então semicondutores simétricos com um diodo em série para bloquear as tensões reversas.

- Os CSC têm muito mais perdas em regime permanente que os VSC, devido à utilização de indutâncias que possuem mais perdas de energia que os condensadores. As perdas podem assumir valores bastante significativos num CSC.

-Nos CSC os semicondutores não são sujeitos a uma taxa dv/dt muito elevada devido à incorporação de condensadores AC. No entanto os condensadores podem ser volumosos e caros. O seu tamanho pode ser reduzido adoptando uma topologia baseada em PWM (Pulse Width Modulation). No geral, a interface de um CSC com a rede é mais complexa que a interface de um VSC com a rede.

-Como os condensadores AC estão constantemente em carga e descarga, o CSC produz harmónicos de tensão à frequência da ressonância dos condensadores e das indutâncias do sistema AC. Tal pode ser minimizado diminuindo o tamanho dos condensadores de modo a que a frequência de ressonância não coincida com os harmónicos produzidos. Para além disso, a conjugação dos harmónicos com a indutância DC pode resultar em sobretensões nos semicondutores e nos transformadores de acoplamento [20].

Como a única vantagem plausível de um CSC é a sua capacidade de limitar as correntes de curto-circuito, pendendo os restantes aspectos para o VSC, a maioria dos dispositivos FACTS baseados em conversores são baseados em VSC. Mas já existem dispositivos baseados em fonte de corrente, como por exemplo o moderno SMES (*Superconductor Magnetic Energy Storer*).

O VSC pode de certa forma ser equiparável a um compensador síncrono ideal, sendo designados por SVS (*Synchronous Voltage Source*): sem inércia, de resposta praticamente instantânea, sem alterar significativamente a impedância do sistema e com capacidade de gerar internamente energia reactiva (indutiva e capacitiva) [11], [39]. Pode inclusive trocar potência activa com o sistema se for acoplado a uma fonte apropriada de energia activa. No entanto, mesmo sem trocar potência activa com o sistema, o SVS é uma fonte de potência reactiva auto-suficiente [11], [39].

Os VSC podem ser utilizados na compensação paralelo, série e na regulação do ângulo de fase (incluindo a substituição das tomadas mecânicas dos transformadores esfasadores), com melhor desempenho que as tecnologias convencionais e baseadas em tirístores. Os VSC conseguem ainda desempenhar com melhor eficácia as tarefas de estabilização do sistema, de regulação da tensão, de correcção do factor de potência da correcção de desequilíbrios de carga [11].

O controlo da energia reactiva pode ser feito por ajustamento do valor da fonte de tensão do conversor, ou através dos sinais de controlo dos semicondutores. A segunda opção é a que oferece tempos de resposta mais curtos. O controlo dos semicondutores pode basear-se em pulsos do tipo PWM (*pulse width modulation*), SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*), ou controlo vectorial, existindo um certo número de variantes em cada um dos métodos de controlo [32].

A regulação da fonte de tensão no VSC faz-se pela troca de alguma potência activa com a rede: absorção (aumento da tensão) ou injeção (diminuição da tensão), que consiste

basicamente em carregar ou descarregar o condensador numa certa quantidade. Este processo é regulado através do controlo adequado da comutação dos semicondutores.

Na figura 3.38 temos um exemplo de um VSC inserido em paralelo numa linha de transmissão. Ajustando V_{MOD} conseguimos impor o fluxo adequado de potência reactiva no conversor. Se V_{MOD} for superior a V_{COMP} , o VSC injectará potência reactiva na linha. Se V_{COMP} for superior a V_{MOD} , o VSC absorverá potência reactiva da linha [11]. A pequena quantidade de energia activa absorvida pela fonte de tensão pode ser dada pela expressão (3.17).

$$P = \frac{V_{COMP}V_{MOD}}{X_s} \sin \delta \quad (3.17)$$

Onde V_{COMP} é a tensão na linha, V_{MOD} a tensão à saída do conversor, X_s é a reactância de interface entre o VSC e a rede (representada como L_s na figura 3.38), e δ o esfasamento entre V_{COMP} e V_{MOD} [11].

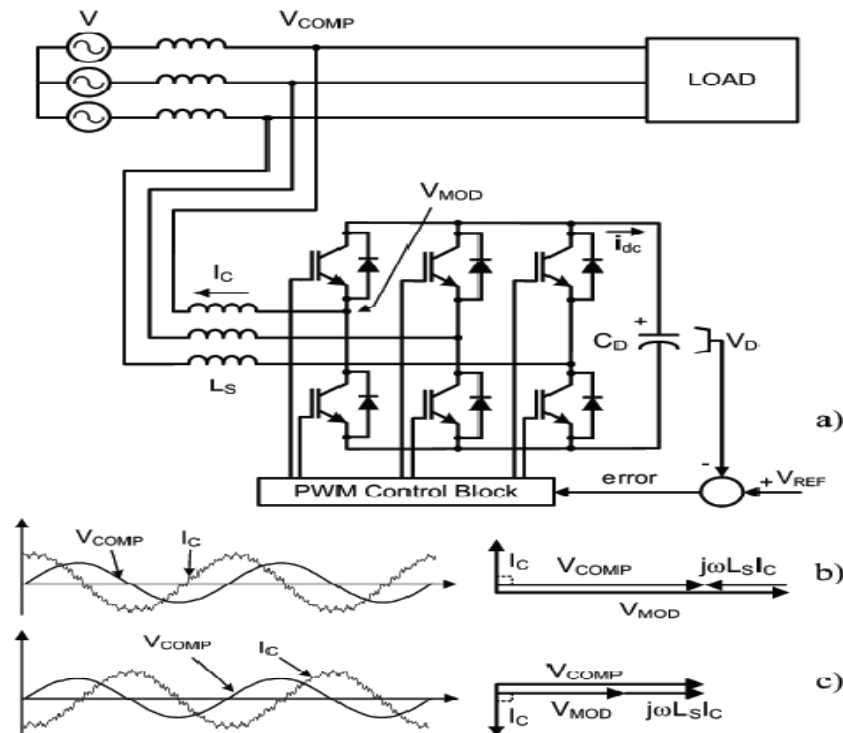


Figura 3.38 - Formas de onda da corrente e da tensão de um VSC em paralelo com uma linha a), com os respectivos diagramas vectoriais para a situação de fornecimento b) ou absorção c) de potência reactiva da rede [11].

Com um rearranjo nas topologias, é possível processar a potência activa e reactiva de modo a permitir a regulação do ângulo de fase (dispositivos UPFC e IPFC), e estabelecer percursos para a potência activa entre várias linhas (dispositivos IPFC e CSC) [39]. Existem no entanto algumas preocupações com certas componentes harmónicas devidas às frequências de comutação dos semicondutores, que se procuram resolver mediante filtros passivos,

topologias de conversores e sequências de comutação dos semicondutores adequadas. Neste aspecto não superam os condensadores síncronos electromecânicos, que praticamente não produzem conteúdo harmónico.

Não menos importante é que impedância apresentada pelo conversor aos sinais de frequências diferentes da frequência fundamental da rede é por norma bastante elevada. Portanto um VSC não é capaz de estabelecer circuitos ressonantes com a rede, evitando os problemas nesta matéria verificados como os compensadores convencionais e comutados por tiristores [39].

Na tabela 3.1 encontra-se uma comparação resumida dos principais tipos de dispositivos de compensação, sendo visíveis as vantagens significativas dos dispositivos FACTS baseados em conversores [11].

Tabela 3.1 - Comparação de características de alguns tipos de compensadores [11].

	Condensador Síncrono	Compensador Estático baseado tiristores		Compensadores baseados em conversores
		TCR (com condensador shunt se necessário)	TSC (com TCR se necessário)	
Precisão da Compensação	Bom	Muito bom	Bom. Muito bom com TCR	Excelente
Flexibilidade de Controlo	Bom	Muito bom	Bom. Muito bom com TCR	Excelente
Capacidade de injeção de Potência Reactiva	Indutiva e Capacitiva	Indutiva e Capacitiva (de modo indirecto)	Indutiva (de modo indirecto) e Capacitiva	Indutiva e Capacitiva
Controlo da potência reactiva	Contínuo	Contínuo	Descontínuo (contínuo com TCR)	Contínuo
Tempo de resposta	Lento	Rápido (0,5 a 2 ciclos da onda fundamental)	Rápido (0,5 a 2 ciclos da onda fundamental)	Muito rápido, mas depende do sistema de controlo e da frequência de comutação
Harmónicos	Muito bom	Muito bom (necessita de grandes filtros)	Bom. Com TCR são necessários filtros	Bom, mas depende da topologia do conversor
Perdas	Moderadas	Bom, mas aumentam na região indutiva	Bom, mas aumentam na região capacitiva	Muito bom, mas aumentam com a frequência de comutação
Capacidade de controlo de fase	Limitada	Bom	Limitada	Muito bom com unidades esfasadoras monofásicas e limitado com unidades esfasadoras trifásicas
Custo	Elevado	Moderado	Moderado	Moderado ou baixo

No entanto, um problema comum a todos os dispositivos baseados em semicondutores está na sua capacidade limitada. Os mais potentes suportam apenas alguns milhares de amperes e tensões inversas até 10kV nos seus terminais [17], [18], [19]. Desenvolvimentos recentes prometem aumentar as suas capacidades. Por este motivo, as arquitecturas de inversores mais básicas nem sempre são viáveis. As topologias tradicionais de dois níveis permitem construir dispositivos aproximadamente até 10MVA. Existe no entanto uma série de topologias, desenvolvidas ou em estudo com vista a ultrapassar este problema.

As topologias multinível prometem ser a alternativa para aplicações em alta tensão, possibilitando conversores para potências bastante superiores aos conversores de dois níveis [16], [11]. Um inconveniente que acompanha a generalidade dos VSCs, é a utilização de condensadores como fonte de tensão DC, porque a tensão nos condensadores poder flutuar. É então necessário um controlador que assegure os níveis de tensão adequados, ou então podemos substituir os condensadores por fontes de tensão DC [13] (baterias, células de combustível, etc...). Apesar da colocação de uma fonte de tensão DC possibilitar mais opções de controlo, o compensador fica mais caro, quer na aquisição, quer na manutenção.

3.4.2 - Conversores multinível

As topologias multinível mais modernas podem ser classificadas em três categorias:

- NPC (*Neutral Point Diode Clamped Inverters*)
- FC (*Flying Capacitors Inverters*)
- Baseado em pontes inversoras monofásicas ligadas em cascata [53].

Os princípios de modulação mais populares são a modulação por largura de impulsos (PWM-*Pulse Width Modulation*), modulação em amplitude (AM-*Amplitude Modulation*) ou a conjugação das duas (em amplitude e por largura de impulso (APWM-*Amplitude Pulse Width Modulation*) [11], [53]. Desenvolvimentos recentes sugerem a modulação vectorial (SVM-*Space Vector Modulation*) como uma alternativa, actualmente mais complexa, e com limitações ao nível da implementação quando comparada com o comando por PWM [27]. Na modulação por largura de impulso, a SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*) é bastante interessante porque permitir obter uma onda aproximadamente sinusoidal, com pouca distorção e com a mesma frequência fundamental da rede [3].

Dentro dos três tipos de topologias base referidos, muitas continuam em desenvolvimento, sendo que algumas topologias já se encontram implementadas em compensadores estáticos [11]. As principais vantagens das topologias multinível em relação às topologias tradicionais de dois níveis estão:

- Na menor geração de conteúdo harmónico

-Nos menores esforços exigidos aos semicondutores, devido à colocação de semicondutores ou de pontes de semicondutores em série. A tensão aplicada aos semicondutores é dividida entre eles, permitindo melhores desempenhos para níveis de tensão mais elevados [11], [21], [3].

-Nas baixas interferências electromagnéticas

-Na possibilidade de dispensa de transformadores de acoplamento e da utilização de filtros [13].

No entanto são mais caros e recorrem necessariamente a circuitos de comando mais complexos quando comparados com as topologias de dois níveis [16]. Segue-se uma descrição mais detalhada.

3.4.2.1 - Conversores multinível NPC e FC

As Topologias NPC e FC consistem essencialmente no mesmo rearranjo de semicondutores, com a diferença de que onde existem díodos no NPC, existem condensadores no FC, como pode ser visto na figura 3.39.

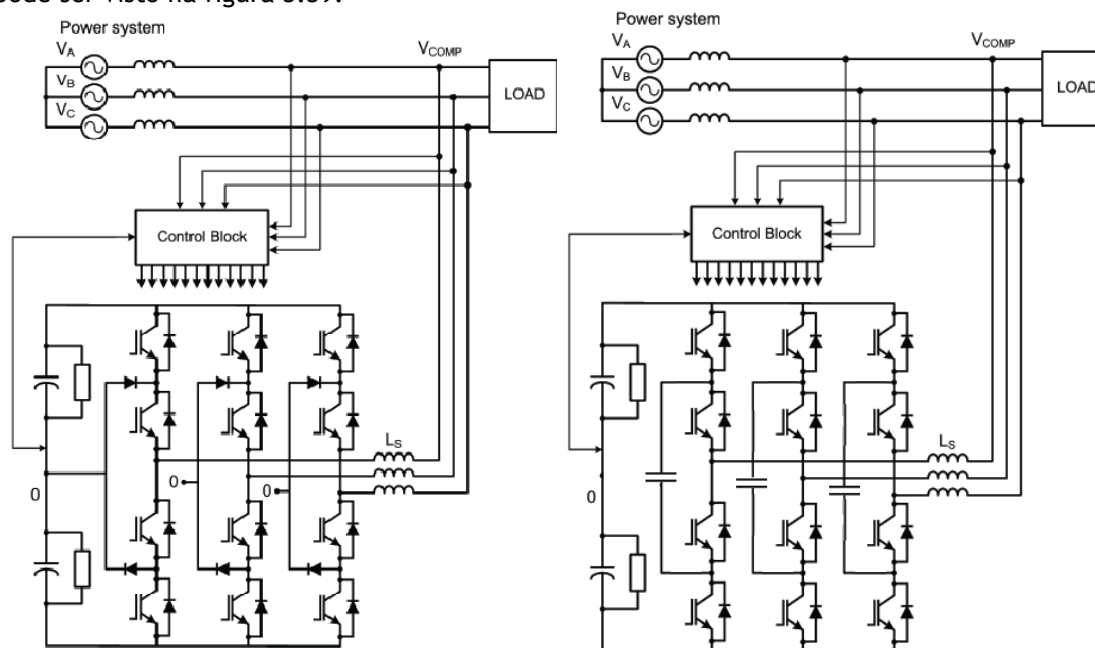


Figura 3.39 - Compensadores baseados em conversores de topologias NPC (à esquerda) e FC (à direita), ligados em paralelo a uma linha [11].

A topologia NPC de três níveis é a mais popular, vindo-se a tornar cada vez mais na tecnologia padrão para aplicações de conversão em média tensão, porque apresenta uma boa relação entre a qualidade da onda de saída, custos e complexidade de operação. Ajustando a sequência de comutação dos semicondutores através de sinais de modulação apropriados, consegue-se ligar a fonte de tensão DC à saída sequencialmente, conseguindo-se criar um sinal AC na saída com frequência, módulo e fase variáveis [11]. São comandadas normalmente através de sinais PWM [11]. As topologias NPC e FC apresentam no entanto o inconveniente

de ficarem praticamente limitadas a conversores de 5 a 7 níveis devido à complexidade crescente e ao número de componentes semicondutores empregues (e de condensadores nas topologias FC) [53].

3.4.2.2 - Conversores multinível baseados em pontes inversoras monofásicas ligadas em cascata

Neste tipo de conversores são utilizadas pontes inversoras monofásicas, usualmente designadas por “pontes H”, ligadas à rede através de transformadores de potência em paralelo no lado do conversor e em série no lado da linha, como está exemplificado na figura 3.40 [11].

Apesar de em teoria os conversores NPC e FC conseguirem os mesmos desempenhos que os conversores em cascata, os conversores NPC e FC utilizam mais componentes que os conversores em cascata (como é mostrado na tabela 3.2) [32]. Por isso, quando se pretende um conversor que ofereça um sinal de saída acima de 5 ou 7 níveis, os conversores em cascata são uma opção séria, especialmente se tivermos também em atenção que pode ser possível dispensar a incorporação de filtros e a utilização de transformadores de potência para acoplar o compensador estático à linha, conforme a qualidade da onda obtida que é função do número de pontes utilizadas [13], [53].

Tabela 3.2 - Componentes de potência requeridos (m) em função da topologia multinível escolhida [20].

	NPC	FC	Simétrico em Cascata	Assimétrico em Cascata
Número de Semicondutores	$2(m-1)$	$2(m-1)$	$2(m-1)$	$4\text{Log}_3(m)$
Condensador DC	$(m-1)$	$(m-1)$	$(m-1)/2$	$\text{Log}_3(m)$
Díodo de fixação ao ponto neutro	$(m-1)(m-2)$	0	0	0
Condensador de Balanceamento	0	$2(m-1)$	0	0

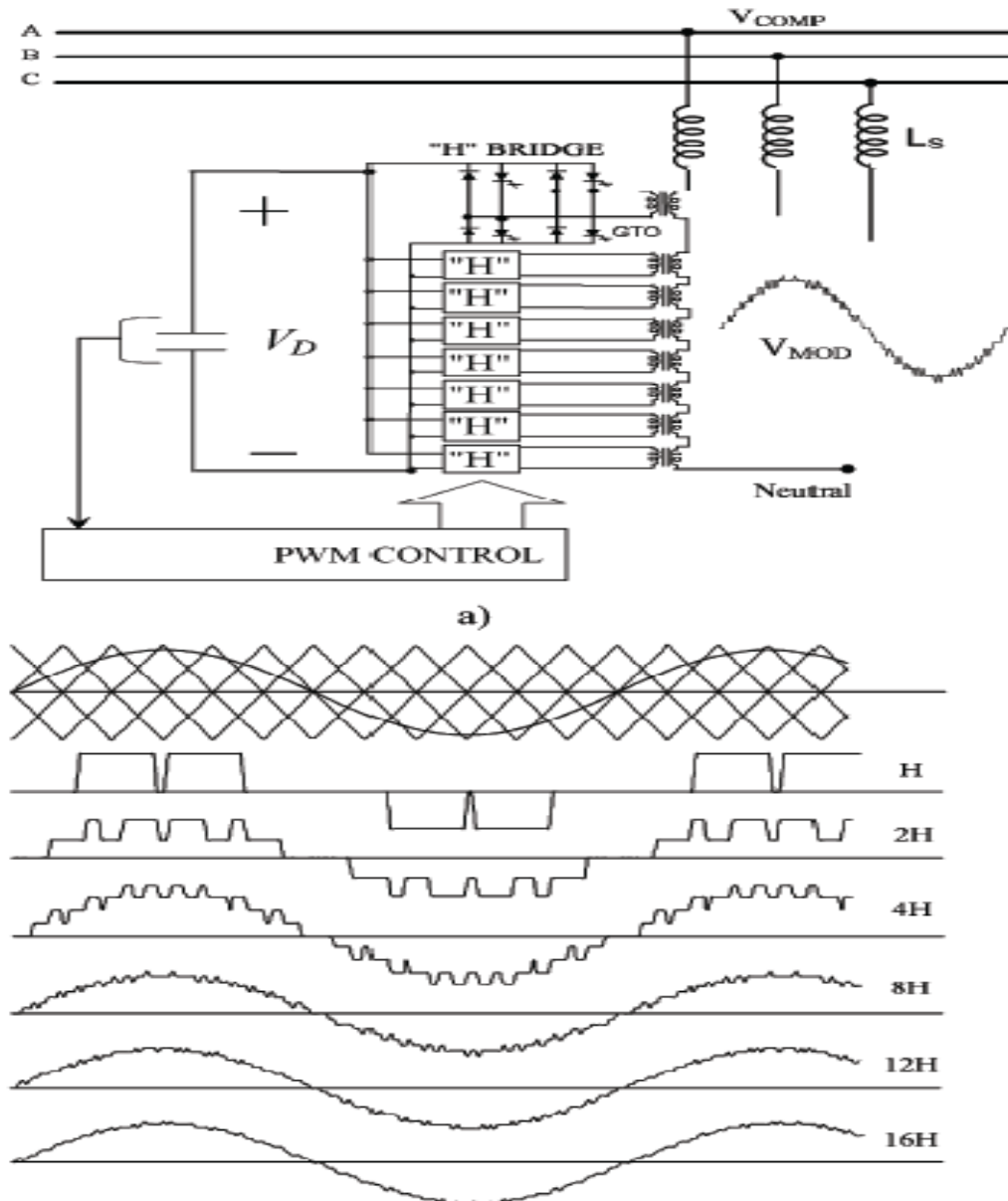


Figura 3.40 - Esquema exemplificativo de um conversor simétrico baseado em “pontes H” ligadas em cascata, e forma de onda obtida em função do número de “pontes H” [11].

- Conversores simétricos em cascata

O conversor multinível simétrico em cascata pode ser implementado utilizando apenas uma fonte de tensão DC (um condensador DC ou outro tipo) e possui uma propriedade modular. Basta acrescentar ou remover “pontes H” para aumentar ou diminuir o número de níveis na forma de onda de saída [11], [32]. Cada “ponte H” possui três níveis de tensão: $+V$, $-V$ e 0 [32]. O nível zero representa contribuição nula, enquanto os outros dois níveis de tensão contribuem para o somatório final da tensão de saída do compensador estático. O

número de níveis de tensão que se podem obter é dado por $2N+1$, onde N é o número de conversores monofásicos ligados em cascata.

- *Conversores assimétricos em cascata*

O conversor multinível em cascata assimétrico oferece a vantagem de se conseguirem mais níveis de tensão com menos “pontes H” [11], [13]. Tal é possível mediante um escalonamento dos níveis de tensão, em que cada inversor é ligado a uma fonte de tensão de maior valor que o conversor precedente [13], podendo por exemplo seguir-se uma lógica binária [53] ou um escalonamento em potências de três [11]. A lógica binária é a mais intuitiva, consistindo em ligar “pontes H” em série, em que a tensão DC das respectivas fontes de tensão segue uma lógica binária. Com escalonamento em potências de três conseguem-se mais níveis de tensão com menos conversores. Com apenas 4 conversores monofásicos em “ponte H” é possível obter 81 níveis de tensão, permitindo implementar compensadores estáticos praticamente livres de harmónicos. No entanto, em aplicações para grandes potências, um conversor menos complexo como o conversor de três níveis (três pontes H por fase) pode ser suficiente. Mesmo com apenas 27 níveis de tensão possíveis, conseguem-se formas de onda (de tensão e de corrente) suficientemente boas para uma operação de grande qualidade [11].

Na figura 3.41 exemplifica-se como se podem obter 9 níveis de tensão na saída do conversor, apenas com 2 “pontes H” em série. Outro aspecto interessante resultante do escalonamento das tensões, é que os inversores monofásicos sujeitos aos maiores níveis de tensão comutam a frequências mais baixas, reduzindo assim as perdas totais do conversor [13]. Mas esta estratégia tem limitações para tensões mais elevadas porque implica que no limite, um dos conversores monofásicos da cadeia tenha que suportar sensivelmente dois terços da tensão total aplicada à série de conversores, trazendo os mesmos problemas verificados nos conversores de dois níveis quando aplicados em sistemas com níveis de tensão mais elevados. Uma solução seria aplicar esta estratégia em apenas algumas pontes, exigindo no entanto semicondutores apropriados para os diferentes níveis de tensão [32]. Outra solução consiste em efectuar o escalonamento da tensão nas razões de transformação dos transformadores de acoplamento de cada ponte, o que permite também a utilização de uma única fonte DC para toda a cadeia de inversores, como acontece no conversor em cascata simétrico. Um esquema recorrendo a este método está presente na figura 3.42.

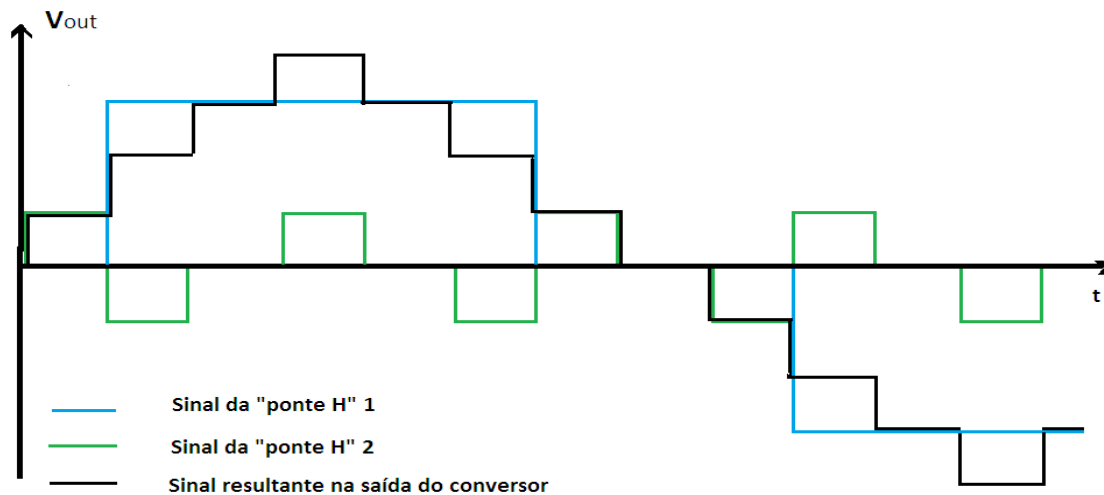


Figura 3.41 - Exemplificação das formas de onda de um conversor multinível assimétrico em cascata, empregando apenas duas “pontes H”, utilizando a estratégia de escalonamento em potências de três.

Os aspectos negativos dos conversores multinível em cascata centram-se na sua maior complexidade e no seu maior custo, devido em grande parte aos transformadores de potência que efectuem a ligação em série dos conversores monofásicos individuais [32], [13]. O controlo dos conversores multinível em cascata é usualmente efectuado por modulação em amplitude (AM) combinado com (PWM) ou com SPWM [11], [13], recorrendo preferivelmente a “transportadoras desfasadas” [13], mas pode ser implementado através de “transportadoras desniveladas”.

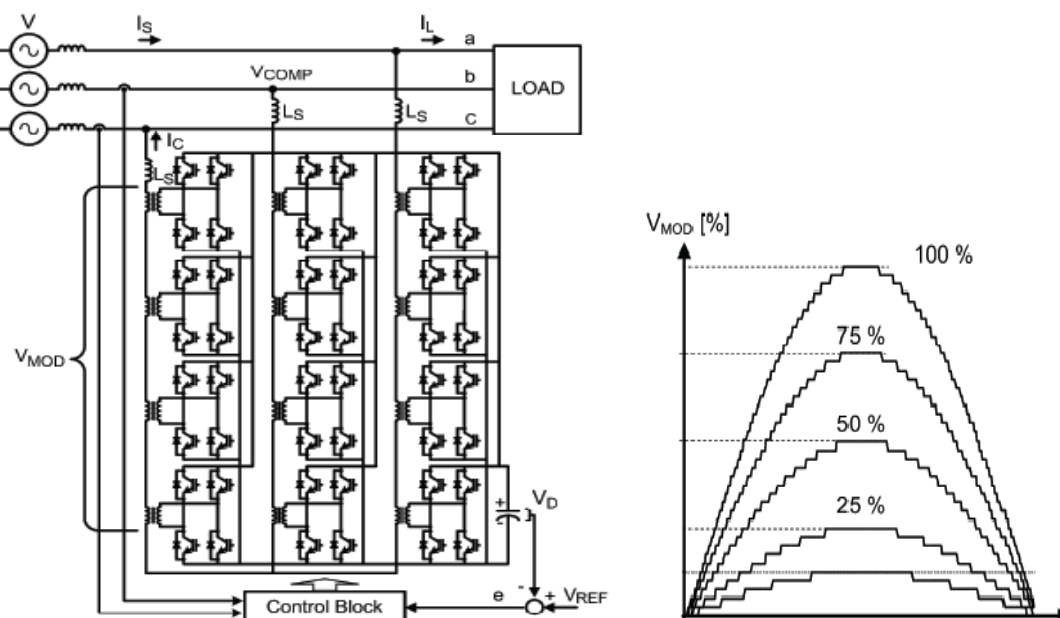


Figura 3.42 - Esquema de um conversor multinível assimétrico trifásico, baseado em quatro “pontes H” ligadas em cascata (à esquerda) e respectiva representação dos níveis de tensão de saída em função do sinal de modulação [11].

Segue-se uma breve descrição dos vários dispositivos FACTS baseados em conversores mais importantes, nomeadamente das características que os distinguem entre si, tendo em conta a descrição geral que foi feita até aqui, pelo que se evitou ser repetitivo.

3.4.3 - STATCOM (*Static Compensator ou Static Synchronous Compensator*)

O STATCOM é um compensador paralelo que consiste num VSC ligado em paralelo com rede. O seu nome vem da analogia das suas capacidades com as de um condensador síncrono, com a excepção de não possuir inércia mecânica nem capacidade de sobrecarga. Alguns exemplos de um STATCOM estão presentes nas figuras 3.38, 3.39, 3.40 e 3.42 [11].

O STATCOM mais comum utiliza um condensador DC como fonte de tensão, possuindo assim uma capacidade limitada de trocar potência activa com a rede. As únicas trocas de potência activa que efectua são as necessárias para modificar o nível da tensão DC no condensador e para suprir as suas próprias perdas. Em regime estacionário troca apenas energia reactiva com a rede.

Na figura 3.43 estão comparadas as características V-I (Tensão em função da corrente) de um STATCOM e de um SVC. Podemos ver que um STATCOM possui características superiores. Para além de ser capaz de fornecer compensação de energia reactiva indutiva e capacitiva, consegue controlar a sua corrente de saída independentemente da tensão do sistema, com capacidade de fornecer a corrente capacitiva máxima a qualquer sistema com uma tensão praticamente a zero. Um SVC nessa situação vê a sua corrente de saída diminuir com a diminuição do nível de tensão do sistema.

Na ocorrência de fenómenos transitórios consegue aumentar a sua margem de potência reactiva fornecida à rede um pouco além da sua capacidade em regime estacionário. Este incremento de potência para além dos limites de operação está limitado pelas características dos semicondutores e pelas temperaturas máximas admissíveis nas respectivas junções. Num SVC tal não é possível porque a potência reactiva máxima que pode fornecer é limitada pela tensão do sistema e pela capacidade dos condensadores. Isto torna o STATCOM bastante eficaz no aumento da estabilidade transitória, conseguindo margens de estabilidade para os grupos geradores superiores às obtidas com um SVC (ver figura 3.44) [39].

O tempo de resposta de um STATCOM é também inferior ao tempo de resposta de um SVC. Essa diferença deve-se ao modo de controlo dos tirístores no SVC. Como o tiristor apenas se desliga quando a corrente se anula, o tempo de resposta pode ir até $1/2f$, em que f é a frequência da rede. No STATCOM, onde são empregues semicondutores auto comutáveis, o tempo de resposta depende essencialmente da frequência imposta aos semicondutores. Se por exemplo for empregue num STATCOM baseado em GTOs um controlo baseado em PWM com uma transportadora com frequência de 500Hz, o tempo de resposta máximo do STATCOM é 5 vezes inferior ao tempo de resposta mínimo do SVC. Basta ajustar a largura de pulso para controlar a tensão colocada à saída do STATCOM. Este tempo de resposta inferior torna-o

capaz de responder mais eficazmente aos fenômenos transitórios e a oscilações de potência na rede.

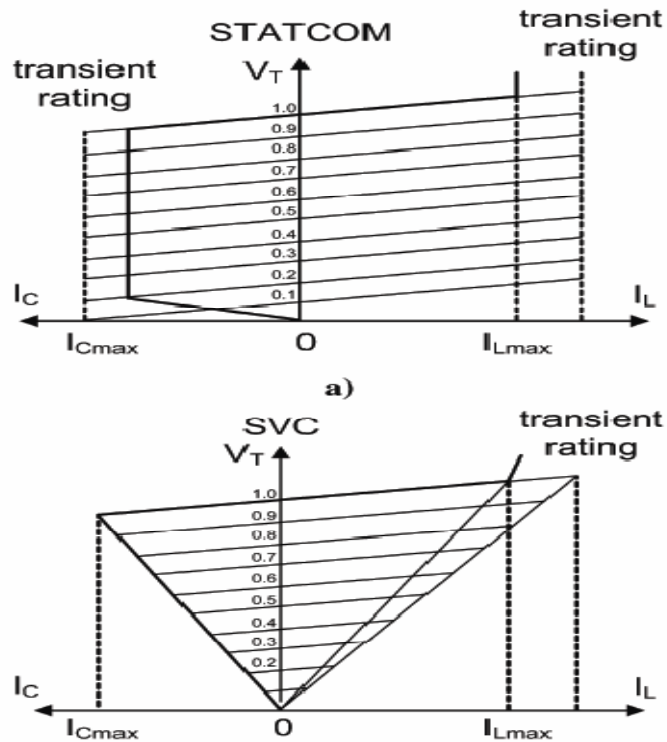


Figura 3.43 - Comparação das características V-I de um STATCOM e de um SVC [11].

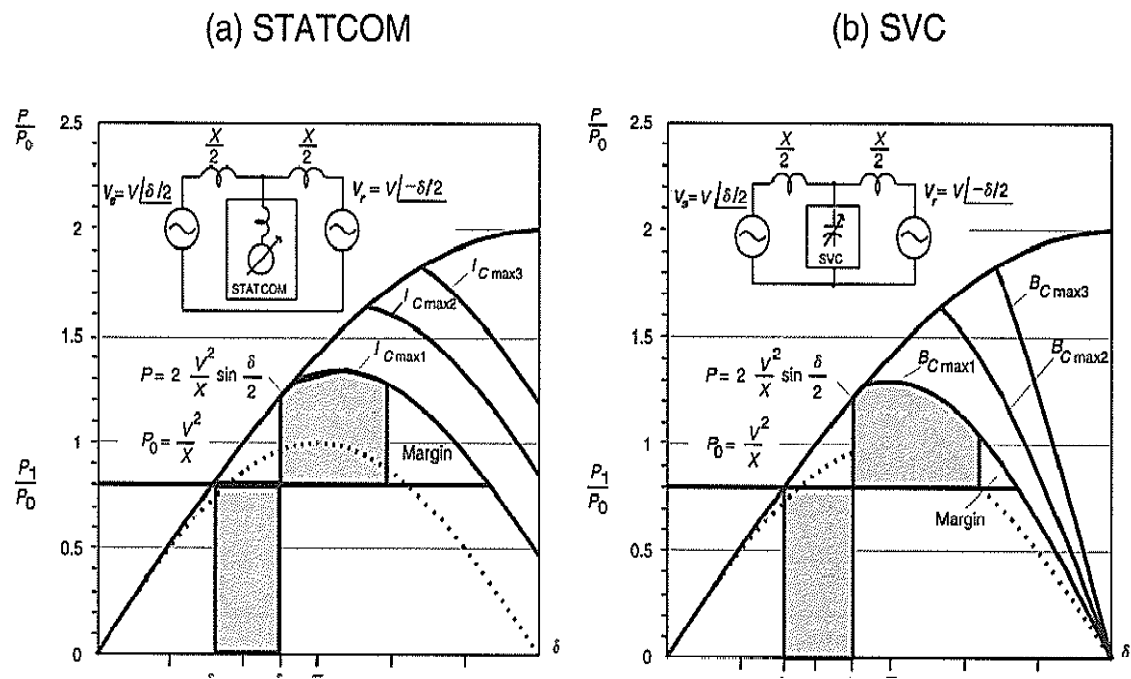


Figura 3.44 - Aumento da estabilidade transitória obtida com um STATCOM (a) e com um SVC (b), colocados no ponto central de uma linha de transmissão [39].

A regulação da tensão no condensador por seu lado é mais lenta. Por norma é alterada para ajustar o STATCOM a um novo ponto de operação da rede em regime permanente. Pode ser motivado pela variação dos níveis de tensão da rede em regime permanente depois da ocorrência de alguma perturbação ou pela variação nos níveis de tensão ao longo do dia causado pela variação diária nos níveis de carga. Consegue-se com isso limitar a energia reactiva fornecida pelo STATCOM em regime permanente. Podem ser ligados ou desligados condensadores comutados mecanicamente, mais pequenos, ou então regular a excitação dos geradores de modo a fornecer ou absorver a energia reactiva desejada. A ideia disto é devolver ao STATCOM a margem de manobra necessária para responder aos fenómenos transitórios e dinâmicos, efectuando a compensação da linha que o SEE não consegue fazer por si.

O STATCOM tal como o SVC, gera harmónicos no caso de desequilíbrios entre fases (aparecem na ocorrência de curto-circuitos por exemplo), incluindo o terceiro harmónico que pode atingir amplitudes consideráveis. Em regime permanente, o SVC pode evitar a produção de harmónicos com uma topologia adequada. Já o STATCOM produz sempre conteúdo harmónico em virtude do seu princípio base de funcionamento. Apesar de estes poderem ser substancialmente atenuados, a presença de filtros é geralmente necessária, mas o tamanho destes podem ser minimizados recorrendo às topologias conversoras multinível como já foi referido na secção 3.4.2.

O STATCOM apresenta perdas relativamente baixas (de 0,1% a 0,2%, até 1% em regime nominal). São semelhantes às verificadas num SVC, mas no entanto, prevê-se que com o desenvolvimento dos semicondutores, o STATCOM venha a melhorar ainda mais neste aspecto.

O STATCOM é também uma unidade mais compacta que um SVC para a mesma potência nominal. Apenas possui um conversor e um condensador comparativamente pouco volumoso ao invés dos bancos de reactâncias comparativamente maiores empregues nos SVCs. Esta característica torna-o ideal em situações em que o espaço é reduzido e permite o seu transporte e recolocação com relativa facilidade [20], [11], [39].

Contrariamente ao SVC, o STATCOM pode trocar energia activa com a rede quando é colocada uma fonte de potência activa no lugar do condensador DC. Existem alguns dispositivos FACTS com essa capacidade que derivam da topologia base do STATCOM. Os mais relevantes são: o SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), o BESS (*Battery Energy Storage System*) e o SSG (*Static Synchronous Generator*).

3.4.3.1 - SSG (*Static Synchronous Generator*)

Estes dispositivos assumem uma importância crescente devido à expansão da produção dispersa, com especial interesse nas redes de distribuição, onde as potências de centrais de energias renováveis ficam na maioria dos casos na casa de algumas dezenas de MW (centrais

fotovoltaicas e parques eólicos por exemplo). As topologias de conversão são as mesmas utilizadas num STATCOM comum, mas um SSG possui algumas capacidades adicionais.

Para além de conseguir efectuar compensação de energia reactiva, possui também capacidade de trocar energia activa com a rede, aproximando-se de um gerador rotativo real. Uma máquina rotativa ideal possui energia activa armazenada sob a forma de energia mecânica, que será injectada na rede ou absorvida da rede em resposta a variações de frequência ou em função da ocorrência de fenómenos transitórios e dinâmicos. Da mesma maneira, um SSG pode apresentar uma inércia aparente ao sistema, regulando a potência activa trocada com a rede para o efeito, contribuindo assim para a regulação da frequência de operação do sistema.

No que diz respeito à produção dispersa, fontes como a energia solar ou eólica são inconstantes, pelo que é necessários empregar meios de acumulação DC consideravelmente volumosos e altamente eficientes de modo a filtrar a variabilidade destas fontes de energia de forma satisfatória. Em todo o caso, o conversor do SSG será a interface dessa produção com a rede (actuando como um inversor comum), possuindo também as capacidades de um STATCOM comum [54].

3.4.3.2 - BESS (Battery Energy Storage System)

O BESS pode ser considerado um caso particular do SSG, apresentando-se como uma solução para a intermitência de alguma produção dispersa (eólica e solar principalmente). Essa intermitência pode ser prejudicial ao sistema eléctrico, podendo provocar perturbações na frequência da rede. O BESS é um STATCOM em que no lugar do condensador existe uma fonte DC formada por baterias acumuladoras, onde se pretende armazenar a energia eventualmente excessiva produzida (pelas fontes renováveis) e fornecê-la à rede conforme as necessidades do sistema. Uma vantagem importante deste dispositivo é a sua tolerância a defeitos na rede, pois tal como um STATCOM comum, consegue operar à sua capacidade máxima mesmo para baixos níveis de tensão na rede.

No entanto o BESS é mais dispendioso devido às baterias acumuladoras. Dependendo da capacidade de armazenamento desejada podem atingir custos elevados. O tempo de vida útil limitado dos acumuladores e os potenciais riscos ambientais pode acarretar em custos de manutenção consideráveis [1].

3.4.3.3 - SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

O SMES baseia-se numa bobina supercondutora que armazena a energia num campo magnético criado por uma corrente DC que percorre a bobina. As principais vantagens deste dispositivo são a sua eficiência (eficiência de carga e descarga em torno de 95%), o seu tempo de vida útil teoricamente ilimitado e a sua capacidade de injectar enormes quantidades de

energia num curto período de tempo. O SMES pode ser aplicado essencialmente de três maneiras:

- SMES baseado num VSC
- SMES baseado em CSC
- SMES baseado em tirístores

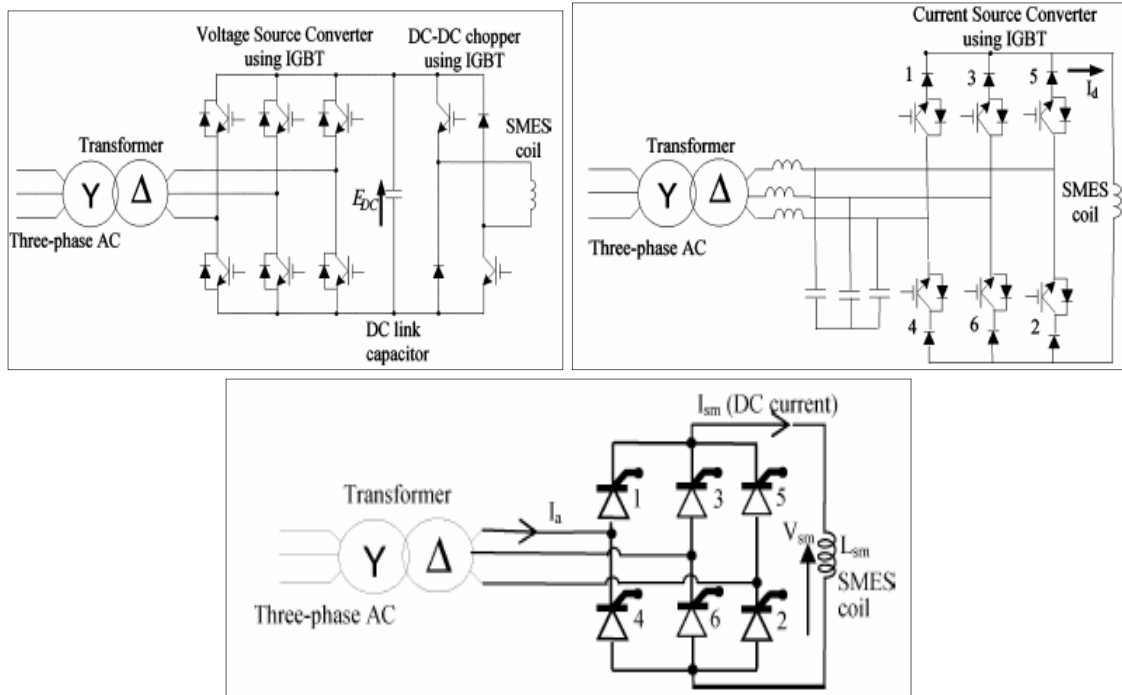


Figura 3.45 - SMES baseado em VSC (em cima à esquerda), baseado em CSC (em cima à direita) e baseado em tirístores (em baixo) [2].

Pode-se ver na figura 3.45 que o SMES baseado no VSC e no CSC possui uma topologia de interface similar a um STATCOM comum.

No CSC o condensador é substituído pela bobina do SMES e são colocados condensadores no lado AC para filtrar os harmónicos de corrente. No VSC o condensador DC está presente, sendo a interface entre o conversor e a indutância do SMES juntamente com um conversor DC-DC que regula a tensão desejada no condensador DC. Tal como é próprio da topologia dos conversores, conseguem ambos controlar a potência activa e reactiva de forma independente, podendo-se obter uma baixa distorção harmónica. As principais diferenças entre os dois são:

- O SMES baseado no CSC produz um *ripple* de tensão na bobina reduzido (reduzindo as perdas AC na bobina supercondutora) e é dependente da bobina para fornecer suporte de reactiva. Em caso de defeitos, a corrente de curto-circuito não atinge valores muito elevados.
- O SMES baseado no VSC tem um controlo mais complexo (devido à incorporação de um conversor DC-DC) e consegue fornecer energia reactiva mesmo com uma corrente baixa ou

inexistente na bobina supercondutora. As perdas AC na bobina são maiores devido à existência de um *ripple* de tensão considerável.

No SMES baseado em tirístores, a energia injectada ou absorvida é controlada através da regulação do ângulo de disparo dos tirístores. Esta topologia pode ser considerada com uma topologia CSC, mas as suas capacidades não são tão boas como a sua homóloga baseada em semicondutores auto comutáveis (com excepção da sua capacidade para potências superiores):

-Não consegue controlar a energia activa e reactiva de forma independente, e o suporte de energia reactiva que oferece é bastante limitado.

-Produz maiores conteúdos harmónicos

-Também produz um *ripple* de tensão na bobina supercondutora

A sua capacidade bastante limitada de controlar a potência reactiva não permite comparar o SMES baseado em tirístores ao funcionamento de um STATCOM comum. Já um SMES baseado num VSC ou num CSC são no geral bastante semelhantes a um STATCOM comum no que se refere à compensação de energia reactiva, com as limitações e diferenças descritas aqui [2].

3.4.4 - SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*)

O SSSC é um compensador série baseado num VSC. É inserido na linha através de transformadores de acoplamento, como exemplificado na figura 3.46.

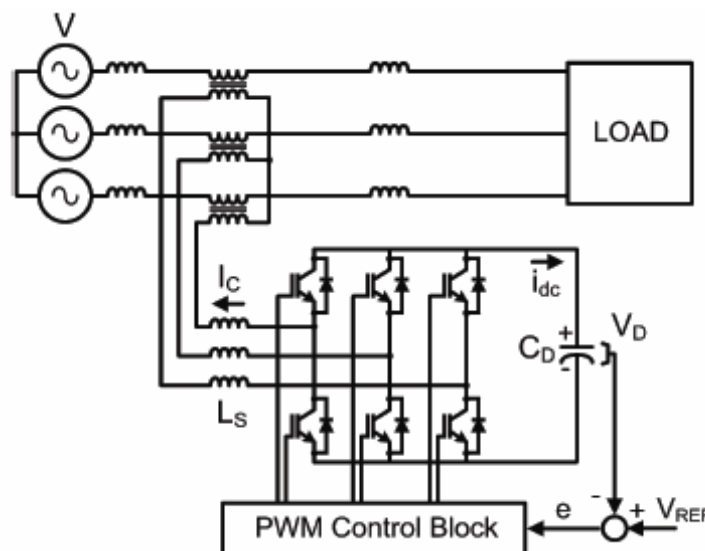


Figura 3.46 - Esquema de um SSSC ligado a uma linha de transmissão [11].

O SSSC consegue funcionar como uma reactância em série controlável. Um SSSC, ao contrário dos compensadores série até agora descritos (TSSC, TCSC, GCSC e MERS), não utiliza

reactâncias passivas ligados em série com a linha. Por isso, a potência reactiva trocada com a linha não depende da corrente que circula na linha. Não ocorre por isso o efeito auto-regulador como nos compensadores série tradicionais e comandados por tirístores, e deste modo a tensão injectada em série pelo compensador pode ser controlada independentemente da corrente na linha [11].

Como consegue operar na zona indutiva e capacitiva, o SSSC é o mais versátil de todos os compensadores serie até agora descritos, possuindo também um tempo de resposta inferior, tornando-o mais eficaz na resposta a fenómenos transitórios e dinâmicos na rede. Na figura 3.47 estão exemplificados os raios de acção de vários compensadores serie referidos anteriormente e do SSSC.

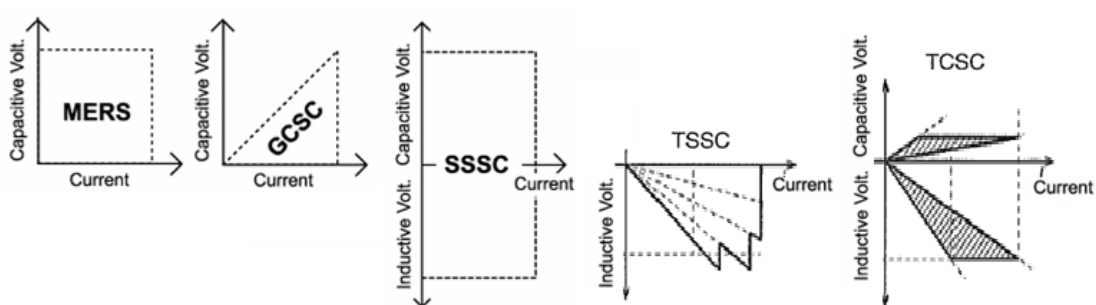


Figura 3.47 - Raios de acção do TSSC, do TCSC, do GCSC, do MERS e do SSSC.

O condensador do SSSC pode ser substituído por uma fonte de potência DC, dando ao SSSC a capacidade de compensar a resistência da linha, fornecendo potência activa de modo a compensar as perdas activas na linha. Desta maneira consegue aumentar o rácio X/R de uma linha, independentemente do nível de compensação série. Os compensadores série descritos anteriormente não possuem esta capacidade.

Possui também uma eficácia superior no amortecimento de oscilações de potência na linha. Para além de o conseguir através do ajustamento da reactância da linha, pode agora fazê-lo através da injeção ou absorção de potência activa de modo a opor-se à oscilação de potência na linha.

Como o SSSC encontra-se inserido em série através de transformadores de acoplamento, não necessita de ser dimensionado para a potência nominal da linha, porque a corrente da linha passa apenas pelo transformador de acoplamento e não pelo SSSC em si. Os compensadores série descritos anteriormente são inseridos directamente na linha, tendo que suportar a potência nominal da linha de transmissão.

Também não necessita de ser colocado em plataformas de isolamento para alta tensão pois o transformador de acoplamento permite o acoplamento entre sistemas com dois níveis de tensão diferentes. Assim o SSSC pode ser colocado em locais ao potencial do solo porque pode operar com níveis de tensão relativamente baixos, tipicamente abaixo dos 20kV. Apenas

o sistema de refrigeração e de interface do controlo necessita de isolamento para tensões dessa gama. Tendo em conta que os semicondutores auto comutáveis não conseguem bloquear tensões tão elevadas como os tirístores, o SSSC a operar a um nível de tensão mais baixo consegue ultrapassar esse problema, conseguindo potências nominais iguais ou superiores às dos compensadores série descritos anteriormente.

O SSSC também é imune à ressonância subsíncrona porque o SSSC gera a sua própria onda de tensão com uma frequência seleccionada (obviamente igual à frequência fundamental da rede) independentemente da tensão do sistema.

O SSSC pode atingir valores de perdas um pouco superiores em regime nominal, mas com o avanço tecnológico dos semicondutores auto comutáveis espera-se que isso venha a ser ultrapassado. É também mais sensível a defeitos severos na rede que o TCSC e o TSSC, pois os semicondutores auto comutáveis não são tão robustos nestas situações como os tirístores convencionais. Pode ser por isso necessário colocar um interruptor adicional baseado em tirístores, colocado em paralelo com o transformador de acoplamento de modo a permitir um *bypass*. Alternativamente pode ser empregue um limitador de tensão baseado em varístores colocado em paralelo com a linha de transmissão.

O SSSC é também mais complexo e mais caro que os outros compensadores série mais simples. Na maioria das situações, os compensadores série descritos anteriormente conseguem compensar uma linha de modo satisfatório e de forma mais económica [20], [39], [11].

3.4.5 - UPFC (*Unified Power Flow Controller*)

O Esquema básico de um UPFC está representado na figura 3.48, onde se pode ver que consiste em dois VSC's, um deles inserido em série com a linha, e outro em paralelo, interligados por uma ligação DC comum providenciada por um condensador DC.

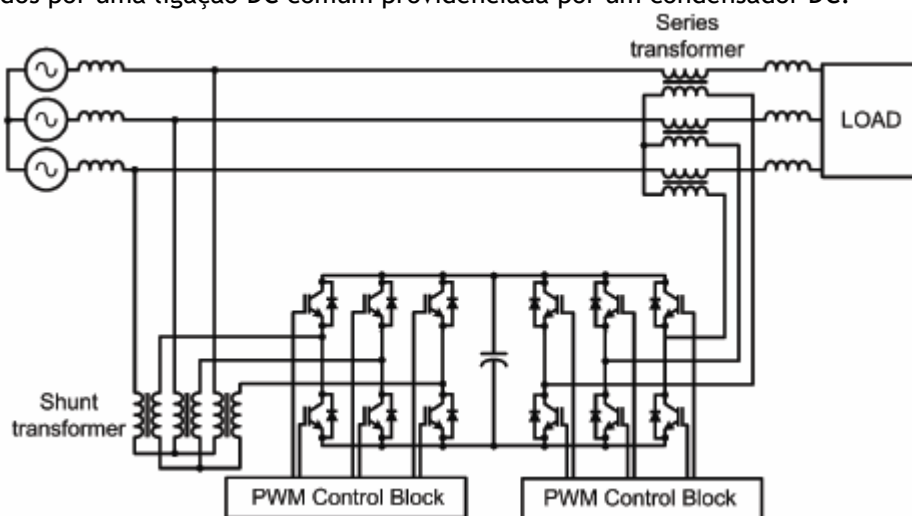


Figura 3.48 - Esquema ilustrativo de um UPFC inserido numa uma linha de transmissão [11].

A sua topologia permite-lhe funcionar como um conversor AC-AC ideal, onde a potência activa pode circular em ambas as direcções, entre os terminais AC. Ambos os inversores são capazes de gerar ou de absorver reactiva de forma independente entre si através do respectivo terminal AC.

Através do conversor em série, consegue injectar uma tensão controlável em módulo (desde 0 até um V_{pqmax}) e fase (desde 0° a 360°) em série com a linha, como está representado na figura 3.49. Nesta situação, o conversor paralelo absorve potência activa da rede (que é aliás a sua principal função) e transfere-a para o conversor em série com a linha, o que permite então alterar a fase da tensão mantendo-a constante em módulo. A única potência activa que o conversor absorve ou fornece resulta da necessidade em alimentar as suas perdas e para regular o nível de tensão da fonte DC [11].

Um UPFC consegue portanto executar as funções de um SSSC (através do conversor ligado em série com a linha), de um STATCOM (através do conversor ligado em paralelo com a linha) e de um regulador de ângulo de fase (porque consegue manipular potência activa). Pode fazer ambas as coisas individualmente ou em simultâneo, com tempos de resposta inferiores e com melhor desempenho. É por isso o dispositivo FACTS mais sofisticado ao nível da compensação de uma linha de transmissão individual.

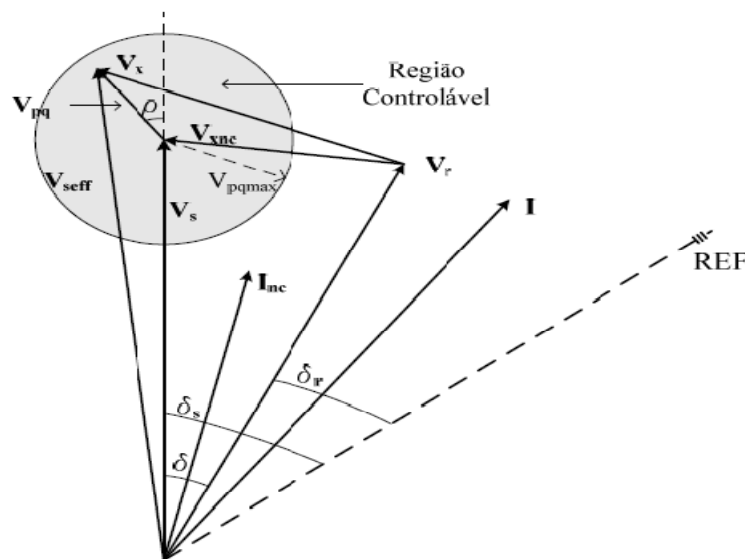


Figura 3.49 - Diagrama fasorial da compensação por injeção de tensão série por um UPFC.

Convém referir que a potência reactiva não flui através da ligação DC. É gerada ou absorvida localmente em cada um dos conversores. Apenas a potência activa atravessa a ligação DC [39].

Tal como o STATCOM e o SSSC, o UPFC pode operar com níveis de tensão relativamente baixos (devido aos transformadores de acoplamento), conseguindo-se assim potências nominais elevadas para estes dispositivos. No entanto, ainda é uma solução cara e bastante complexa, só se justificando em situações onde se pretende utilizar todas ou quase todas as

potencialidades de um UPFC. Em todas as outras situações, existem soluções mais baratas [39], [20], [11].

3.4.6 - IPFC (*Interline Power Flow Controller*)

O IPFC consiste em dois ou mais VSC ligados a duas ou mais linhas respectivamente, ligados entre si por uma ligação DC comum como mostrado na figura 3.50. Consegue por isso trocar potência activa entre as linhas a que se encontra. Como se pode ver na figura 3.50, os VSC empregues são dispositivos SSSC [11].

O IPFC é capaz de fornecer compensação de energia reactiva independentemente em cada linha a que se encontra acoplado através do conversor respectivo, e de transferir potência activa de umas linhas para as outras. No entanto não possui capacidade de absorver ou fornecer potência activa, excepto a necessária para satisfazer as suas perdas e para regular a fonte de tensão DC [39]. Isso pode ser alterado substituindo o condensador DC por uma fonte de potência DC [20]. Constitui uma excelente alternativa para resolver de forma económica, problemas associados aos fluxos de potência (activa e reactiva) num sistema com varias linhas ou em sistemas emalhados. Pode desviar potência de linhas congestionadas para outras com capacidade disponível, seleccionar percursos preferenciais para a transmissão de potência, ou desviar potência de linhas cujo trânsito é dificultado por uma potência reactiva presente relativamente elevada [39].

Para além de possuir todas as capacidades do SSSC já descrito, o seu modo de operação em cada linha é idêntico ao do UPFC. A única diferença é que enquanto no UPFC a potência activa a manipular era obtida na própria linha, no IPFC a potência activa a manipular é desviada de outra linha [20].

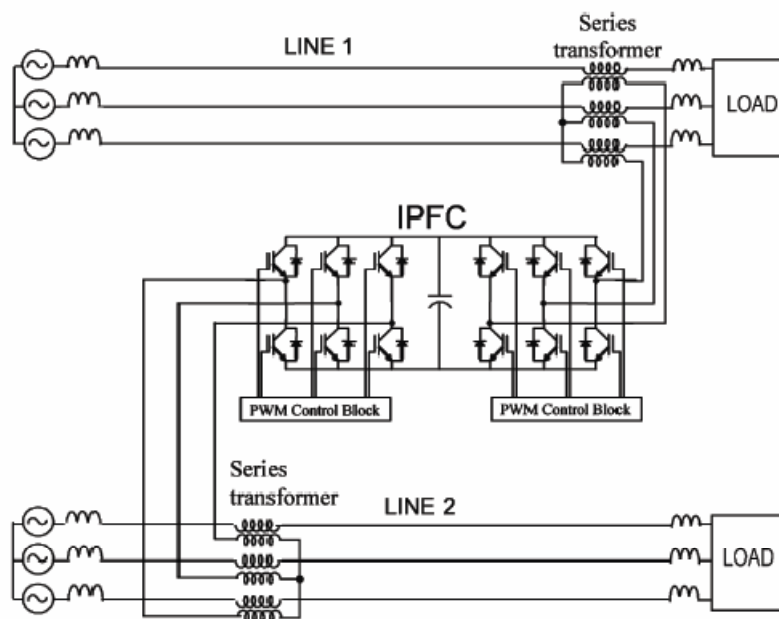


Figura 3.50 - Esquema ilustrativo de um IPFC acoplado a duas linhas de transmissão [11].

3.4.7 - CSC (Convertible Static Compensator) e GUPFC (Generalized Unified Power Flow Controller)

Um dispositivo FACTS ainda mais generalizado é o CSC, sendo basicamente uma combinação de um UPFC com um IPFC. Este dispositivo explora o facto de os VSCs poderem ser ligados entre si através da ligação DC, providenciando um dispositivo FACTS multifuncional, modular, flexível e convertível [12]. Um CSC consegue operar como compensador paralelo, converter-se num compensador série, ou facultar compensação em paralelo e em série simultaneamente, com os respectivos conversores interligados ou independentes entre si. Um exemplo de um CSC é o implementado no sistema eléctrico do estado de Nova Iorque (*NYS System*), nos EUA.

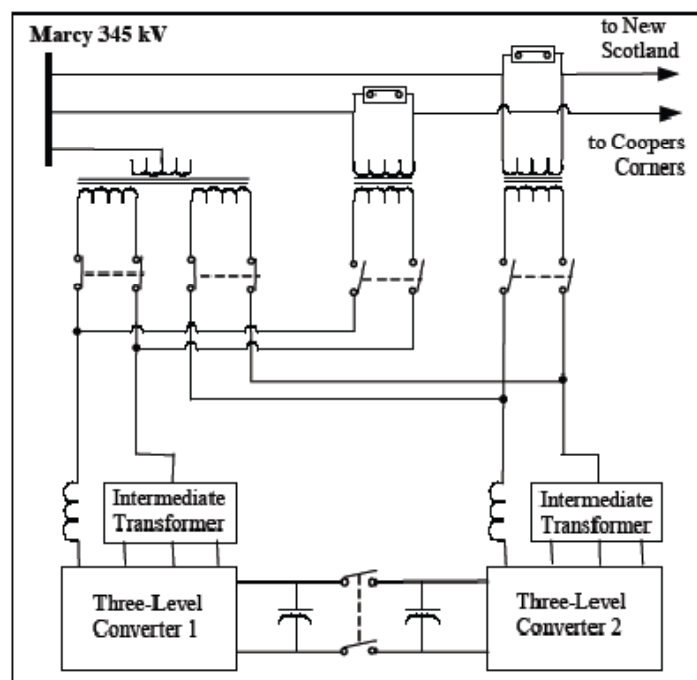


Figura 3.51 - Esquema simplificado do CSC (Convertible Static Compensator) implementado no NYS System em Nova Iorque [12].

No entanto o CSC é uma aplicação mais modular de um conceito mais generalizado do UPFC, o GUPFC, aplicável a mais do que uma linha de transmissão. Um GUPFC na sua forma mais simples consiste em três conversores; dois ligados em série com as respectivas linhas e um ligado em paralelo com as duas linhas. Os três conversores encontram-se ligados à mesma fonte de tensão DC, como mostrado na figura 3.51. Comparando as configurações presentes nas figuras 3.51 e 3.52 é possível observar as semelhanças existentes entre um CSC e um GUPFC, que em teoria são os mesmos dispositivos, com a diferença do CSC possuir maior modularidade.

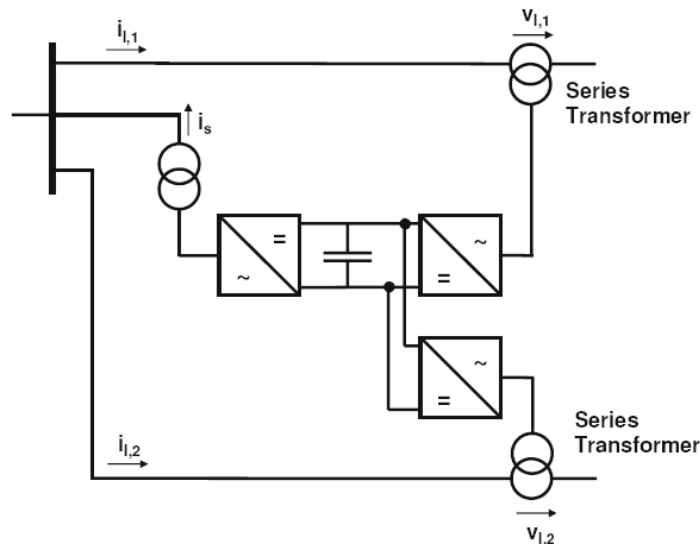


Figura 3.52 - Configuração básica de um GUPFC.

3.5 - FACTS e HVDC (*High Voltage Direct Current*)

A transmissão em HVDC (Corrente contínua em alta tensão) surgiu como uma alternativa interessante na transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias, sendo já a tecnologia convencional empregue na transmissão por cabos submarinos, na transmissão a longas distâncias, e na interligação de subsistemas em AC (topologias “*back to back*”), que é aliás a sua aplicação principal [39], [29], [47]. Possui também um potencial significativo na redução de custos na transmissão por cabos subterrâneos [20].

As conexões em HVDC podem ser diferenciadas como:

- ligações “*back-to-back*”
- ligações em HVDC para longas distâncias
- terminais múltiplos em HVDC.

A incapacidade do tiristor em auto comutar é um problema, o que incentivou a pesquisa de outros dispositivos semicondutores tais como o GTO ou IGBT, mas que ainda não conseguem igualar o tiristor em regimes HVDC de grande potência. A tecnologia HVDC baseada em tiristores continua a ser a única abordagem satisfatória na transmissão AC-DC de potência com níveis de tensão acima dos 500kV e acima dos 3000MW [48]. No entanto, foi dessa pesquisa que surgiram e se desenvolveram os dispositivos FACTS, que constituem uma ferramenta mais barata na resolução de problemas específicos dos sistemas eléctricos de energia [39], [29].

Tendo em conta os princípios de transmissão de potência em AC, uma ligação DC pode ser vista como uma interligação de distância nula, possuindo diversas vantagens relativamente à transmissão em AC: menos investimento, menos perdas de energia, capacidade de interligação entre sistemas assíncronos, maior facilidade de controlo, limitação das correntes de curto-circuito e menos impactos ambientais [39], [7]. É difícil comparar a capacidade de

transmissão em AC a capacidade de transmissão em DC, porque a transmissão em AC depende dos limites de estabilidade e das exigências de potência reactiva, enquanto a transmissão DC é maioritariamente condicionada pelos limites térmicos na linha.

É possível afirmar que com a transmissão em HVDC, podem-se obter capacidades de transmissão superiores em aproximadamente 150% nas linhas aéreas ou em 300% nos cabos, quando comparamos com transmissão em AC nesses mesmos cabos. As perdas respectivas são reduzidas para aproximadamente 70% e 35% dos valores verificados na transmissão em AC [7]. Melhores resultados podem ser conseguidos se uma linha de transmissão trifásica for convertida para a transmissão em HVDC, conseguindo-se aumentar a capacidade de transmissão em 3,5 vezes [7].

Por isso, FACTS e HVDC são por norma consideradas como tecnologias concorrentes entre si, mas as fronteiras entre HVDC e FACTS são cada vez mais ténues. Uma ligação DC na configuração “*back-to-back*” pode ser considerada um FACTS, pois existem dispositivos FACTS baseados nessa topologia. Apesar da tecnologia HVDC permitir tecnicamente substituir todos os dispositivos FACTS e ainda disponibilizar capacidades de controlo adicionais, a utilização de um dispositivo FACTS em detrimento de um dispositivo HVDC é preferível:

- Se o ângulo de transmissão entre dois barramentos é razoável
- Porque o custo de um dispositivo FACTS é inferior ao custo de um dispositivo HVDC
- Porque a capacidade de controlo requerida a um dispositivo FACTS é inferior à requerida a um dispositivo HVDC, visto que enquanto este último tem de ser dimensionado para a potência nominal da linha de transmissão, a maioria dos dispositivos FACTS apenas necessita de uma potência nominal que é uma fracção da potência nominal da linha de transmissão [20].

Para além de terem uma origem comum em termos históricos, o motivo que melhor justifica fazer aqui uma referência aos HVDC é a possibilidade de integração de dispositivos FACTS no aperfeiçoamento da qualidade de transmissão em HVDC. No entanto a transmissão em HVDC não será aqui estudada em grande detalhe. Apesar da coordenação da transmissão em HVDC com dispositivos FACTS não possuir ainda grande expressão, prevê-se que tal cenário se altere devido à crescente complexidade de operação dos SEE, especialmente em sistemas de energia menos robustos.

A coordenação da transmissão em HVDC com a operação dos dispositivos FACTS pode de facto melhorar o desempenho dos SEE em condições de funcionamento fracas ou muito fracas, melhorando a estabilidade do sistema [47]. Muitas vezes, a combinação de dispositivos HVDC com dispositivos FACTS será a solução mais económica, satisfazendo determinados requisitos operacionais com boa fiabilidade.

O recentemente desenvolvido VSC HVDC (*Voltage-Source Converter HVDC*) possui uma grande proximidade com os dispositivos FACTS baseados em conversores, com capacidades similares às disponíveis nos dispositivos FACTS, visto que os princípios básicos de operação

são virtualmente idênticos. O VSC HVDC permite um controlo semelhante a um UPFC, existindo pesquisas que colocam o VSC HVDC como uma alternativa viável ao UPFC. Efectua o controlo da tensão e do fluxo de potência na rede com capacidade de controlar independentemente os fluxos de potência activa e reactiva, ao contrário da tecnologia HDVC (baseada em tirístores) que não permite o controlo da tensão no barramento nem o controlo independente do fluxo de potência reactiva [48]. Um VSC HVDC pode ser facilmente configurado num VSC HVDC com terminais múltiplos, conferindo-lhe grande versatilidade [48]. Na tabela 3.3 temos uma comparação dos impactos dos dispositivos HVDC e dos dispositivos FACTS no desempenho de um SEE [47].

Tabela 3.3 - Avaliação dos impactos da HVDC e dos dispositivos FACTS no desempenho do sistema [47].

	SVC/SVG	TCSC	PST	GTO-CSC	UPFC	HVDC
Controlo de Tensão	Forte	Pequena	Pequena	Pequena	Forte	Pequena
Controlo do fluxo de carga (redes emalhadas)	Muito baixa	Pequena	Forte	Média	Forte	Forte
Estabilidade Transitória (sistemas de grande potência)	Pequena	Forte	Média	Forte	Forte	Média
Amortecimento de Oscilações (linhas de interligação)	Média	Forte	Média	Forte	Forte	Forte
Amortecimento de Oscilações (sistemas emalhados)	Pequena	Pequena	Média	Média	Forte	Forte

SVC/SVG - Static Var Compensator/Generator; TCSC- Thyristor Controlled Series Compensation; PST- Phase Shifting Transformer; GTO-CSC - GTO Controlled Series Compensation; UPFC - Unified Power Flow Controller

3.5.1 - Principais campos de operação dos principais dispositivos FACTS

Depois da descrição dos vários dispositivos FACTS feita anteriormente, resumiu-se na tabela 3.4 os vários dispositivos FACTS e não FACTS, encontram-se distribuídos pelas várias funções de controlo e compensação em que são mais eficientes. A tecnologia HVDC é considerada como não FACTS nessa mesma tabela.

Tabela 3.4 - Dispositivos FACTS e não FACTS aplicáveis ou mais adequados para ao controlo do fluxo de potência e compensação [34].

Função	Métodos de controlo não FACTS	Dispositivos FACTS
Regulação de Tensão	-Geradores Síncronos -Condensadores Síncronos -Transformador Convencional com tomadas -Condensadores e indutâncias paralelo convencionais -Condensadores e indutâncias série convencionais	SVC, STATCOM, UPFC, SMES, BESS, CSC, TCVR, TCVL, DVR
Controlo do Fluxo de Potência Activa e Reactiva	-Horários de produção -Comutação de linhas de transmissão -Regulador de Ângulo de Fase -condensador série (fixo ou comutável) -HVDC	IPC, TCSC, TCSR, GCSC, TCPST, UPFC, SSSC, IPFC, MERS, DFC
Aumento da Estabilidade Transitória	-Resistência de “Travagem” -Reforço da Excitação -Sistemas de Protecção especiais -Protecções rápidas de pólos independentes -Esquemas rápidos de reengate -Seccionamento de linhas -HVDC	TCBR, SVC, STATCOM, TCPST, TCSC, GCSC, UPFC, BESS, SMES, CSC, IPFC
Aumento da Estabilidade Dinâmica	-HVDC -Estabilizador de potência	TCSC, GCSC, SVC, STATCOM, UPFC, SSSC, TCPST, BESS, SMES, SSSC, CSC, IPFC
Limitação de correntes de curto-circuito	-Indutâncias comutáveis em série -Arranjos de disjuntores em circuito aberto	TSSR, TCSC, IPC, SSSC, UPFC (É uma função secundária destes dispositivos, a sua eficácia pode ser limitada)

-SVC (Static Var Compensator)

-GCSC (Gate Controlled Series Compensator)

-TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

-TCBR (Thyristor Controlled Braking Resistor)

-TCVR (Thyristor Controlled Voltage Regulator)

-DFC (Dynamic Flow Controller)

-MERS (Magnetic Energy Recovery Switch)

-BESS (Battery Energy Storage System)

-SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

-IPFC (Interline Power Flow Control)

-TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting

Transformer)

-TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)

-TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator)

-TSSR (Thyristor Switched Series Reactor)

-TCVL (Thyristor Controlled Voltage Limiter)

-DVR (Dynamic Voltage Restorer)

-IPC (Interphase Power Controller)

-STATCOM (Static Compensator)

-SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

-UPFC (Unified Power Flow Control)

-CSC (Convertible Static Compensator)

3.6 - Estado da Arte

Existem três dispositivos FACTS que se encontram bem estabelecidos e amplamente aplicados: o TCSC comutado por tirístores, o STATCOM (baseado em GTO's, IGCT's e IGBT's) e o SVC comutado por tirístores, que é o dispositivo FACTS mais implementado. Estes são os mais rentáveis economicamente e satisfazem a grande maioria das necessidades actuais. Existem no entanto outros dispositivos FACTS que também já se encontram aplicados no terreno (como o UPFC e o CSC por exemplo), embora em menor número.

No ano de 2009 existiam cerca de 134000Mvar instalados em dispositivos SVCs e 4000MVA's em dispositivos VSC's [41].

O TCSC é satisfatoriamente eficaz no incremento da estabilidade e no amortecimento das oscilações subsíncronas, mas sem grande eficácia no controlo do fluxo de potência. Espera-se no entanto que o venha a fazer com o tempo. Espera-se que a introdução do GCSC (*Gate-Controlled Series Compensator*) se torne uma realidade, visto que permitem maior controlo efectivo [19].

O SVC e o STATCOM satisfazem as necessidades quanto ao controlo dinâmico da tensão, compensando as frequentes flutuações de tensão e reduzindo as sobretensões dinâmicas [19]. O STATCOM ainda é relativamente recente e mais caro, mas possui melhor desempenho.

Apesar de o EPRI (*Electric Power Research Institute*) ter demonstrado com sucesso o desempenho dos dispositivos FACTS, entre os quais o TCSC e o STATCOM, existem entraves à sua comercialização, como alguma regulamentação ambientais, a saída dos fabricantes que os projectaram e construíram e a reforma das equipas técnicas envolvidas [19].

Apesar dessas dificuldades, no documento "*Flexible AC Transmission Equipment - A Global Strategic Business Report*" emitido em 2009 [55], está previsto que o mercado de equipamentos FACTS atinja os 1700 milhões de dólares. Este documento traça o perfil de 14 empresas importantes do sector (*ABB Ltd, American Superconductor Corporation, AREVA T&D SA, Eaton Corporation, GE Energy, Mitsubishi Electric Power Products, S&C Electric Company, Siemens Power Transmission and Distribution Group, Trench Group, VA Tech T&D, Square D, etc...*). Actualmente a região Ásia-Pacífico representa o maior mercado nesta área, seguido pela Europa.

3.6.1 - Alguns exemplos de dispositivos FACTS em operação

3.6.1.1 - TCSC - Compensação da ligação dupla Raipur-Rourkela, Índia:

Este dispositivo concebido pela *ABB India* e pela *ABB Sweden*, com uma potência nominal de 142Mvar associado a mais 788Mvar providenciados por compensação série fixa, pretende facilitar o transporte de energia excedente da rede do Leste para a rede Ocidental daquele país. Este projecto foi adjudicado em 2004, sendo o primeiro projecto comercial de um TCSC na Ásia.

Os benefícios mais importantes obtidos com esta solução são:

- Estabilização da rede para grandes quantidades de potência transferida pela linha dupla Raipur-Rourkela (com 412km e uma tensão nominal de operação de 400kV).

- Compensação da indutância da linha com a compensação série fixa, melhorando os perfis de tensão e reduzindo o consumo de energia reactiva por parte da linha.

- Permite a utilização da linha dupla em situações de contingência que levem à saída da ligação HVDC entre a região ocidental e a região sul.

- Amortecimento de oscilações de potência de baixa frequência (em torno de 1Hz) entre as duas regiões interligadas, com capacidade de prevenir a ocorrência de Ressonância Subssíncrona devida aos condensadores série inseridos na linha.

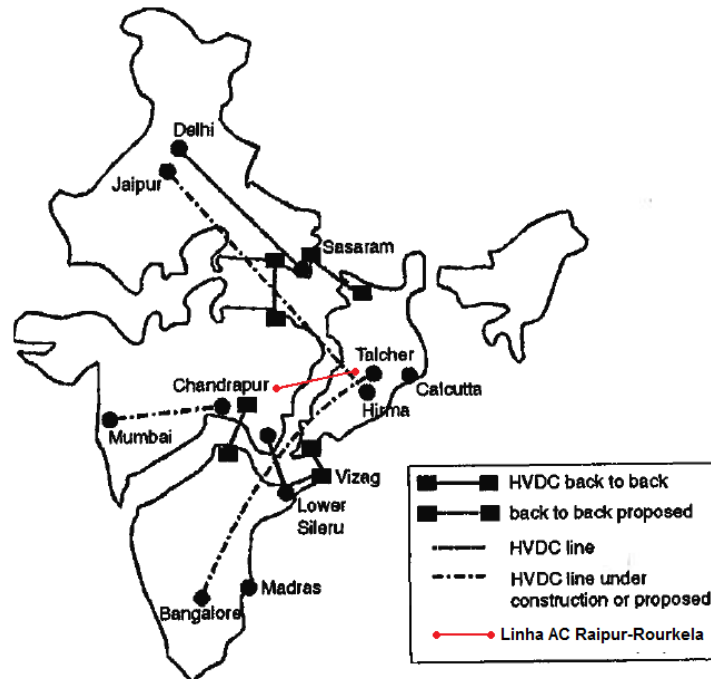


Figura 3.53 - Subsistemas do sistema eléctrico Indiano, ligações HVDC (em 1999) e a linha AC Raipur-Rourkela (a vermelho).



Figura 3.54 - Panorama geral da subestação do TCSC [56].

3.6.1.2 - STATCOM - Subestação VELCO Essex, Vermont, EUA:

Este STATCOM colocado pela VELCO (Vermont Electric Power Company, Inc.) em 2001, na Subestação de Essex (perto de Burlington) e fornecido pela Mitsubishi Electric Power Products Inc., possui uma potência nominal de +133/-41 MVA e opera com uma tensão nominal de 3,2kV. É alocado a um barramento de 115kV através de transformadores de acoplamento.

Este equipamento foi instalado para compensação de grandes aumentos de carga no verão que vinham a aumentar a vulnerabilidade da rede de transporte da VELCO. O principal objectivo do STATCOM é então providenciar compensação dinâmica de energia reactiva para o suporte da tensão na ocorrência de contingências críticas no sistema. Adicionalmente o STATCOM pode gerir a reserva de energia reactiva da rede, controlando a inserção ou retirada de bancos de condensadores comutados mecanicamente de modo a garantir um perfil de tensão adequado ao longo da variação diária de carga.

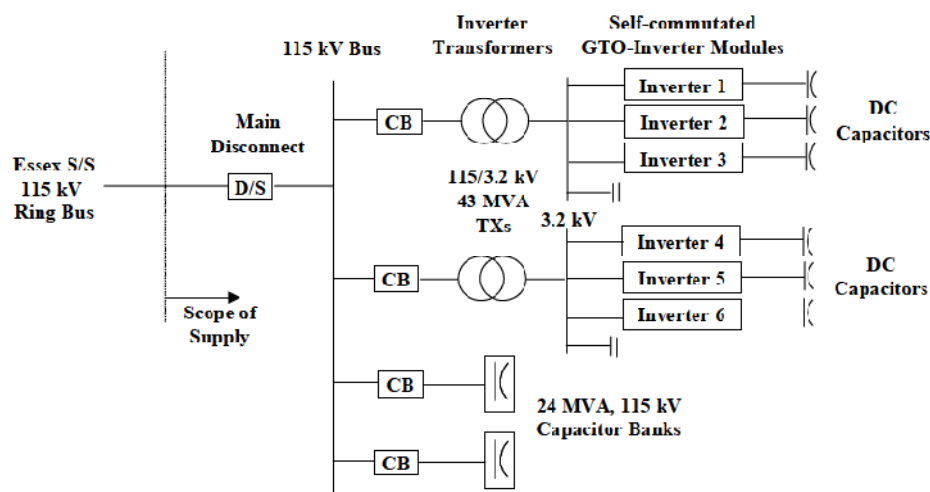


Figura 3.55 - Representação unifilar do sistema STATCOM na Subestação de Essex [37].



Figura 3.56- Panorama geral da subestação VELCO Essex e respectivo STATCOM.

3.6.1.3 - UPFC - Subestação Inez, Kentucky, EUA:

Este foi o primeiro dispositivo UPFC instalado em todo o mundo, tendo sido adjudicada a sua construção em 1998. Com uma potência nominal de $\pm 320\text{MVA}$, o projecto foi patrocinado pela Electric Power Research e pela AEP (*American Electric Power*), sendo projectado e construído pela *Westinghouse Electric Corporation*. Os objectivos principais são controlar o fluxo de potências e providenciar suporte de tensão naquela região. As regiões abrangidas são designadas por “Tri-state Area” e “Inez Area”, como pode ser visto na figura 3.57. O plano de reforço desta zona englobou o seguinte:

- Uma linha de 138kV com 950MVA de capacidade entre as subestações *Inez* e *Big Sandy* (assinaladas na figura 3.57).

- Um UPFC $\pm 320\text{MVA}$ na Estação *Inez* para permitir a utilização da capacidade total da nova linha de 138kV.

- Um transformador 345/138 kV na estação de *Big Sandy* para satisfazer os requerimentos do trânsito de potência na nova linha de 138kV.

- Bancos de Indutâncias em série para evitar que a linha atinja os seus limites térmicos.

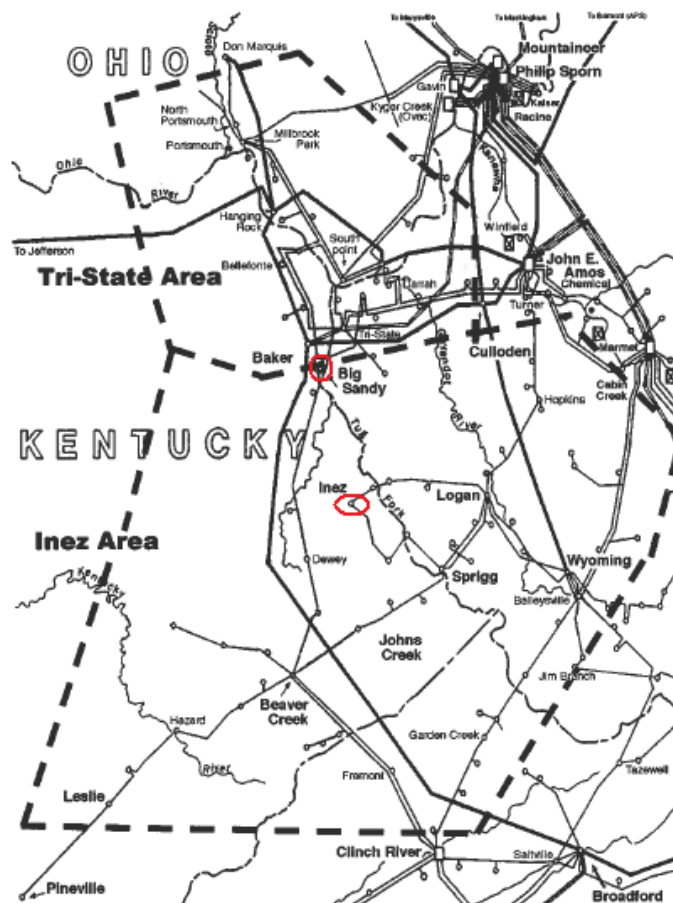


Figura 3.57 - “Inez Area” e “Tri-state Area” no sistema eléctrico de energia da AEP e subestações de Inez e Big Sandy assinaladas (com um círculo vermelho) [39].

Este UPFC regula a tensão no barramento de 138kV na subestação de Inez e controla seis condensadores paralelos de 138kV que perfazem um banco de condensadores de 330Mvar, localizados na mesma subestação noutras três subestações próximas. A ideia é reduzir as flutuações de tensão diárias e sazonais, mantendo a tensão dentro de limites aceitáveis. Comutando ou retirando condensadores, consegue-se manter uma margem de operação de reserva no UPFC que lhe permite responder a fenómenos transitórios e dinâmicos na rede de forma mais eficaz. O conversor paralelo do UPFC tem um raio de acção de $\pm 160\text{Mvar}$. O conversor série do UPFC tem como objectivo controlar o fluxo de potência na linha de 138kV de modo a minimizar as perdas.

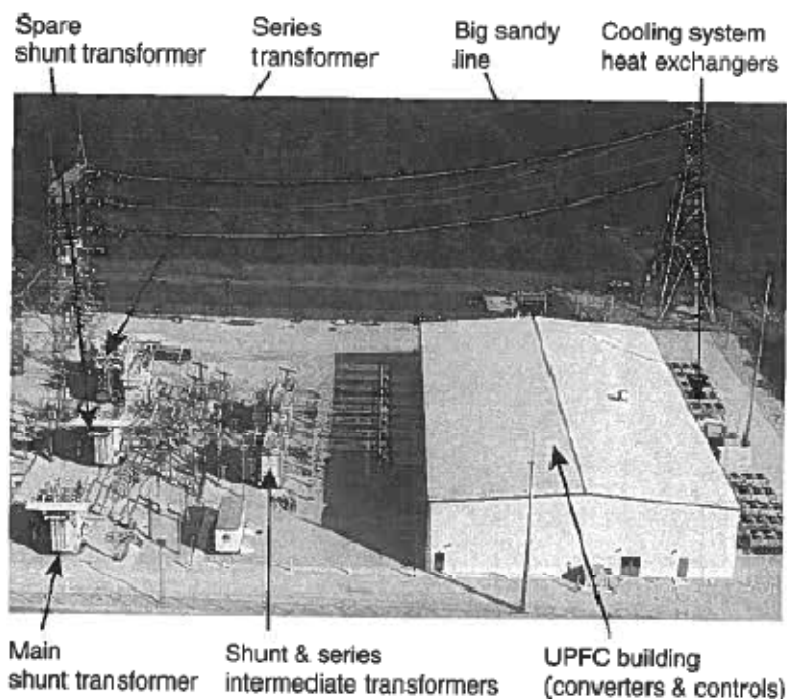


Figura 3.58 - Vista aérea da Subestação de Inez (Cedida pela AEP) [39].

3.7 - Dispositivos D-FACTS nas redes de distribuição

Os dispositivos FACTS eram originalmente destinados às redes de transporte de energia. No entanto os mesmos conceitos podem ser aplicados nas redes de distribuição, dando origem à designação D-FACTS (*Distributed Flexible AC Transmission Systems*). Apesar de se utilizarem na maioria dos casos os dispositivos baseados em VSC (*Voltage Source Converters*), a sua implementação e controlo difere consideravelmente dos seus homólogos destinados às redes de transporte. Neste caso, os semicondutores auto comutáveis são os mais populares devido às suas capacidades superiores de operação e ao facto das potências usuais das redes de distribuição estarem dentro das possibilidades dos dispositivos semicondutores mais potentes dessa classe [39].

As principais aplicações dos dispositivos FACTS nas redes de distribuição centram-se na eliminação ou atenuação de cavas de tensão e na redução da distorção harmónica. Tal é devido ao maior interesse comercial nessa matéria, como a protecção de indústrias de produtos de alto valor (Indústria de semicondutores ou a indústria do papel por exemplo) contra perdas consideráveis devido a cavas de tensão, micro-cortes e outros problemas associados com a qualidade da energia fornecida [39].

As cavas de tensão podem ter origem em curto-circuitos assimétricos em pontos distantes da rede de distribuição, ou podem ter origem em alguns tipos de cargas como o accionamento de grandes motores de indução, de baterias de condensadores, ou origem na operação de fornos de arco [4].

Qualquer dispositivo FACTS abordado anteriormente é tecnicamente aplicável às redes de distribuição. No entanto os benefícios obtidos pela rede de distribuição em geral através do aumento da qualidade de potência em toda a rede de distribuição, e da capacidade de transmissão e de controlo do fluxo de potência, não são muito apelativos, pelo menos por enquanto. Isso acontece porque a maioria das cargas é insensível ou não têm grandes penalizações com uma qualidade relativamente mais fraca da energia fornecida [39].

Com a produção dispersa a ganhar terreno, a aplicação de dispositivos FACTS nas redes de distribuição para as mesmas funções que desempenham nas redes de transporte, pode vir a tornar-se numa realidade. Por outro lado, os dispositivos FACTS usados nas redes de transporte possuem limitações quanto à solução de alguns dos principais problemas que dizem essencialmente respeito às cargas mais sensíveis:

- Desequilíbrios de tensão entre fases, que pode aparecer devido à desigualdade do número de cargas acopladas a cada fase.

- Distorção harmónica e inter-harmónica. Enquanto a distorção harmónica possui frequências múltiplas da frequência fundamental, a distorção inter-harmónica possui frequências intermédias.

- Efeito *Flicker*, que se refere a rápidas variações na tensão, que nas lâmpadas incandescentes é detectado pelo olho humano, tornando-se incómodo.

A maioria dos dispositivos FACTS pode responder, com maior ou menor eficácia, a:

- Cavas de tensão, que se caracterizam por uma diminuição do valor eficaz da tensão para valores entre 0,1 p.u. e 0,9 p.u., com duração inferior a 1 minuto.

- Sobretensões, que se caracterizam por um aumento do valor eficaz da tensão para valores entre 1,1 e 1,8 p.u., com duração inferior a 1 minuto.

Em qualquer das maneiras, parece evidente que as redes de distribuição possuem problemas próprios que necessitam de soluções próprias, aparecendo por isso vários dispositivos propostos na sua resolução:

- D-STATCOM (*Distributed-STATCOM*)

- DVR (*Dynamic Voltage Restorer*) e IDVR (*Interline Dynamic Voltage Restorer*)

- D-UPFC (*Distributed-UPFC*)
- DSI (*Distributed Series Impedance*)
- DSR (*Distributed Series Reactor*)
- DSSC (*Distributed Static Series Compensator*)

3.7.1 - D-STATCOM (*Distribution-STATCOM*)

O D-STATCOM é essencialmente um STATCOM convencional adaptado para as redes de distribuição. As capacidades de um STATCOM convencional também estão disponíveis no D-STATCOM. A principal diferença é que no D-STATCOM existe a preferência pelos semicondutores mais flexíveis (como o IGBT, MOSFET, etc.), por métodos de controlo baseados em largura de impulso (PWM, SPWM) ou por outros métodos mais sofisticados baseados em modulação vectorial, que permitem funcionalidades adicionais como o balanceamento entre fases (através da injeção de correntes de sequência simétrica negativa), filtragem activa (operando no domínio de frequências ou no domínio dos tempos) e redução do efeito de *Flicker*. A compensação contra cavas e elevações de tensão e a correcção do factor de potência são as duas funções originais do D-STATCOM [39].

A operação do D-STATCOM é limitada pela sua tensão e corrente nominais, não conseguindo desempenhar múltiplas funções quando opera à sua capacidade máxima. Não consegue controlar o efeito de *Flicker* se estiver a fornecer compensação de reactiva na sua capacidade máxima, por exemplo. Não é por isso má ideia associar condensadores ou filtros fixos de forma a estender a região de operação do D-STATCOM conforme desejado. Outra solução é dimensionar o STATCOM com uma capacidade superior de modo a que consiga desempenhar todas as funções que são desejadas [39]. Tal como o STATCOM convencional, o D-STATCOM pode incorporar fontes de potência activa DC no lugar do condensador DC (BESS, SMES, *flywheels*, etc.).

3.7.2 - DVR (*Dynamic Voltage Restorer*) e IDVR (*interline Dynamic Voltage Restorer*)

3.7.2.1 - DVR

O DVR é um compensador série baseado num VSC que produz uma onda de tensão AC e a injecta em série com a linha através de um transformador de acoplamento. É usualmente empregue aos terminais de uma dada carga quando se pretende:

- Compensar contra cavas de tensão, restaurando a tensão na linha até ao seu valor nominal em milissegundos.

- Evitar interrupções de curta duração de qualquer espécie, sendo uma importante ferramenta no aumento da qualidade da potência fornecida a uma carga [6].

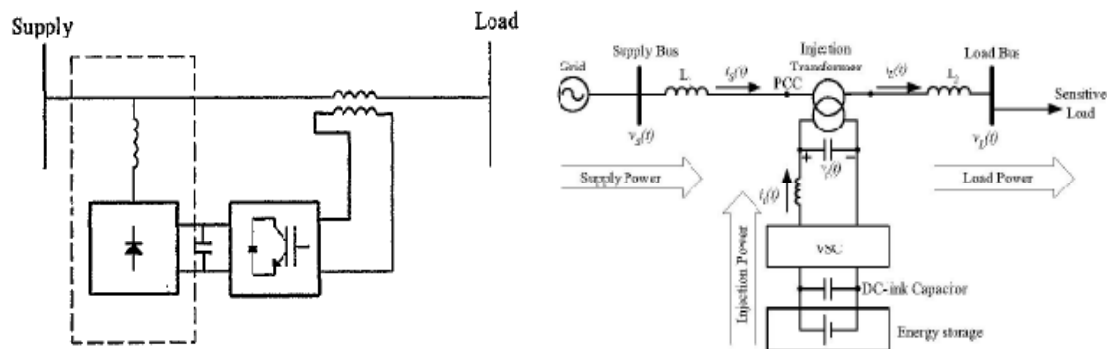


Figura 3.59 - Esquemas de um DVR com circuito rectificador (à esquerda) e com fonte de potência externa, ou outros meios próprios de acumulação de potência activa (à direita) [4], [39].

O DVR pode ser utilizado em qualquer nível de tensão, mas para níveis de baixa tensão o DVR pode ser pouco interessante quando comparado com outras soluções (como as UPS - *Uninterruptible Power System*). Para compensar cavas de tensão, o DVR deve ser capaz de gerar ou absorver potência activa e reactiva, No entanto, para cavas de tensão pequenas (com níveis de tensão próximos da tensão nominal) é suficiente a compensação com potência reactiva (que pode ser gerada internamente pelo DVR), sendo necessária a injeção de potência activa em cavas de tensão mais severas.

A potência activa a injectar pelo DVR pode ser obtida da própria linha de distribuição (através de um conversor rectificador [39] ou de uma fonte de potência externa [4]. No entanto, caso seja obtida da rede, deve existir um sistema de armazenamento de energia activa que permita o seu uso posterior (baterias acumuladoras, bancos de condensadores DC, SMES, etc ...). No entanto, a potência activa injectada deve ser minimizada de forma a rentabilizar da melhor forma possível a energia armazenada [4], [39].

3.7.2.2 - IDVR

Alguns autores sugerem o IDVR (*Interline Dynamic Voltage Restorer*), cuja estrutura possui pareanças com o IPFC [43]. O IDVR consiste por isso em dois ou mais DVRs colocados em diferentes linhas mas ligados à mesma ligação DC. É pouco provável que duas linhas de distribuição estejam sujeitas a perturbações em simultâneo. Assim, na ocorrência de qualquer cava de tensão na linha, o DVR a ela incorporado fará a compensação devida retirando potência activa da ligação DC comum do IDVR, onde a potência activa colocada na ligação DC é recolhida pelos restantes DVRs colocados noutras linhas de distribuição (mediante acções de controlo adequadas). A principal vantagem desta configuração relativamente ao DVR é portanto a capacidade de compensar cavas de tensão severas por mais tempo, podendo dispensar a incorporação de sistemas de armazenamento [43]. O DVR e o IDVR são duas soluções com capacidade de resolver de forma económica e eficaz os maiores problemas de cargas sensíveis ligadas às redes de distribuição.

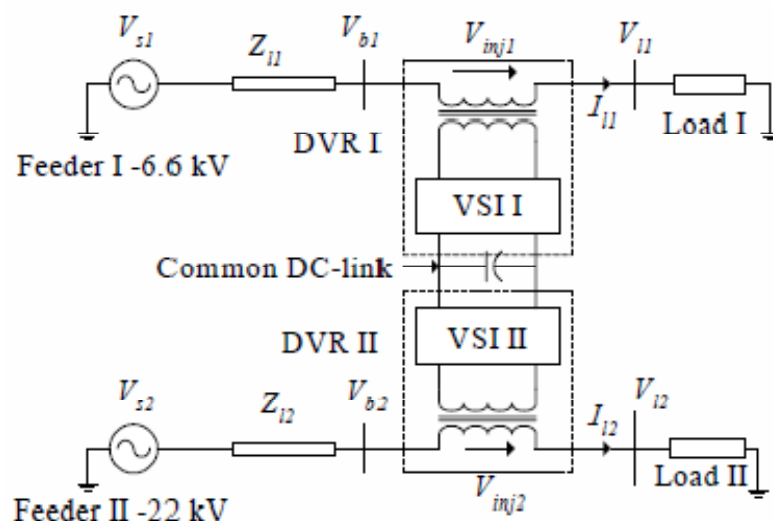


Figura 3.60 - Representação básica de um IDVR constituído por dois DVRs ligados por uma ligação DC comum [43].

3.7.3 - D-UPFC (Distribution-UPFC)

Outra sugestão é ainda a substituição dos díodos da ponte rectificadora presente no DVR (Ver esquema à esquerda da figura 3.59) por semicondutores auto comutáveis, obtendo-se assim uma configuração idêntica à de um UPFC (Distribution-UPFC) como exemplificado na figura 3.61. Tal como o seu homólogo para as redes de transporte, o D-UPFC oferece um controlo bastante flexível [39].

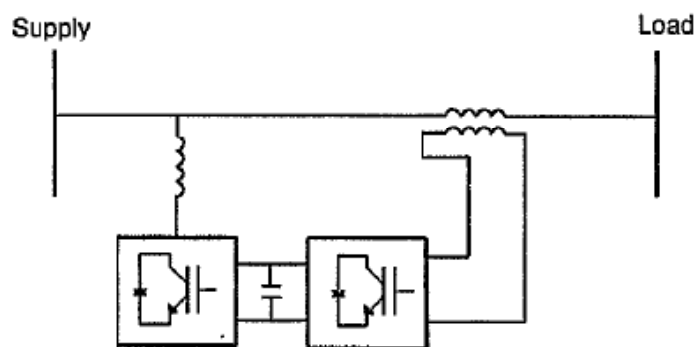


Figura 3.61 - Esquema básico de um D-UPFC [39].

Existem configurações que diferem consideravelmente do D-UPFC representado na figura 3.61, que incorporam transformadores e/ou dispensam a utilização de condensadores DC. A título de exemplo existem algumas configurações propostas com respeito à integração de sistemas Fotovoltaicos na rede de distribuição [26], [25]. Não deixa apesar de tudo de ser uma tecnologia com um caminho considerável a percorrer, sendo ainda economicamente pouco atractiva.

3.7.4 - DSI (*Distributed Series Impedance*)

O conceito DSI é um conceito que se caracteriza pela compensação distribuída de uma linha. Os dispositivos FACTS descritos anteriormente consistem de uma forma geral numa unidade singular alocada num determinado ponto de uma linha. Podia-se dizer que dispositivos como o IPFC fogem a essa regra, mas na realidade, fazem a compensação em cada linha a partir de um único ponto.

A importância deste tipo de dispositivos ganha relevo com a disseminação da produção dispersa, que impõe a necessidade de um controlo mais eficaz das redes de distribuição. Um dispositivo DSI consiste em vários módulos de compensação de baixa potência (em torno de 10kVA a 20kVA), permitindo uma maior fiabilidade geral (pouco provável que avariem todos em simultâneo), assim como custos de investimento iniciais mais reduzidos. A sua utilização consiste na colocação de vários destes módulos nas linhas de distribuição, colocados a uma certa distância entre si. Consiste na sua forma básica num TCR e num TSC de pequena potência colocados em paralelo, num transformador coaxial e respectivos circuitos de controlo, de alimentação e de comunicação embutidos (ver figura 3.62). O transformador coaxial permite o acoplamento mecânico e eléctrico à linha, resultando numa fácil instalação e na não existência de problemas de isolamento [22].

O DSI consegue assim gerir de uma forma mais eficiente os congestionamentos na rede de distribuição e o controlo dos fluxos de potência. Transcrevendo um exemplo descrito em [10]: *“Numa linha de transmissão típica de 138kV, a impedância é de aproximadamente 0,79Ω/milha. Considerando a linha perto do seu limite térmico (184MVA e 770 A), a queda de tensão ao longo da linha é de 608V/milha. Para alterar a impedância da linha em 2%, são necessários apenas 12,16V por milha (0,0158Ω/milha). Tal corresponde a uma indutância de 42μH ou um módulo de 9,24kVAR por milha”*. Assim se for considerada uma linha de distribuição com 20km (aproximadamente 12,5 milhas), é necessária uma potência instalada de 111,5kVA, que representa uma potência relativamente baixa, evidenciando claramente o interesse por estes dispositivos. Se numa linha de distribuição forem empregues por exemplo 50 destes módulos, a impedância da linha pode ser alterada com uma resolução de 1%, que representa uma variação quase linear da impedância da linha.

Por serem dispositivos de baixa potência, podem ser aplicados em vários pontos da rede de distribuição, recorrendo ao número de módulos necessários. Assim podemos obter um controlo bastante mais flexível da rede de distribuição, do que no caso da utilização de dispositivos D-FACTS de maior potência (como o D-STATCOM por exemplo) que possuem uma influência mais localizada.

Na figura 3.62 está representado um exemplo básico de um DSI, neste caso, utilizando reactâncias passivas comutadas por semicondutores. O princípio de funcionamento consiste em ligar a indutância ou o condensador (activando os semicondutores), inserindo-as em série

(através do transformador de acoplamento), consoante a compensação que se pretende. Pode-se assim aumentar ou diminuir a impedância efectiva de uma linha.

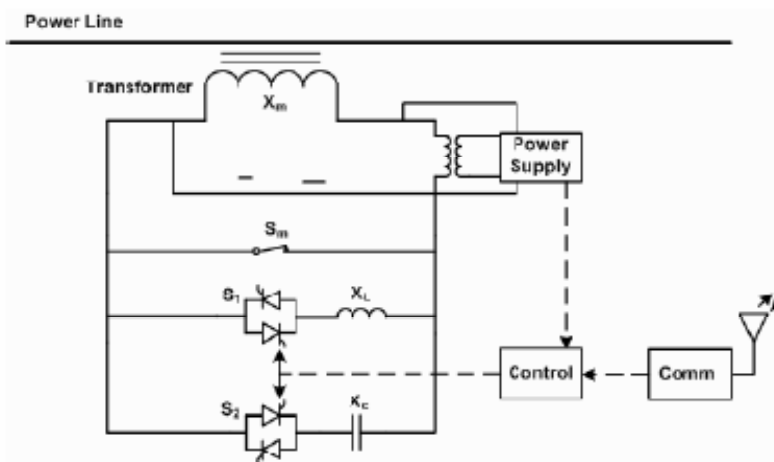


Figura 3.62 - Esquema básico de um módulo DSI [10].

Este conceito de impedância série distribuída pode também ser imaginado para as redes de transporte, existindo alguns ensaios em laboratório [9]. A aplicação dos DSI será no entanto mais interessante nas redes de distribuição muito devido à expansão da produção dispersa.

3.7.5 - DSR (*Distributed Series Reactor*)

O DSR é um dispositivo cujo objectivo principal é evitar que as linhas de distribuição ultrapassem os seus limites térmicos. O DSR encontra-se exemplificado na figura 3.63, onde é visível que não utiliza qualquer reactância. A indutância inserida em série é a do próprio transformador de acoplamento. A indutância do transformador de acoplamento é previamente ajustada, ajustando o espaço ocupado por ar no núcleo do transformador). Assim, por controlo dos semicondutores, é injectada o valor mínimo de reactância (reactância de fugas do transformador) ou o valor máximo (reactância de magnetização do transformador).

O DSR pode dispensar o sistema de comunicações. Os vários módulos eventualmente empregues numa linha podem ser programados para aumentarem progressivamente a impedância da linha em função da corrente que a atravessa sem necessidade de controlo externo, evitando na mesma que a linha atinja os seus limites térmicos e poupando algum investimento [10].

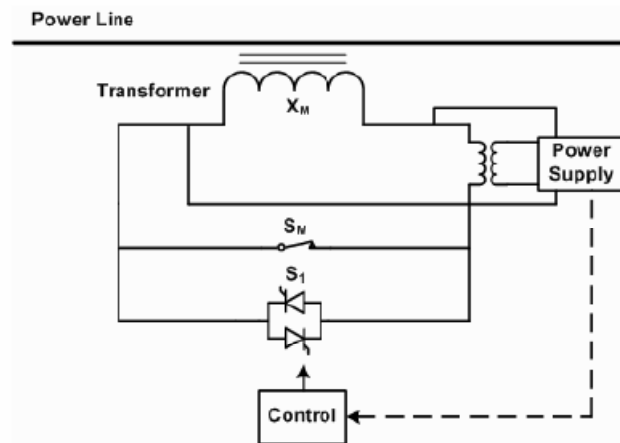


Figura 3.63 - Esquema básico de um módulo DSR [10].

3.7.6 - DSSC (*Distributed Static Series Compensator*)

O DSSC é um compensador série com capacidades de controlo semelhantes ao SSSC anteriormente descrito. O DSSC é menos volumoso, mais barato e mais fiável que o SSSC quando comparamos potências nominais globais idênticas. Consiste num pequeno inversor monofásico, num transformador coaxial e respectivos circuitos de controlo, de alimentação e de comunicação embutidos [42], [23].

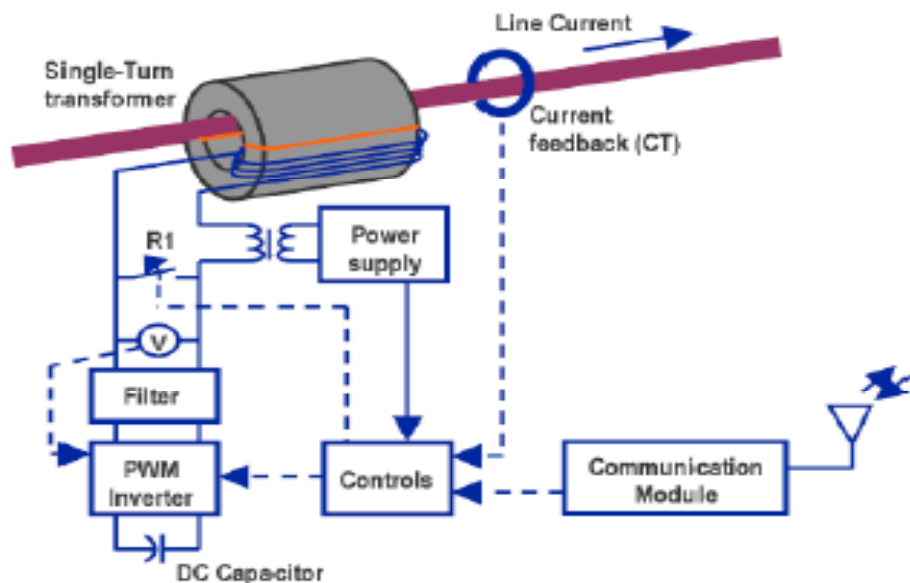


Figura 3.64 - Circuito esquemático de um módulo DSSC acoplado a uma linha de distribuição [9].

O DSSC apresenta as seguintes vantagens face ao SSSC:

- Investimento inicial reduzido e poucos gastos em electrónica de potência.
- Simples instalação, manutenção e reparação.
- A não necessidade de avaliações incertas para o sistema no futuro (o numero de módulos pode variar conforme necessário).

-Maior fiabilidade (a probabilidade de todos os módulos avariarem em simultâneo é reduzida).

-Capacidade de fornecer uma compensação em função da carga e das necessidades futuras.

É um dispositivo DSI mais avançado que os descritos anteriormente, sendo baseado em VSC. Possui um desempenho superior, especialmente interessante em redes de média ou baixa tensão, onde uma variação contínua da impedância série da linha empregando poucos módulos pode ser conseguida. No entanto o DSSC é uma ferramenta mais complexa, exigindo meios de controlo e de comunicação sofisticados, mas com as tecnologias actuais este problema é cada vez menos relevante [10], [22].

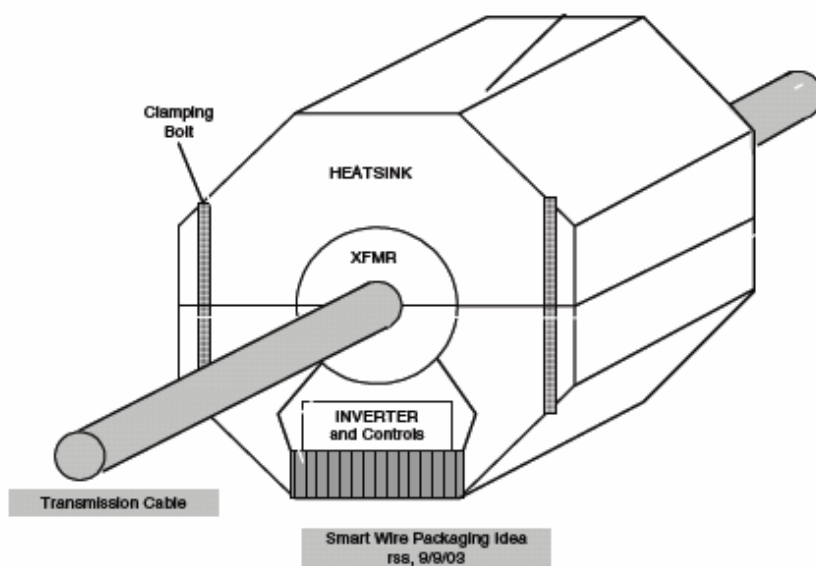


Figura 3.65 - Exemplo de um possível aspecto exterior de um módulo DSSC [9].

3.8 - Sumário

Neste capítulo procurou-se falar de uma forma abrangente, mas sem aprofundar demasiado, das várias soluções de compensação existentes. Como é natural, deu-se especial atenção à tecnologia FACTS, mas também foi feita uma referência à tecnologia HVDC e aos compensadores electromecânicos. Os principais pontos a reter deste capítulo são os seguintes:

1 - As primeiras soluções de compensação baseavam-se em equipamentos electromecânicos. Actualmente estão cada vez mais fora de moda, perdendo terreno para as tecnologias FACTS quando se pretende uma compensação flexível e rápida de uma linha de transmissão. Nos casos em que a qualidade da potência não é um factor muito importante, e onde não existe a necessidade de uma compensação flexível e rápida, as soluções de

compensação baseadas em equipamentos electromecânicos mostram-se uma boa opção, pela maior simplicidade e pelo custo mais baixo.

2 - O Condensador Síncrono apesar de ser um equipamento com um grande tempo de existência, ainda hoje regista alguns progressos tecnológicos, permitindo-o competir com a tecnologia FACTS.

3 - Os primeiros dispositivos FACTS baseavam-se na utilização de reactâncias passivas e na utilização do tiristor como elemento semiconductor na grande maioria dos casos. O número de dispositivos FACTS desta categoria é bastante numeroso, mas o SVC e o TCSC são capazes de resolver os principais problemas existentes nos SEE de forma satisfatória e económica, sendo o SVC o dispositivo FACTS mais aplicado em todo o mundo.

4 - Os dispositivos FACTS baseados em reactâncias passivas podem injectar conteúdos harmónicos consideráveis.

5 - Os dispositivos FACTS baseados em conversores são mais recentes, possuem desempenhos superiores e são menos volumosos quando comparados com os dispositivos FACTS baseados em reactâncias passivas. No entanto, são mais caros e complexos. O STATCOM é o dispositivo FACTS mais popular desta categoria.

6 - Os dispositivos FACTS baseados em conversores são essencialmente conversores DC-AC, com capacidade de se assemelhar a uma fonte sinusoidal trifásica de tensão ou de corrente. Assemelham-se por isso aos Condensadores Síncronos.

7 - Os dispositivos FACTS baseados em conversores conseguem atenuar de forma bastante satisfatória a produção de harmónicos, comparativamente aos dispositivos FACTS baseados em reactâncias passivas.

8 - Os dispositivos FACTS baseados em conversores oferecem a capacidade de injectar potência activa na rede.

9 - Apesar de os tipos dispositivos FACTS baseados em conversores serem relativamente poucos, o mesmo não se pode dizer das topologias de conversão e dos métodos de controlo, constituindo uma área vasta e ainda sob forte investigação.

10 - A tecnologia HVDC e a tecnologia FACTS, apesar de concorrentes, vêm experimentando uma complementaridade crescente, com vista a proporcionar meios mais eficazes de controlo de um SEE.

11 - Os dispositivos FACTS baseados em conversores verificam um desenvolvimento crescente no que diz respeito à sua aplicação nas redes de distribuição (D-FACTS), conseguindo solucionar os problemas mais importantes que degradam a qualidade da energia nas redes de distribuição.

12 - Os dispositivos FACTS distribuídos prometem um desempenho bastante interessante quando comparados com os dispositivos FACTS convencionais. Necessitam de potências nominais inferiores e possuem uma fiabilidade e flexibilidade superiores.

Capítulo 4

Modelação e Aplicação de um STATCOM

4.1 - Modelo matemático de um STATCOM

A modelação de dispositivos FACTS e o seu estudo na aplicação nas redes eléctricas de energia é um assunto complexo, impossível de ser apresentado em profundidade e de forma abrangente nesta dissertação. Escolheu-se por isso apenas um dispositivo FACTS. A escolha recaiu no STATCOM pelas seguintes razões:

-Utiliza uma topologia aplicável às redes de transporte e de distribuição, facilitando a análise do impacto de um compensador paralelo na solução dos principais problemas das redes de transporte e de distribuição.

-É uma solução cada vez mais popular e logo a sua análise possui um interesse acrescido.

Na figura 4.1 encontra-se exemplificado um STATCOM baseado numa fonte de tensão ideal.

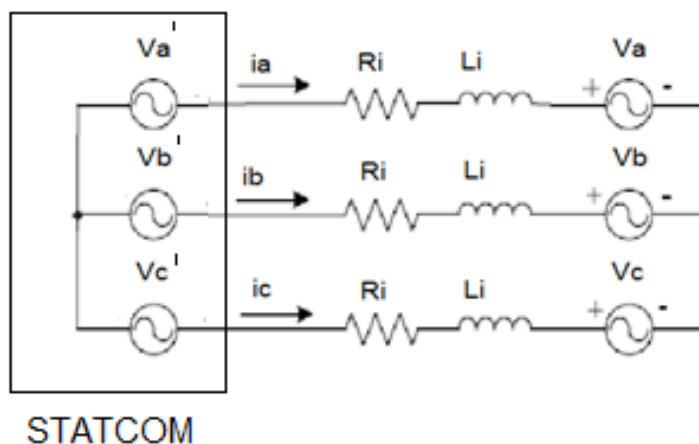


Figura 4.1 - Esquema de um STATCOM ligado à rede e baseado numa fonte de tensão ideal.

A partir da figura 4.1 é possível esboçar um modelo matemático para um STATCOM baseado numa fonte de tensão ideal. Por inspecção da mesma figura é possível obter o conjunto de equações (4.1).

$$\begin{cases} V_a - V_a' = R_i i_a + L_i \frac{di_a}{dt} \\ V_b - V_b' = R_i i_b + L_i \frac{di_b}{dt} \\ V_c - V_c' = R_i i_c + L_i \frac{di_c}{dt} \end{cases} \quad (4.1)$$

Como se pretende implementar um modelo próprio para o STATCOM, uma topologia mais simples é preferível e suficiente porque o principal objectivo desta dissertação é estudar a influência de um dispositivo FACTS nas redes de transporte e de distribuição. Assim, a topologia do conversor do STATCOM a modelar e a analisar será a representada na figura 4.2.

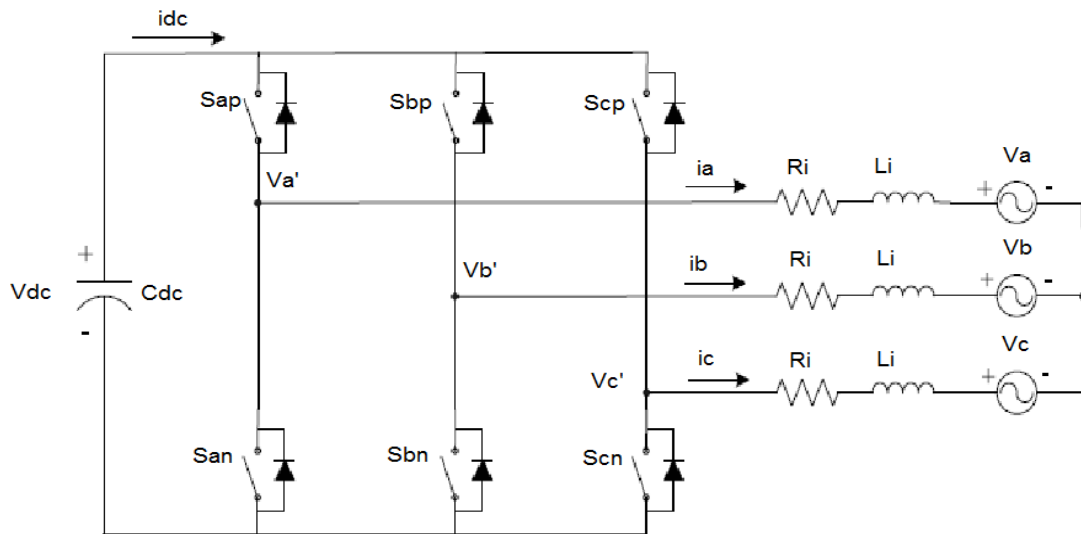


Figura 4.2 - Esquema de potência de um STATCOM ligado à rede e baseado num VSC de dois níveis.

No caso do STATCOM representado na figura 4.2 é possível juntar as expressões (4.2) e (4.3).

$$i_{dc} = s_a i_a + s_b i_b + s_c i_c \quad (4.2)$$

$$i_{dc} = \frac{dV_{dc}}{dt} C_{dc} \quad (4.3)$$

Onde:

- C_{dc} representa o condensador ou banco de condensadores que servirão como fonte de tensão para o conversor.

- i_{dc} é a corrente DC que flui do condensador para o conversor.

-**Sa, Sb, Sc** são os semicondutores no braço **a, b e c** respectivamente. Como variáveis, terão valor igual a 1 quando os semicondutores superiores estiverem em condução, valor igual a -1 se estiverem em condução os semicondutores inferiores e zero se nenhum semicondutor estiver em condução.

- V_a' , V_b' e V_c' representam a fonte de tensão ideal mostrada na figura 4.1 e a tensão trifásica na saída do conversor na figura 4.2.

- i_a , i_b e i_c representam a corrente trifásica produzida pelo STATCOM.

- R_i e L_i representam respectivamente a resistência e a impedância de acoplamento.

- V_a , V_b e V_c representam a tensão trifásica existente no ponto de interligação do STATCOM com a linha de transmissão, representada como uma fonte de tensão trifásica nas figuras 4.1 e 4.2.

Pode-se ver em (4.1) que a impedância de acoplamento é um factor importante na imposição da potência reactiva disponibilizada pelo STATCOM, determinando a corrente reactiva máxima teórica que o STATCOM pode fornecer para determinados valores de tensão na rede e no STATCOM. No STATCOM ideal, a potência reactiva é portanto controlada através da regulação dos níveis de tensão na fonte de tensão ideal.

No caso do STATCOM representado na figura 4.2, o controlo da tensão do STATCOM é feito de modo indirecto. Em (4.2) pode-se ver que as correntes i_a , i_b e i_c são função da comutação dos semicondutores (s_a , s_b e s_c) e da corrente i_{dc} , dada pela expressão (4.3). O modo como se definiram as variáveis s_a , s_b e s_c permite uma análise ao longo do tempo do valor instantâneo das correntes envolvidas na expressão (4.2), desde que seja estipulado o instante de comutação de cada semiconductor e o respectivo *duty-cycle*. O *duty-cycle* d pode ser dado pela expressão (4.4), onde T é o período da frequência fundamental e T_{ON} é o tempo de comutação em cada período T).

$$d = \frac{T_{ON}}{T} \quad (4.4)$$

Pode-se deduzir que os semicondutores superiores devam conduzir tanto tempo como os semicondutores inferiores, sem nunca estarem simultaneamente em condução, para que a tensão no condensador se mantenha sensivelmente constante. Uma condução por tempos desiguais leva à variação de V_{dc} no condensador, enquanto a condução em simultâneo dos semicondutores do mesmo braço levaria ao curto-circuito do condensador. Em (4.3), seleccionando a variação máxima permitida na tensão do condensador DC, podemos calcular a capacidade do condensador a colocar no STATCOM. Como a tensão V_{dc} do condensador deve permanecer sensivelmente constante, é importante verificar que ao seleccionar os valores da corrente indutiva e capacitiva máxima que o STATCOM deve fornecer, é imposto o valor da tensão trifásica V' máxima e mínima na saída do conversor. Portanto, é possível controlar a componente reactiva da corrente injectada pelo STATCOM através do controlo da tensão trifásica V' . Tal pode ser feito das seguintes maneiras:

-Por variação da tensão V_{dc} no condensador, com um *duty-cycle* fixo na operação dos semicondutores.

-Por variação do *duty-cycle* nos semicondutores, com uma tensão V_{dc} fixa.

-Combinação das duas anteriores.

4.1.1 - Transformada de Park

É possível obter um modelo das equações (4.1), (4.2) e (4.3) num referencial síncrono recorrendo à transformada de Park (transformada para o referencial dq0 ou referencial síncrono). A transformada de Park caracteriza-se pela representação de uma grandeza trifásica num referencial girante fictício (tendo como referencia um determinado ângulo de fase), com um eixo directo, um eixo em quadratura e um eixo para grandezas homopolares.

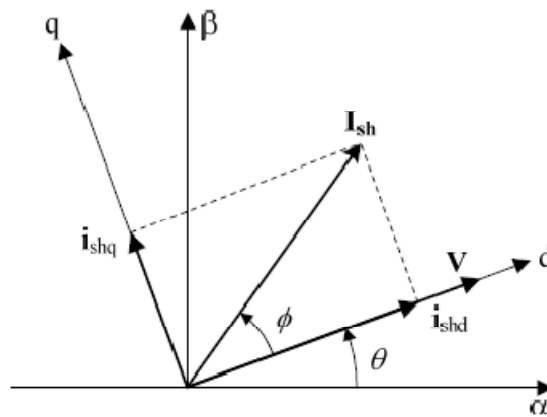


Figura 4.3 - Relação angular entre tensão e corrente num referencial síncrono [16].

A transformação das variáveis de corrente e tensão do modelo matemático do STATCOM para o referencial dq0 é conseguido através das expressões (4.5) e (4.6), onde V_d , V_q , V_0 e I_d , I_q , I_0 são respectivamente as componentes de tensão e de corrente directa, em quadratura e homopolar. A matriz C_1 é a transformada de Park, θ é o ângulo de fase de referência. As grandezas V_a , V_b , V_c , I_a , I_b e I_c são grandezas sinusoidais na forma $V=V_{pico}\sin(\omega t)$ e $I=I_{pico}\sin(\omega t)$, onde ω é a frequência angular em rad/s.

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = C_1 \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = C_1 \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{4.5}$$

$$C_1 = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\cos(\theta) & -\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

Podemos obter assim as equações (4.7) e (4.8), com referência à componente directa e à componente em quadratura.

$$\begin{cases} L_i \frac{di_d}{dt} = -R_i i_d + \omega L_i i_q + V_d' - V_d \\ L_i \frac{di_q}{dt} = -R_i i_q - \omega L_i i_d + V_q' - V_q \end{cases} \quad (4.7)$$

$$i_{dc} = \frac{3}{2} (s_d i_d + s_q i_q) \quad (4.8)$$

A vantagem de expressar o modelo do STATCOM num referencial síncrono reside na implementação associada à topologia de controlo. Se for tomado como ângulo de referência o ângulo de fase da tensão medida no ponto de interligação do STATCOM com a linha como ângulo de referência, a tensão a injectar pelo STATCOM deverá ter fase nula (a componente em quadratura V_q será nula). Assim, a corrente reactiva a injectar pelo STATCOM deverá estar sempre segundo o eixo em quadratura (I_q' e I_q).

Regulando a componente em quadratura da corrente, consegue-se controlar a componente reactiva da corrente injectada pelo STATCOM, e conseqüentemente a componente directa da tensão à saída do conversor (V_d'). A componente activa da corrente estará representada no eixo directo (I_d' e I_d), pelo que para controlar a potência activa armazenada no condensador C_{dc} basta manipular a componente da corrente no eixo directo. Na equação (4.8) os índices S_d e S_q são agora duas grandezas fictícias que representam o controlo dos semicondutores na imposição da corrente i_{dc} adequada.

Assim, a transformação das grandezas trifásicas para o referencial síncrono permite controlar a tensão V_{dc} do condensador C_{dc} e a potência reactiva injectada pelo STATCOM de forma independente.

Quanto à componente homopolar, deve ser sempre colocada a zero de modo a que o STATCOM não injecte componentes homopolares. Desta forma impede-se que o STATCOM coloque harmónicos múltiplos de 3 na rede, excepto se existirem desequilíbrios na rede [68], com atenção especial para o terceiro harmónico.

Depois de processado o sinal, é possível aplicar a transformada inversa de *Park*, dada pelas expressões (4.9) e (4.10), que permitem obter novamente as expressões (4.1) e (4.2).

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = C_2 \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = C_2 \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$C_2 = \begin{bmatrix} \sin(\theta) & -\cos(\theta) & 1 \\ \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

No caso do STATCOM baseado numa fonte de tensão ideal, a expressão (4.8) não existe, pelo que o controlo da potência reactiva se faz directamente pelo controlo da componente V_d' . O controlo da potência activa faz-se regulando o ângulo de fase da fonte de tensão ideal

através do controlo da componente V_q' , de modo que a potência activa injectada pelo STATCOM seja nula e que a rede alimente as perdas activas do STATCOM.

4.1.2 - Métodos de controlo

Actualmente existem várias topologias de controlo propostas. Não se pretende aprofundar muito sobre este assunto por ser muito extenso e por não ser esse um dos objectivos desta dissertação. Essas topologias podem ser projectadas com base em dois princípios base:

-*Transformada de Laplace*: Este método é a generalização de todos os métodos de controlo que se baseiam no princípio de resposta à frequência de um sinal. Recorrendo à transformada de Laplace, qualquer sinal no domínio dos tempos pode ter representado no domínio das frequências. Qualquer sinal no domínio dos tempos pode ser composto pela combinação de inúmeros sinais sinusoidais de frequências e amplitudes distintas. É o método clássico de controlo [17].

-*Variáveis de estado*: Este método dispensa a aplicação de transformadas, operando directamente com as equações diferenciais que descrevem um sistema de controlo. O grau dessas equações diferenciais depende da ordem do controlo (pode até ser um sistema de ordem zero). Esse sistema de equações diferenciais é representado num sistema de equações lineares de coeficientes constantes, sendo resolvidos mediante integração numérica. A vantagem desta abordagem torna-se evidente quando são operados sistemas de várias entradas e saídas (MIMO), pois o cálculo da transformada de Laplace, mais morosa, pode actualmente ser resolvido computacionalmente através de variáveis de estado, sendo por isso uma abordagem muito popular hoje em dia [17].

O método de controlo escolhido é baseado na transformada de Laplace por me ser mais familiar e porque o tempo disponibilizado para a realização desta dissertação não foi suficiente para adquirir conhecimentos sólidos sobre a aplicação dos métodos baseados em variáveis de estado. O esforço de cálculo não seria problema, pois o programa MATLAB permite trabalhar com os dois princípios.

Dependendo do controlo que se pretende, segundo o exposto em [52], o controlo do STATCOM pode ser efectuado através do controlo de uma das seguintes variáveis:

- 1-Tensão no ponto de interligação do STATCOM com a rede.
- 2-Potência reactiva no ponto de interligação do STATCOM com a rede.
- 3-Impedância do STATCOM.
- 4-Amplitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente se encontra em avanço relativamente à tensão injectada pelo STATCOM em 90° .

5-Amplitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente se encontra em atraso relativamente à tensão injectada pelo STATCOM em 90° .

6-Tensão injectada pelo STATCOM.

7-Amplitude da tensão num barramento distante.

8-Fluxo de potência reactiva na linha de transmissão a compensar ou num barramento distante.

9-Potência aparente ou controlo da corrente na linha de transmissão a compensar ou num barramento distante.

Estas variáveis podem ser obtidas directamente ou indirectamente do modelo da figura 4.1 e da manipulação do conjunto de expressões (4.1), mas nos casos **7**, **8** e **9** recorre-se a variáveis externas ao modelo da figura 4.1, medidas nos referidos barramentos distantes.

1-Tensão no ponto de interligação do STATCOM com a rede

Este método de controlo consiste na restrição (4.11), onde V_{abc} é o valor da tensão na interligação do STATCOM com a linha e $V_{abc\ ref}$ é a tensão de referência a impor ao controlador do STATCOM.

$$V_{acb} - V_{abc\ ref} = 0 \quad (4.11)$$

2-Potência reactiva no ponto de interligação do STATCOM com a rede

Neste modo de controlo é medida a potência reactiva gerada pelo STATCOM, que pode ser obtida através de (4.12), sendo depois aplicada a restrição (4.13).

$$Q_{STATCOM} = (V_{abc} - V'_{abc})i_{abc} \quad (4.12)$$

$$Q_{STATCOM} - Q_{ref} = 0 \quad (4.13)$$

$Q_{STATCOM}$ é a potência reactiva gerada pelo STATCOM e Q_{ref} é o valor de referência para a potência reactiva a impor ao controlador. V_{abc} e V'_{abc} são respectivamente a tensão na linha de transmissão no ponto de interligação do STATCOM e a tensão gerada pelo STATCOM. i_{abc} é a corrente gerada pelo STATCOM. A expressão (4.12) é tida como válida porque a corrente gerada pelo STATCOM é reactiva. A componente activa é desprezável face à componente reactiva e existe devido às perdas do próprio STATCOM.

3-Impedância do STATCOM

Este método de controlo assenta na consideração de que um STATCOM pode ser representado por uma impedância reactiva equivalente. Esta impedância é obviamente imaginária (indutiva ou capacitiva), sendo a componente activa desprezável e podendo não ser considerada. O valor dessa impedância é dado por (4.14) e o método de controlo é baseado na restrição (4.15).

$$X_{eq} = \text{Im} \left(\frac{V'_{abc}}{I_{abc}} \right) = \text{Im} \left(\frac{V'_{abc} Z_i}{V_{abc} - V'_{abc}} \right) \quad (4.14)$$

$$X_{eq} - X_{ref} = 0 \quad (4.15)$$

$$Z_i = R_i + j\omega L_i \quad (4.16)$$

X_{eq} e X_{ref} são respectivamente a reactância equivalente do STATCOM e o valor da reactância de referencia a impor ao controlador do STATCOM e Z_i é a reactância de acoplamento do STATCOM, dada por (4.16).

4- Amplitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente se encontra em avanço relativamente à tensão injectada pelo STATCOM em 90°.

Este método de controlo consiste na imposição da restrição (4.17), em que $i_{abc \text{ ref}}$ é a corrente de referência a impor ao controlador do STATCOM.

$$i_{abc} - i_{abc \text{ ref}} = 0 \quad (4.17)$$

No entanto, existem duas soluções que satisfazem a equação (excluindo a solução nula), porque a corrente gerada pelo STATCOM pode estar em avanço ou em atraso relativamente à tensão gerada pelo STATCOM (+90° ou -90°). Um controlador apenas baseado em (4.17) irá arbitrariamente convergir para uma das soluções, mas é possível contornar o problema. Assumindo que i_{abc} é igual a $i_{abc \text{ ref}}$ em amplitude e que i_{abc} se encontra com 90° de avanço relativamente a V'_{abc} , é possível sincronizar fasorialmente a corrente de referência $i_{abc \text{ ref}}$ com a tensão V'_{abc} gerada pelo STATCOM. Obtém-se então (4.18) caso se considere o ângulo de fase da tensão V'_{abc} como ângulo de fase de referência do STATCOM. i_{abc} pode também ser obtida por (4.19).

$$i_{abc} = i_{abc \text{ ref}} \angle 90^\circ \quad (4.18)$$

$$i_{abc} = \frac{V_{abc} - V'_{abc}}{Z_i} \quad (4.19)$$

Assim, este método de controlo pode ser descrito pela equação (4.20) ou pela equação (4.21), obtidas a partir de (4.18) e (4.19), que permitem obter um controlador que convirja para uma das soluções possíveis na expressão (4.17).

$$Re(i_{abc \text{ ref}} \angle 90^\circ) = Re\left(\frac{V_{abc} - V'_{abc}}{Z_i}\right) \quad (4.20)$$

$$Im(i_{abc \text{ ref}} \angle 90^\circ) = Im\left(\frac{V_{abc} - V'_{abc}}{Z_i}\right) \quad (4.21)$$

Este método de controlo permite fornecer compensação reactiva capacitiva, mantendo constante em amplitude a corrente gerada pelo STATCOM.

5-Amplitude da corrente do STATCOM enquanto a corrente se encontra em atraso relativamente à tensão injectada pelo STATCOM em 90°.

Neste método de controlo existe o mesmo problema verificado no método 4 porque baseia-se também na restrição (4.17). O mesmo método é aplicável, com a diferença de que agora a corrente gerada pelo STATCOM está atrasada 90° em relação à tensão gerada pelo STATCOM. Efectuando essa pequena alteração na formulação descrita no método anterior obtemos (4.22) e (4.23).

$$Re(i_{abc \text{ ref}} \angle -90^\circ) = Re\left(\frac{V_{abc} - V'_{abc}}{Z_i}\right) \quad (4.22)$$

$$Im(i_{abc \text{ ref}} \angle -90^\circ) = Im\left(\frac{V_{abc} - V'_{abc}}{Z_i}\right) \quad (4.23)$$

Obtém-se assim um método de controlo que permite fornecer compensação reactiva indutiva, mantendo constante em amplitude a corrente gerada pelo STATCOM.

6-Tensão injectada pelo STATCOM

Este método de controlo baseia-se na restrição (4.24), onde V'_{abc} é a tensão produzida pelo STATCOM e $V_{abc \text{ ref}}$ é a tensão de referência a impor ao controlador do STATCOM.

$$V'_{abc} - V_{abc \text{ ref}} = 0 \quad (4.24)$$

Este método de controlo é semelhante ao primeiro método de controlo aqui referido, mas enquanto o método 1 regula a tensão no ponto de interligação do STATCOM (tensão no ponto central da linha), este método regula a tensão gerada à saída do conversor do STATCOM.

7-Amplitude da tensão num barramento distante

Este método de controlo pretende regular a tensão num barramento distante através da restrição (4.25), onde V_j é a tensão no barramento distante e $V_{j\ ref}$ é a tensão a impor ao controlador do STATCOM.

$$V_j - V_{j\ ref} = 0 \quad (4.25)$$

8-Potência reactiva na linha de transmissão a compensar ou num barramento distante

Este método de controlo pretende regular a potência reactiva na linha compensada ou num barramento distante, através da restrição (4.26), onde Q_b é a potência reactiva na linha de transmissão ou num barramento distante e $Q_{b\ ref}$ é o valor da potência reactiva a impor ao controlador do STATCOM.

$$Q_b - Q_{b\ ref} = 0 \quad (4.26)$$

9- Potência aparente ou controlo da corrente na linha de transmissão a compensar ou num barramento distante

Este método de controlo pretende regular a potência aparente na linha de transmissão compensada ou num barramento distante através da restrição (4.27). S_b é a potência aparente na linha de transmissão compensada ou no barramento distante que pode ser obtida por (4.28), e $S_{b\ ref}$ é a potência aparente de referência a aplicar no controlador do STATCOM. Em (4.28), P_b e Q_b representam respectivamente a potência activa e reactiva na linha de transmissão compensada ou no barramento distante.

$$S_b - S_{b\ ref} = 0 \quad (4.27)$$

$$S_b = \sqrt{(P_b^2 + Q_b^2)} \quad (4.28)$$

A potência aparente pode ser a capacidade nominal da linha de transmissão. Assim este método de controlo pode ser empregue quando se pretende que uma linha de transmissão não ultrapasse os seus limites térmicos. Alternativamente, é possível controlar a corrente

através da restrição (4.29), que permite atingir os mesmos objectivos. $I_{b \text{ ref}}$ é a corrente de referência a impor ao controlador do STATCOM e I_b é a corrente na linha compensada ou no barramento distante, que pode ser a corrente nominal da linha. I_b pode ser obtida através de (4.30), onde V_b é a tensão na linha compensada ou no barramento distante.

$$I_b - I_{b \text{ ref}} = 0 \quad (4.29)$$

$$I_b = \frac{S_b}{V_b} \quad (4.30)$$

4.1.3 - Topologia do controlador

É reconhecido que um STATCOM é mais eficaz no controlo nos níveis de tensão de uma linha de transmissão do que no controlo do fluxo de potência numa linha de transmissão. Também possui bom desempenho quando opera através da regulação da componente reactiva da corrente ou da potência reactiva injectada pelo STATCOM [52].

Em relação a estas duas últimas opções há algumas observações a fazer: A utilização do controlo da corrente reactiva injectada pelo STATCOM faz com que o STATCOM apareça como uma fonte de corrente de valor fixo, e se a tensão na linha variar, a potência reactiva injectada pelo STATCOM também varia. A principal vantagem deste método é poder explorar o STATCOM dentro dos seus limites térmicos (não ultrapassando os valores nominais de corrente suportáveis pelos semicondutores).

Quanto ao controlo pela potência reactiva injectada pelo STATCOM, só é interessante quando se pretende uma fonte de reactiva constante. Em termos de compensação pode ser problemático se a linha de transmissão estiver perto dos seus limites térmicos. Seria diferente se o controlo fosse efectuado sobre a corrente que transita na linha de transmissão (ou da potência reactiva), com o intuito regular o factor de potência (uma das capacidades principais de um D-STATCOM).

Visto isto, a regulação da tensão no ponto de interligação do STATCOM com a linha parece o método de controlo mais interessante, porque permite aumentar a capacidade de transmissão de uma linha evitando que se ultrapassem os limites de isolamento, respondendo da melhor forma a transitórios no sistema. Por este motivo foi o principal método de controlo escolhido para o STATCOM a modelar. No entanto em aplicações práticas é preciso limitar a corrente máxima fornecida para salvaguardar a integridade do STATCOM. Por isso seria interessante poder limitar a corrente máxima a injectar pelo STATCOM.

Procurou-se por isso uma topologia para o controlador que permitisse controlar a tensão colocada pelo STATCOM no ponto central da linha e que limitasse a componente reactiva da corrente fornecida. Depois da comparação entre várias topologias, optou-se pela descrita em [55] (figura 4.4) por ser uma topologia que permite controlar a tensão do STATCOM e limitar a corrente máxima fornecida. A mesma topologia permite efectuar a regulação da potência

reactiva na linha [55], possibilitando assim a regulação do factor de potência. Certamente que muitas outras topologias cumprem os mesmos requisitos, mas quanto a esse aspecto, deixa-se ao critério do leitor. A procura terminou no momento que se encontrou uma topologia que cumprisse os requisitos referidos.

Na figura 4.4 temos o sinal V_{rms} que representa o valor eficaz da tensão trifásica ponto de interligação do STATCOM com a rede e o sinal; V_{ABC} que representa a tensão trifásica no ponto de interligação do STATCOM com a rede; I_{abc} que representa a corrente trifásica fornecida pelo STATCOM; V_{DC} que é o nível de tensão no condensador DC; o ângulo de fase ϕ da tensão trifásica de referência (obtido da fase A); as grandezas I_{abc} e V_{abc} representadas no referencial síncrono (I_q , I_d , V_q e V_d) em que V_{abc} que é a tensão trifásica final a injectar pelo STATCOM. As grandezas que possuem um asterisco na sua representação são tidas como valores de referência, impostos ou obtidos indirectamente.

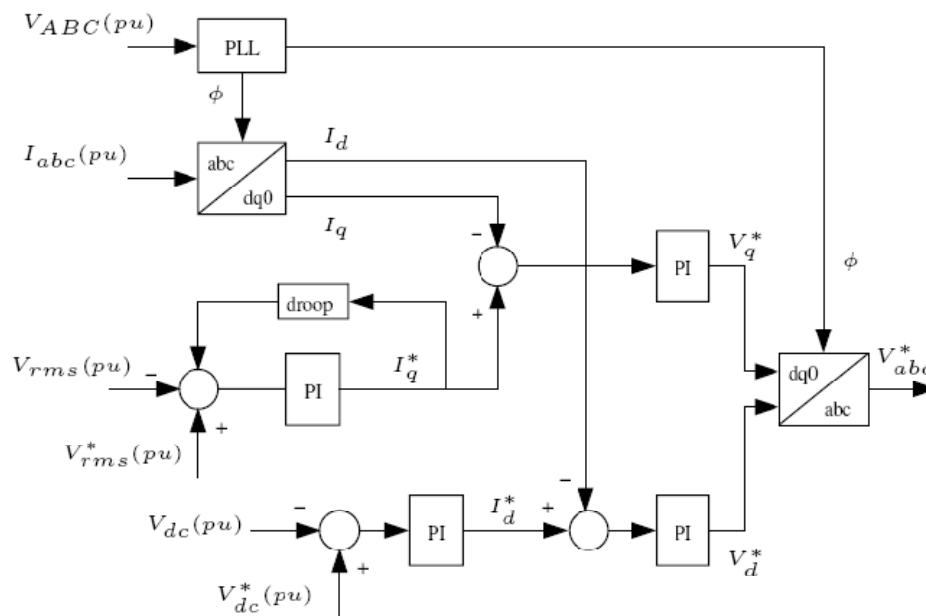


Figura 4.4 - Topologia de controlo sugerida em [55], na qual se baseia o controlador utilizado.

No entanto a topologia exemplificada 4.4 foi ligeiramente modificada (ver figura 4.5) nos seguintes aspectos:

-Para manter a coerência com o modelo descrito anteriormente, a tensão no condensador é controlada pela componente em quadratura da tensão (V_q^*), e não pela componente directa (V_d^*). Pela mesma razão, a tensão trifásica produzida pelo STATCOM é controlada através da componente directa e não pela componente em quadratura. É apenas uma mudança da nomenclatura no esquema exposto na figura 4.3. É claro que isso deve ter sido em conta na ligação ao bloco “dq0 to abc”.

-O bloco “droop” não é utilizado em benefício da implementação do controlador sem que isso prejudique o seu desempenho significativamente. Tal bloco consiste numa malha de

realimentação que permite uma certa variação do nível de tensão em relação ao valor de referência em regime estacionário, prevenindo ou atenuando eventuais oscilações na malha de controlo. Decidiu-se, no entanto, que o controlador deve seguir a referência de tensão o mais rigorosamente possível de modo a providenciar um controlo mais previsível do STATCOM.

-A topologia representada é adequada para o controlo de um STATCOM baseado numa fonte de tensão ideal, controlada pelo vector de tensões V_{abc} . Para o controlo de um STATCOM baseado num VSC é necessário adicionar um controlador lógico para os semicondutores. Optou-se por usar um controlador SPWM por se encontrar implementado no MATLAB/Simulink. A aplicação de um PWM também serviria, bastando aplicar um índice de modulação variável.

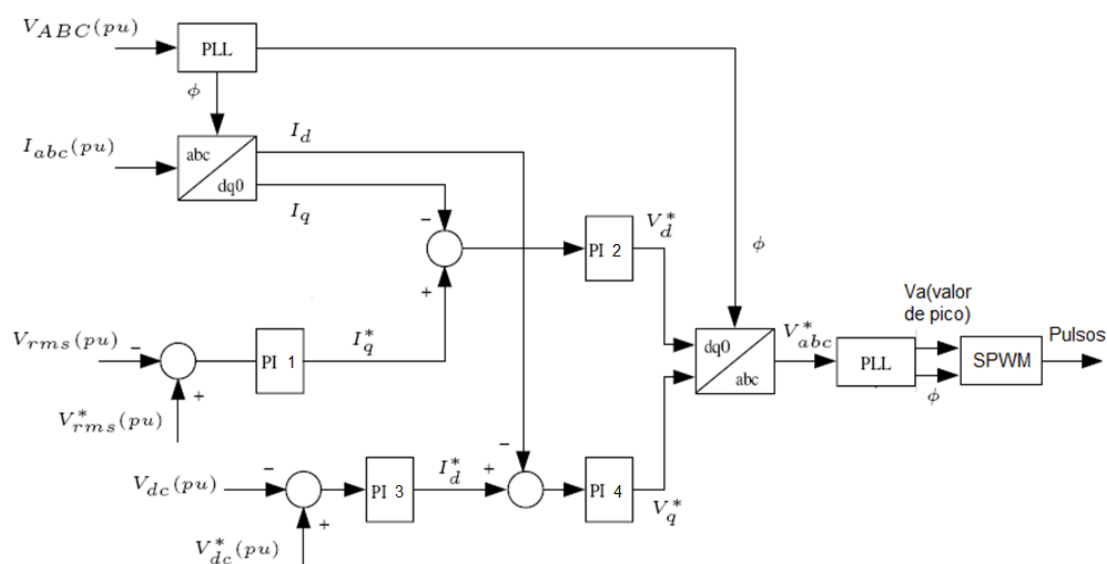


Figura 4.5 - Representação simplificada da topologia de controlo utilizada.

4.2 - Programas de simulação utilizados na implementação do STATCOM

Os programas de simulação utilizados foram o Simulink do MATLAB R2009b e o PSIM 7.1.1. É possível implementar o STATCOM em ambos os programas individualmente mas existem algumas particularidades interessantes quando ambos os programas são usados em conjunto através da ferramenta *Simcoupler*. O *Simcoupler* permite efectuar uma simulação a partir de ambos os programas em simultâneo.

O PSIM é um programa bastante útil para simulações de circuitos eléctricos que envolvam electrónica de potência, sendo superior ao MATLAB no processamento das equações envolvidas neste tipo de circuitos eléctricos. Apresenta também uma boa velocidade de simulação com intervalos de tempo discretos na ordem das dezenas de micro segundos. Por outro lado o MATLAB é superior no processamento de sistemas de controlo, mas

comparativamente ao PSIM, é mais lento nas simulações, considerando os mesmos intervalos discretos de tempo empregues no PSIM. De forma resumida, no PSIM é mais complicado construir um bom controlador, enquanto o MATLAB é demasiado lento a simular circuitos eléctricos. Poderiam ser empregues intervalos discretos de tempo maiores na simulação, mas a precisão dos resultados seria significativamente prejudicada e a convergência das soluções mais problemática.

A combinação de ambos os programas pretende aproveitar o melhor de cada um. Apresentamos por isso nesta dissertação uma pequena exposição de como utilizar o *Simcoupler* no **Anexo A**, De seguida apresenta-se a implementação da topologia do controlador no MATLAB\Simulink e do circuito de potência do STATCOM e das redes eléctricas no PSIM.

4.3 - Modelo de simulação de um STATCOM inserido numa linha de transmissão

Para analisar a influência de um STATCOM numa linha de transmissão, consideramos dois sistemas de grande potência, interligados por uma linha de transmissão em Muito Alta-Tensão. Considerou-se que cada um dos sistemas possui um coeficiente de inércia $M=20MJ/s$, de modo a representar dois sistemas de porte considerável.

O STATCOM será colocado precisamente a meio da linha de transmissão. Os dados da linha de transmissão são os seguintes:

- Tensão nominal: 400kV
- Comprimento: 200km
- Resistência da linha: 85,35m Ω /km (Resistência total da linha: 17,07 Ω)
- Indutância da linha: 2,53mH/km (Impedância total da linha para $f=50Hz$: 158,9 Ω)

A linha de transmissão, o filtro e o circuito de potência do STATCOM foram montados no PSIM como se pode ver na figura 4.6. Pode-se ver nas duas extremidades os dois barramentos representados por duas fontes de tensão trifásicas, que se encontram interligados pela linha de transmissão. Encontram-se designados respectivamente como barramento emissor e barramento receptor. A impedância da linha está representada por dois ramos RL de valor idêntico, cujo objectivo é fazer com que o troço de linha entre esses dois ramos represente o ponto central da linha, onde se encontra ligado o STATCOM e um filtro de harmónicos.

As fontes de tensão que representam os barramentos aparecem constituídas por fontes de tensão controláveis. Tal foi necessário devido à necessidade de controlar as tensões nos barramentos de modo a cumprir os objectivos das simulações efectuadas nesta dissertação.

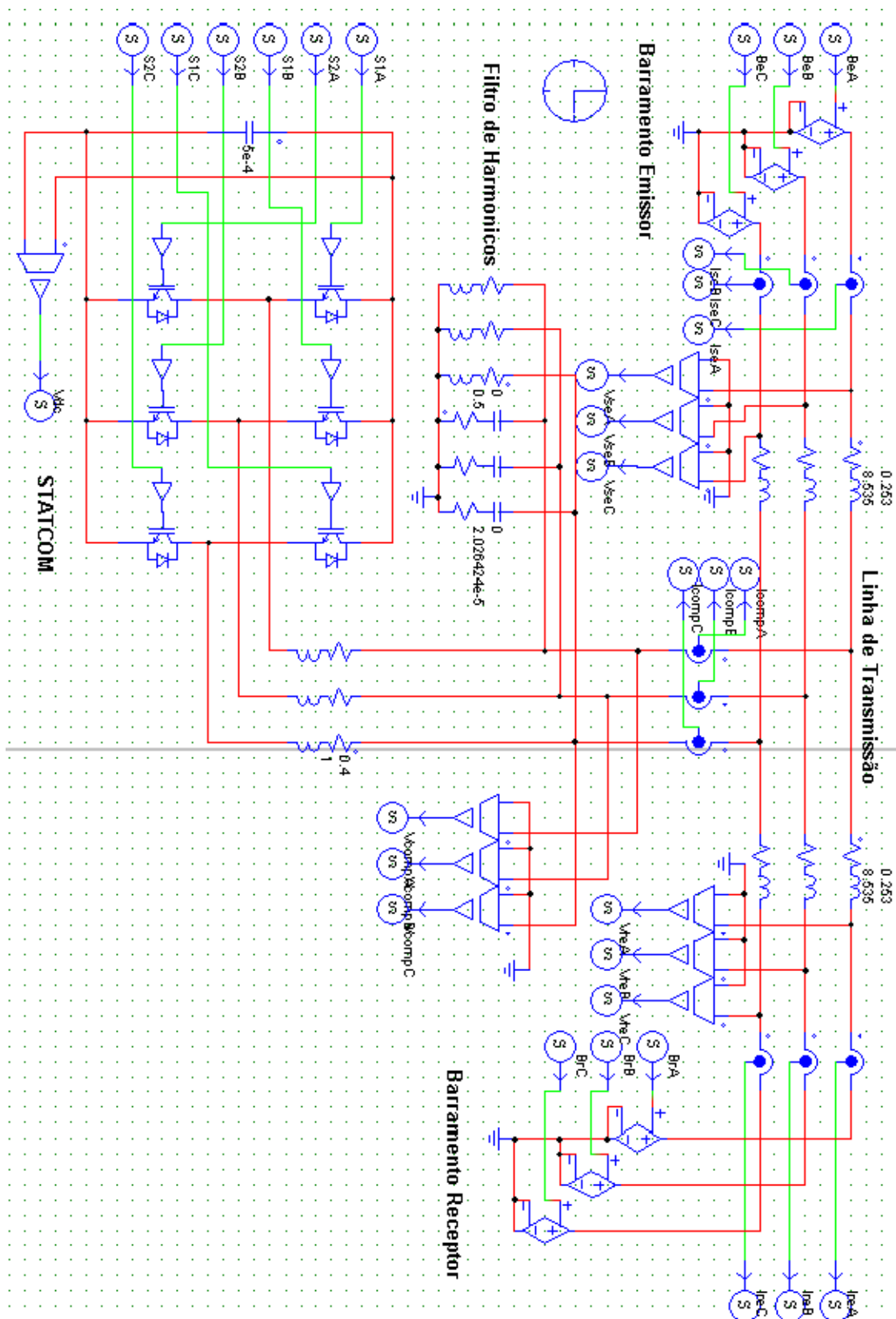


Figura 4.6 - Representação da linha de transmissão a interligar dois sistemas de potência, do circuito de potência do STATCOM, do filtro de harmônicos, instrumentos de medida e dos respectivos elementos de acoplamento com o Simcoupler.

Com este modelo de simulação pretende-se analisar a influência do STATCOM na capacidade de transmissão da linha e na resposta do sistema a fenómenos transitórios. O controlo é feito no Matlab/Simulink por ser mais eficiente.

No MATLAB/Simulink montou-se a parte de controlo (figura 4.7). Nessa mesma figura pode ver-se como o controlador é acoplado ao *Simcoupler*. Nas saídas do Simcoupler são empregues blocos de memória de modo a interromper eventuais “loops” algébricos existentes.

A saída “P1” do controlador colocada como entrada no *Simcoupler*, representa o vector de 6 pulsos a aplicar ao conversor do STATCOM. Apesar de não ser muito perceptível nas figuras 4.6 e 4.7, é visível a correspondência entre os nomes das saídas do *Simcoupler* e as grandezas medidas no circuito de potência e exportadas para o *Simcoupler* através dos elementos de acoplamento (Ver anexo A). As outras seis entradas no *Simcoupler* referem-se ao controlo das fontes de tensão que representam os barramentos. Como entradas do controlador tem-se a frequência fundamental, a corrente trifásica I_{abc} fornecida pelo STATCOM e a tensão V_{abc} medida no ponto de interligação do STATCOM com a linha. Estas grandezas são as necessárias para implementar o controlador com regulação automática da tensão na linha com imposição de limites na corrente injectada pelo STATCOM. Tem-se também V_{ref} e $V_{dc\ ref}$, que são respectivamente as referências da tensão na linha de transmissão (a seguir pelo STATCOM) e no condensador DC do STATCOM. Os aparelhos de visualização presentes são necessários para avaliar os resultados.

Na figura 4.8 é apresentado o controlador com maior detalhe. Existem dois blocos que aplicam a transformada directa e inversa de *Park* (abc para dq0 e dq0 para abc). A sua necessidade deve-se ao facto do controlo ser feito no referencial síncrono, e por isso o bloco de controlo se encontra entre os blocos das transformadas de *Park*. O bloco do SPWM recebe o sinal de uma fase (no referencial trifásico) e a toma como base para a produção dos pulsos a aplicar no conversor. A frequência da portadora do SPWM foi estabelecida em 500Hz porque os meios computacionais utilizados não eram os mais adequados, pelo que a utilização de frequências mais elevadas degradava o desempenho dos modelos durante as simulações.

O objectivo do detector da componente simétrica da sequência positiva fundamental, para além do que é explícito no próprio nome, é tornar o controlador capaz de seguir o ângulo de fase no centro da linha. Essa capacidade é necessária porque em algumas simulações está implícito a variação do ângulo de transmissão na linha. Este bloco é implementado recorrendo ao bloco EPLL (Enhanced Phase-Locked Loop) implementado em [16], que é um melhoramento do clássico PLL (Phase-Locked Loop). Existem inúmeros métodos para a detecção da componente simétrica da sequência positiva fundamental que poderiam ser utilizados (Combinador Linear Adaptativo (ADALINE), Filtro Passa-banda Adaptativo com Estrutura Multietapa (FPBAEM), Transformada de Fourier discreta (DFT), também analisados em [16]).

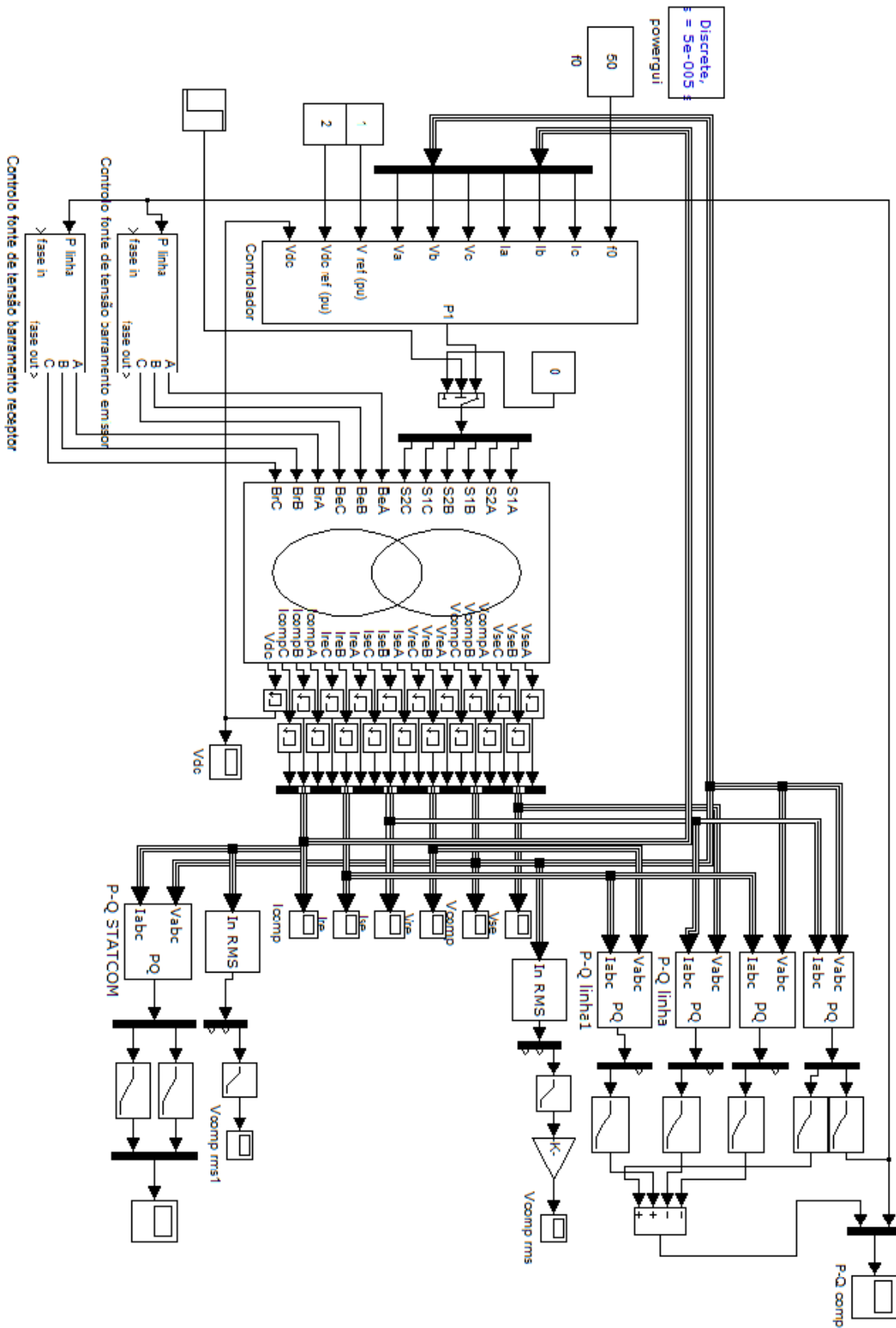


Figura 4.7 - Representação do controlador implementado do STATCOM interligado com o Simcoupler e os vários instrumentos de visualização.

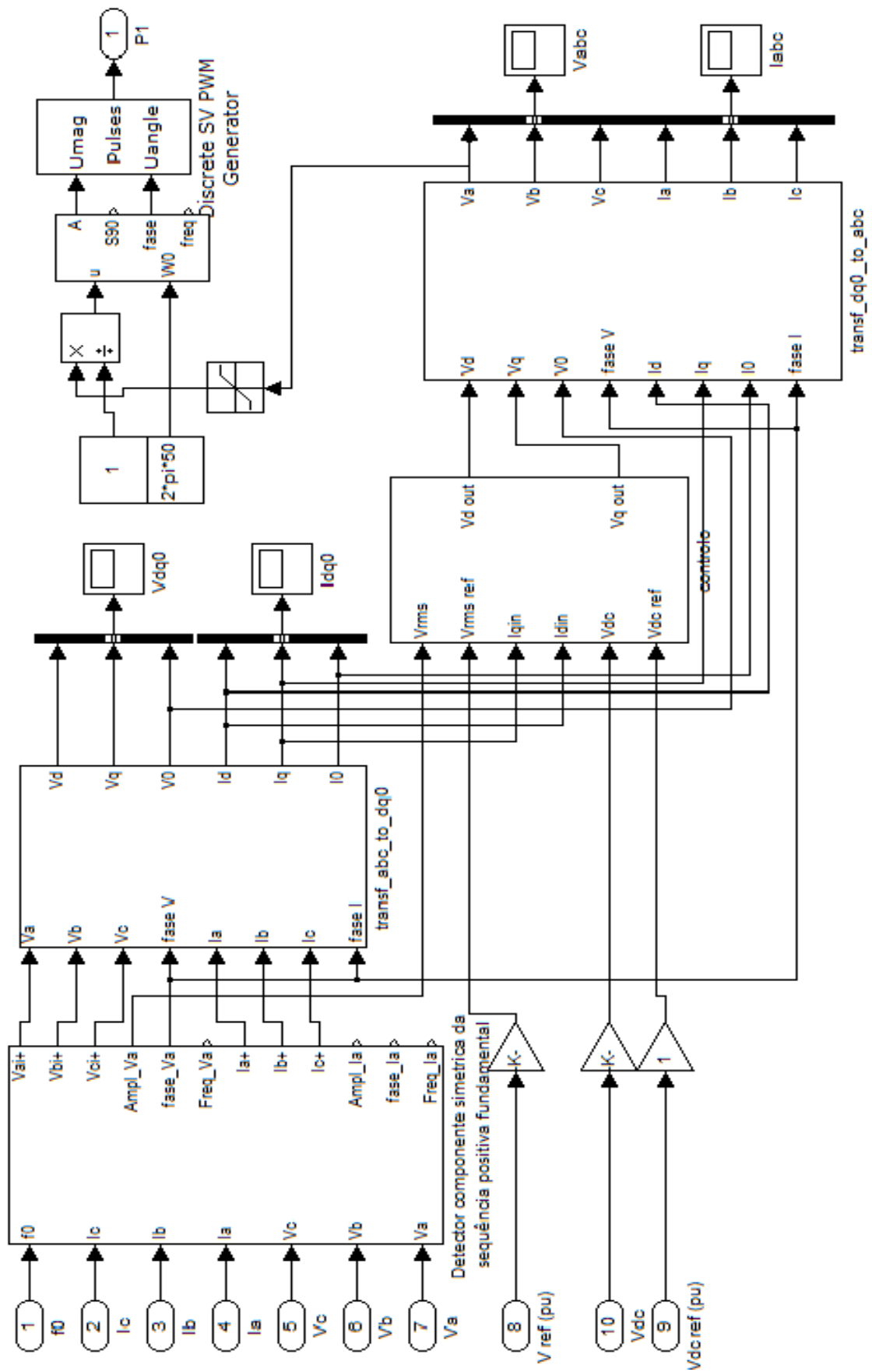


Figura 4.8 - Estrutura interna do controlador do STATCOM.

O EPLL foi o escolhido por ser um método eficaz e simples. Como na modelização matemática efectuada para o STATCOM é assumida uma tensão trifásica equilibrada (só se considera a sequência fundamental positiva), não são incluídas no bloco as expressões referentes ao cálculo da componente simétrica instantânea da sequência negativa.

O controlador aceita valores em p.u. Essa conversão é feita nas entradas do controlador e pelo detector da componente simétrica de sequência fundamental positiva. Foram assumidos os seguintes valores de base:

-Ubase=400kV

-Sbase=100MVA

-Ibase=144,3A

-Zbase=1600Ω

Na figura 4.9 temos o esquema implementado no bloco de controlo presente na figura 4.8, que é efectivamente responsável pelo controlo automático do STATCOM. Pode-se ver que é baseado na topologia apresentada na figura 4.5. Os controladores proporcional-Integral PI 1 e PI 3 calculam respectivamente a corrente de referência i_q^* e a corrente de referência i_d^* . Impondo limites a estes elementos estabelecemos a corrente máxima que o STATCOM pode fornecer. Os controladores PI 2 e PI 4 determinam respectivamente as tensões V_d e V_q .

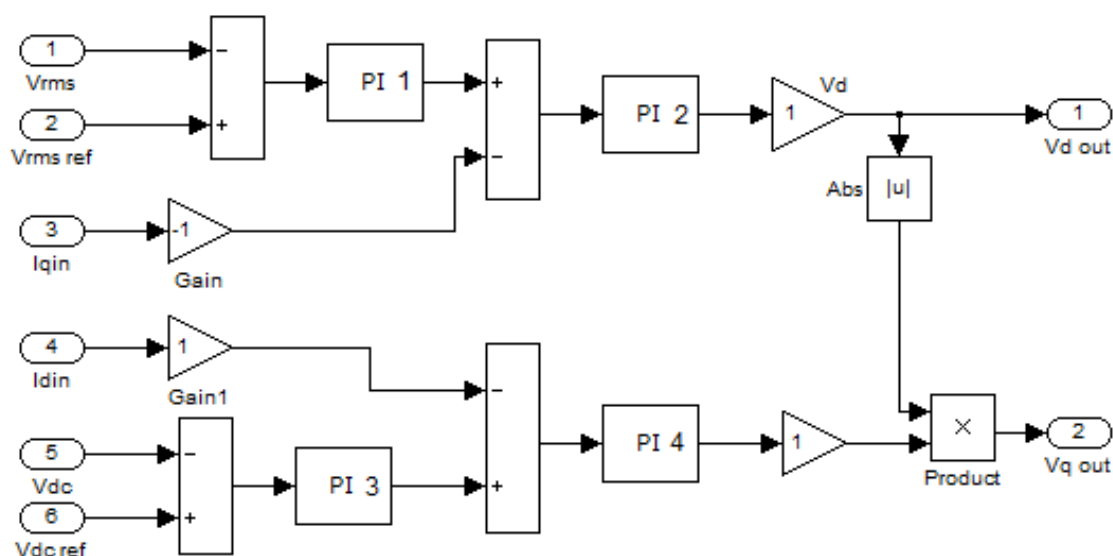


Figura 4.9 - Topologia de controlo, baseada na topologia descrita na figura 4.5.

4.3.1 - Ganhos dos controladores PI

O estabelecimento dos ganhos adequados para os controladores PI é uma tarefa complexa. De facto, não existe um método exacto para escolher os ganhos certos para os controladores PI. Por outro lado, o desempenho de um controlador depende das solicitações que lhe são impostas. Por exemplo, um controlador não responde de maneira idêntica a uma variação em rampa ou a uma variação em degrau. É possível no entanto efectuar algumas estimativas

iniciais para os valores dos ganhos dos controladores PI. Se o desempenho do controlador não for o pretendido, podem-se obter novos ganhos partindo dos valores estimados inicialmente para os controladores PI até conseguir um desempenho aceitável.

Para atingir este objectivo, recorreu-se ao método descrito em [16] (pp 187-210). A topologia de controlo do conversor paralelo descrito em [16] possui semelhanças com a topologia do controlador implementado. No entanto, os valores calculados inicialmente para os ganhos dos controladores PI tornavam o controlador significativamente lento a responder.

Aumentaram-se gradualmente os ganhos dos controladores PI até verificar um comportamento instável do controlador do STATCOM, e assim estimar valores máximos para os ganhos dos controladores PI que garantissem uma resposta estável mas a mais rápida possível do controlador do STATCOM. Esses valores estão expostos na tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Ganhos determinados para os controladores PI presentes na estrutura de controlo ilustrada na figura 4.9.

	Ganho proporcional	Ganho integral
PI 1	0,6	100
PI 2	1,5	100
PI 3	1,2	10
PI 4	1	0,001

4.4 - Modelo de simulação do STATCOM inserido nos terminais de uma carga

Este modelo de simulação é uma modificação do modelo representado na figura 4.6. O barramento receptor foi substituído por um conjunto de três cargas que podem ser inseridas ou removidas mediante sinais de controlo. Pode-se ver uma carga de 316MVA (300MW + 100Mvar) e duas cargas de 206MVA (200MW + 50Mvar). O STATCOM agora está ligado na extremidade da linha onde se encontram as cargas. Os restantes aspectos permaneceram idênticos aos do modelo da figura 4.6.

Este modelo de simulação foi empregue na análise do comportamento de um D-STATCOM na ocorrência de variações discretas de carga, na ocorrência de cavas de tensão e de sobretensões aos terminais da carga, e na correcção do factor de potência. É certo que seria mais realista implementar uma representação de uma linha de distribuição interligando um barramento e respectivas cargas, cuja potência não ultrapassasse algumas dezenas de MVA. No entanto, como o objectivo desta dissertação é observar a influência dos dispositivos FACTS nas redes de transporte e distribuição, com o modelo de simulação presente na figura 4.10 é possível obter o mesmo comportamento que seria de esperar numa rede de distribuição. A única diferença está na ordem de grandeza dos valores obtidos.

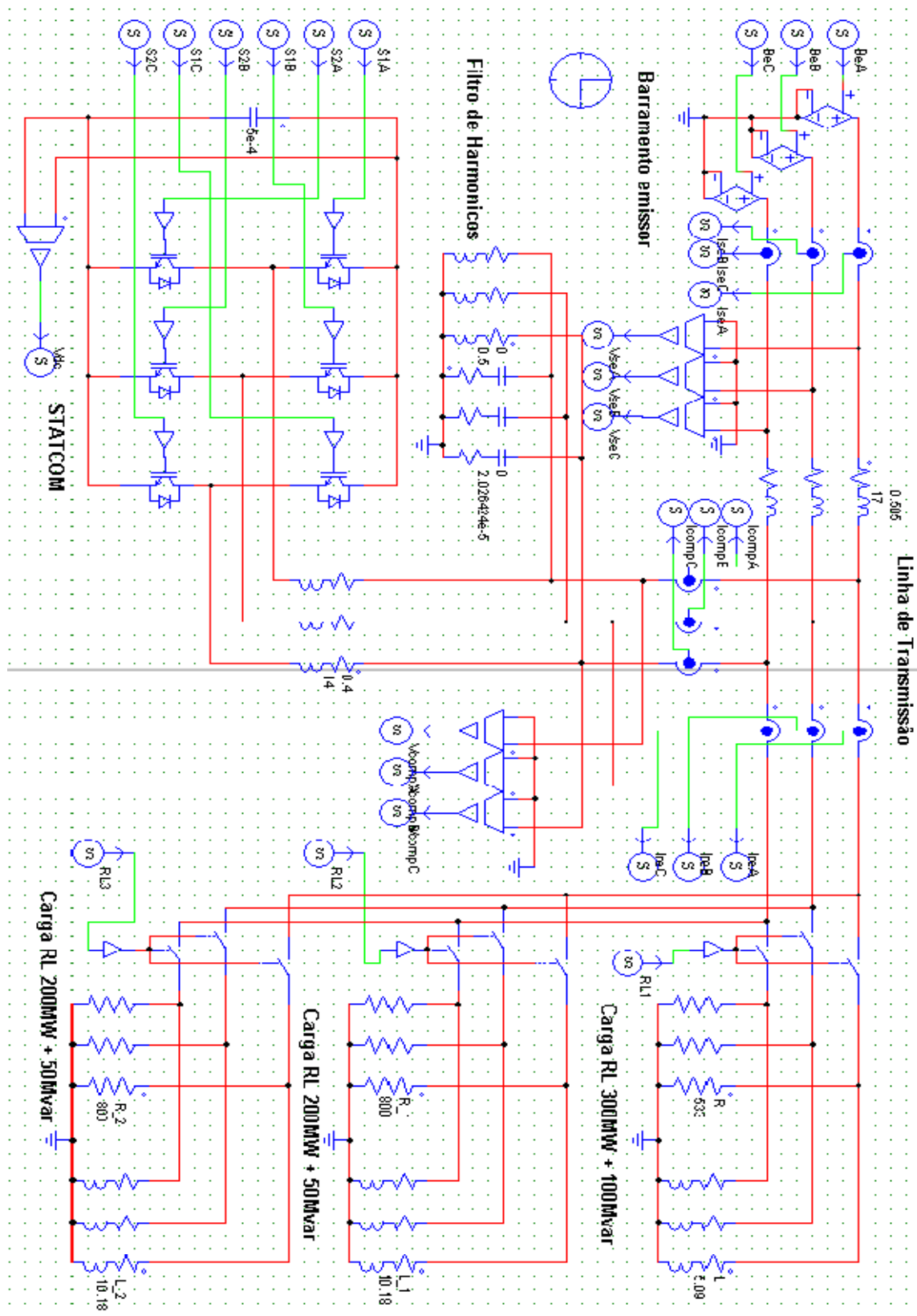


Figura 4.10 - Representação da linha de distribuição a interligar o barramento emissor com o conjunto de cargas, do circuito de potência do STATCOM, do filtro de harmónicos, instrumentos de medida e dos respectivos elementos de acoplamento com o Simcoupler.

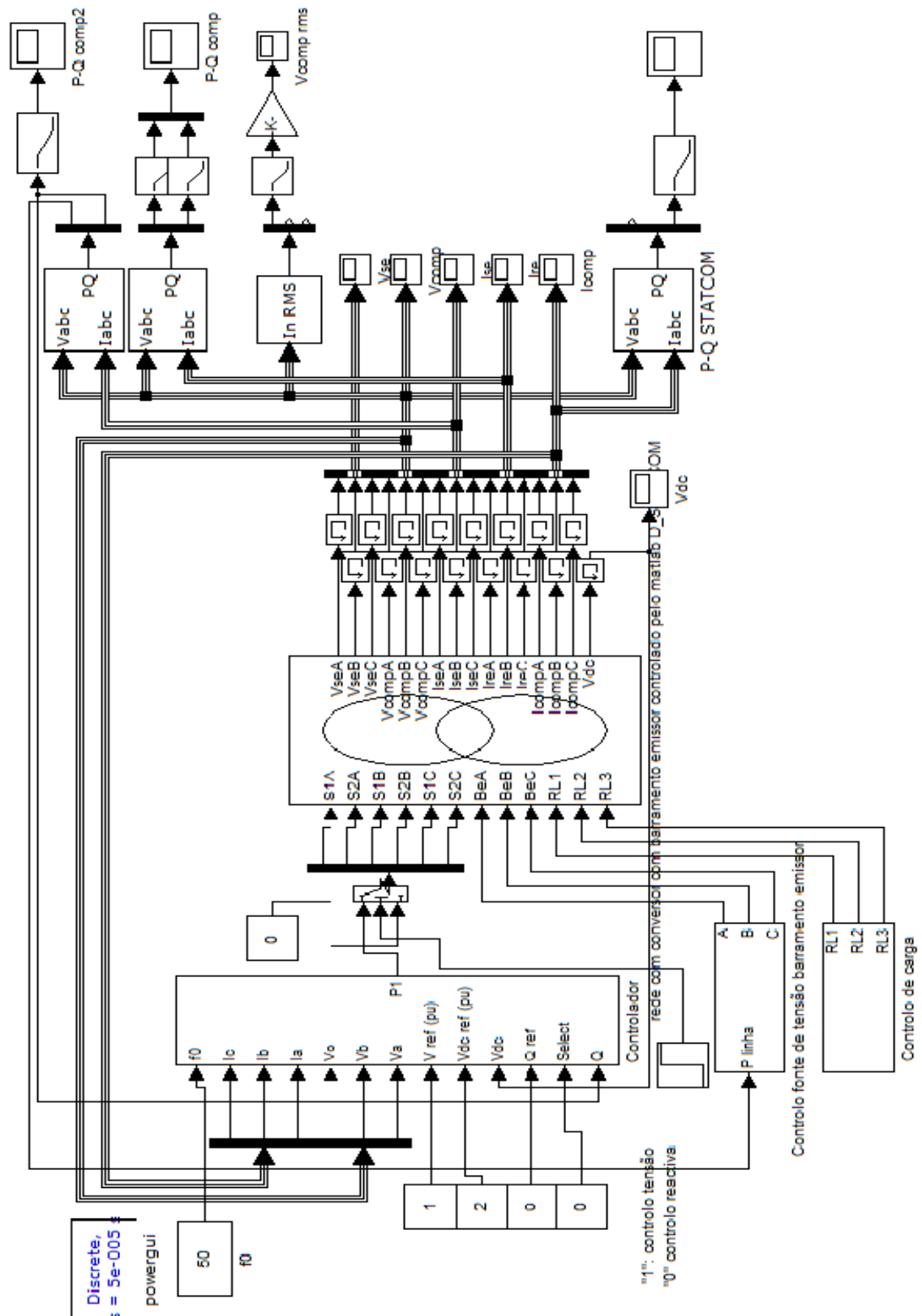


Figura 4.11 - Representação do controlador implementado do STATCOM interligado com o Simcoupler e os vários instrumentos de visualização.

Pode-se então utilizar o STATCOM e respectivo sistema de controlo já analisado anteriormente, apenas com a necessidade de algumas alterações.

Na figura 4.11 existe agora um “controlo de carga” que é responsável por inserir ou retirar as cargas mostradas na figura 4.10 de forma controlada. O controlador agora possui também a capacidade de controlar directamente a energia reactiva na linha de transmissão.

Na figura 4.12 está mostrada a topologia de controlo implementada, onde pode-se observar que foi adicionado um novo par de controladores PI. O novo par de controladores PI serve para controlar a energia reactiva na linha de transmissão. O que impede a utilização da topologia mostrada na figura 4.5 é o facto dos ganhos aplicados nos controladores PI 1 e PI 2 não serem os adequados para o controlo da potência reactiva. Assim, optou-se por disponibilizar ambas as opções, seleccionáveis através do comando “select”.

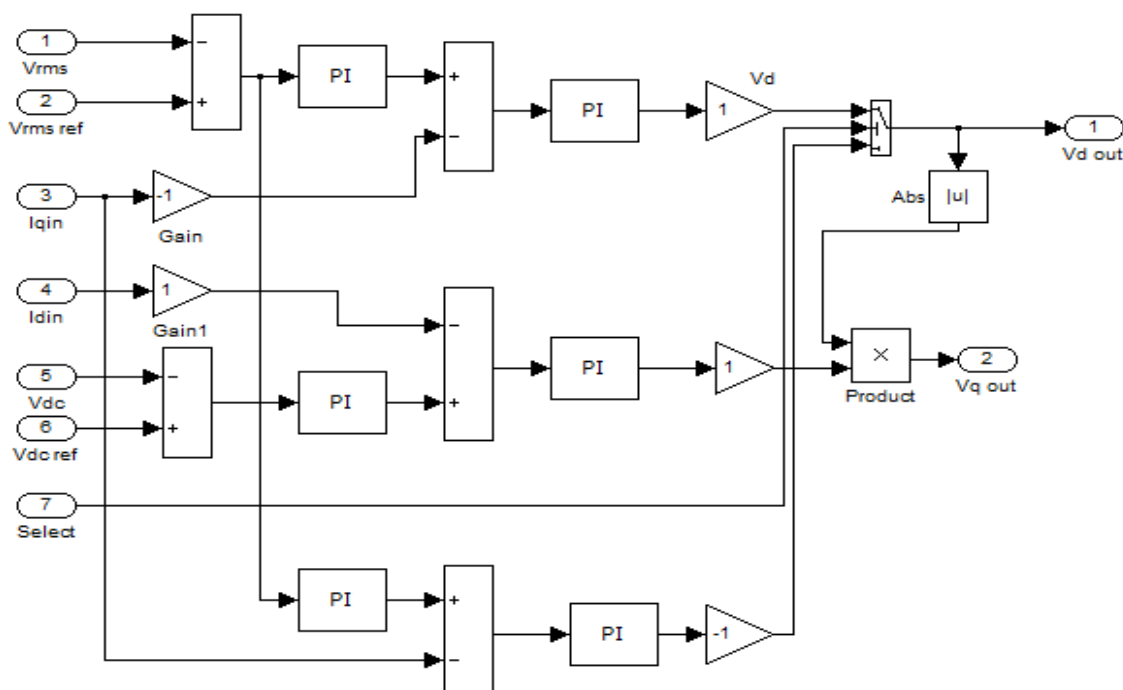


Figura 4.12 - Topologia de controlo baseada na topologia da figura 4.5, mas com um par adicional de controladores PI destinados à regulação da potência reactiva na linha.

4.5 - Resultado das Simulações

Foram testadas aquelas que são algumas das funcionalidades principais do STATCOM e do D-STATCOM, recorrendo claro ao modelo de simulação construído, que efectuou os dois papéis. O STATCOM foi testado nos seguintes cenários:

- Aumento do trânsito de potência activa na linha de transmissão
- Aumento da Estabilidade Transitória
- Resposta contra cavas de tensão e sobretensões
- Resposta a variações discretas de carga

-Correcção do factor de potência

Nas simulações que se seguem, convencionou-se que a potência reactiva capacitiva assume valores negativos e que a potência reactiva indutiva assume valores positivos.

4.5.1 - Aumento do trânsito de potência activa na linha de transmissão

Nesta simulação foi demonstrada a capacidade do STATCOM em aumentar a potência transmitida na linha de transmissão, que é uma das principais tarefas dos dispositivos FACTS aplicados nas redes de transporte. Foi considerada a linha de transmissão descrita anteriormente e implementada no PSIM segundo o modelo da figura 4.6. Consideraram-se vários ângulos de transmissão para observar o desempenho do STATCOM com a linha sujeita a vários cenários de carga. Simulou-se primeiramente com o STATCOM desligado e depois com o STATCOM em funcionamento de modo a observar as diferenças. A tensão de referência imposta ao controlador do STATCOM foi de 1 p.u. (idêntica à imposta aos barramentos emissor e receptor). Para desligar o STATCOM basta desactivar a saída de impulsos P1, presente no controlador implementado no Simulink (ver figura 4.7).

Efectuaram-se simulações para três ângulos de transmissão impostos: 20°, 40° e 60°, obtendo-se os resultados obtidos:

Ângulo de transmissão: 20°

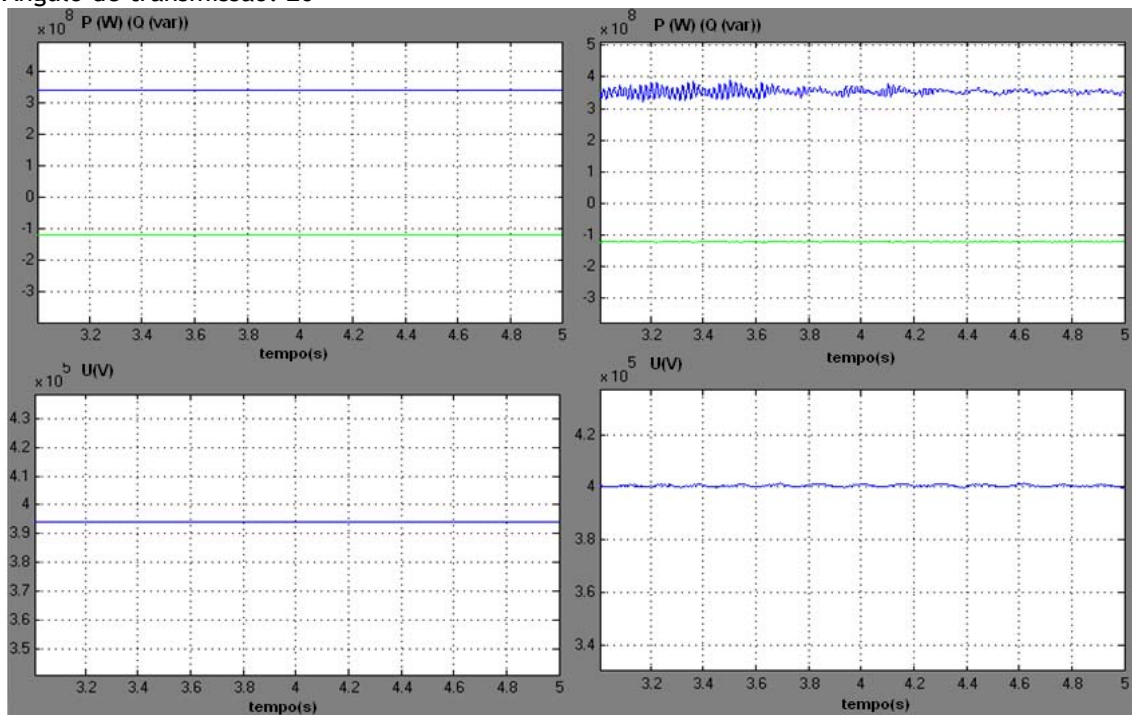


Figura 4.13- Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 20°.

Ângulo de transmissão: 40°

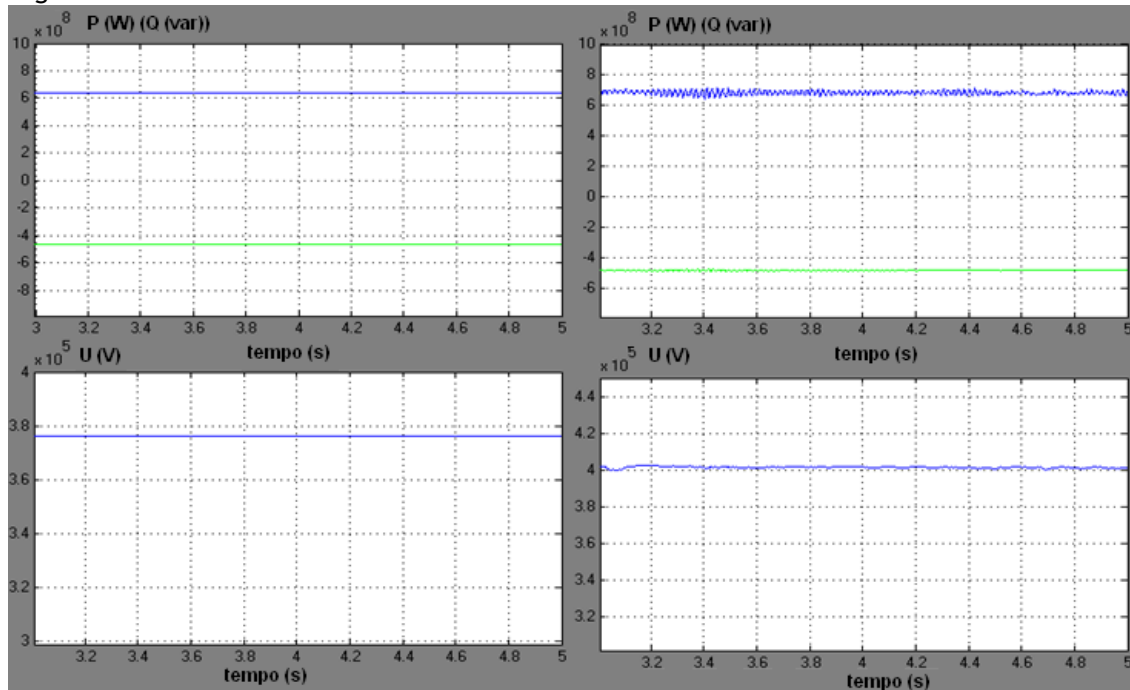


Figura 4.14 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 40° .

Ângulo de transmissão: 60°

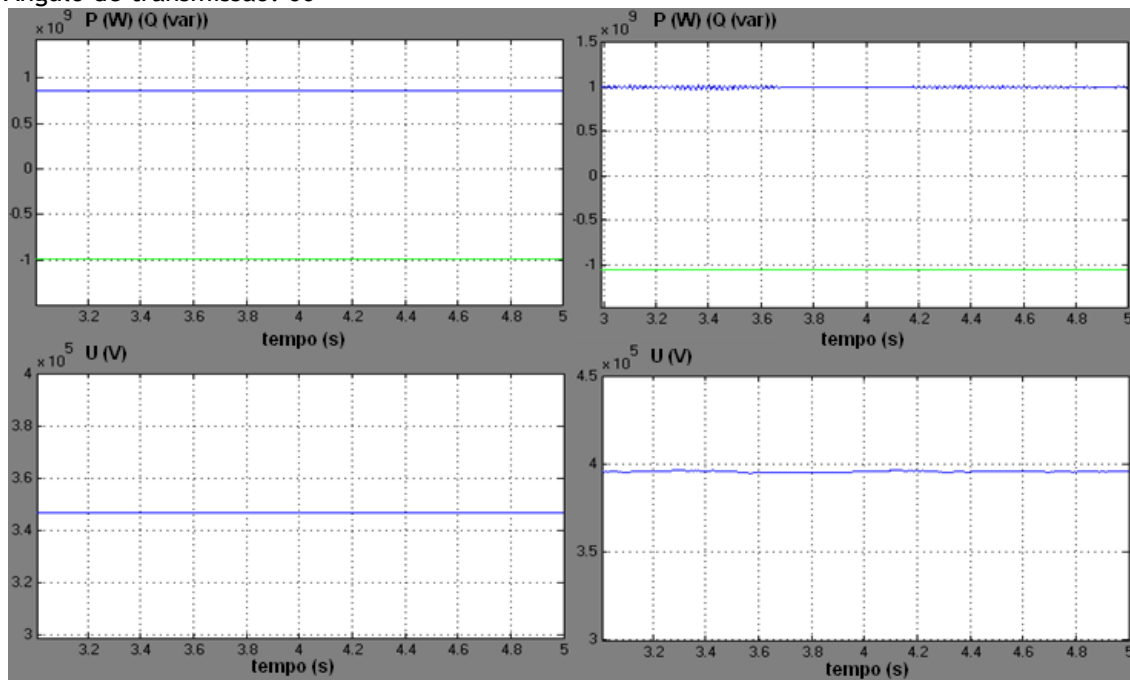


Figura 4.15 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para um ângulo de transmissão de 60° .

Nas figuras 4.13, 4.14 e 4.15 observa-se que o STATCOM consegue aumentar a capacidade de transmissão de potência activa na linha, ao mesmo tempo que aumenta o nível de tensão no ponto central da linha de transmissão. Na figura 4.13, o aumento da potência transmitida não é muito perceptível, sendo de 12MW. Isso acontece devido ao ângulo de transmissão relativamente pequeno. Nas figuras 4.14 e 4.15 pode-se ver que o aumento da potência transmitida na linha tem maior expressão para ângulos de transmissão maiores, conseguindo-se um acréscimo de 143MW para um ângulo de transmissão de 60°. Os principais resultados estão resumidos na tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Valores das potências activa e reactiva e tensão no ponto central da linha medidos nas simulações, com o STATCOM ligado e desligado, para vários ângulos de transmissão.

δ (°)	STATCOM desligado			STATCOM ligado		
	P (MW)	Q (Mvar)	V _{rms_{f-f}} (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	V _{rms_{f-f}} (kV)
20	340	-120	394	352	-121	400
40	640	-465	376	690	-480	400
60	862	-995	347	1005	-1060	396

Mostrou-se assim que o STATCOM consegue aumentar a capacidade da linha na transmissão de potência activa como seria de esperar. É possível comparar os resultados da tabela 4.2 com os valores teóricos obtidos pelas expressões (2.11) e (2.12), obtendo-se os resultados apresentados na tabela 4.3. Os valores para a tensão eficaz no ponto central da linha podem ser dados pela expressão (4.31) para o caso da linha sem compensação, onde V_{se} é o módulo da tensão no barramento emissor e δ é o ângulo de transmissão da linha. Na situação em que o STATCOM se encontra ligado, assume-se o valor de referência do STATCOM: 400kV.

$$V_{rms\ f-f} = V_{se} \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (4.31)$$

Tabela 4.3 - Valores teóricos das potências activa e reactiva e tensão no ponto central da linha obtidos pelas expressões (2.11), (2.13) e (4.31).

δ (°)	STATCOM desligado			STATCOM ligado		
	P (MW)	Q (Mvar)	V _{rms_{f-f}} (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	V _{rms_{f-f}} (kV)
20	344	-121	393,9	350	-122	400
40	647	-471	375,8	689	-485	400
60	872	-1006	346,4	1006	-1079	400

Dos resultados obtidos pode-se concluir à primeira vista que para ângulos de transmissão relativamente pequenos (abaixo de 40° ou 60°), não é muito interessante a utilização de um STATCOM. No entanto, recorrendo ao **capítulo 2** desta dissertação, sabe-se que um compensador paralelo pode em teoria duplicar o ângulo de transmissão praticável numa linha de transmissão. Assim, onde antes um ângulo de transmissão de 60° provavelmente não seria possível por questões de estabilidade, pode agora ser possível com um compensador paralelo, porque o limite de estabilidade estático da linha é alargado. O emprego de um STATCOM pode ser por isso a diferença entre os 344MW para um ângulo de transmissão de 20° (sem STATCOM) e os 689MW para um ângulo de transmissão de 40° (com STATCOM), sem prejuízo do nível de estabilidade do sistema.

No entanto, o STATCOM utilizado não é um compensador paralelo ideal. Para tornar isso mais evidente, simulou-se o STATCOM com uma variação contínua do ângulo de transmissão desde 40° até 110° de forma a verificar o que acontece quando as solicitações da rede ultrapassam as capacidades nominais do STATCOM. Obtiveram-se as formas de onda ilustradas nas figuras 4.16 e 4.17, de onde se extraíram os dados reunidos na tabela 4.4.

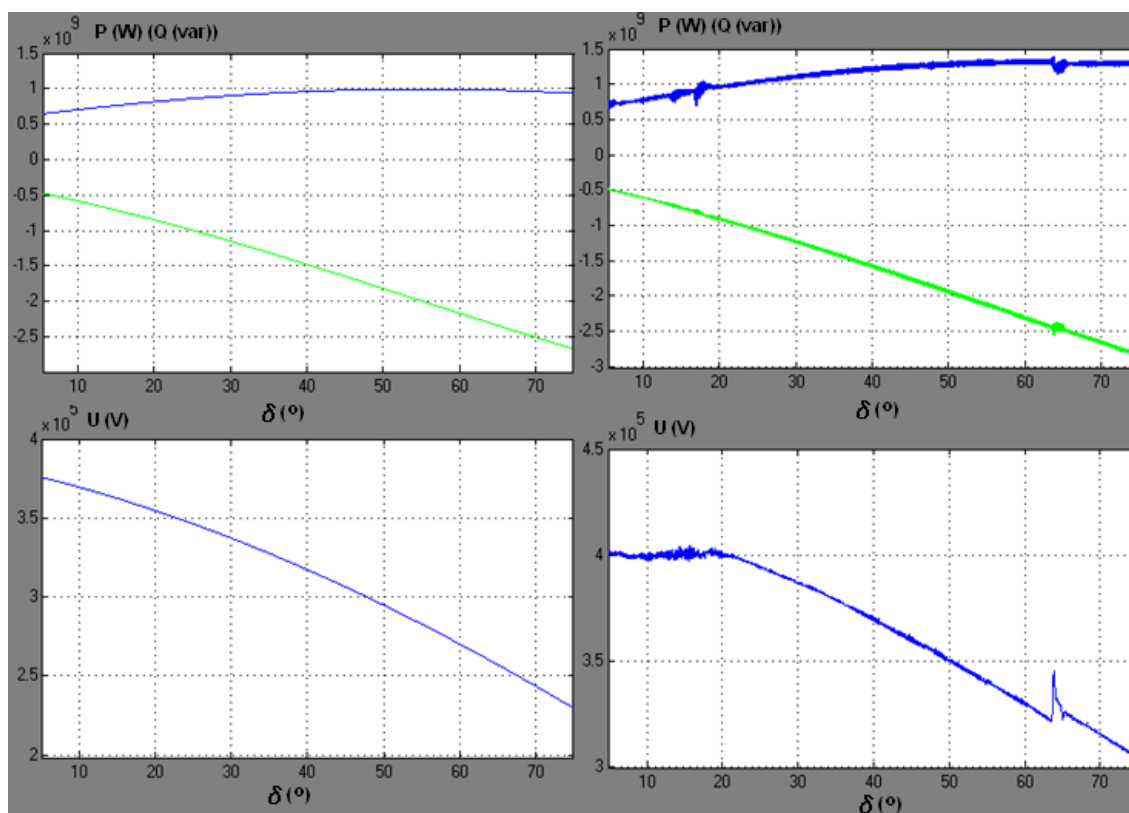


Figura 4.16 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), em função do ângulo de transmissão desde 40° (5 no gráfico) até 110° (75 no gráfico).

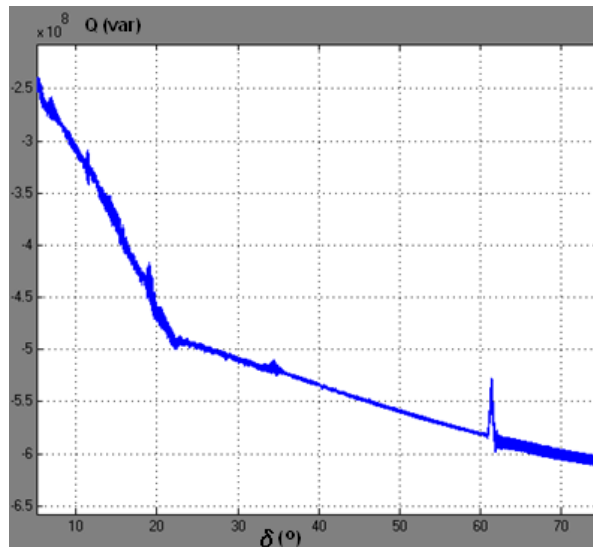


Figura 4.17 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM (incluindo impedâncias de acoplamento), em função do ângulo de transmissão desde 40° (5 no gráfico) até 110° (75 no gráfico).

Tabela 4.4 - Valores da potência activa e reactiva e da tensão no ponto central da linha, da potência activa consumida e da potência reactiva fornecida pelo STATCOM, obtidos a partir na figura 4.17.

δ (°)	P_{linha} (MW)	Q_{linha} (Mvar)	Q_{STATCOM} (Mvar)	$V_{\text{linha centro}}$ (kV)
45	690	-480	-254	400
50	850	-750	-376	400
55	930	-900	-450	400
60	1005	-1060	-499	396
70	1110	-1380	-530	382
80	1190	-1760	-559	367
90	1240	-2100	-576	347
100	1270	-2460	-593	329
110	1270	-2825	-605	308

Na figura 4.16 e 4.17 é notório que o STATCOM atingiu a sua capacidade nominal para um ângulo de transmissão de aproximadamente 57°. A partir desse ângulo, a tensão no ponto central da linha não foi capaz de seguir a referência imposta ao STATCOM. Na figura 4.17 é visível que a potência reactiva continuou a aumentar ligeiramente depois de o STATCOM atingir a sua capacidade nominal. Tal acontece devido à reactância de acoplamento, que consome mais energia reactiva (fornecida pela rede) à medida que aumenta a diferença entre os níveis de tensão presentes na saída do conversor e na linha.

Para obter melhores resultados que os verificados, só empregando um STATCOM de maior potência. No entanto o STATCOM simulado possui uma potência bastante considerável (com

uma potência aproximada de 500MVA para uma tensão de referência de 400kV como se pode ver pela figura 4.17).

Em suma, o STATCOM pode aumentar a potência transmitida pela linha de duas maneiras:

-Para os mesmos ângulos de transmissão praticados no caso em que não existe compensação, a existência de um STATCOM permite trânsitos de potências superiores (embora com um ganho percentual substancialmente baixo).

-O STATCOM permite que a linha possa adoptar ângulos de transmissão maiores sem comprometer a estabilidade já existente anteriormente, resultando no aumento da potência transmitida pela linha (com ganhos bastante consideráveis).

Esta capacidade é compartilhada pela generalidade dos compensadores em paralelo, apesar do melhor desempenho de uns em relação a outros.

4.5.2 - Aumento da Estabilidade Transitória

Neste conjunto de simulações foi demonstrada a capacidade do STATCOM em aumentar a estabilidade transitória do sistema. Foi considerada a linha de transmissão descrita anteriormente e implementada no PSIM segundo o modelo da figura 4.6. O leitor mais informado sobre a matéria já deve ter concluído isso do conjunto de simulações apresentadas na secção 4.5.1. No entanto, o tempo de resposta a transitórios é um factor importante, e nesta situação foi posta à prova a capacidade do STATCOM em injectar rapidamente a sua corrente máxima. Foram testadas duas situações:

-Variação brusca no nível de tensão do barramento emissor de forma a simular um curto-circuito algures a montante desse barramento. Através do controlo adequado da fonte de tensão que simboliza o barramento emissor, fez-se com que o ângulo de fase desse barramento se alterasse em função da diferença entre a potência transmitida e a potência produzida.

-Variação brusca no nível de carga no barramento receptor de forma a simular um deslastre massivo de carga algures a jusante desse barramento. Através do controlo adequado da fonte de tensão que simboliza o barramento emissor, fez-se com que o ângulo de fase desse barramento alterasse em função da variação do ângulo de fase do barramento receptor.

A variação do ângulo de fase no barramento emissor é afectado pelo coeficiente de inércia M . A variação desse ângulo (expressa em rad/s^2) é dada por (4.32), onde P_{rp} é a potência em regime permanente em que se considera o sistema em equilíbrio, P_l é a potência transmitida pela linha, δ é o ângulo de transmissão e D é a constante de amortecimento, que se considerou por hipótese igual a 0,1. Na expressão (4.32), a aceleração do ângulo de transmissão resulta na variação da frequência angular nos barramentos interligados.

Considerou-se que a energia mecânica fornecida aos geradores alocados a ambos os barramentos se manteve inalterada na simulação do transitório de tensão. Apenas o ângulo

de fase do barramento emissor tem regulação automática, sendo o do barramento receptor imposto, para simplificar o controlo do ângulo de transmissão da linha e sem prejuízo na validade dos resultados obtidos.

$$\frac{d^2\delta}{dt^2}M + \frac{d\delta}{dt}D = P_{rp} - P_l \quad (W) \quad (4.32)$$

4.5.2.1 - Simulação de um curto-circuito

Foi simulado um curto-circuito que diminuiu a tensão no barramento emissor para 0,1p.u durante 150ms, com início em t=5s e fim em t=5,15s, sendo depois a situação corrigida, voltando a tensão no barramento emissor ao seu valor inicial (1 p.u.). Dos vários casos simulados apresento os ilustrados nas figuras 4.18 a 4.23 e na tabela 4.5:

Caso 1: Potência de carga da linha igual a 400MW

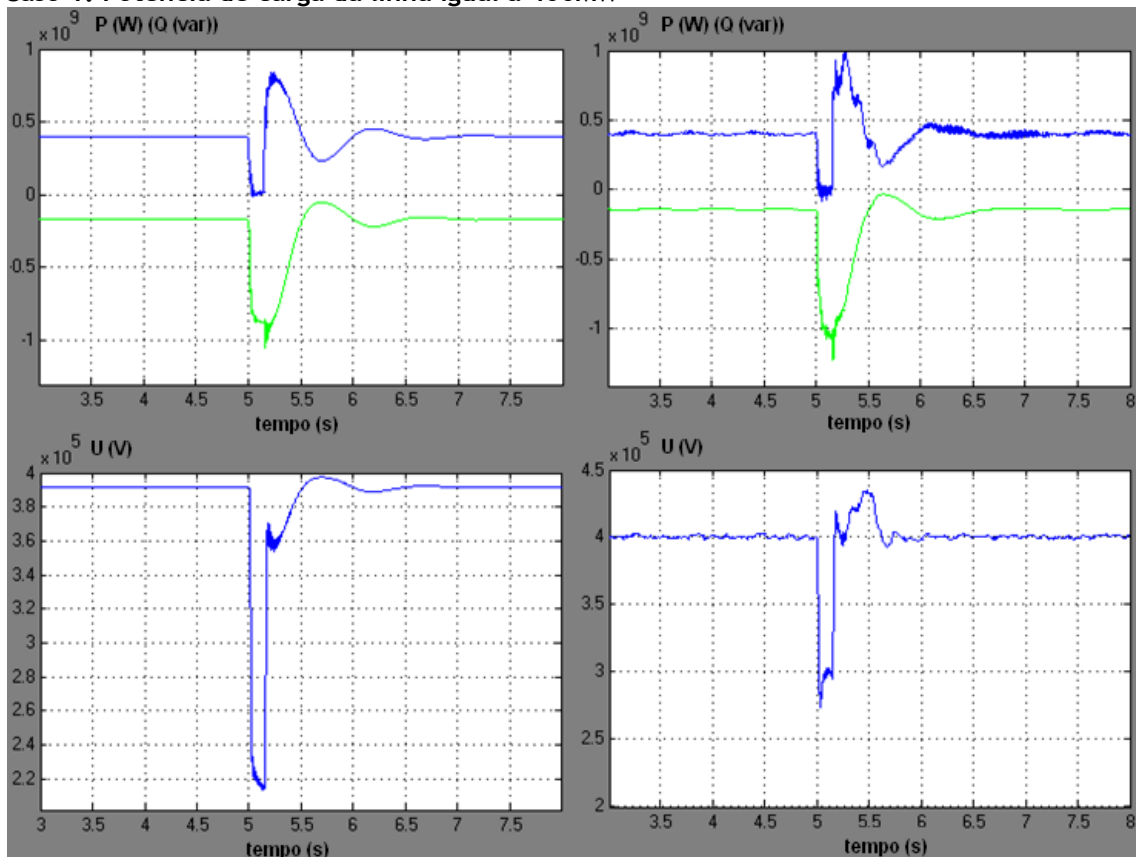


Figura 4.18 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 400MW.

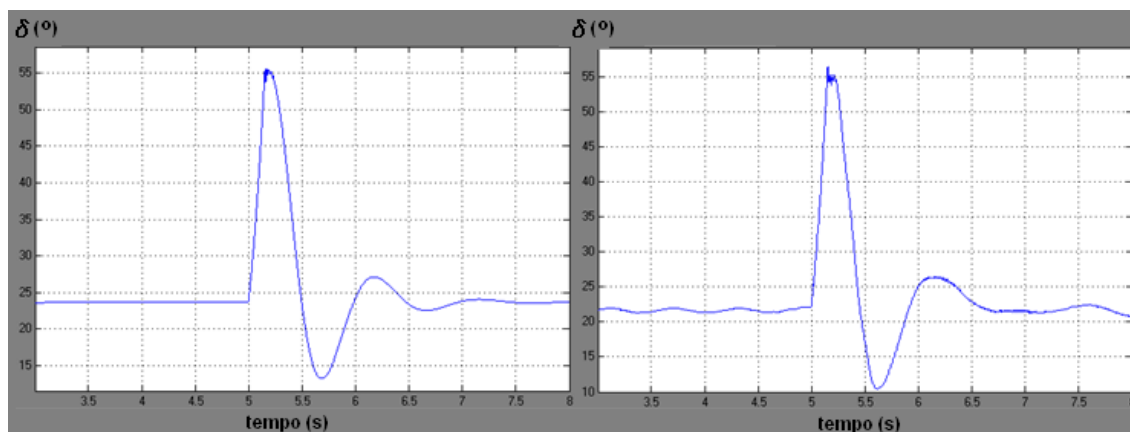


Figura 4.19 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 400MW.

Caso 2: Potência de carga da linha igual a 600MW

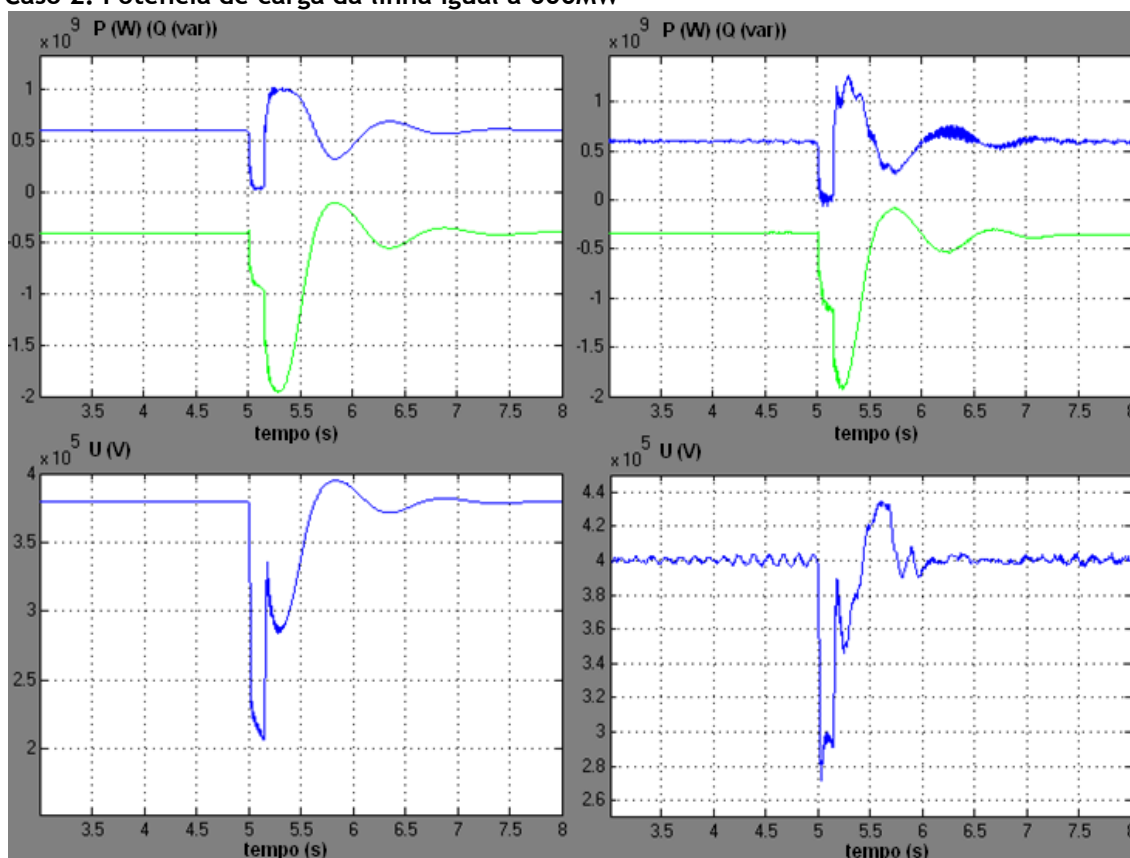


Figura 4.20 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 600MW.

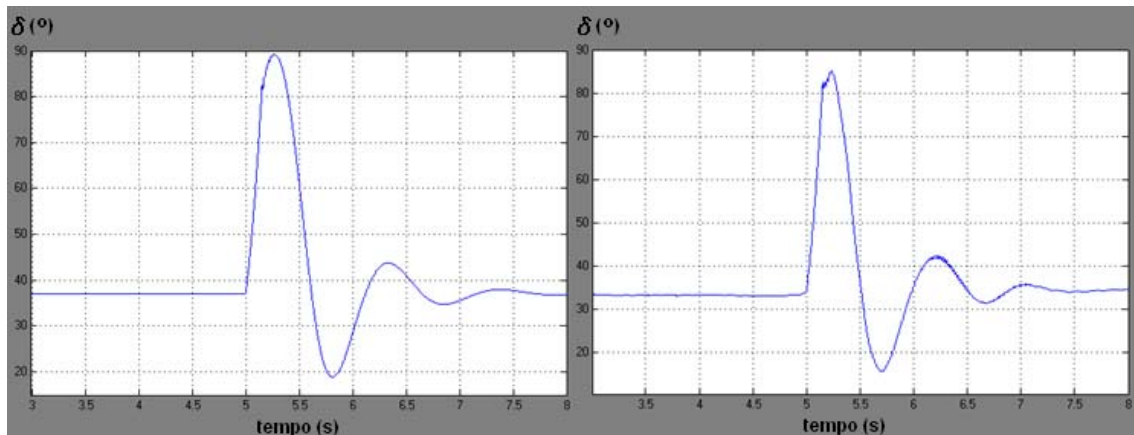


Figura 4.21 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 600MW.

Caso 3: Potência de carga da linha igual a 800MW

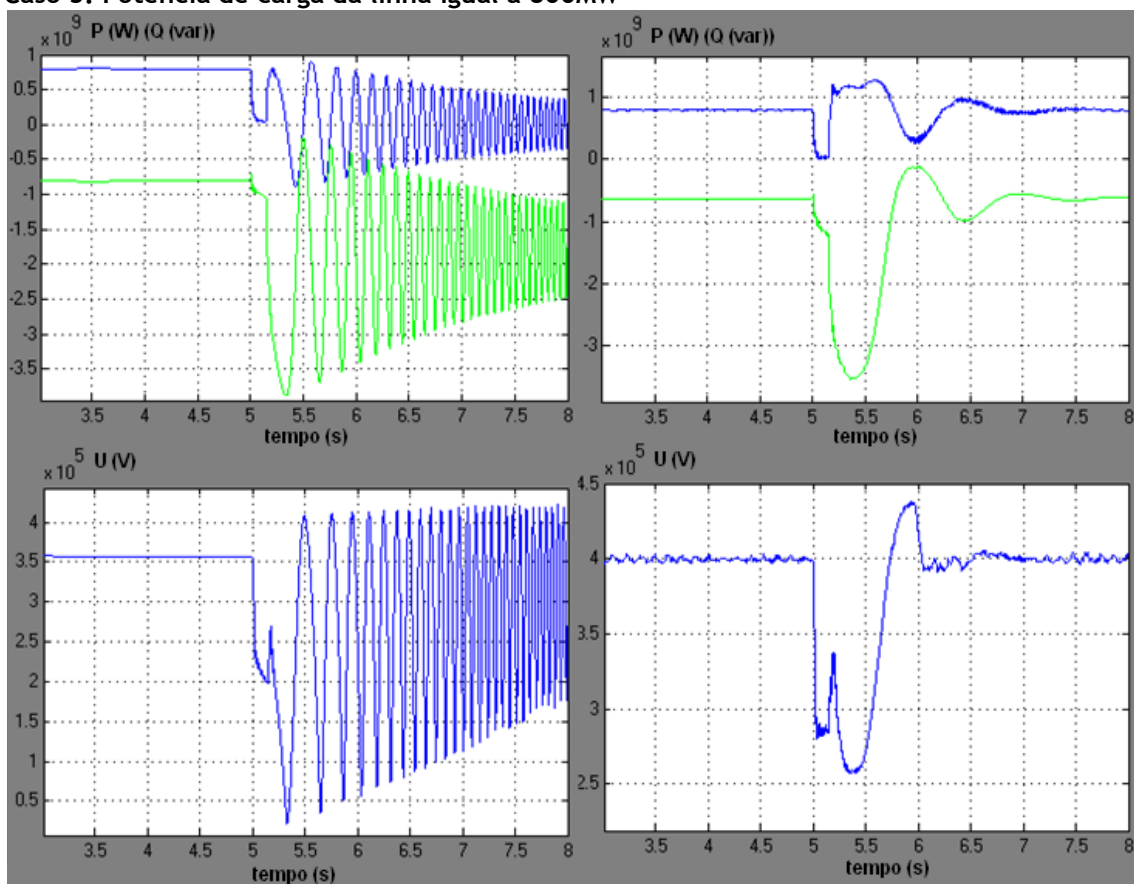


Figura 4.22 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 800MW.

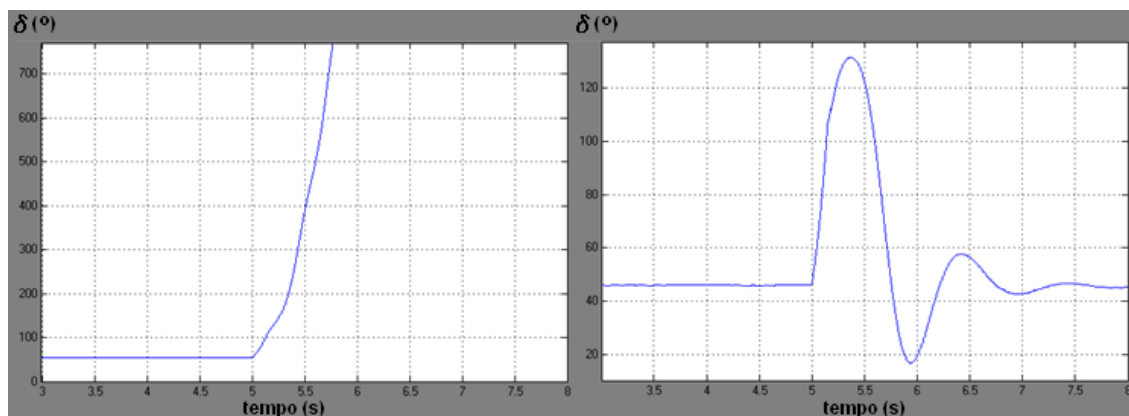


Figura 4.23 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma potência de carga na linha em regime estacionário de 800MW.

Os resultados das simulações nos casos 1 e 2 mostram que o sistema manteve o sincronismo depois do defeito, mesmo com o STATCOM desligado. No entanto é visível especialmente no caso 2 que o ângulo de fase máximo atingido no barramento emissor foi mais pequeno quando foi utilizado o STATCOM, que se relaciona com o facto do ângulo de transmissão em regime estacionário ser mais baixo quando é empregue o STATCOM. As figuras 4.18 e 4.20 mostram que a potência activa e reactiva na linha voltaram ao valor existente antes da ocorrência do defeito, evidenciando que o sistema se manteve estável após a correcção do curto-circuito. Nas figuras 4.19 e 4.21 é visível que o ângulo de fase do barramento emissor estabilizou depois da correcção do curto-circuito, evidenciando mais uma vez que o sistema se manteve estável. No caso 3, o sistema é incapaz de manter a estabilidade sem recurso ao STATCOM como se pode ver nas figuras 4.22 a 4.23. Na tabela 4.5 estão resumidos os resultados das simulações mais interessantes.

Tabela 4.5 - Avaliação da resposta do sistema ao curto-circuito simulado no barramento emissor.

Potência de carga da linha (MW)	Sem compensação		Com compensação	
	Desempenho	δ max (°)	Desempenho	δ max (°)
400	estável	55°	estável	54°
600	estável	89°	estável	84°
680	estável	121°	estável	98°
690	instável	∞	estável	99°
800	instável	∞	estável	132°
810	instável	∞	estável	140°
820	instável	∞	instável	∞

Recorrendo à tabela 4.5 pode-se ver que com o STATCOM é possível transportar pelo menos mais 200MW do que seria possível sem a existência de compensação na linha, sem que o barramento emissor e o barramento receptor percam definitivamente o sincronismo em caso de um curto-circuito acentuado como o que foi considerado.

4.5.2.2 - Simulação de uma perda súbita de carga

Foi simulada uma perda súbita de carga em $t=5s$, impondo uma variação repentina no ângulo de fase do barramento receptor. Considerou-se uma potência de carga na linha de transmissão de 800MW e que a potência produzida no barramento emissor mantém-se constante nos segundos que se seguem à ocorrência do transitório. Dos vários casos simulados apresentam-se os ilustrados nas figuras 4.24 a 4.27 e na tabela 4.6:

Caso 1: Variação de $+70^\circ$ no ângulo de fase do barramento receptor

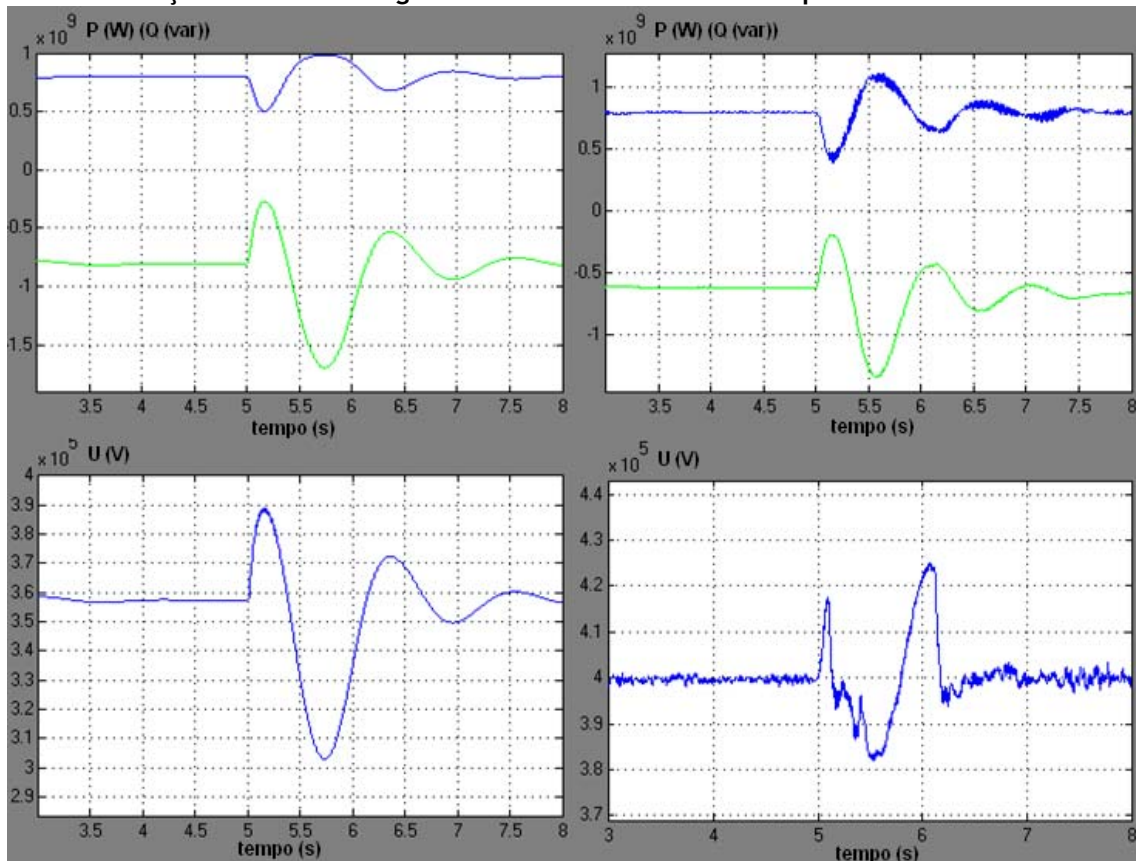


Figura 4.24 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de $+70^\circ$.

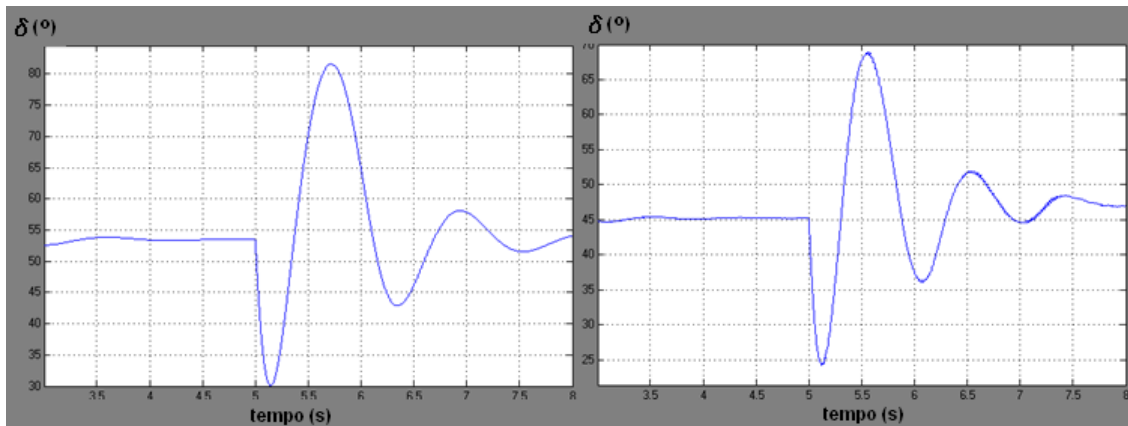


Figura 4.25 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de $+70^\circ$.

Caso 2: Variação de $+140^\circ$ no ângulo de fase do barramento receptor

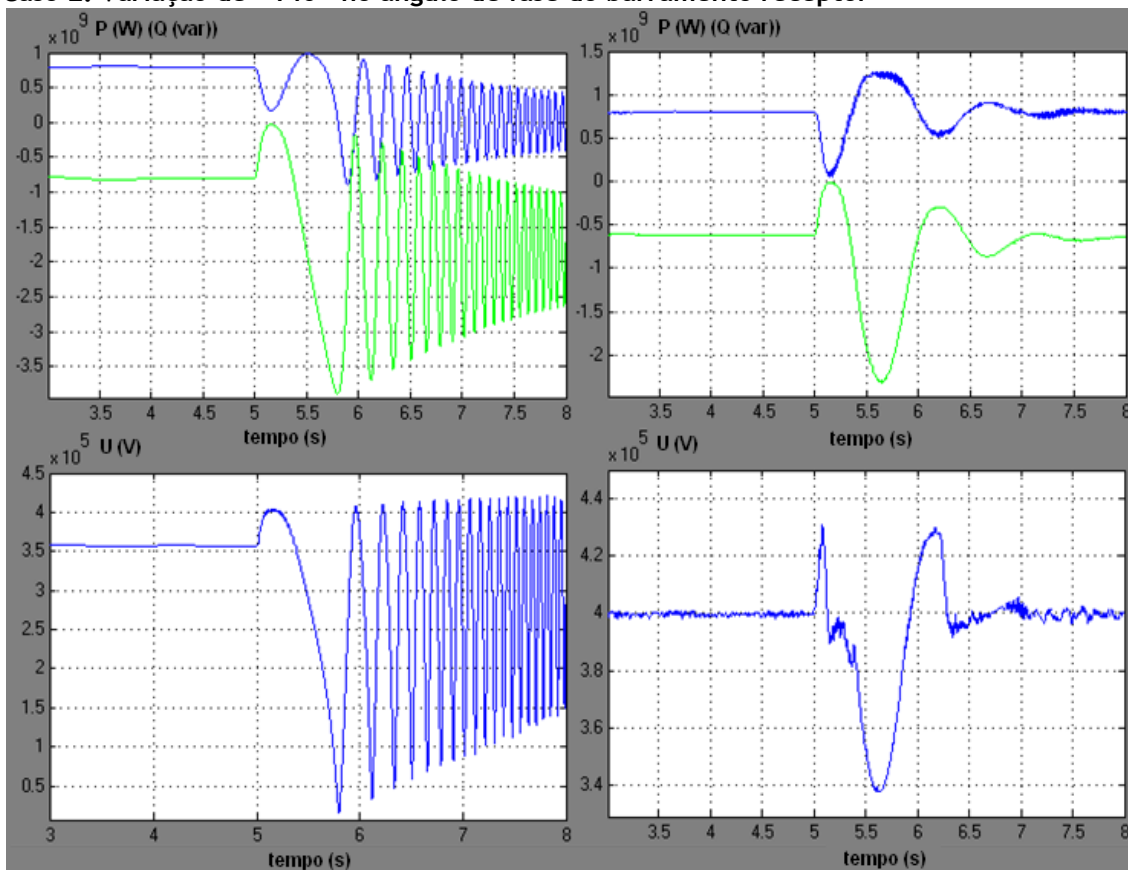


Figura 4.26 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de $+140^\circ$.

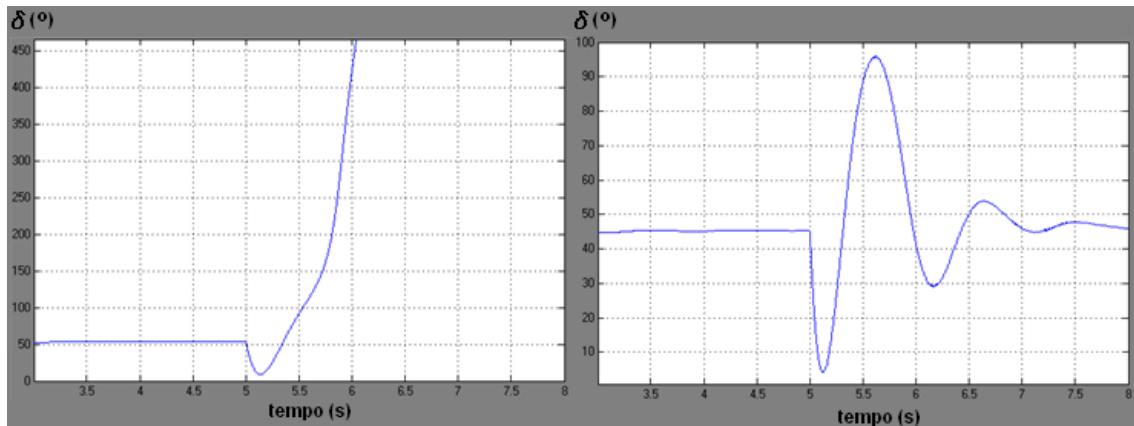


Figura 4.27 - Evoluções do ângulo de transmissão na linha de transmissão sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para uma variação no ângulo de fase no barramento receptor de $+70^\circ$.

No caso 1 é visível que o sistema se mantém estável, quer sem compensação ou com recurso ao STATCOM. No entanto pode ver-se que o sistema recupera um estado em regime permanente mais rapidamente com o STATCOM. Tal é mostrado nas formas de onda da tensão da figura 4.22, onde as oscilações devidas à variação da carga possuem uma duração inferior às existentes na situação sem compensação. O mesmo também pode ser visto quando se compara a evolução das formas de onda da potência transmitida na linha (figura 4.22) e na evolução do ângulo de transmissão (figura 4.23). Também a variação do nível de tensão devida à variação brusca de carga, é mais reduzida do que a verificada na situação sem compensação. Conclui-se então que o STATCOM permite que o sistema readquirir mais rapidamente uma operação em regime estacionário ao limitar a duração das variações dinâmicas resultantes da perda súbita de carga.

No caso 2 constata-se que o STATCOM permite que o sistema sobreviva a perdas de carga numa quantidade mais avultada, que numa situação sem compensação levaria à perda de sincronismo entre os barramentos emissor e receptor. No caso concreto ilustrado na figura 4.24, o sistema só sobrevive à perda de carga recorrendo ao STATCOM.

Tabela 4.6 - Avaliação da resposta do sistema à perda súbita de carga simulada no barramento receptor.

$\Delta\delta_{\text{barr. receptor}} (^\circ)$	Sem Compensação		Com Compensação	
	desempenho	$\delta \text{ max } (^\circ)$	desempenho	$\delta \text{ max } (^\circ)$
+70	estável	82	estável	69
+100	estável	106	estável	76
+110	instável	∞	estável	80
+140	instável	∞	estável	95
+190	instável	∞	estável	128
+200	instável	∞	instável	∞

Com base na informação contida na tabela 4.6, pode-se concluir que o STATCOM melhora significativamente a robustez do sistema contra a ocorrência de perdas súbitas de carga. O sistema aguenta variações no ângulo de transmissão que são quase o dobro daquelas que o sistema sem compensação pode aguentar.

Demonstrou-se assim experimentalmente que a compensação paralelo melhora o desempenho de uma SEE face à ocorrência de fenómenos transitórios. O STATCOM apresenta-se assim como uma solução interessante a aplicar em redes de transporte com pouca redundância, ou em interligações críticas entre diferentes subsistemas eléctricos de energia.

4.5.3 - Resposta contra cavas de tensão e sobretensões

Neste conjunto de simulações foi imposto uma cava de tensão (com início em $t=5$ e fim em $t=6$ correspondente a um decréscimo de 0,2 p.u. no barramento emissor) e uma sobretensão (com início em $t=8$ e fim em $t=9$ correspondente a um acréscimo de 0,2 p.u. no barramento emissor). Foi considerada a linha de transmissão e a linha de distribuição, descritas e implementada no PSIM segundo os modelos respectivos das figuras 4.6 e 4.10. A tensão de referência imposta ao controlador do STATCOM é de 1 p.u.

4.5.3.1 - Na rede de transporte

É visível na figura 4.28 que o STATCOM consegue eliminar a cava de tensão e a sobretensão. No entanto, é importante referir que se considerou um ângulo de transmissão de 20° . Para ângulos de transmissão maiores que 57° , o STATCOM não consegue seguir a referência de tensão, como foi visto na **secção 4.5.1**. Os picos de tensão existentes devem-se ao tempo de resposta do STATCOM, pois este não consegue responder instantaneamente. É possível ver também na figura 4.28 que a potência reactiva na linha aumenta durante a cava de tensão. Esse aumento é a potência reactiva injectada pelo STATCOM de modo a aumentar a tensão no sistema para o seu valor nominal.

Na figura 4.29 pode-se observar o comportamento do STATCOM em termos de injeção de reactiva na rede. É visível que o STATCOM injecta potência reactiva na rede de modo a compensar a cava de tensão, e absorve energia reactiva da rede para compensar a sobretensão.

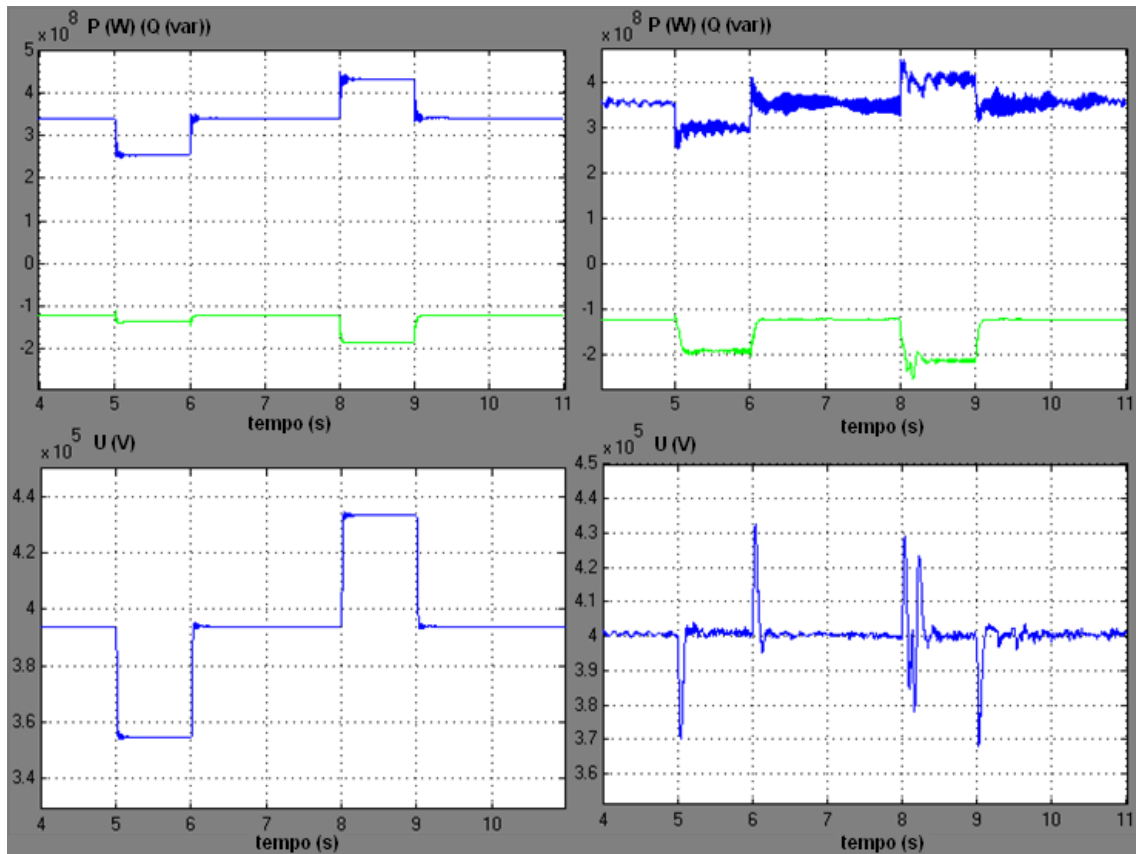


Figura 4.28 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de transmissão nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de uma cava de tensão e uma sobretensão.

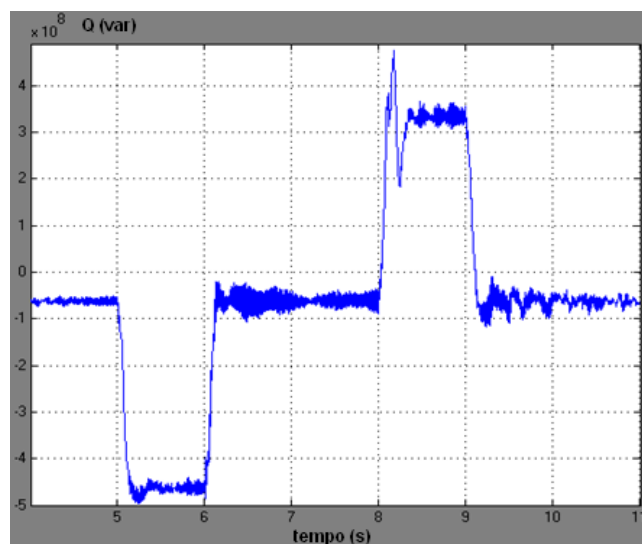


Figura 4.29 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM em regime estacionário e durante a ocorrência da cava de tensão e da sobretensão.

4.5.3.2 - Na rede de distribuição

Pode-se ver na figura 4.30 que o STATCOM consegue eliminar a cava de tensão e a sobretensão. Colocou-se uma carga de valor nominal igual a 316MVA (300MW + 100Mvar). Os picos de tensão existentes devem-se ao tempo de resposta do STATCOM, pois este não consegue responder instantaneamente. É possível ver também na figura 4.30 que a potência reactiva e a potência activa na carga se mantêm constantes. Tal acontece porque o STATCOM consegue impor uma tensão de valor eficaz constante nos terminais da carga.

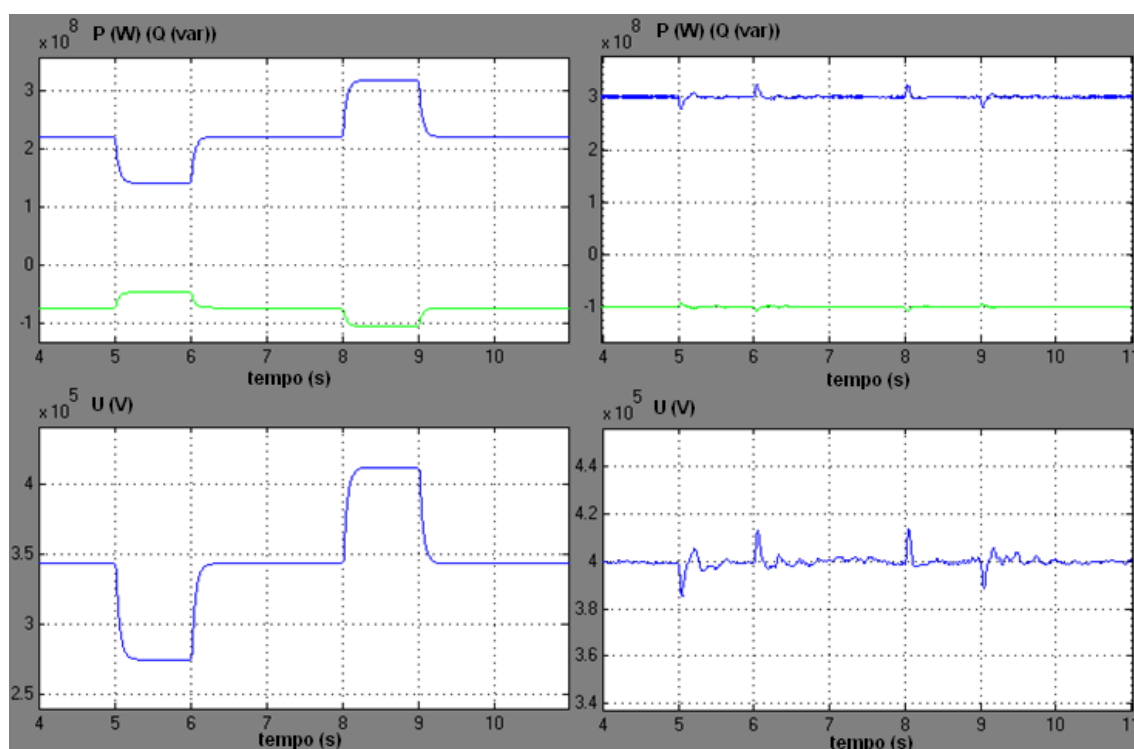


Figura 4.30 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de uma cava de tensão e uma sobretensão.

Na figura 4.31 pode-se observar o comportamento do STATCOM em termos de injeção de reactiva na rede de distribuição. É visível que o STATCOM injecta potência reactiva na rede de modo a compensar a cava de tensão, e absorve energia reactiva da rede para compensar a sobretensão.

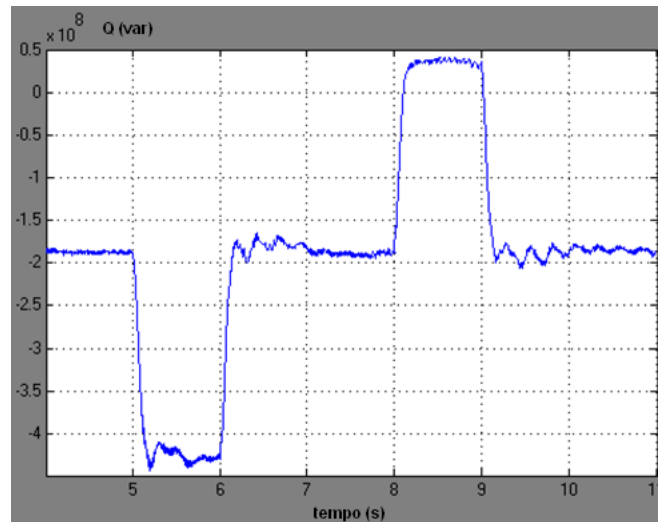


Figura 4.31 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM em regime estacionário e durante a ocorrência da cava de tensão e da sobretensão.

Demonstrou-se assim que a compensação paralelo consegue eliminar variações no nível de tensão nas redes de transporte e nas redes de distribuição, contribuindo para a melhoria da qualidade da energia fornecida. Mesmo que o STATCOM atingisse a sua potência nominal, existe sempre uma atenuação no valor das sobretensões e das cavas de tensão, em comparação com os sistemas de transporte e de distribuição sem compensação.

O STATCOM pode assim ajudar a manter os níveis de tensão num SEE dentro dos limites e com isso garantir os níveis de isolamento apropriados. Num caso mais particular e frequente nas redes de distribuição, o STATCOM com a sua capacidade de manter os níveis de tensão aproximadamente constantes, consegue atenuar os efeitos de cargas não lineares (como fornos de arco) na rede de distribuição.

4.5.4 - Resposta a variações discretas de carga

Neste conjunto de simulações foi imposto uma variação discreta na carga. Foi considerada a linha de distribuição, descrita e implementada no PSIM segundo o modelo da figura 4.10. A tensão de referência imposta ao controlador do STATCOM é de 1 p.u.

Em regime estacionário existe uma carga de valor nominal igual a 316MVA (300MW + 100Mvar) a ser alimentada. No instante $t=3s$ aparece uma carga adicional de valor nominal igual a 206MVA (200MW + 100Mvar). No instante $t=6s$ é adicionada outra carga de valor nominal igual a 206MVA (200MW + 100Mvar), sendo essa carga removida em $t=9s$. Esta sucessão de acontecimentos está ilustrada na figura 4.32. Na figura 4.32 pode-se observar que no caso sem compensação, as cargas não atingem o seu valor nominal. Isso acontece porque a tensão aplicada às cargas é inferior à tensão nominal do sistema e porque as cargas estão representadas com uma impedância fixa. Na situação compensada pelo STATCOM observa-se que as cargas já se aproximam dos seus valores nominais.

É possível observar que quando as três cargas se encontram ligadas, o STATCOM não consegue seguir a referência de tensão, e por isso a carga total não atinge o seu valor nominal. No entanto, pode ver-se que a situação em que não existe compensação é claramente pior, existindo um abatimento maior na carga e nos níveis de tensão aplicados à carga. Pode ver melhor essa comparação na tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Valor da potência activa e reactiva entregue às cargas, valor eficaz das tensões nos terminais das cargas e potência activa fornecida pelo STATCOM.

Carga (valor nominal)	Sem compensação			Com Compensação			
	P (MW)	Q (Mvar)	V (kV)	Q _{STATCOM} (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	V (kV)
316MVA	215	-75	344	-158	300	-100	400
522MVA	300	-90	305	-370	500	-150	400
728MVA	340	-95	270	-575	640	-175	380

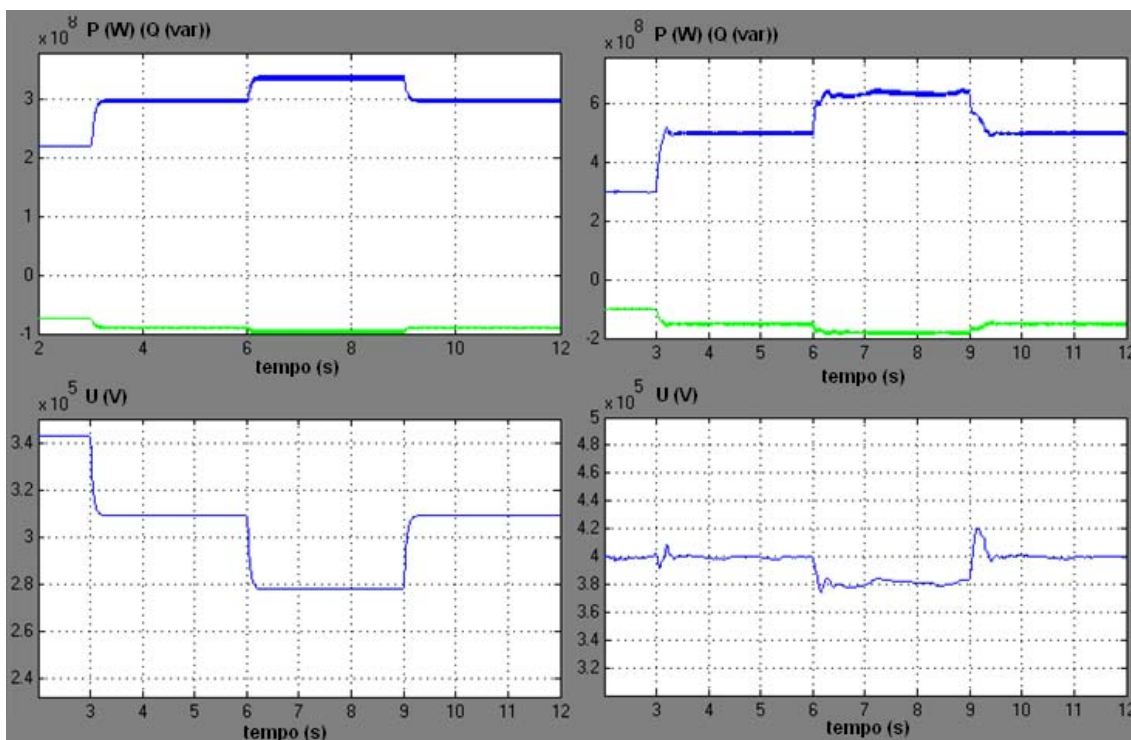


Figura 4.32 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem compensação (esquerda) e com compensação (direita), para a ocorrência de variações discretas de carga.

Na figura 4.33 pode-se observar o desempenho do STATCOM no que diz respeito à injeção de reactiva na linha. Como era de esperar, o STATCOM injecta mais reactiva para maiores cargas na linha, de modo a conseguir seguir a referência de tensão.

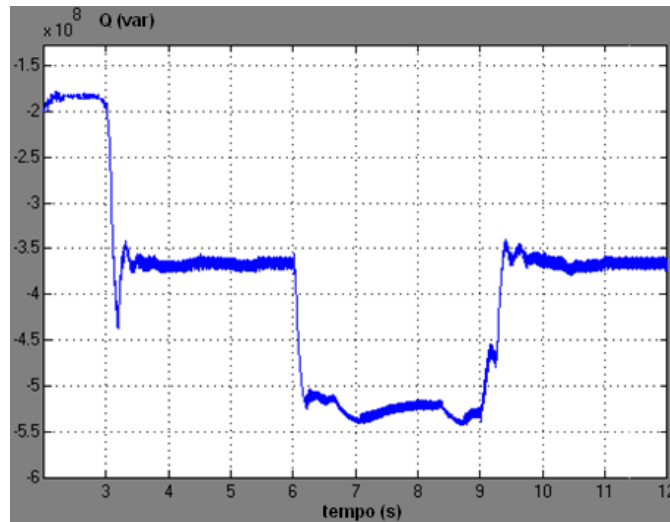


Figura 4.33 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os vários níveis de carga.

Demonstrou-se assim experimentalmente que um compensador paralelo pode melhorar a qualidade da potência fornecida, compensando as variações de tensão causadas pelas variações discretas de carga. O STATCOM consegue portanto atenuar os efeitos adversos causados nas redes de distribuição devido à entrada e saída de cargas de valor considerável da rede.

4.5.5 - Correção do factor de potência

Neste conjunto de simulações considerou-se a linha de distribuição, descrita e implementada no PSIM segundo o modelo da figura 4.10. A tensão de referência imposta ao controlador do STATCOM é de 1 p.u. A carga alimentada pela linha possui um valor nominal de 316MVA (300MW + 100Mvar). O objectivo foi anular a potência reactiva fornecida pelo barramento emissor, sendo a carga reactiva de 100Mvar alimentada pelo STATCOM.

Na figura 4.34 é visível que a tensão aplicada aos terminais da carga é maior, proporcionando um valor mais elevado para a potência consumida pela carga. Isto acontece porque através da correção do factor de potência, a queda de tensão na linha de distribuição é mais reduzida devido à diminuição do trânsito de potência reactiva na linha de transmissão. Com a correção total do factor de potência efectuada na extremidade da linha que alimenta a carga, a única energia reactiva a circular na linha de transmissão é a necessária para alimentar a própria indutância da linha.

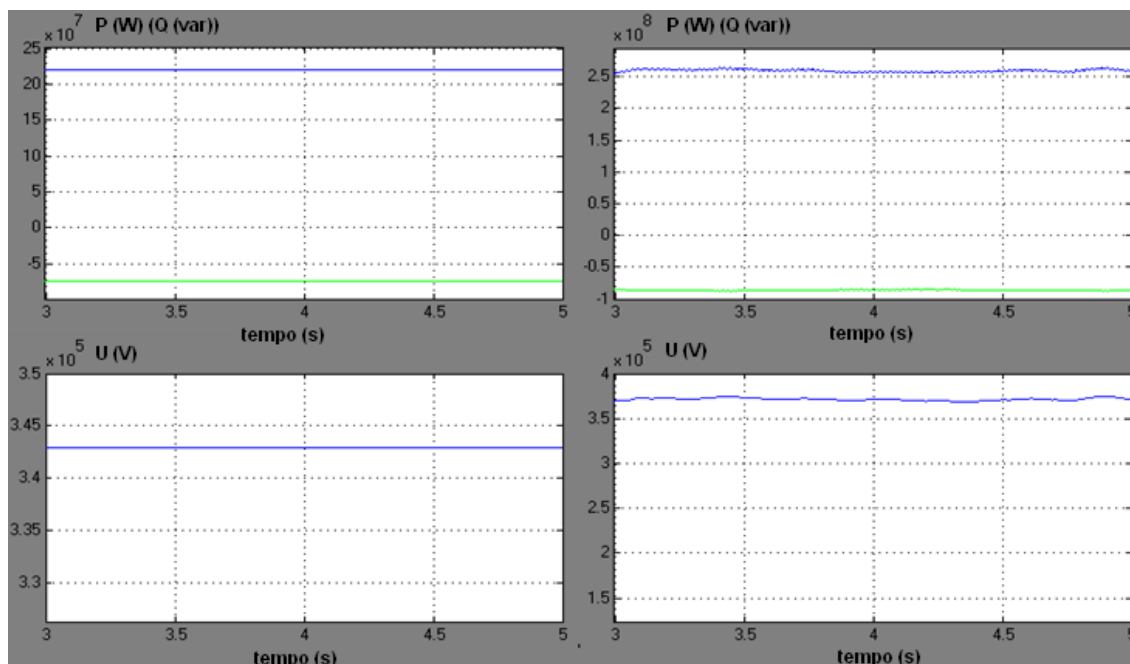


Figura 4.34 - Potências activa (azul) e reactiva (verde) nos gráficos do topo, e tensão na linha de distribuição nos gráficos do fundo. Resultados obtidos sem correcção do factor de potência (esquerda) e com correcção do factor de potência (direita).

Na figura 4.35 fica evidente a compensação do factor de potência na linha de distribuição, que é quase total. Pode ver-se que a potência reactiva mostrada na figura 4.35 na situação sem compensação, é agora fornecida pelo STATCOM, se olharmos para a figura 4.36.

A potência injectada pelo STATCOM é levemente superior, porque este está colocado na extremidade da linha que alimenta as cargas. Sendo a compensação do factor de potência feita de modo a anular a potência reactiva na extremidade da linha ligada ao barramento emissor, o STATCOM fica também responsável por alimentar a reactância da linha de distribuição.

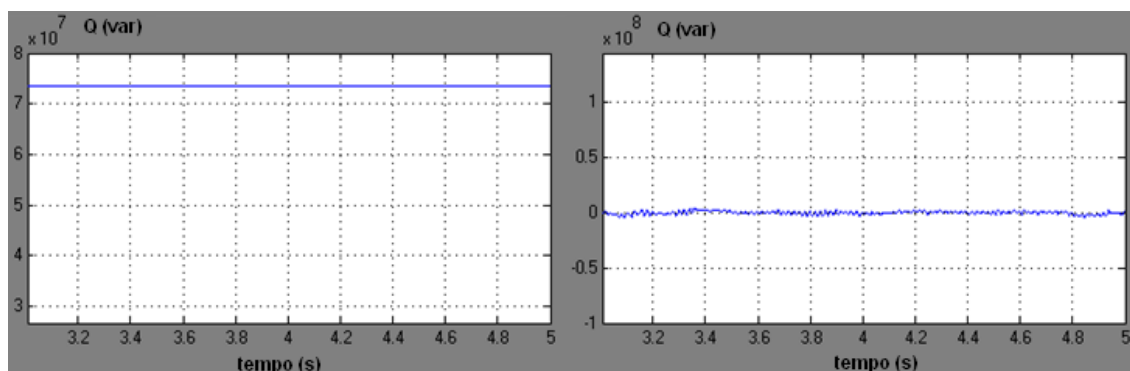


Figura 4.35 - Potência reactiva em trânsito na linha de distribuição (no lado do barramento emissor) sem correcção do factor de potência (esquerda) e com correcção do factor de potência (direita).

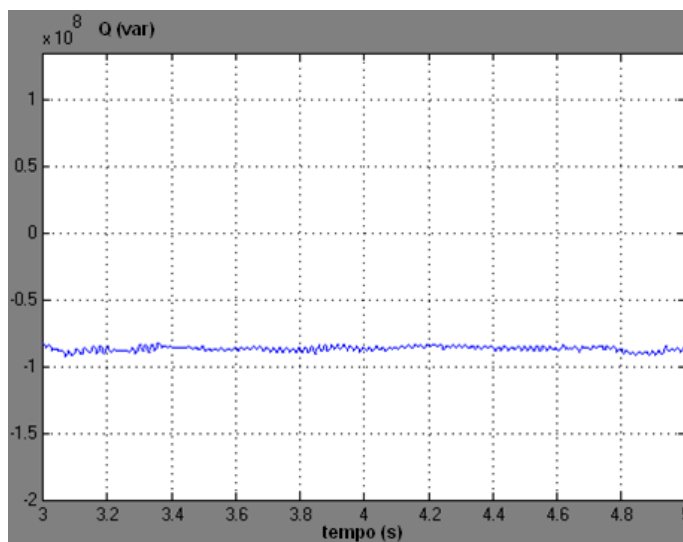


Figura 4.36 - Potência reactiva fornecida pelo STATCOM durante a correcção do factor de potência.

Demonstrou-se assim experimentalmente a capacidade do STATCOM em melhorar a qualidade da energia fornecida através da correcção do factor de potência. O STATCOM consegue por isso minimizar os efeitos adversos que um elevado número de cargas indutivas pode trazer às redes de distribuição.

4.6 - Sumário

Neste capítulo foi realizada a construção de um modelo de simulação de um STATCOM inserido numa rede de transporte e numa rede de distribuição. As principais conclusões a reter deste capítulo são breves, mas fundamentais para o que se pretendia demonstrar nesta dissertação, e podem ser resumidas nos pontos seguintes:

1 - O STATCOM mostrou-se eficaz no aumento da capacidade de transmissão da linha, demonstrando a sua capacidade de alargar os limites de estabilidade estática de uma linha de transmissão e aumentar a sua capacidade de transmissão.

2 - O STATCOM mostrou ser capaz de aumentar a robustez do sistema na ocorrência de fenómenos transitórios, tais como curto-circuitos e deslambres repentinos de carga. O facto do curto-circuito considerado ter uma duração relativamente pequena (150ms) pretendeu mostrar que o tempo de resposta reduzido do STATCOM é de facto uma característica importante. Isso está patente nos resultados obtidos, pois o melhoramento no desempenho do sistema, verificado com a inclusão do STATCOM, é bastante considerável.

3 - O STATCOM mostrou-se capaz de atenuar ou eliminar flutuações nos níveis de tensão com origem a montante da rede de distribuição, mantendo os níveis de tensão próximo dos valores nominais, tanto na rede de transporte como na rede de distribuição.

4 - O STATCOM, no papel de um D-STATCOM, mostrou-se capaz de atenuar ou eliminar flutuações nos níveis de tensão resultantes da variação da carga, mantendo os níveis de tensão próximos dos valores nominais.

5 - O STATCOM, no papel de um D-STATCOM, mostrou-se eficaz na correcção do factor de potência numa linha de distribuição, apesar da existência de cargas indutivas de valor considerável.

Capítulo 5

Conclusão

5.1 - Resultados principais

Nesta dissertação procurou-se esclarecer e evidenciar a importância crescente dos dispositivos FACTS nas redes de Transporte e de Distribuição. O esclarecimento passou pela referência a todos os dispositivos FACTS mais relevantes e a sua caracterização nos aspectos mais importantes. A evidenciação passou pela simulação de um dispositivo FACTS (neste caso um STATCOM) inserido numa rede de transporte e numa rede de distribuição.

Foram expostos os principais problemas característicos da transmissão de potência de corrente alternada assim como os problemas principais que dificultam a expansão e reforço dos SEE. Nos dias actuais e no futuro prevê-se que a infiltração da produção dispersa e a desregulação crescente dos mercados de energia eléctrica sejam grandes desafios na operação dos SEE. A solução destes dois novos problemas passa principalmente pelo aumento da capacidade de transmissão e pelo controlo do fluxo de potência numa linha de transmissão. Pelo que foi visto no capítulo 3, a lista de soluções para estes dois objectivos é extensa, mas não é exaustiva.

Dos meios tradicionais de compensação apenas o condensador síncrono possui desenvolvimentos recentes que o tornam ainda hoje numa solução a ter em conta quando se pretende uma compensação dinâmica de uma linha de transmissão. Esses desenvolvimentos passam pelo recurso à tecnologia dos supercondutores.

Os dispositivos FACTS baseados em reactâncias passivas e no tiristor são uma tecnologia relativamente madura e economicamente interessante, conseguindo solucionar uma grande parte dos problemas de um SEE de forma satisfatória.

Os dispositivos FACTS baseados em conversores constituem a vanguarda da tecnologia FACTS. Este tipo de dispositivos FACTS encontra-se ainda em grande desenvolvimento e possui desempenhos superiores à tecnologia FACTS baseada em reactâncias passivas e baseadas no tiristor. Mas estes dispositivos são relativamente mais caros, mas espera-se que no futuro isso se altere com a expansão do mercado e com a evolução dos semicondutores auto comutáveis.

Na simulação do STATCOM conclui-se que de facto um dispositivo FACTS baseado em conversores possui uma boa flexibilidade de operação. Apresenta-se como uma boa solução para as redes de transporte no que se refere ao aumento do limite de estabilidade estática de uma linha e ao aumento da robustez do SEE durante a ocorrência de fenómenos transitórios. Nas redes de distribuição aparece como uma boa alternativa para melhorar a qualidade da potência fornecida. Consegue filtrar flutuações no nível de tensão, quer originários da rede, quer originários das próprias cargas. O STATCOM mostrou-se também bastante eficaz na correcção do factor de potência numa linha de distribuição.

Mas ao leitor mais atento devem ter sobressaído alguns aspectos intrigantes. Justifica-se de seguida aqueles que nos parecem mais importantes:

1 - Ruído nas formas de onda do valor eficaz da tensão e nas formas de onda da potência activa e reactiva medidas: Este foi um problema com o qual se despendeu bastante tempo. Procurou-se em primeira-mão atenuar este problema através da regulação dos ganhos dos controladores PI do controlador do STATCOM para valores óptimos, passando depois pela colocação de um filtro de harmónicos e na selecção dos métodos de medida mais adequados. De facto o Matlab/Simulink não disponibiliza blocos que permitam medir com precisão as formas de onda de potência quando estas possuem conteúdo harmónico, o que limitou um pouco a qualidade dos resultados obtidos. Por outro lado, é tarefa árdua estabelecer um controlador que responda igualmente bem a todas as situações possíveis, e por isso não me surpreende que o controlador do STATCOM tenha apresentado algum comportamento oscilatório em determinadas situações. Foi um problema em que o sucesso na sua solução ficou aquém do possível, pois os conhecimentos em teoria de controlo não são ainda os mais adequados a ponto de permitirem um dimensionamento eficiente de um controlador deste tipo.

2 - Aprofundamento reduzido no que se refere ao dimensionamento do STATCOM: Sobre este aspecto convém salientar que o dimensionamento de um STATCOM não é o objectivo principal desta dissertação. Pretendia-se incidir mais sobre a sua modelação teórica e a comprovação da sua eficácia quando aplicado nas redes de transporte e de distribuição. Caso fosse decidido incluir uma análise profunda do STATCOM, esta dissertação tornar-se-ia demasiado extensa. No entanto, a construção de um STATCOM passa pelo seu dimensionamento. Se o interesse o justificar, dos documentos mencionados na lista de referências, recomendo que se consulte o documento “Projecto e Simulação de um Controlador FACTS para Maximização da Controlabilidade e Capacidade de Transmissão do Sistema Eléctrico de Transmissão de Potência” [16], que serviu de base para o dimensionamento do conversor do STATCOM, da reactância de acoplamento e do condensador DC.

Para além das dificuldades que se verificaram na obtenção dos ganhos adequados para os controladores PI do controlador do STATCOM, foi possível atingir todos os objectivos principais a que nos propusemos nesta dissertação. As principais conclusões encontram-se resumidas nos pontos que se seguem:

1 - Conseguiu-se construir um modelo de simulação de um dispositivo FACTS a partir dos modelos matemáticos teóricos. No nosso caso foi implementado um STATCOM. Apesar do modelo de simulação ser relativamente específico, é possível deduzir que qualquer modelo de simulação computacional pode ser montado desde que se conheçam os princípios teóricos e as equações matemáticas que o regem. Tendo em conta o título desta dissertação, este era de facto o objectivo principal.

2 - Foi possível comprovar a teoria da compensação descrita no capítulo 2. É certo que as simulações presentes no capítulo 4, apenas abordam a compensação paralelo, mas o facto de ter sido possível comprovar um dos métodos de compensação descritos no capítulo 2, deixa antever que, seguindo o mesmo princípio descrito no ponto anterior, seria perfeitamente possível fazer o mesmo para a compensação série e para a compensação do ângulo de fase. Tal não foi considerado apenas porque, tendo em conta o tempo disponibilizado para a realização desta dissertação, seria uma tarefa demasiado árdua.

3 - Por último, deixo uma nota referente à utilização do Matlab/Simulink em conjunto com o PSIM através da ferramenta “Simcoupler”. Este objectivo foi incluído nesta dissertação por sugestão do meu orientador. Os motivos prendem-se em boa parte com a curiosidade, pois trata-se de algo inovador e não existem muitos artigos que utilizem esta ferramenta.

5.2 - Perspectivas de Trabalho Futuro

O facto de a tecnologia FACTS ainda se encontrar em franco desenvolvimento, proporciona múltiplas oportunidades de Trabalho e pesquisa sobre esta matéria. Caso se mantenha uma certa continuidade com esta dissertação, seria interessante analisar outras capacidades interessantes que um STATCOM pode disponibilizar e que não foram aqui simuladas. Pode-se referir a título de exemplo:

- Eliminação do efeito de Flicker
- Filtragem de conteúdos Harmónicos
- Operação sob condições de desequilíbrios na rede
- Amortecimento de oscilações de potência

O STATCOM modelado nesta dissertação não é adequado para realizar com eficácia as quatro acções referidas porque:

-Possui uma topologia do mais simples possível, injectando um conteúdo harmónico não desprezável.

-Utiliza uma frequência de comutação relativamente baixa (500Hz), impossibilitando a eliminação do efeito flicker ou de conteúdos harmónicos de forma eficaz

-Não é capaz de detectar as componentes simétricas inversa e homopolar e nem tão pouco de as gerar, pelo que o desempenho do STATCOM é degradado em tais condições de operação.

A solução passa pelo emprego de topologias de conversão e de controlo mais completas. Quanto à frequência de comutação, esta foi limitada pelo desempenho dos programas de simulação empregues e dos meios informáticos disponibilizados.

Se aliarmos a este aspecto a expansão da produção dispersa, estamos a considerar um dos motivos que no futuro poderá justificar a implementação de dispositivos FACTS cada vez mais versáteis. Apesar das eventuais dificuldades existentes, seria interessante estudar as capacidades de um dispositivo FACTS no seio de uma rede de distribuição com elevada penetração de produção dispersa.

Referências

- [1] Akagi, H. and Maharjan, L., “A Battery energy Storage System Based on a Multilevel Cascade PWM Converter”, IEEE, Toquio, Japão, 2009.
- [2] Ali, M. H., Wu, B. and Dougal, R. A., “An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 1, nº1, IEEE, Abril de 2010, pp. 38-47.
- [3] Aspalli, M. S., and Wamanrao, A., “Sinusoidal Pulse Width Modulation (SPWM) With Variable Carrier Synchronization for Multilevel Inverter Controllers”, IEEE
- [4] Boonchiam, P., Apiratikul, P. and Mithulananthan, N., “Detailed Analysis of Load Voltage Compensation for Dynamic Voltage Restorers”, IEEE, Tailândia.
- [5] Brochu, J., Pelletier, P., Beaugard, F. and Morin, G., “The Interphase Power Controller: A new concept for managing power flow within AC networks”, IEEE Transactions on power delivery, IEEE, Quebec, Canada, 2 de Abril de 1994, pp. 833-841
- [6] Chan, K. and ABB High Voltage Technologies Ltd., “Technical and Performance Aspects of a Dynamic Voltage Restorer”, IEEE, 11 de Fevereiro de 1998.
- [7] D.M. Larruskain, I. Zamora, A.J. Mazón, O. Abarrategui, J. Monasterio, “Transmission and Distribution Networks: AC versus DC”, University of the Basque Country, Bilbao, Spain
- [8] Davies, A.E., B.Eng.(Tech.), Ph.D., C.Eng., M.I.E.E., J.J. Uriola Sereno, M.Ph. and D.M. German, B.Sc.(Tech.), C.Eng., M.I.E.E., “Modelling of saturated reactor compensator for system studies”, IEE proceedings, Vol. 132, Pt. C, IEEE, 1985, pp. 1-5
- [9] Divan, D., “Improving Power Line Utilization and Performance With D-FACTS Devices”, IEEE, Atlanta, EUA, 2005.
- [10] Divan, D., Johal, H., “Distributed FACTS—A New Concept for Realizing Grid Power Flow Control”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, nº 6, IEEE, Novembro de 2007, pp. 2253-2260.
- [11] Dixon, R., Morán, L., Rodríguez, J., and Domke, R., “Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review”, Proceedings of the IEEE, Vol 93, Nº 12, IEEE, Santiago, Chile, 2005, pp. 1-21.
- [12] E. Uzunovic, B. Fardanesh, L. Hopkins, B. Shperling, S. Zelingher, A. Schuff, “NYPA Convertible Static Compensator (CSC) Application Phase I: STATCOM”, IEEE, 2001
- [13] Encarnação, L. F., Emmerik, E. L., and Aredes, M., “An Optimized Cascaded Multilevel Static Synchronous Compensator for Medium Voltage Distribution Systems”, Electrical Engineering Program, COPPE/UFRJ, Power Electronic Laboratory, IEEE, Rio de Janeiro, Brasil, 2008, pp. 1-7
- [14] Fajri, P., Afsharnia, S., “A PSCAD/EMTDC Model for Distributed Static Series Compensator (DSSC)”, Second International Conference on Electrical Engineering, IEEE, Lahore, Paquistão, Março de 2008.
- [15] Farmad, M., Farhangi, S., Afsharnia, S. and Gharehpetian, G. B., “Application of voltage source converter in interphase power controller for power flow control and fault limitation”, IEEE, Tehran, Iran, 2008
- [16] Ferreira, J. M. T. (2005). “Projecto e Simulação de um Controlador FACTS para Maximização da Controlabilidade e Capacidade de Transmissão do Sistema Eléctrico de

- Transmissão de Potência”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal.
- [17] Franklin, Gene F., Powel, J. D. and Workman, M. L., (1997), Digital control of dynamic systems, Menlo Park, EUA, CA: Addison Wesley,
- [18] Hayes, R., Humpage, W. D., Choi, S. S., Tunnicliffe, A., Nguyen, T.T., “Response of saturated-reactor compensators in system-fault operating conditions”, IEE PROCEEDINGS, Vol. 134, Novembro, 1987
- [19] Hingorani, N. G., “FACTS Technology - State of the Art, Current Challenges and the Future Prospects”, IEEE, 2007, pp. 1-4
- [20] Hingorani, N. G and Gyugli, L. (2000). Understanding FACTS. Piscataway, USA, IEEE Press.
- [21] Ishida, R., and Matsui, K., “Various Harmonic Characteristics of SVC using NPC-PWM Inverter”, ISIE Conference, IEEE, Pusan, Korea, 2001, pp 465-470.
- [22] Jalayer, R., and Mokhtari, H., “A Simple Three-phase Model for Distributed Static Series Compensator (DSSC) in Newton Power Flow”, IEEE, 2009.
- [23] K. M. Rogers, and T. J. Overbye, “Some Applications of Distributed Flexible AC Transmission System (D-FACTS) Devices in Power Systems”, IEEE, 2008.
- [24] Kalsy, S., Madura, D. and Ross, M., “Performance of Superconductor Dynamic Synchronous Condenser on an Electric Grid”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, IEEE, Dalian, China, 2005, pp. 1-5.
- [25] Lee, K., Koizumi, H., and Kurokawa, K., “Voltage Control of D-UPFC between a Clustered PV System and Distribution System”, IEEE, Toquio, Japão.
- [26] Lee, K., Yamaguchi, K., and Kurokawa, K., “Case study of distribution-Unified power flow controller (D-UPFC) in the clustered PV system”, The 7th Internacional Conference on Power Electronics, IEEE, Daegu, Coreia do Sul, IEEE, Outubro de 2007.
- [27] Lega, Alberto., Mengoni, M., Serra, G., Tani, A., and Zarri, L., “General Theory of Space Vector Modulation for Five-Phase Inverters”, IEEE, Bologna, Italy, 2008, pp. 1-8
- [28] Mariun, N., Masdi, H., Bashi, S. M., Mohamed, A., and Yusuf, S. “Design of a Prototype D-Statcom using DSP Controller for Voltage Sag Mitigation”, IEEE, 2006.
- [29] Masdi, H., Mariun, N., Mahmud, S., Mohamed, A. and Yusuf, S., “Design of a Prototype D-Statcom for Voltage Sag Mitigation”, National Power & Energy conference (PECon), IEEE, Kuala Lumpur, Malasia, 2004, pp. 61-66.
- [30] Mohammadi, M. and Gharehpetian, G. B., “Thyristor controlled interphase power controller modeling for power system dynamic studied”, IEEE, Tehran, Iran, 2004.
- [31] Mohd. H, A., Bin Wu, and Roger A. Dougal, “An Overview of SMES Applications in Power and Energy Systems”, IEEE, 2010
- [32] Pereira, I. F. B. F., (2008) “Projectar, Simular e Implementar um Inversor Multinível” Tese de Mestrado Integrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal.
- [33] Powersys SARL, “Tutorial: How to use simcoupler”.
- [34] Ramey, D. G., and Henderson, M., “Overview of a Special Publication on Transmission System Application Requirements for FACTS Controllers”, IEEE, 2007
- [35] Ramli, S. M., (2008), “Modelling of saturated reactor compensator for system studies” Tese de Mestrado, Queensland University of Technology, Queensland, Australia.

- [36] Ray, B., "FACTS Technology application to retire aging transmission assets and address voltage stability related reliability challenges in San Francisco bay area", IEEE, 2003, pp. 1113-1120
- [37] Reed, G., Pacerba, J., Croasdaile, T., Takeda, M., Hamasaki, Y., Aritsuka, T., Morishima, N., Jochi, S., Iyoda, I., Nambu, M., Toki, N., Thomas, L., Smith, G., LaForest, D., Allard, W. and Haas, D., "The VELCO STATCOM-Based Transmission System Project", IEEE, 2001
- [38] Singh, S. N. (2003). Electric Power Generation, Transmission and Distribution. Nova Deli, India, Prentice-Hall of India Private Limited.
- [39] Song, Y. H. e Johns, A. T. (1999). Flexible AC transmission systems (FACTS). Londres, Reino Unido, The Institution of Electrical Engineers (IEE).
- [40] Teleke, S., Abdulahovic, T., Thiringer, T., and Svensson, J., "Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC", IEEE, 2008, pp. 1-7.
- [41] Tyll, H.K. and Schettler, F. "Históric overview on dynamic reactive power compensation solutions from the begin of AC power transmission towards present applications". IEEE Power Systems Conference and Exposition, IEEE, 2009, pp. 1-7.
- [42] Vilathgamuwa, M., Wijekoon, H. M. and Choi, S. S., "A Novel Technique to Compensate Voltage Sags in Multiline Distribution System—The Interline Dynamic Voltage Restorer", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, nº 5, IEEE, 5 de Outubro de 2006, pp. 1603-1611.
- [43] Vilathgamuwa, D. M., Wijekoon, H. M., and Choi, S. S., "Interline Dynamic Voltage Restorer: A Novel and Economical Approach for Multiline Power Quality Compensation" IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 40, nº 6, IEEE, Novembro/Dezembro de 2004, pp. 1678-1685.
- [44] Wanatabe, E. H., de Sousa, L. F. W., de Jesus, F. D., Alves, J. E. R., and Bianco, A., "GCSC - Gate Controlled Series Capacitor: a New Facts Device for Series Compensation of Transmission Lines", IEEE, 2004
- [45] Wiik, J. A., Isobe, T., Takaku, T., Wijaya, F. D., Usuki, K., Arai, N. and Shimada, R., "Feasible Series Compensation Applications using Magnetic Energy Recovery Switch (MERS)", IEEE, Toquio, Japão.
- [46] Wiik, J. A., Wijaya, F. D. and Shimada, R., "Characteristics of the Magnetic Energy Recovery Switch (MERS) as a Series FACTS Controller", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, nº2, IEEE, Abril de 2009, pp. 828-836.
- [47] X., Lei W., Braun, B.M., Buchholz D., Povh D.W., Retzmann, E. Teltsch, "Coordinated Operation of HVDC and FACTS", IEEE, 2000, pp. 529-534
- [48] X. P. Zhang, L.Yao, B. Chong, C. Sasse, and K.R. Godfrey, "FACTS and HVDC Technologies for the Development of Future Power Systems", IEEE
- [49] Yagami, M. and Tamura, J., "Enhancement of Transient Stability Using Fault Current Limiter and Thyristor Controlled Braking Resistor", IEEE, 2000
- [50] Yagami, M. and Tamura, J., "Power System Stabilization by Fault Current Limiter and Thyristor Controlled Braking Resistor", IEEE, 2009
- [51] Zhang, L., Shen, C., Crow, M. L., IEEE, 2001, "A Comparison of FACTS Integrated with Battery Energy Storage Systems" IEEE, 2001
- [52] Zhang, X. P., Rehtanz, C., Pal, B. (2006), Flexible AC transmission systems - Modelling and Control. Berlim, Alemanha, Springer.

- [53] Zinoviev, G. S., and Lopatkin, N. N., “Evolution of Multilevel Voltage Source Inverters”, 9th International Conference APEIE, IEEE, Novosibirsk, Russia, 2008, pp. 1-12.
- [54] Zhong, C. Q. and Weiss, G., “Static Synchronous Generation and Renewable Energy”, IEEE, 2009
- [55] NewsGuide.us, “Global Flexible AC Transmission Equipment Market to Reach \$1.7 Billion by 2015, According to New Report by Global Industry Analysts, Inc.”. Disponível em: <http://www.newsguide.us/technology/electronics/Global-Flexible-AC-Transmission-Equipment-Market-to-Reach-1-7-Billion-by-2015-According-to-New-Report-by-Global-Industry-Analysts-Inc/>. Consultado em 3 de Julho de 2010
- [56] ABB PGCIL, “TCSC Project on 400kV Raipur-Rourkela Double Circuit Lines”. Disponível em: [http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/24c148db891677f5c125748d003bcd72/\\$File/PGCIL%20Raipur.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/24c148db891677f5c125748d003bcd72/$File/PGCIL%20Raipur.pdf). Consultado em 4 de Julho de 2010

Anexo A

Como utilizar o Simcoupler

Toda a informação aqui colocada foi retirada de “Tutorial: How to use Simcoupler” disponibilizado pela POWERSYS [33].

Considere-se o exemplo da figura A.1, que mostra um conversor DC-DC abaixador e respectiva estrutura de controlo, devidamente assinalada, cujo objectivo é controlar o valor médio da corrente no conversor. Esta estrutura está implementada no PSIM.

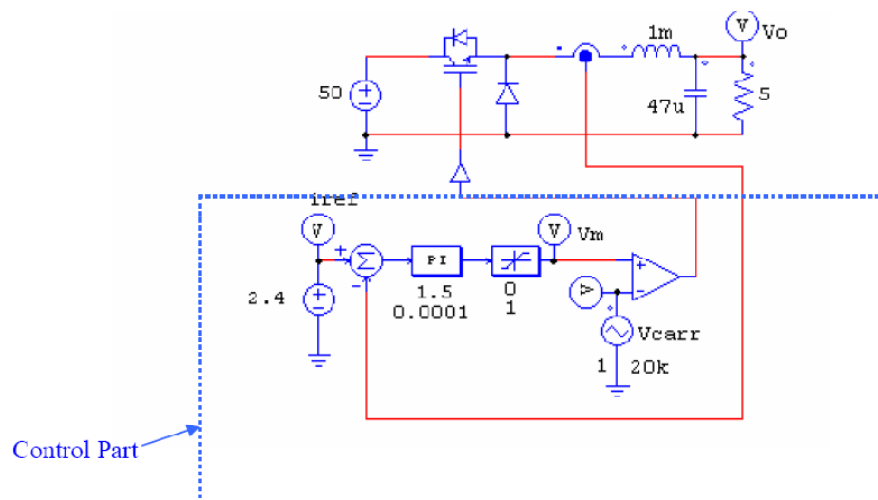


Figura A.1- Conversor DC-DC abaixador e respectiva estrutura de controlo.

O passo seguinte é apagar a estrutura de controlo, deixando apenas o circuito de potência

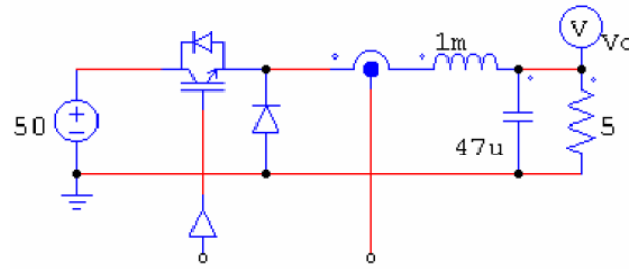


Figura A.2 - Circuito de potência do conversor DC-DC sem a estrutura de controlo.

A partir da barra de acesso do PSIM, seguindo o percurso “Elements/Control/Simcoupler module”, aparecem duas opções:

-“In link node”: Elemento que recebe os sinais a gerar pela estrutura de controlo a implementar no Simulink e as transmite para o modelo de simulação implementado no PSIM. No exemplo abordado, um “In link node” está ligado ao driver do semiconductor, que irá receber os impulsos gerados pelo controlador implementado no Simulink (Ver figura A.4).

-“Out link node”: Elemento que envia sinais medidos na estrutura de potência implementada no PSIM e os transmite para a estrutura de controlo implementada no Simulink. No exemplo mostrado temos dois elementos “Out link node” (Ver figura A.4). Um está ligado ao sensor de corrente e o outro está ligado ao sensor de tensão, transmitindo as grandezas de corrente e tensão para a estrutura de controlo a implementar no Simulink.

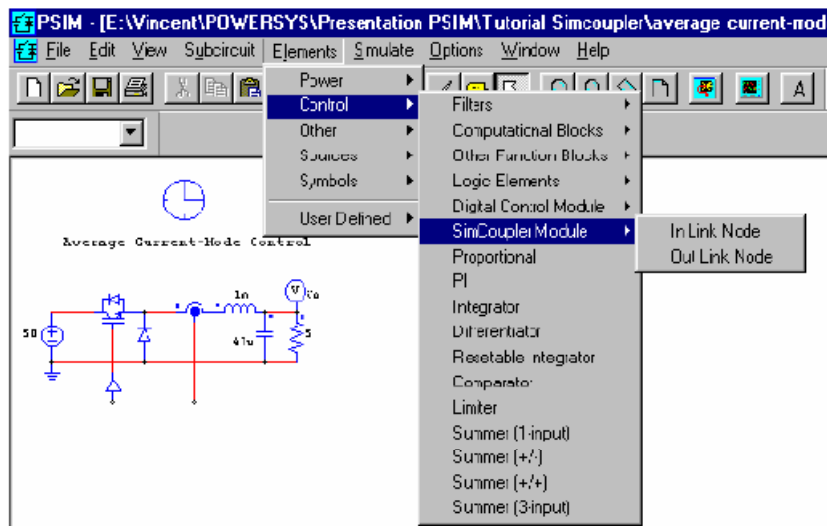


Figura A.3 - Localização dos elementos de acoplamento na barra de acesso do PSIM.

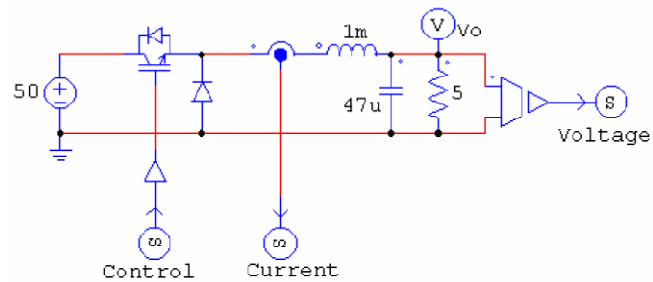


Figura A.4 - Aspecto do modelo de simulação depois de ligados os elementos de acoplamento: Um “In link node” denominado por “Control” e dois “Out link node” denominado por “Current” e “Voltage”.

Pode-se ordenar os elementos de acoplamento pela ordem mais conveniente através da barra de acesso, seguindo o caminho “Simulate/Arrange SLINK Nodes”, como mostrado na figura A.5.

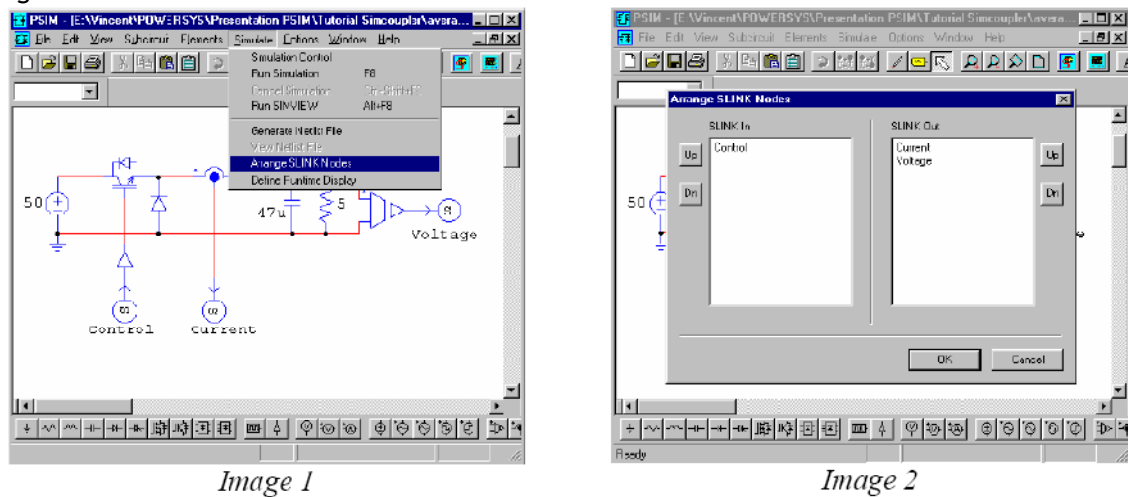


Figura A.5 - Caminho a seguir através da barra de acesso do PSIM para ordenar os elementos de acoplamento (à esquerda) e aspecto da janela que deverá aparecer (à esquerda).

Para terminar, é preciso gerar o ficheiro “Netlist”, seguindo o caminho disponibilizado através da barra de acesso: “Simulate/Generate Netlist File”. O ficheiro terá a extensão “.cct”. Termina assim a intervenção necessária no PSIM. As alterações feitas devem ser guardadas num ficheiro com um nome à escolha (deverá ter a extensão “.sch”). O ficheiro “Netlist” será guardado no mesmo directório onde se encontrar guardado o ficheiro de simulação.

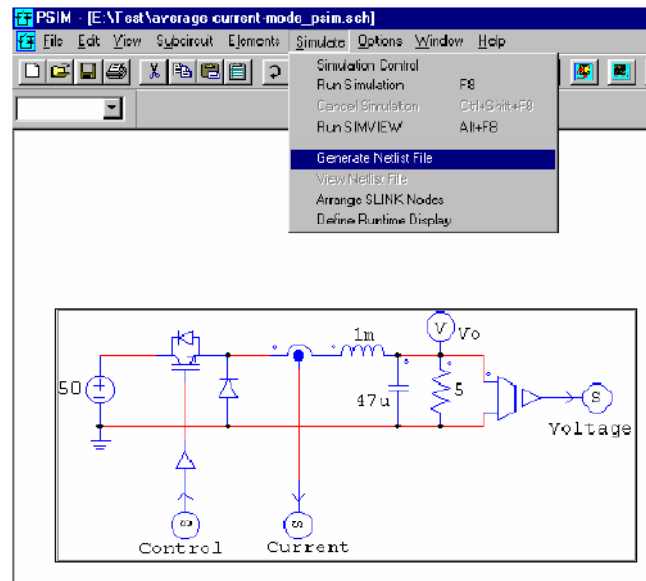


Figura A.6 - Ilustração dos passos a seguir para gerar o ficheiro “Netlist”.

O passo seguinte é abrir o Simulink e criar um novo ficheiro onde será implementado a estrutura de controlo do conversor DC-DC.

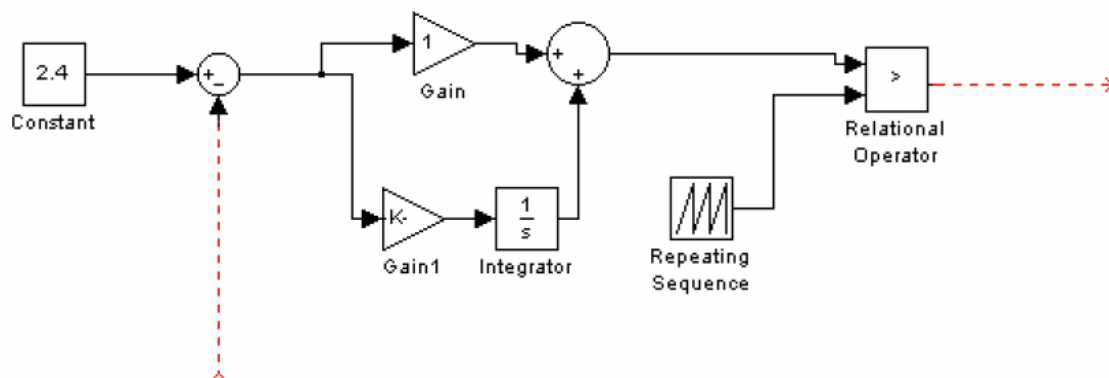


Figura A.7 - Esquema de controlo do conversor DC-DC implementado no Simulink.

Depois de implementada a estrutura de controlo, deve-se colocar o bloco denominado por “Simcoupler” que pode ser acedido através da lista do lado esquerdo presente no Simulink, aparecendo com o nome “S-function Simcoupler” (no Matlab R2009b).

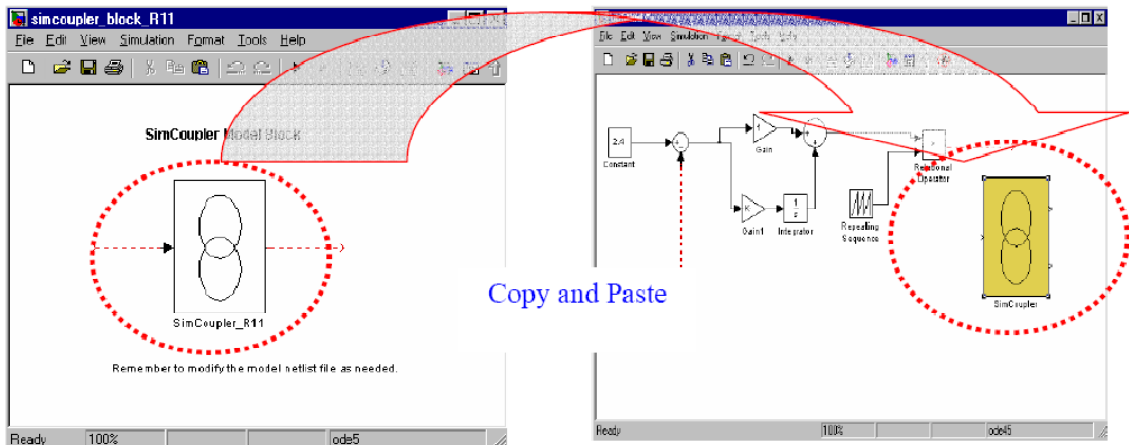


Figura A.8 - Bloco “Simcoupler” e a sua colocação no ficheiro com o controlador implementado.

Deve-se agora abrir o bloco “Simcoupler” e carregar o ficheiro anteriormente criado correspondente à “netlist”, com a extensão “.cct”. Depois de carregado o ficheiro devem aparecer no bloco as entradas e saídas correspondentes aos elementos de acoplamento colocados no PSIM. Neste caso particular o Simcoupler tem apenas uma entrada (“Current”) e duas saídas (“Control” e “Voltage”).

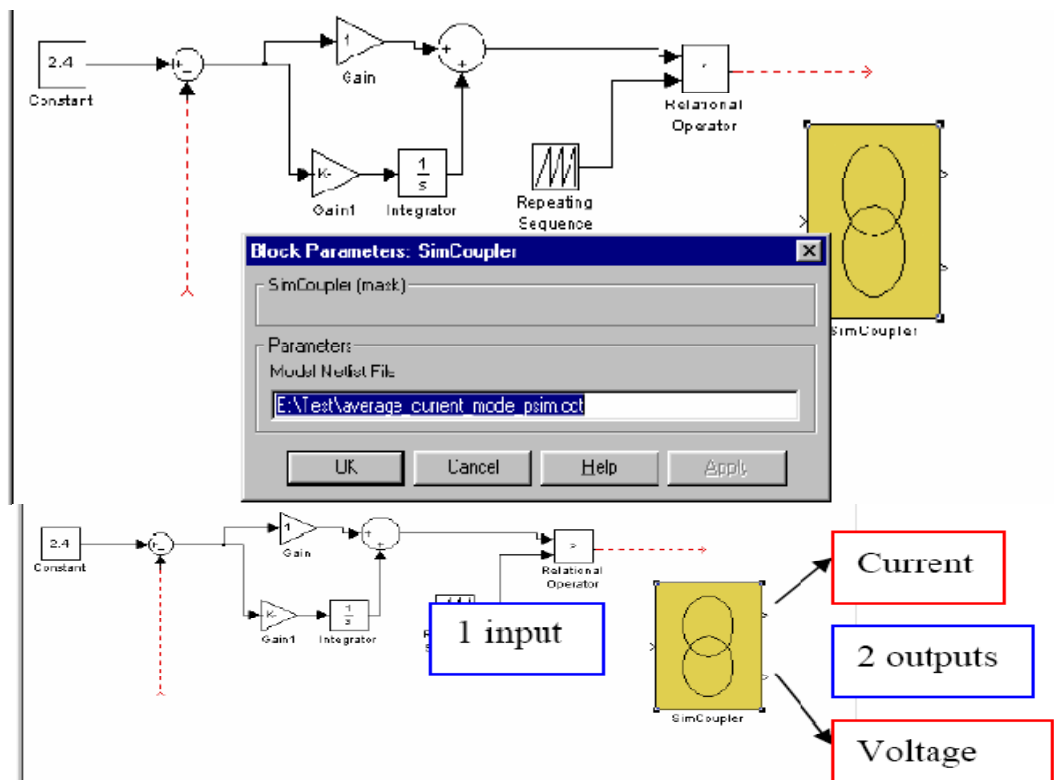


Figura A.9 - Carregamento do ficheiro correspondente à “Netlist” para o bloco Simcoupler e aspecto final.

Para terminar, basta agora ligar as entradas e saídas do Simcoupler conforme desejado. No exemplo considerado, temos um sinal de saída do controlador ligado à entrada do Simcoupler (“Control”). Na saída temos os sinais “current” (ligado à realimentação) e “voltage”. O acoplamento dos modelos de simulação do PSIM e do MATLAB/Simulink está assim concluído.

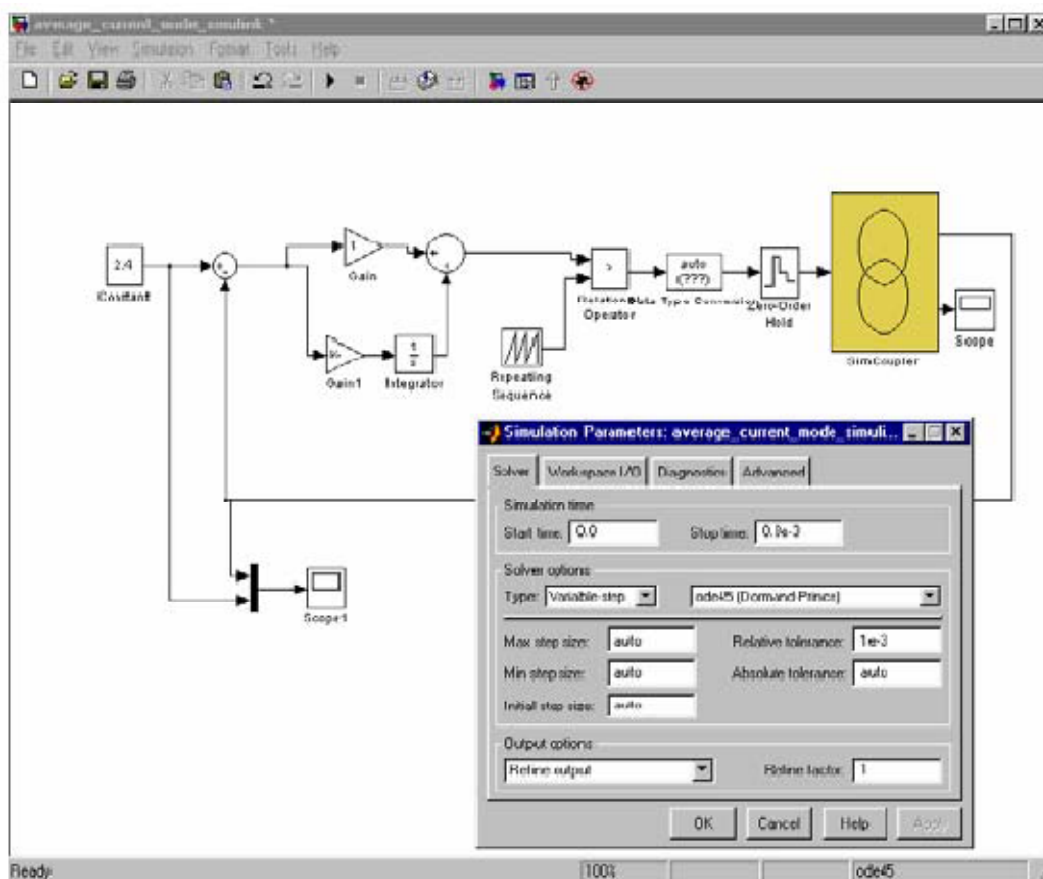


Figura A.10 - Ilustração das ligações finais efectuadas entre o controlador e o simcoupler.

No entanto é preciso ter em conta o seguinte:

-O tutorial foi elaborado em versões mais antigas do PSIM e do MATLAB/simulink. É natural que em versões mais recentes algumas opções não sejam idênticas às ilustradas nas figuras, mas o processo de configuração é idêntico ao aqui descrito. Em algumas versões deve ser carregado para o bloco “Simcoupler” o ficheiro com a extensão “.sch”. Deve-se tentar criar o ficheiro “Netlist” com a extensão “.cct” primeiro, e apenas se este ficheiro não aparecer, ou se o seu carregamento para o bloco “Simcoupler” não tiver sucesso, carregar directamente o ficheiro com a extensão “.sch”.

-Quanto o bloco “Simcoupler” é utilizado em sistemas realimentados, este pode fazer parte de um anel algébrico. Algumas versões do MATLAB não conseguem resolver anéis algébricos e outras fazem-no com a custo da degradação do desempenho. Para evitar esta

situação deve ser colocado um “memory block” (disponível no simulink) nas malhas de realimentação de modo a prevenir a existência de anéis algébricos.

-Para um melhor desempenho, aconselha-se que sejam empregues em ambos os programas, solucionadores discretos com intervalos de tempo discretos de valor idêntico e fixo. Caso se utilize um solucionador discreto de passo variável, deve ser usado um bloco “zero-order-hold” (disponível no Simulink) nas conexões das estruturas de controlo com o simcoupler, com um intervalo discreto de tempo idêntico ou aproximado ao utilizado no PSIM.

-Visto que o Simulink e o PSIM podem ter intervalos de tempo discreto diferentes durante a simulação, trocar dados do tipo lógico (0 e 1) pode não ser boa ideia.