

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação do Contributo de Dispositivos FACTS
para o Aumento da Segurança em Redes de
Transporte com Elevados Níveis de Integração de
Produção Eólica**

Pedro André Duarte de Carvalho

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

Orientador: Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Eng. Bernardo Marques Amaral Silva

Julho de 2011

A Dissertação intitulada

**“Avaliação do Contributo de Dispositivos do tipo STATCOM para o Aumento da
Segurança em Redes de Transporte com Elevados Níveis de Integração de
Produção Eólica”**

foi aprovada em provas realizadas em 18-07-2011

o júri



Presidente Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro José Franco Marques
Professor Adjunto Departamento de Engenharia Electrotécnica da Escola Superior e
Tecnologia de Gestão do Instituto Politécnico de Leiria



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Mestre Bernardo Marques Amaral Silva
Investigador - INESC-PORTO

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) 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 corretamente citados.



Autor - Pedro André Duarte de Carvalho

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A crescente integração de geração eólica tem provocado problemas de segurança nas redes eléctricas às quais são ligados os novos centros electroprodutores. Para resolver esses problemas, os operadores do sistema têm de realizar constantemente uma actualização dos requisitos técnicos exigidos aos centros electroprodutores eólicos de forma a garantir elevados níveis de segurança.

Um dos principais requisitos técnicos que os centros electroprodutores têm de cumprir, pela sua importância em garantir a segurança de operação do sistema, é a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão por parte dos geradores eólicos, em consequência de curto-circuitos na rede eléctrica. Os centros electroprodutores devem ainda fornecer corrente reactiva à rede durante o período de defeito de forma a realizar suporte de tensão à rede de transporte na presença de cavas de tensão significativas.

No entanto, existem centros electroprodutores com máquinas mais antigas que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, sendo desligadas da rede na sequência de cavas de tensão pouco pronunciadas (ponto de interligação com a rede com tensões inferiores a 0,85 p.u). Mesmo nos centros electroprodutores equipados com máquinas que cumpram este requisito técnico, a ocorrência de cavas de tensão muito pronunciadas provocará igualmente a sua saída de serviço. Assim, um defeito numa determinada parte da rede eléctrica pode provocar a perda de uma grande quantidade de geração eólica devido à incapacidade de suporte do afundamento de tensão provocado por esse defeito.

Esta dissertação pretende avaliar o contributo que dispositivos do tipo FACTS podem trazer para a operação das redes em termos da melhoria dos perfis de tensão na sequência de curto-circuitos, evitando a saída de serviço de parte da produção eólica presente na rede. Recorrendo ao estudo das características de resposta de dispositivos FACTS do tipo SVC e STATCOM são ainda avaliados os benefícios de cada um destes sistemas tendo em conta o objectivo preconizado. No sentido de demonstrar a utilidade deste tipo de soluções, o benefício destas é ainda ilustrado numa rede de teste de média dimensão.

Abstract

The growing integration of wind generation has been causing security problems in electrical networks to which are connected the new power plants. To solve these problems, system operators must perform a constant updating of technical requirements for wind power plants, to ensure high levels of safety.

One of the main technical requirements that power plants must fulfill for its importance in ensuring the safe operation of the system is the survivability to the voltage dips by wind generators, as a consequence of a fault in the grid. The power plants should also provide reactive current to the network during the defect in order to achieve voltage support to the transmission system in the presence of significant voltage dips.

However, there are power plants with older machines that do not have the ability to survive to voltage dips, being disconnected from the network in response to voltage dips slightly pronounced (point of interconnection with the network with voltages below 0.85 pu). Even in power plants equipped with machines that meet this technical requirement, the occurrence of very pronounced voltage dips will also cause their release from service. Thus, a defect in a certain part of the grid may cause the loss of a large amount of wind generation due to the inability to support the voltage dip caused by this defect.

This paper aims to evaluate the contribution that FACTS type devices can bring to the operation of networks in terms of improved voltage profiles following a fault, preventing the release from service of a part of the wind production on the network. By studying the response characteristics of FACTS devices like SVC and STATCOM are also evaluated the benefits of each one of these systems in view of the target set. In order to demonstrate the utility of such solutions, the benefit of these is further illustrated in a test network of medium size.

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer aos meus pais e irmã por todo o apoio que sempre me deram e pela confiança e carinho que me transmitiram.

Quero agradecer à Rita pelo apoio incondicional que sempre me deu, pela força que me deu para que nunca desistisse do meu caminho que nem sempre foi fácil, pelo apoio nas horas más, pelo amor que sempre me dedicou e por todo um conjunto de vivências que me permitiram atingir a maturidade que hoje me permitem terminar esta fase da minha vida com sucesso.

Quero agradecer também a todos os meus amigos por todo o companheirismo, em especial ao Nuno Moreira pelo acompanhamento em muitas noites de trabalho na faculdade mas também de diversão.

Quero agradecer também ao Justino Rodrigues pelos conhecimentos que me transmitiu e apoio na recta final da realização da dissertação, sem o qual não teria terminado.

Quero agradecer também aos meus colegas de dissertação Henrique Teixeira e Miguel Gomes por termos partilhado reuniões de trabalho com o orientador.

Quero agradecer ao meu orientador Carlos Moreira por todos os conselhos e orientações dadas na realização desta dissertação.

Quero também agradecer ao meu co-orientador Bernardo Silva que me transmitiu todos os conhecimentos do programa de simulação PSS/E necessários à realização desta dissertação.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xviii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 Motivação e Objectivos	2
1.2 Estrutura da Dissertação	5
Capítulo 2	7
Integração de Energia Eólica nos Sistemas Eléctricos de Energia	7
2.1 - Introdução	7
2.2 - Principais Tecnologias de Produção Eólica	7
2.2.1- Gerador de Indução Convencional	8
2.2.2- Gerador de Indução de Velocidade Variável	10
2.2.3- Gerador de Indução Duplamente Alimentado	11
2.2.4- Gerador Síncrono ou Assíncrono de Velocidade Variável	12
2.3 - Comportamento dos Aerogeradores em caso de Curto-Circuito	13
2.3.1- Comportamento dos aerogeradores de indução convencionais em caso de curto-circuitos	14
2.3.2- Comportamento dos aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados em caso de curto-circuitos	15
2.3.3- Comportamento dos aerogeradores com sistema de conversão integral caso de curto-circuitos	15
2.4 - Códigos de Rede (<i>Grid Codes</i>)	15
2.4.1- Visão Geral sobre os Códigos de Rede (<i>Grid Codes</i>)	17
2.4.2- Análise de Requisitos principais em vários países	18
2.5 - FACTS	29
2.5.1- Dispositivos SVC	30
2.5.2- Dispositivos STATCOM	31

2.5.3- Comparação entre os dois tipos de tecnologias relativamente ao contributo para manutenção em serviço dos geradores eólicos perante a ocorrência de cavas de tensão	32
2.6 - Conclusões	34
Capítulo 3	35
Modelos matemáticos de sistemas de geração eólica e de dispositivos FACTS	35
3.1 - Introdução	35
3.2 - Modelo Global do Sistema Eléctrico	35
3.3 - Modelo dos Geradores.....	36
3.3.1- Gerador de Indução Convencional	36
3.3.2- Gerador Síncrono de Velocidade Variável	39
3.4 - Modelos dos FACTS	45
3.4.1- STATCOM	45
3.4.2- SVC	54
3.5 - Conclusão	57
Capítulo 4	59
Utilização de dispositivos FACTS como soluções complementares para melhoria das características de sobrevivência a cavas de tensão em geradores eólicos	59
4.1 - Rede de teste	60
4.2 - Simulações do comportamento dinâmico dos dispositivos FACTS com gerador de indução.....	60
4.2.1- Simulação dinâmica do comportamento do dispositivo STATCOM com gerador de indução perante curto-circuitos.....	61
4.2.2- Simulação dinâmica do comportamento do dispositivo SVC com gerador de indução.....	69
4.2.3- Comparação entre o comportamento dinâmico dos dispositivos STATCOM e SVC como suporte de tensão para dotar o gerador de indução com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.	77
4.3 - Simulações do comportamento dinâmico dos dispositivos FACTS com gerador síncrono de imans permanentes.....	80
4.3.1- Simulação dinâmica do comportamento do gerador síncrono de imans permanentes sem dispositivo STATCOM perante curto-circuitos	81
4.3.2- Simulação dinâmica do comportamento do gerador síncrono de imans permanentes com dispositivo STATCOM perante curto-circuitos	83
4.3.3- Comparação entre o comportamento dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes com e sem dispositivo STATCOM como suporte de tensão e para diferentes valores de alfa	92
4.4 - Conclusões	93
Capítulo 5	95
Ilustração da melhoria das condições de operação de um sistema eléctrico com grande integração de produção eólica recorrendo a tecnologias FACTS	95
5.1 - Rede de teste	96
5.2 - Análise do comportamento dinâmico da rede perante curto-circuitos	98
5.3 - Conclusões	120
Capítulo 6	121
Conclusões e desenvolvimentos futuros	121
6.1 - Conclusões	121
6.2 - Desenvolvimentos Futuros.....	122
Referências	123
ANEXO - Modelos Dinâmicos Standard	125

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da potência eólica instalada no mundo [2].	2
Figura 2.1 - Gerador de Indução convencional (rotor em gaiola de esquilo) - sistema de velocidade constante [4].	9
Figura 2.2 - Gerador de Indução com rotor bobinado - sistema de velocidade variável limitada [4].	10
Figura 2.3 - Gerador de Indução com rotor bobinado - sistema de velocidade variável com conversor parcial [4].	11
Figura 2.4 - Gerador de Indução com rotor bobinado ou gerador síncrono de rotor cilíndrico ou de ímãs permanentes - sistema de velocidade variável com conversor integral [4].	13
Figura 2.5 - Requisitos quanto á potência reactiva trocada no ponto de interligação do parque eólico com a rede [13].	19
Figura 2.6 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos parques eólicos com geradores síncronos para suportarem cavas de tensão provocadas por curto-circuitos trifásicos ocorridos na rede [10].	22
Figura 2.7 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos parques eólicos com geradores assíncronos para suportarem cavas de tensão provocadas por curto-circuitos trifásicos ocorridos na rede [10].	23
Figura 2.8 - Curva tensão-tempo limite para o ponto de ligação à rede eléctrica definido no código de rede dos USA que as instalações de produção eólica têm de ser capazes de suportar quando ocorre um defeito na rede eléctrica [6].	25
Figura 2.9 - Curva tensão-tempo que define a capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão no ponto de ligação á rede [14].	26
Figura 2.10 - Área de funcionamento admissível durante períodos de defeito e de recuperação da tensão após o defeito em função da tensão no ponto de ligação do parque eólico à rede [14].	27
Figura 2.11 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão [15].	28
Figura 2.12 - Curva de fornecimento de corrente reactiva pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão [15].	29

Figura 2.13 - Configuração de um dispositivo SVC[18].	30
Figura 2.14 - Configuração de um dispositivo STATCOM[18].	32
Figura 2.15 - Comparação entre as áreas operacionais do SVC e do STATCOM [20].	33
Figura 3.1 - Esquema eléctrico da máquina de indução.	37
Figura 3.2 - Diagrama de blocos de controlo do conversor do lado do gerador [5].	40
Figura 3.3 - Diagrama de blocos de controlo do conversor do lado da rede [5].	41
Figura 3.4 - Funcionalidade de controlo da tensão no barramento CC para sobrevivência a cavas de tensão [5].	42
Figura 3.5 - Diagrama das correntes [5].	43
Figura 3.6 - Diagrama de controlo da amplitude da corrente reactiva [5].	43
Figura 3.7 - Diagrama de controlo da corrente activa [5].	44
Figura 3.8 - Diagrama do STATCOM.	46
Figura 3.9 - Diagrama do STATCOM e diagrama de blocos do sistema de controlo do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).	48
Figura 3.10 - Diagrama de controlo do regulador AC do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).	48
Figura 3.11 - Diagrama de controlo do regulador CC do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).	49
Figura 3.12 - Diagrama de controlo do regulador de corrente do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).	50
Figura 3.13 - Diagrama de controlo do regulador AC do modelo D-STATCOM.	51
Figura 3.14 - Diagrama de controlo do regulador CC do modelo D-STATCOM.	51
Figura 3.15 - Diagrama de controlo do regulador de corrente do modelo D-STATCOM.	52
Figura 3.16 - Diagrama de blocos do modelo CSTCNT.	53
Figura 3.17 - Diagrama do SVC e diagrama de blocos do sistema de controlo do modelo StaticVarCompensator(Phasor Type).	54
Figura 3.18 - Diagrama de controlo do regulador de tensão do modelo StaticVarCompensator(Phasor Type).	55
Figura 3.19 - Área operacional do modelo do SVC do MATLAB.	56
Figura 4.1 - Esquema da rede teste 1	60
Figura 4.2 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador de indução perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 5Mvar.	62
Figura 4.3 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar perante um curto-circuito.	63

Figura 4.4 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 10Mvar.	64
Figura 4.5 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar perante um curto-circuito.....	65
Figura 4.6 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 20Mvar.	66
Figura 4.7 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 20Mvar perante um curto-circuito.....	67
Figura 4.8 - Comparação entre o comportamento da tensão nos casos em que se utiliza um STATCOM com 5, 10 e 20Mvar de capacidade.....	68
Figura 4.9 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 5Mvar.....	69
Figura 4.10 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 5Mvar perante um curto-circuito.	70
Figura 4.11 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 10Mvar.	71
Figura 4.12 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 10Mvar perante um curto-circuito.	72
Figura 4.13 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 20Mvar.	73
Figura 4.14 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 20Mvar perante um curto-circuito.	74
Figura 4.15 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 40Mvar.	75
Figura 4.16 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 40Mvar perante um curto-circuito.	76
Figura 4.17 - Comparação entre o comportamento da tensão nos casos em que se utiliza um SVC com 5, 10, 20 e 40Mvar de capacidade.	77
Figura 4.18 - Comparação entre o comportamento da tensão, quando se utiliza um STATCOM ou um SVC com 10Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito.....	78
Figura 4.19 - Comparação entre o comportamento da tensão quando se utiliza um STATCOM com 10Mvar de capacidade ou um SVC com 20Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito	79
Figura 4.20 - Comparação entre o comportamento da tensão quando se utiliza um STATCOM com 20Mvar de capacidade ou um SVC com 40Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito	80

Figura 4.21 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes com $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.	81
Figura 4.22 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes com $\alpha=50^\circ$, perante um curto-circuito.	82
Figura 4.23 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 5Mvar de capacidade, para um $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.	84
Figura 4.24 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar, perante um curto-circuito, quando α do gerador é igual a 35°	85
Figura 4.25 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 5Mvar de capacidade, para um $\alpha=50^\circ$, perante um curto-circuito.	86
Figura 4.26 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar, perante um curto-circuito, quando α do gerador é igual a 50°	87
Figura 4.27 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 10Mvar de capacidade, para um $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.	88
Figura 4.28 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar, perante um curto-circuito, quando α do gerador é igual a 35°	89
Figura 4.29 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 10Mvar de capacidade, para um $\alpha=50^\circ$, perante um curto-circuito.	90
Figura 4.30 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar, perante um curto-circuito, quando α do gerador é igual a 50°	91
Figura 4.31 - Comparação da tensão aos terminais do gerador com e sem STATCOM para os valores de α 35° e α 50°	92
Figura 5.1 - Esquema da rede teste 2.	96
Figura 5.2 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 3005.	99
Figura 5.3 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados.	99
Figura 5.4 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados.	100
Figura 5.5 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados.	101
Figura 5.6 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados.	101
Figura 5.7 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados.	102
Figura 5.8 - Potências reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs.	103

Figura 5.9 - Potências reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs.	103
Figura 5.10 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 151	104
Figura 5.11 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um defeito no barramento 151.	105
Figura 5.12 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um defeito no barramento 151.	105
Figura 5.13 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.	106
Figura 5.14 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.	107
Figura 5.15 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.	107
Figura 5.16 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 151.	108
Figura 5.17 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 151.	109
Figura 5.18 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 152.....	109
Figura 5.19 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152	110
Figura 5.20 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.	111
Figura 5.21 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.	112
Figura 5.22 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.	112
Figura 5.23 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.	113
Figura 5.24 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152.	114
Figura 5.25 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152.	114
Figura 5.26 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 201	115
Figura 5.27 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201	116
Figura 5.28 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201	116
Figura 5.29 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201.	117

- Figura 5.30** - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201..... 118
- Figura 5.31** - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201..... 118
- Figura 5.32** - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 201..... 119
- Figura 5.33** - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152. 119

Lista de tabelas

Tabela 2.1 — Visão geral dos códigos de rede[2].	17
Tabela 3.1 — Parâmetros das equações eléctricas da máquina de indução.	38

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

BT	Baixa Tensão
DC	Corrente Contínua
DEEC	Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
DVR	Dynamic Voltage Restore
FACTS	Flexible AC transmission system
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GTO	Gate turn-off thyristor
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Thyristors</i>
IGCT	<i>Insulated Gate Commutated Thyristors</i>
MT	Média Tensão
ORT	Operador da Rede de Transporte
p.u.	por unidade
PI	Proporcional-Integral
PLL	Phase-Locked loop
PWM	<i>Pulse With Modulation</i>
<i>RTFC</i>	<i>Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão</i>
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	Thyristor-Controlled Reactor
TSC	thyristor-Switched Capacitor
TSR	Thyristor-Switched Reactor
UE	União Europeia
VSC	Voltage-Source Converter
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

Capítulo 1

Introdução

Tradicionalmente, o sistema eléctrico de energia era organizado de uma forma hierarquizada em que a energia era produzida em grandes centros electroprodutores (centrais térmicas, hídricas e nucleares) e posteriormente distribuída através das redes de transporte e distribuição até chegar aos consumidores. Apesar de as grandes centrais hídricas serem uma forma de produção de energia com elevado rendimento, começaram a escassear locais onde estas pudessem ser construídas. Assim, o sector eléctrico começou a ficar fortemente dependente das centrais térmicas e nucleares. Contudo, a instabilidade política que se verifica nos países fornecedores dos combustíveis fósseis, aliado ao esgotamento das reservas destes combustíveis, provocou um aumento do preço desses combustíveis. Este aumento do preço dos combustíveis aliado ao aumento do consumo energético verificado ano após ano e ainda à sensibilização para as questões climáticas, levou a que se verificasse uma mudança do paradigma do SEE (sistema eléctrico de energia).

O novo paradigma assenta na produção de energia a partir de fontes de energia eléctrica alternativas mais limpas e eficientes. Para o alcançar, governos de diversos países têm definido metas e objectivos de forma a promover a produção descentralizada.

A União Europeia (UE), com o objectivo de promover a aposta na produção descentralizada e a partir de energias renováveis definiu três objectivos ambiciosos [1] :

- Redução dos gases de efeito de estufa em 20% até 2020;
- Aumentar a eficiência energética em 20% até 2020;
- Promover a utilização de energias renováveis para que o mix energético corresponda a 20% da produção total em 2020;

Para alcançar estas metas os países têm apostado essencialmente no crescimento da produção dispersa (ou descentralizada) e no desenvolvimento das tecnologias de produção de energia através de recursos endógenos, ou seja, energias renováveis.

A produção dispersa corresponde à produção de energia eléctrica através de recursos energéticos distribuídos, a partir de diversas centrais de produção de energia baseadas em

tecnologias renováveis ou não renováveis, mas com um carácter mais eficiente relativamente às convencionais. Este conceito foi concebido com o intuito de satisfazer as necessidades energéticas dos consumidores, através de uma produção de energia eléctrica mais próxima dos locais de consumo de forma a minimizar os custos de transporte de energia existentes com a produção centralizada. Devido ao seu carácter distribuído e à imprevisibilidade dos recursos aproveitados tornou-se praticamente impossível a gestão centralizada da produção de energia como acontece com as grandes centrais. Assim, tornou-se essencial o estudo de novas formas de gestão da produção de energia eléctrica de forma a tirar todo o proveito das vantagens que a produção descentralizada oferece. Como tal, os operadores das redes de Transporte e, principalmente, Distribuição, têm agora um papel fundamental no desenvolvimento de estratégias de gestão que permitam uma integração cada vez maior da produção dispersa nas redes MT e BT[1].

De entre as unidades de produção dispersa, a que se destaca é a produção eólica devido à sua crescente integração e disponibilidade do recurso utilizado. Porém, apresentam dificuldade de controlo da sua produção, pelo que colocam problemas de segurança às redes de transporte onde são ligadas, limitando por isso a sua integração nas redes.

1.1 Motivação e Objectivos

Para atingir as metas ambiciosas estabelecidas pela UE, a aposta nas energias renováveis tornou-se num factor fundamental e, como tal, tem-se verificado uma grande integração nas redes eléctricas de energia proveniente de energias renováveis. Das tecnologias de produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis, destaca-se a energia eólica que tem verificado um aumento significativo de integração nas redes eléctricas.

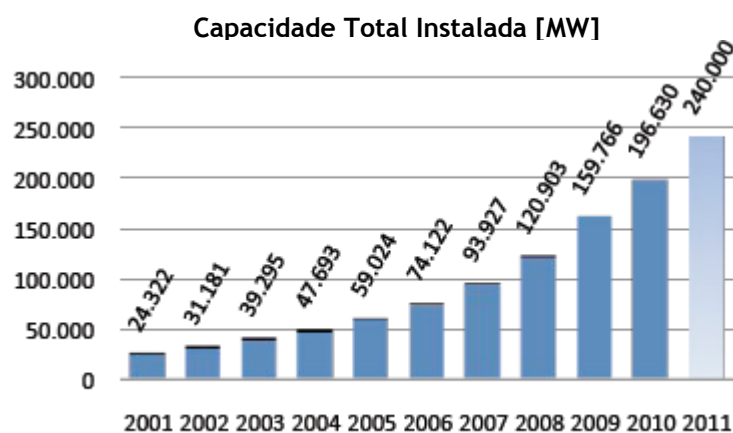


Figura 1.1 - Evolução da potência eólica instalada no mundo [2].

Como se pode observar na figura 1.1, a potência eólica instalada tem vindo a aumentar de uma forma significativa em todo o mundo. Segundo o relatório de 2010 da WWEA (World Wind Energy Association) a China é o país com maior potência instalada, nomeadamente 44733 MW, seguida dos Estados Unidos com 40180 MW e da Alemanha com 27215 MW, encontrando-se Portugal com 3702 MW instalados. Contudo, quando analisada a potência instalada relativamente à população de cada país, Portugal entra para o pódio mundial com

0,334kW/pessoa, apenas superado pela Dinamarca que é o líder mundial com 0,675 kW/pessoa e pela Espanha com 0,442 kW/pessoa. Portugal é ainda o segundo país com maior percentagem de potência eólica instalada relativamente à potência instalada total (18%) apenas superada pela Dinamarca (21%), o que demonstra o investimento que Portugal tem feito neste tipo de tecnologia e a sua importância para o funcionamento do SEE português [2].

De forma a avaliar o impacto da integração de energia eólica nas redes eléctricas têm-se realizado diversos estudos para avaliar a capacidade das redes eléctricas em suportar um nível tão elevado de integração de energia eólica, sem a perda dos níveis de segurança usualmente aplicáveis à operação dos Sistemas Eléctricos de Energia.

A integração de energia eólica, apesar de apresentar diversas vantagens, provoca também vários problemas técnicos. A dificuldade em integrar a energia eólica no SEE deve-se a vários factores, tais como, a dificuldade no controlo de tensão e potência reactiva, o facto de a produção eólica não ser despachável e não participar no controlo de frequência. Para além disso, as tecnologias de conversão eólica apresentam menor robustez comparativamente às tecnologias convencionais perante perturbações na rede que provoquem cavas de tensão. Até há alguns anos atrás, caso ocorresse um defeito na rede que provocasse uma cava de tensão, a grande maioria dos aerogeradores instalados saía de serviço através da actuação das protecções de mínimo de tensão dos parques eólicos para protecção dos seus equipamentos. Essa saída de serviço conduz à perda de grandes volumes de produção eólica que implica vários problemas para a rede eléctrica:

- Diminuição na segurança de exploração em regime estacionário e dinâmico;
- Aumento do Trânsito de potência nas linhas (principalmente a de interligação);
- Variações de frequência;
- Afundamento dos perfis de tensão;

A integração progressiva de geração eólica nas redes eléctricas tem vindo a exigir uma constante actualização dos requisitos técnicos requeridos aos centros electroprodutores eólicos por parte dos operadores do sistema, de forma a garantir os elevados níveis de segurança que devem caracterizar o funcionamento do sistema de energia. De entre os requisitos técnicos que os centros electroprodutores eólicos têm de cumprir, destaca-se, pela sua importância para a garantia de segurança de operação da rede, o que envolve a capacidade de os geradores eólicos sobreviverem a cavas de tensão resultantes de curto-circuitos na rede eléctrica. Adicionalmente, os centros electroprodutores eólicos deverão injectar corrente reactiva na rede durante o período de defeito, tendo por objectivo proporcionar suporte de tensão à rede de transporte durante a ocorrência de cavas de tensão significativas. Saliente-se, no entanto, que os centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas mais antigas não cumprem estes requisitos, tendendo a ser desligados na sequência de cavas de tensão não muito pronunciadas (no caso Português tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,85 p.u.). Por outro lado, mesmo no caso de centros electroprodutores eólicos equipados com máquinas adequadas aos requisitos impostos, a ocorrência de cavas de tensão muito pronunciadas (no caso Português, tensão no ponto de ligação do centro electroprodutor eólico inferior a 0,20 p.u.) conduzirá à sua desligação da rede [3].

A utilização de equipamentos externos aos parques eólicos para melhorar a sua capacidade de sobrevivência a cavas de tensão revela-se fundamental para que estes não saiam de serviço e com isso impedir a perda de grandes volumes de potência eólica. Os equipamentos externos utilizados para dotar os aerogeradores de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão são os dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Os dispositivos FACTS terão um papel determinante no que se refere ao suporte de tensão à rede durante a ocorrência de defeitos, de forma a evitar que parte da geração eólica seja desligada por se ultrapassar o seu limiar de resistência a cavas de tensão. Tendo em consideração a oferta disponibilizada pelos principais fabricantes de dispositivos FACTS (por exemplo, SIEMENS, ABB), serão consideradas as tecnologias seguintes:

- SVC: *Static Var Compensator*, baseado num conjunto de elementos reactivos (baterias e/ou reactâncias) controlados por dispositivos de electrónica de potência com comutação natural de linha (usualmente, tirístores) e que permitem ajustar dinamicamente a potência reactiva injectada na rede para efeitos de controlo de tensão. A sua resposta a cavas de tensão é bastante limitada, dada a reduzida capacidade de controlo proporcionada pelos tirístores. No entanto, são soluções técnicas e economicamente interessantes em aplicações de controlo de tensão/potência reactiva em regime de funcionamento normal.

- STATCOM: *Static Synchronous Compensator*, cujo funcionamento básico assenta no comando e controlo de um sistema de conversão estático baseado em dispositivos de electrónica de potência do tipo *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBT) ou *Insulated Gate Commutated Thyristors* (IGCT) com comutação forçada de linha, permitindo um controlo independente da amplitude e fase da tensão que é sintetizada mediante a utilização de técnicas baseadas em *Pulse Width Modulation* (PWM). Desta forma, este tipo de dispositivos apresenta elevados níveis de controlabilidade, o que permite a sua utilização na tentativa de limitar o impacto que resulta da ocorrência de curto-circuitos na rede.

Numa primeira fase, realiza-se um estudo para perceber os benefícios dos dispositivos mencionados relativamente às condições de operação dos sistemas de conversão eólica normalmente utilizados nos aerogeradores relativamente à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Para isso realizam-se estudos em redes pequenas constituídas por um parque eólico (com e sem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão), o dispositivo FACTS e a rede a que se encontram ligados. Trata-se de estudos preliminares cujo objectivo principal se centra na caracterização da resposta dos dispositivos atrás mencionados. Numa segunda fase realizam-se estudos numa rede de teste de maior dimensão constituída por vários parques eólicos bem como outro tipo de centrais. Nessa rede, cujo comportamento dinâmico será avaliado em ambiente PSS/E, considerar-se-à a integração de dispositivos FACTS em determinados nós e proceder-se-à à simulação de defeitos que ilustrem o seu contributo para a melhoria de comportamento da rede no que respeita ao suporte de tensão na sequência de curto-circuitos.

Estes estudos visam compreender o interesse em utilizar dispositivos FACTS para melhoria das condições de operação de uma rede com elevada penetração de produção eólica, nomeadamente evitando a saída de serviço de parques eólicos que não possuam capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e que podem provocar graves problemas à segurança da operação do sistema. Com o contributo destes dispositivos pretende-se minimizar a quantidade de potência eólica perdida e assim aumentar a capacidade de as redes poderem integrar maior quantidade de produção eólica sem comprometer a segurança de operação.

Assim, os principais objectivos propostos nesta dissertação podem ser identificados como:

- Estudar as tecnologias FACTS capazes de realizar suporte de tensão no seguimento de um curto-circuito;
- Perceber os benefícios em utilizar os dispositivos FACTS para melhorar o comportamento da tecnologia eólica, nomeadamente a que não possui capacidade de sobrevivência a cavas de tensão;
- Realizar estudos em redes de maior dimensão para perceber o impacto dos dispositivos FACTS para a melhoria das condições de operação das redes, nomeadamente a segurança de operação e a diminuição da perda de potência proveniente de sistemas de geração eólica.

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos cujos conteúdos são descritos nesta secção.

No capítulo 1 encontra-se a introdução, a motivação e objectivos e a estrutura da dissertação. Este capítulo serve essencialmente para explicar o enquadramento do problema, a necessidade e o interesse da realização da dissertação e a forma como a mesma foi organizada para atingir os objectivos propostos.

O capítulo 2 aborda os principais tipos de tecnologias existentes utilizadas nos parques eólicos, sendo analisadas as suas principais características operacionais, os elementos que as constituem, as vantagens e inconvenientes da sua utilização e ainda são descritos os seus comportamentos perante curto-circuitos. Neste capítulo são ainda abordados os principais códigos de rede abordados por vários países com particular incidência no requisito de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão exigido aos promotores de parques eólicos. Para terminar são ainda apresentados os dispositivos FACTS que providenciam essa capacidade (STATCOM e SVC) e uma breve comparação entre elas quanto à capacidade de dotar os aerogeradores de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

No capítulo 3 é descrita a modelização adoptada para os principais elementos simulados nesta dissertação, nomeadamente, gerador de indução convencional, gerador síncrono de velocidade variável, STATCOM e SVC, dando especial atenção aos sistemas de controlo utilizados.

No capítulo 4 são apresentados os resultados das simulações realizadas em redes de teste relativamente pequenas para perceber qual o benefício de utilização dos dispositivos FACTS relativamente a geradores de indução convencionais e a geradores síncronos de velocidade variável.

No capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações realizadas em redes de teste de maior dimensão para perceber qual o benefício da utilização do dispositivo STATCOM para melhorar a segurança de operação de redes com elevada integração de produção eólica.

No capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões retiradas deste trabalho e apresentadas sugestões para trabalhos a desenvolver no futuro e que podem complementar o estudo desenvolvido neste trabalho.

Capítulo 2

Integração de Energia Eólica nos Sistemas Eléctricos de Energia

2.1 - Introdução

Nesta secção irão abordar-se as principais tecnologias de produção eólicas utilizadas nos parques eólicos de forma a perceber o seu comportamento quer em funcionamento normal, quer em situações de perturbação nas redes eléctricas e que afectem os parques eólicos a eles ligados.

Apresentar-se-ão os códigos de rede base definidos pela união europeia a partir dos quais os operadores de rede definiram para cada país os requisitos necessários que os promotores de parques eólicos devem cumprir de forma a poderem ligar-se às redes. Devido à sua maior importância para a dissertação relativamente aos restantes requisitos, realizar-se-á uma análise mais detalhada do requisito relativo à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão provocadas por curto-circuitos na rede para os vários países estudados.

Para terminar, apresentar-se-ão os dispositivos FACTS SVC e STATCOM, que poderão fornecer a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão requerida aos geradores instalados nos parques eólicos que não a possuam. Realizar-se-á ainda uma comparação entre a capacidade dos dois dispositivos para fornecer essa capacidade de forma a perceber qual o mais indicado para a realizar.

2.2 - Principais Tecnologias de Produção Eólica

O processo de conversão de energia eólica em energia eléctrica é realizado de uma forma conceptualmente simples. A energia cinética existente no vento faz com que as pás iniciem um movimento de rotação. O rotor que se encontra ligado ao eixo dessas pás inicia um movimento de rotação, produzindo um binário mecânico que é convertido em energia

eléctrica pelo gerador eléctrico. Este gerador entrega a energia eléctrica produzida á rede a que se encontra ligado.

Contudo, este processo conceptualmente simples, é um sistema complexo que tem aplicados no seu projecto e construção, conhecimentos de energia mecânica, eléctrica, aerodinâmica e de controlo.

Nos parques eólicos, são utilizados diferentes tipos de geradores para produção de energia eólica. A maioria dos produtores eólicos utiliza um dos seguintes geradores para produção de energia eólica [4],[5]:

- Gerador de Indução Convencional (rotor em gaiola de esquilo) - Sistema de velocidade constante;
- Gerador de Indução de velocidade variável (rotor bobinado) - sistema de velocidade variável limitada;
- Gerador de Indução Duplamente Alimentado (rotor bobinado) - sistema de velocidade variável com ligação á rede através de um conversor de electrónica de potência parcial;
- Gerador Síncrono ou Assíncrono de Velocidade Variável - sistema de velocidade variável com ligação á rede de através de um conversor de electrónica de potência integral;

Nos princípios da exploração da conversão da energia eólica em energia eléctrica, apenas eram utilizados os geradores de indução convencionais. A sua instalação e exploração foi realizada de uma forma maciça, justificada pela sua simplicidade, robustez e baixo custo. Contudo, actualmente, devido aos requisitos impostos pelos operadores das redes aos centros eólicos produtores e pela necessidade de se obter maior eficiência no processo de conversão de energia, os geradores convencionais mais antigos têm vindo a ser substituídos por geradores com maior capacidade de controlo de potência activa e reactiva como são os geradores síncronos ou assíncronos de velocidade variável e os geradores de indução duplamente alimentados.

2.2.1 - Gerador de Indução Convencional

Os sistemas de conversão de energia eólica que englobam um gerador de indução convencional (com o rotor em gaiola de esquilo, ou seja, curto-circuitado) são designados como sistemas de velocidade fixa. Esta designação é utilizada devido á sua operação a velocidade praticamente constante que resulta da ligação directa do gerador á rede eléctrica. Este tipo de ligação implica que a velocidade do rotor do gerador eólico seja fixa e definida pela frequência da rede, independentemente da velocidade do vento incidente nas pás. Contudo, qualquer perturbação que exista na rede eléctrica reflecte-se no comportamento do gerador, assim como perturbações mecânicas nos geradores reflectem-se na rede eléctrica. Como consequência, oscilações de vento que provoquem oscilações mecânicas no rotor do gerador, resultam em variações de potência eléctrica injectada na rede, afectando com isso a qualidade da energia eléctrica entregue á rede.

Esta topologia apresenta como principais vantagens a sua simplicidade e robustez quando comparada com outras tecnologias o que se traduz num custo mais baixo. Contudo, este tipo

de tecnologia apresenta como principais desvantagens o seu funcionamento a velocidade constante que não permite uma boa adaptação a diferentes perfis de vento, uma carga mecânica elevada para a maioria dos regimes de vento, a incapacidade de controlo da potência activa e reactiva e o facto de a qualidade da energia produzida reflectir os efeitos da variabilidade do recurso devido à sua incapacidade de armazenar energia cinética.

Na figura 2.1 está representado a topologia de um sistema de conversão de energia eólica de velocidade constante descrita anteriormente, com os componentes que o constituem.

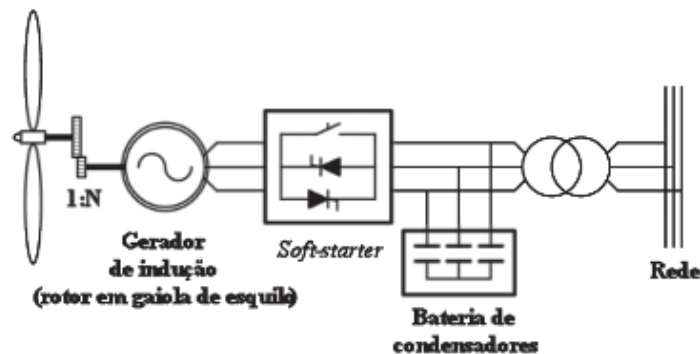


Figura 2.1 - Gerador de Indução convencional (rotor em gaiola de esquilo) - sistema de velocidade constante [4].

No sistema representado, dá-se especial realce ao gerador utilizado, à presença de uma bateria de condensadores e ainda de um equipamento de arranque suave com o intuito de limitar a corrente de arranque característica das máquinas assíncronas. Um componente representado na figura mas que não se encontra identificado é a caixa de velocidades. Este equipamento tem como função adaptar a energia mecânica fornecida pela turbina à energia mecânica do gerador, fazendo com que estas se encontrem no ponto óptimo de operação, aumentando a energia eléctrica extraída do sistema.

Os fabricantes deste sistema de conversão são a Suzlon, a Micon (empresa adquirida pela Vestas), a Nordex, a Siemens, a Ecotécnica e a Made.

O sistema de conversão baseado num gerador de indução convencional tem como principal problema a sua necessidade de consumo de potência reactiva. O gerador de indução convencional consome energia reactiva para realizar a sua excitação e para conseguir obter um factor de potência próximo da unidade.

Para fornecimento da energia reactiva necessária são utilizadas baterias de condensadores colocadas localmente, que fornecem total ou parcialmente essa energia. Quando a energia reactiva fornecida pelas baterias de condensadores não é suficiente, a restante energia é fornecida pela rede eléctrica à qual o gerador se encontra ligado. Contudo, esta falta de contributo do gerador para fornecimento de energia reactiva, torna-se um factor crítico quando ocorrem perturbações na rede que levem à existência de cavas de tensão como é explicado posteriormente na secção 2.3.1 do presente capítulo sobre comportamento dos aerogeradores em caso de curto-circuitos.

2.2.2 - Gerador de Indução de Velocidade Variável

Um dos sistemas de conversão de energia eólica com gerador de indução de velocidade variável é designado como um sistema de velocidade variável limitada. Este sistema é constituído por um gerador de indução de rotor bobinado em que o rotor é ligado em série com uma resistência variável controlada por um conversor electrónico, e o estator é ligado á rede através de um transformador.

Este sistema permite ter uma variação de velocidade introduzida pela resistência variável que tem capacidade de fazer variar a velocidade através da variação do valor dessa resistência. Contudo essa variação de velocidade é limitada a aproximadamente 10% do valor da velocidade de sincronismo.

Esta topologia apresenta como principais vantagens a melhoria da eficiência do sistema através do aumento da gama de variação de velocidade que permite uma melhor adaptação entre as energias mecânicas fornecidas pela turbina ao rotor e do rotor ao gerador. Contudo, apesar de melhor do que a do sistema de velocidade constante, esta adaptação não é total devido á gama de variação de velocidade ser reduzida. Outras desvantagens deste sistema são a carga mecânica elevada para a maioria dos regimes de vento, a incapacidade de controlo de potência activa e reactiva e a variação da potência injectada causada pelas variações de vento tal como no sistema de velocidade constante. Este sistema acrescenta ainda a desvantagem de introduzir a dissipação da potência extraída do rotor na resistência variável.

Na figura 2.2 está representado a topologia de um sistema de conversão de energia eólica de velocidade variável como descrito anteriormente.

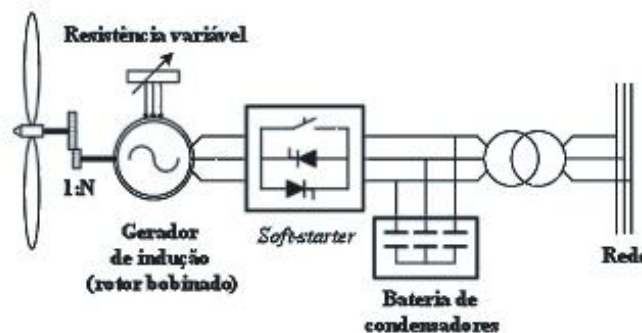


Figura 2.2 - Gerador de Indução com rotor bobinado - sistema de velocidade variável limitada [4].

Relativamente ao sistema de velocidade constante, apenas se realça uma diferença que consista na resistência variável que se liga ao rotor do gerador. Tal como no sistema anterior, a presença de uma bateria de condensadores e de um sistema de arranque suave são necessários.

Existem vários fabricantes deste sistema de conversão tais como: a Suzlon, a Gamesa e a Vestas.

O sistema de velocidade variável limitada tem o mesmo problema de consumo de energia reactiva que o sistema de velocidade constante porque utiliza da mesma forma um gerador de indução ligado directamente á rede eléctrica.

2.2.3 - Gerador de Indução Duplamente Alimentado

O sistema de conversão de energia eólica que engloba um gerador de indução duplamente alimentado é designado por sistema de velocidade variável com conversor parcial. Para que se consiga operar com velocidade variável, é necessário que exista um desacoplamento entre a velocidade mecânica do rotor e a frequência da rede. Neste sistema, utiliza-se um conversor electrónico de potência para fazer esse desacoplamento e assim conseguir um funcionamento a velocidade variável.

Este sistema consiste num gerador de indução com rotor bobinado cujo estator se encontra directamente ligado à rede através de um transformador e cujos enrolamentos trifásicos do rotor se encontram ligados à rede através de um conversor electrónico de potência. Assim, a frequência mecânica e eléctrica do rotor ficam desacopladas e permitem que a frequência do rotor e do estator possam mudar, independentemente da velocidade mecânica do rotor. O conversor é considerado parcial, porque apenas o rotor está ligado à rede através do conversor, encontrando-se o estator directamente ligado à rede.

O conversor electrónico de potência utilizado é constituído por dois conversores: um AC/CC do lado do gerador e um CC/AC do lado da rede. O conversor do lado do gerador controla a corrente do rotor e assim a potência activa e reactiva injectada na rede. O conversor do lado da rede controla a tensão no barramento CC. Assim, alterando as estratégias de controlo do conversor, é possível colocar o gerador a produzir potência activa correspondente à potência máxima extraída da turbina ou colocar o gerador a realizar compensação de potência reactiva para a rede eléctrica. Este último modo de operação torna-se especialmente importante em situações de curto-circuito na rede, como vamos ver no capítulo relativo ao comportamento de aerogeradores em caso de curto-circuitos.

Na figura 2.3 encontra-se representada a topologia de um sistema de velocidade variável com conversor parcial.

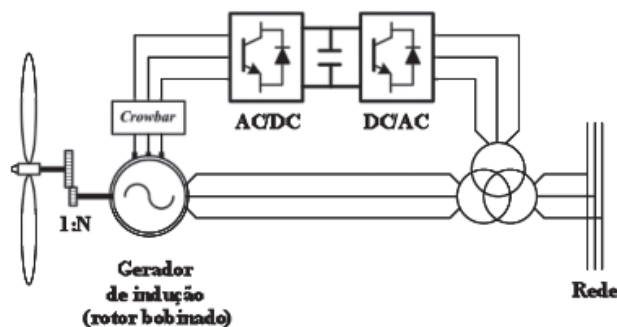


Figura 2.3 - Gerador de Indução com rotor bobinado - sistema de velocidade variável com conversor parcial [4].

Na representação do sistema de velocidade variável, encontra-se o gerador de indução com rotor bobinado, o conversor parcial e a rede. Neste sistema, quando o conversor tem capacidade suficiente para excitação do gerador e compensação do factor de potência não são necessárias baterias de condensadores. Estas apenas são necessárias quando o conversor utilizado é pequeno e não possui capacidade suficiente, funcionamento as baterias como complemento ao conversor. Neste sistema também não são necessários equipamentos de

arranque suave para limitar as correntes de arranque pois o conversor também realiza essas funções.

Como fabricantes deste sistema de conversão encontram-se a Vestas, a Gamesa, a Repower, a Nordex, a GE, a Ecotécnica, a Ingetur (filial da empresa Acciona) e a Suzlon.

A principal vantagem deste sistema é a capacidade de funcionamento a velocidade variável numa gama típica de $\pm 30\%$ em torno da velocidade de sincronismo que permite um maior aproveitamento perante a variabilidade da velocidade do vento que se verifica na turbina eólica. Outras vantagens são o aumento da eficiência, a melhoria da qualidade da energia produzida e a capacidade de controlo da potência activa e reactiva. Contudo, este sistema apresenta como desvantagens a necessidade de um sistema de protecção para o conversor de forma a protegê-lo de correntes de defeito elevadas que se verifiquem no rotor e a utilização de anéis colectores para transferir a potência do rotor para o conversor.

2.2.4 - Gerador Síncrono ou Assíncrono de Velocidade Variável

Os sistemas de conversão de energia eólica que englobam um gerador síncrono (com rotor cilíndrico ou de ímans permanentes) ou assíncrono (de indução com rotor bobinado) de velocidade variável são designados por sistemas de velocidade variável com conversor integral. Neste sistema a velocidade variável é obtida a partir de um conversor electrónico de potência que se encontra ligado aos terminais do estator do gerador e faz a ligação entre este e a rede eléctrica, sendo por isso considerado um conversor integral.

O conversor integral é projectado para a potência nominal do gerador e tem como função desacoplar totalmente as frequências da rede e do gerador e, com isso, conseguir aumentar a gama de variação de velocidades de operação para valores de velocidades do vento mais reduzidas e assim produzir energia a partir de uma maior quantidade de velocidades de vento, maximizando assim a energia produzida. Permite também que variações que se verifiquem na velocidade do vento sejam convertidas em variações da velocidade do rotor ao invés de provocarem variações na potência injectada levando assim a uma melhoria da qualidade da energia produzida. A constituição do conversor electrónico de potência é semelhante ao utilizado para o sistema com o gerador de indução duplamente alimentado, com um conversor AC/CC e um conversor CC/AC.

Os sistemas de velocidade variável com conversor integral são projectados com o objectivo de obter a máxima eficiência aerodinâmica numa vasta faixa de velocidades, através da variação da velocidade de operação.

Na figura 2.4 apresenta-se a topologia de um sistema de velocidade variável com conversor integral.

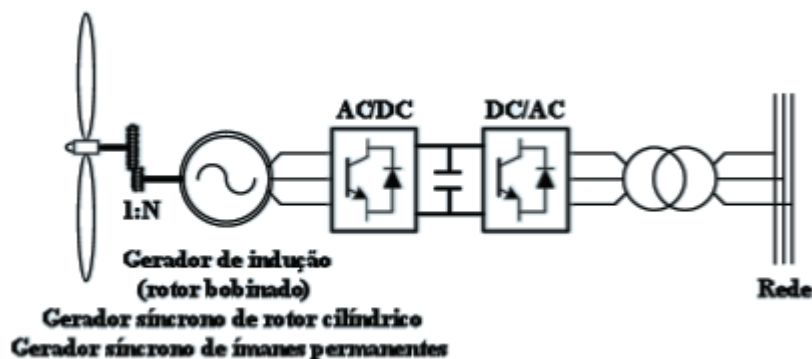


Figura 2.4 - Gerador de Indução com rotor bobinado ou gerador síncrono de rotor cilíndrico ou de ímãs permanentes - sistema de velocidade variável com conversor integral [4].

Este sistema tem a particularidade de poder utilizar vários tipos de geradores tanto síncronos como assíncronos. Tal como o sistema de velocidade variável com conversor integral, não necessita de baterias de condensadores nem equipamentos de arranque suave. Este sistema apresenta uma gama de variação de velocidades alargada, permitindo-lhe ter uma maior eficiência para vários regimes de vento. Se for utilizado um gerador síncrono de ímãs permanentes, devido ao seu elevado número de pares de pólos e à sua baixa velocidade de rotação, é possível evitar a utilização de uma caixa de velocidades. A sua eliminação implica que ocorra uma minimização das perdas mecânicas, das paragens para manutenção, do peso do aerogerador e dos ruídos associados ao funcionamento que este equipamento acarreta. Por isso, a utilização deste gerador é a mais indicada para este sistema.

As principais vantagens deste sistema de conversão são o aumento da eficiência provocada pelo aproveitamento de uma maior gama de regimes de vento e da dispensa da caixa de velocidades, a melhoria da qualidade da energia produzida, a maior capacidade de controlo tanto da potência activa como reactiva e a ausência de anéis colectores. No entanto, este sistema apresenta como desvantagens o elevado custo dos materiais utilizados na construção dos ímãs permanentes bem como as perdas que se verificam no conversor que faz a ligação entre a rede eléctrica e o gerador e por onde passa toda a potência activa. No entanto, os custos elevados com os materiais de construção utilizados têm diminuído com os avanços tecnológicos que se têm verificado, pelo que essa limitação para a sua implementação é cada vez menor.

O comportamento deste sistema de conversão perante a ocorrência de curto-circuitos na rede será apresentado na secção 2.3.3.

2.3 - Comportamento dos Aerogeradores em caso de Curto-Circuito

Nesta dissertação, analisar o comportamento dinâmico dos aerogeradores perante a ocorrência de curto-circuitos na rede revela-se um aspecto fundamental de modo a entender de que forma cada tecnologia reage. Assim, nesta secção irá realizar-se uma análise qualitativa do comportamento do gerador de indução convencional, do gerador de indução duplamente alimentado e do gerador síncrono perante a ocorrência de curto-circuitos [3].

2.3.1 - Comportamento dos aerogeradores de indução convencionais em caso de curto-circuitos

Os geradores de indução convencionais apresentam como principal problema a necessidade de consumir um valor elevado de potência reactiva para alimentação dos campos magnéticos necessários ao seu funcionamento.

Apesar de precisarem dessa potência reactiva em regime estacionário, é perante a presença de curto-circuitos que essa necessidade se torna mais crítica, dado que nos momentos subsequentes à recuperação da tensão, a magnetização dos circuitos da máquina requerem a absorção de elevados valores de potência reactiva. Dependendo da potência de curto-circuito do local onde a máquina se encontra ligada, a capacidade da rede para fornecer essa potência reactiva poderá ser maior ou menor, o que influencia também a recuperação da tensão aos terminais da máquina. No caso de redes relativamente fracas, essa recuperação de tensão torna-se mais lenta.

Embora, os geradores de indução convencionais se encontrem sempre associados a baterias de condensadores para compensação da potência reactiva, quando ocorrem curto-circuitos na rede, a necessidade de potência reactiva aumenta e as baterias de condensadores não são capazes de fornecer essa potência reactiva. Para agravar o problema, a potência reactiva produzida nas baterias depende da tensão que se encontra aos seus terminais. Assim, em caso de curto-circuitos, a capacidade de compensação por parte das baterias é ainda menor devido à redução da tensão que se verifica na rede e como tal, a necessidade de potência reactiva torna-se ainda mais acentuada. Não tendo outra forma de compensar a potência reactiva necessária ao funcionamento do gerador, recorre-se à rede eléctrica á qual o gerador se encontra ligado para compensar a potência reactiva necessária.

Realça-se então o facto de este tipo de aerogerador não contribuir para o melhoramento dos níveis das tensões na rede perante a ocorrência de curto-circuitos.

Este comportamento dos geradores de indução convencionais perante a ocorrência de curto-circuitos faz com que aerogeradores equipados com este tipo de geradores tenham de sair de serviço devido á actuação de relés de mínimo de tensão ou à actuação de protecções de máximo de velocidade (no primeiro caso, uma recuperação demasiado lenta do perfil de tensão põe em causa as condições de estabilidade da rede; adicionalmente, e como consequência deste facto, a incapacidade de magnetização da máquina nos momentos seguintes à eliminação do defeito leva ao embalamo desta devido à incapacidade de recuperar o binário eléctrico).

Conclui-se assim que aerogeradores equipados com geradores de indução, na ocorrência de curto-circuitos, para além de não contribuírem para melhorar os níveis de tensão, ainda saem de serviço, provocando a perda de potência activa para o sistema. Assim, quando a quantidade de potência activa produzida por estes parques eólicos é elevada, pode originar graves problemas de estabilidade no sistema.

2.3.2 - Comportamento dos aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados em caso de curto-circuitos

Quando ocorrem curto-circuitos na rede, enquanto nos geradores de indução convencionais o maior problema residia na necessidade de potência reactiva para alimentar o circuito magnético, nos geradores de indução duplamente alimentados o principal problema reside nos conversores de electrónica de potência que fazem a ligação entre o rotor do gerador e a rede eléctrica.

Quando ocorre um curto-circuito na rede eléctrica, ocorre um aumento da corrente no rotor do gerador o que pode provocar danos tanto no conversor que faz a ligação entre o rotor e a rede como no barramento CC que se encontra nesse conversor. Assim, a principal preocupação quando ocorre um curto-circuito reside na necessidade de protecção destes equipamentos.

Contrariamente aos geradores de indução convencionais, os geradores de indução duplamente alimentado reagem às cavas de tensão resultantes do curto-circuito. Através da malha de controlo de velocidade, tem tendência a seguir o balanço de potência procurando manter a estabilidade e contribuir para a recuperação do valor da tensão para valores mais próximos dos seus valores nominais.

2.3.3 - Comportamento dos aerogeradores com sistema de conversão integral caso de curto-circuitos

Neste tipo de geradores, como já foi referido anteriormente, utiliza-se um conversor electrónico de potência para fazer o desacoplamento total entre o gerador e a rede eléctrica, permitindo assim controlar a potência activa e reactiva de forma independente. Este conversor controla o funcionamento do gerador e assim torna-o mais capaz de atenuar situações de cavas de tensão como acontece quando ocorrem curto-circuitos através de estratégias de controlo adequadas que permitam fornecer potência reactiva á rede e assim melhorar os níveis de tensão na rede. Como a ligação do gerador à rede é realizada através de um conversor integral, o gerador não sente o efeito do curto-circuito mas sim o conversor do lado da rede.

2.4 - Códigos de Rede (*Grid Codes*)

Os códigos de rede são requisitos técnicos definidos pelos operadores das redes para que os centros produtores contribuam para a segurança da operação do sistema.

Com a elevada integração de energias renováveis nas redes, nomeadamente as que aproveitam recursos intermitentes, como a eólica, levaram à introdução de geradores com características diferentes dos geradores utilizados anteriormente nas centrais de produção

convencionais. Assim, fizeram com que os códigos de rede já existentes tivessem de ser revistos e actualizados para se criarem regras de acesso às redes que englobassem as especificidades da produção eólica de forma a poder ser introduzida nas redes sem as afectar negativamente quanto á segurança de operação e á qualidade da energia produzida[6].

Essa revisão/actualização foi realizada de uma forma geral a nível Europeu. Posteriormente os operadores de rede de cada país, partindo desse código geral, adaptaram os códigos de rede às características das suas próprias redes. Essa revisão/actualização dos códigos de rede levou a que em alguns países se criassem códigos de rede específicos para parques eólicos. Nos restantes, a revisão/actualização procurou definir um código de rede que fosse independente do tipo de tecnologia de produção utilizada.

Os códigos de rede são muitas vezes um ponto de controvérsia entre os operadores da rede e os produtores eólicos. Os promotores de parques eólicos têm de utilizar sistemas eólicos que garantam que são cumpridos os requisitos impostos, pelo que a tecnologia eólica se adapta aos códigos. Assim, a variação na tecnologia das turbinas eólicas existentes reflecte a história dos códigos de rede.

Neste capítulo apresenta-se uma visão geral sobre os códigos de rede definidos, uma visão sobre as especificidades dos códigos de rede adoptados por alguns países e uma análise mais detalhada sobre a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão pelo interesse que tem para esta dissertação.

2.4.1 - Visão Geral sobre os Códigos de Rede (*Grid Codes*)

Neste subcapítulo apresenta-se uma visão geral sobre os códigos de rede, nomeadamente os aspectos técnicos impostos aos produtores eólicos por parte dos operadores de rede. A tabela 2.1 apresenta uma visão geral sobre os códigos de rede[7-9].

Tabela 2.1 – Visão geral dos códigos de rede[2].

Requisitos dos códigos de rede relativos aos parques eólicos	
Controlo da potência activa	- Controlo de frequência - Controlo dos congestionamentos no ramos
Controlo da Frequência	- Manter a frequência dentro de limites aceitáveis, prevenir a sobrecarga de equipamentos e manter a qualidade de potência fornecida
Limites de frequência e Tensão	- Capacidade de manutenção em operação quando o sistema se encontra em dificuldades (tensão e frequência afastados dos seus valores nominais)
Controlo de tensão	- Capacidade de compensação da potência reactiva por parte dos parques eólicos em regime permanente
Qualidade da tensão (mudanças bruscas, efeito flicker e harmónicos)	- Conjunto de requisitos a incluir nos códigos de rede de cada país de acordo com as especificidades das suas redes
Mudanças nas tomadas dos transformadores	- Capacidade de mudança de tomadas do transformador de ligação do parque á rede para modificar a relação entre a tensão do parque e da rede
Protecção dos parques eólicos	- Protecção dos parques eólicos contra perturbações e defeitos na rede eléctrica
Modelização e verificação dos parques eólicos	- Obrigatoriedade de fornecimento de modelos e informações técnicas relativas aos sistemas eólicos implementados nos parques eólicos
Comunicações e controlo externo	- Obrigatoriedade do operador do parque eólico em fornecer informação necessária para que o operador de rede assegure a operação do sistema de potência de forma adequada (potência activa e reactiva, tensão, estado de operação, velocidade e direcção do vento) - Capacidade do operador da rede ligar ou desligar o parque eólico da rede

2.4.2- Análise de Requisitos principais em vários países

Nesta secção apresentar-se-á uma comparação entre os principais requisitos implementados nos Códigos de Rede de vários países. Os países analisados são a Alemanha[10], os Estados Unidos da América[11], a Dinamarca[12],[13], a Espanha[14] e Portugal [15]. De realçar que a Dinamarca tem um código de rede para as ligações abaixo dos 100kV e outro para as ligações acima de 100kV.

A escolha dos países em questão foi realizada tendo em conta o seu carácter pioneiro (Alemanha), a quantidade de potência eólica instalada (Estados Unidos da América) e a percentagem de potência eólica instalada em relação à potência total instalada (Dinamarca, seguida de Portugal e Espanha).

Os requisitos principais que serão analisados e que se encontram nos códigos de rede dos países mencionados são o controlo de frequência, o controlo de tensão, a manutenção da frequência dentro de determinados limites e a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. O controlo de potência activa é um requisito imposto nos códigos de rede de vários países de modo a realizar o controlo de frequência do sistema e assim garantir que não existe perda de estabilidade do mesmo. O controlo de tensão pode ser realizado a partir da compensação da potência reactiva e tem como objectivo manter as tensões no sistema perto dos valores desejados para a operação do sistema. A manutenção da frequência dentro de determinados limites é realizada através do controlo de frequência, conseguindo-se assim assegurar a segurança de abastecimento e a prevenção contra sobrecargas. A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão impõe ao parque eólico que se mantenha ligado à rede durante e após curto-circuitos, tendo ainda capacidade de suportar a rede através da contribuição para elevação das tensões.

2.4.2.1 - Controlo da potência activa

Vários códigos de rede exigem que os parques eólicos tenham capacidade de variar a potência activa produzida de acordo com variações na frequência do sistema.

Alemanha:

Deve ser possível reduzir a potência activa produzida em qualquer condição de funcionamento e em qualquer ponto de operação para um valor máximo de potência definido pelo Operador da Rede de Transporte (ORT). A redução de potência produzida por minuto deve ser realizada com o valor mínimo de 10% do valor da potência nominal, sem que o parque eólico saia de serviço. Caso a redução por minuto seja menor do que 10% do valor da potência nominal o parque deve sair de serviço.

Dinamarca:

Deve ser possível reduzir a potência activa produzida para qualquer valor especificado na gama de valores entre 20 e 100% da potência nominal do parque eólico. A redução de potência por minuto deve poder ser controlada para se situar entre 10 a 100% da potência nominal.

Estados Unidos da América, Espanha e Portugal:

O requisito de controlo de frequência não está definido no código de rede destes países.

2.4.2.2 - Controlo de tensão

Os parques eólicos devem funcionar com valores de tensão adequados, dentro dos limites definidos para se manterem ligados à rede, durante variações de tensões verificadas na rede. Para controlar a tensão o parque eólico deve ter capacidade de fornecer potência reactiva ao sistema.

Alemanha:

O factor de potência no ponto de ligação do parque eólico à rede deve ser entre 0.95 indutivo e 0.925 capacitivo.

Dinamarca:

O parque eólico deve ter equipamentos para compensação da potência reactiva para assegurar que o valor médio da potência reactiva trocada no ponto de ligação com a rede ao longo de 10 segundos é mantido dentro de uma zona de controlo (figura 2.5).

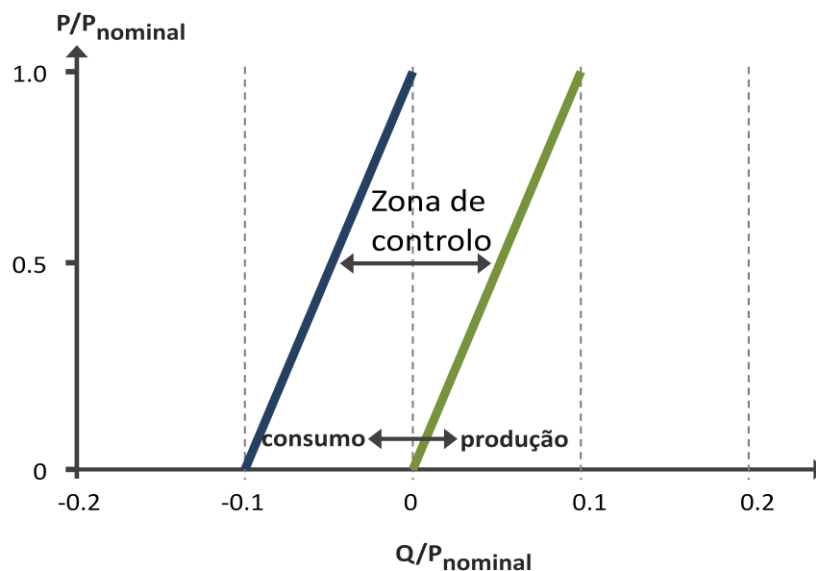


Figura 2.5 - Requisitos quanto à potência reactiva trocada no ponto de interligação do parque eólico com a rede [13].

Estados Unidos da América:

Um parque eólico deve manter o factor de potência no ponto de ligação com a rede entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo.

Espanha:

O requisito do controlo de tensão não está definido no código de rede deste país.

Portugal:

A gama de regulação de tensão deve fazer parte das condições técnicas particulares de ligação à RNT, sendo definida por acordo entre o ORT e o produtor.

2.4.2.3 - Limites da Frequência

Como regra geral, os códigos de rede estabelecem uma gama de valores de frequência para o modo de funcionamento contínuo e uma gama de valores de frequência mais alargada durante alguns períodos de tempo.

Alemanha:

Quando a frequência do sistema se situa entre 47,5 Hz e 50,2 Hz, não existe qualquer restrição aplicada aos parques eólicos pelo ORT. Contudo, quando a frequência ultrapassa os 50,2 Hz, os parques eólicos devem reduzir a potência activa produzida em cerca de 40% da potência produzida nesse mesmo instante, passando a produzir apenas 60% do que estavam a produzir anteriormente. Quando a frequência voltar para o valor de 50,05 Hz, o parque eólico pode aumentar novamente a sua potência activa produzida. Quando a frequência se encontra em valores abaixo de 47,5 Hz ou acima de 51,5 Hz, o parque eólico deve ser desligado da rede.

Dinamarca:

Quando a frequência se situar entre 49,5 Hz e 50,5 Hz não se aplica qualquer restrição aos parques eólicos. Quando a frequência se situar em valores abaixo de 49,5 verifica-se a redução de potência activa produzida. Quando está em 49 Hz, não se verifica redução de potência, mas em 47,5 Hz a redução de potência é de 15% do valor de potência que estiver a produzir. Quando a frequência se encontra acima de 50,5 Hz nunca se verifica redução de potência activa.

Estados Unidos da América:

Não existe nenhuma referência para as gamas de frequências de funcionamento no código de rede.

Espanha:

Os parques eólicos devem desligar-se da rede sempre que a frequência ultrapassa o valor de 51 Hz ou quando a frequência atinge valores abaixo de 48 Hz durante períodos de tempo superiores a 3 segundos.

Portugal:

Os parques eólicos devem suportar desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz sem de desligarem da rede. Quando a frequência se situar em valores inferiores a 47,5 Hz e superiores a 51,5 Hz, os parques eólicos devem sair de serviço.

2.4.2.4 - Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão

À alguns anos atrás, os ORT obrigavam os parques eólicos a sair de serviço sempre que ocorria um curto-circuito na rede. Contudo, isso provocava perdas de potência no sistema que levava a uma queda da frequência e a um aumento dos trânsitos de potência nas interligações com os países vizinhos para compensar a potência perdida, quando esta não consegue ser compensada pela reserva primária. Se o aumento verificado nas interligações for muito elevado (grande importação) pode provocar a sobrecarga das linhas de interligação e em casos extremos, instabilidade do sistema. Com o aumento da integração de potência eólica nas redes, essa perda de potência aumentou consideravelmente e como tal, a queda da frequência começou a ameaçar a perda de estabilidade do sistema. Assim, para aumentar a segurança de operação do sistema e permitir a integração de mais parques eólicos, os ORT definiram como requisito a capacidade dos parques eólicos se manterem em serviço quando ocorrem cavas de tensão aos seus terminais devido a curto-circuitos nas redes. [16]

Este requisito consiste na capacidade de os parques eólicos se conseguirem manter em serviço quando a tensão aos seus terminais desce como consequência do curto-circuito e ainda contribuir para a melhoria das tensões da rede através da injeção de corrente reactiva.

Para cumprir o requisito em questão os parques eólicos podem recorrer a soluções intrínsecas, externas ou mistas. As soluções intrínsecas consistem no comportamento dos aerogeradores ser capaz de sobreviver a cavas de tensão através de sistemas de controlo adequados ou através da instalação de geradores mais modernos com essa capacidade. Soluções externas consistem na instalação de equipamentos externos adicionais (FACTS) que forneçam essa capacidade. A solução mista é uma solução que utilize uma mistura de soluções intrínsecas e externas.

Dado que este requisito é essencial para o objectivo desta dissertação, irá ser analisado de forma mais detalhada que os restantes.

Alemanha:

Quando os parques eólicos estão equipados com geradores síncronos, se ocorrerem curto-circuitos trifásicos na rede eléctrica, não devem causar instabilidade ou desligar os geradores da rede sempre que o tempo de eliminação do curto-circuito não ultrapassar os 150 ms. A curva de sobrevivência a cavas de tensão para a qual os geradores síncronos devem manter-se ligados à rede está representada na figura 2.6.

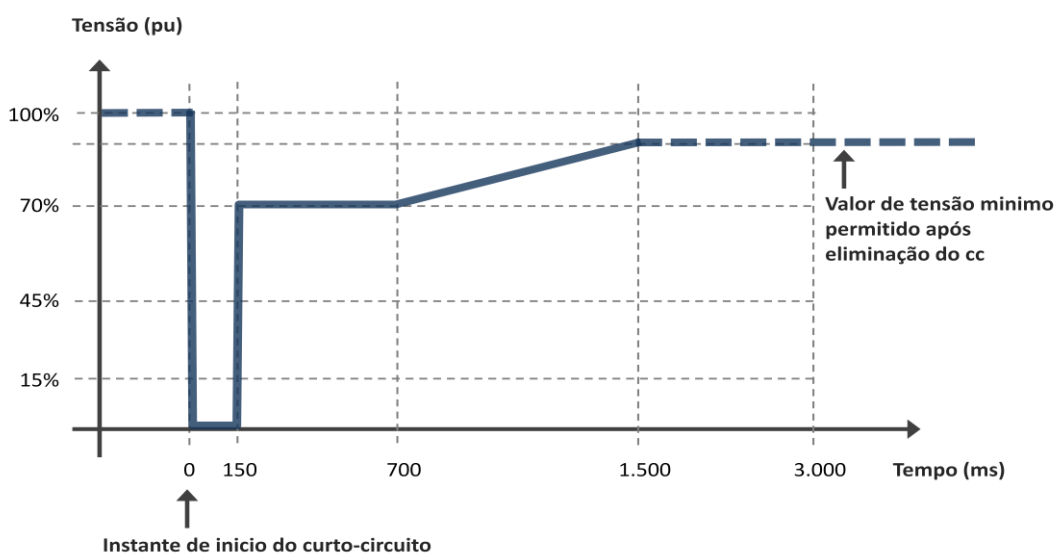


Figura 2.6 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos parques eólicos com geradores síncronos para suportarem cavas de tensão provocadas por curto-circuitos trifásicos ocorridos na rede [10].

Para parques eólicos equipados com geradores assíncronos, se ocorrerem curto-circuitos trifásicos na rede, não devem provocar instabilidade nem desligar os geradores da rede sempre que os valores de tensão se situem acima da curva limite 1 representada na figura 2.7.

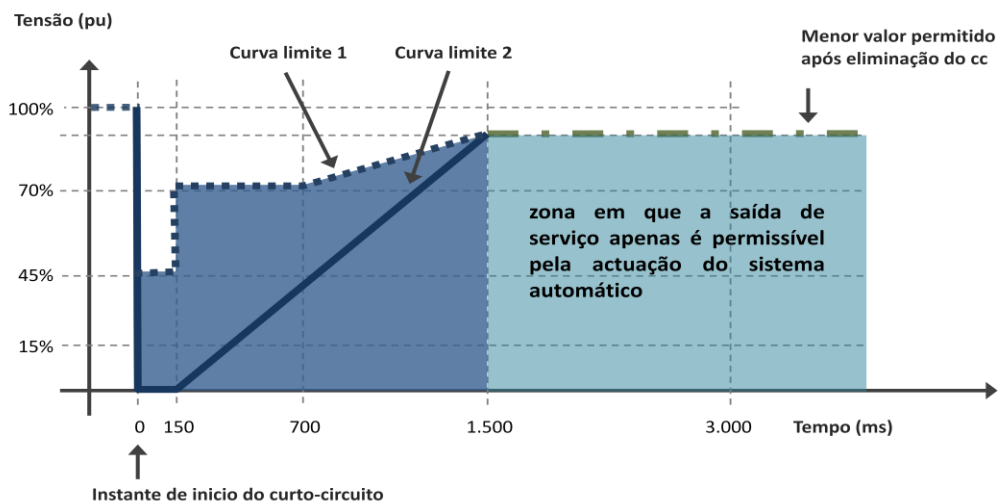


Figura 2.7 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos parques eólicos com geradores assíncronos para suportarem cavas de tensão provocadas por curto-circuitos trifásicos ocorridos na rede [10].

Todos os parques eólicos devem-se manter ligados à rede quando são afectadas por curto-circuitos. Se, devido à concepção da ligação à rede, um parque eólico não conseguir cumprir esse requisito, é permitido com o consentimento do ORT, deslocar a linha que limita a curva de tensão da 1 para a 2, reduzindo paralelamente o tempo de resincronização com a rede e assegurando a menor injeção de potência reactiva durante o defeito. A potência reactiva injectada e a resincronização com a rede apenas devem acontecer quando os aerogeradores atingirem, da forma adequada, os requisitos impostos para o ponto de interligação com a rede.

Se, quando ocorrer um defeito, apenas um gerador do parque eólico se tornar instável ou actuarem as suas protecções, é permitida uma desconexão breve do parque eólico em relação à rede com o consentimento do ORT. A partir do início da desconexão, não devem passar mais de 2 segundos até se realizar a resincronização. A potência activa injectada deve ser aumentada até ao ser valor original, através de um aumento de 10% da potência nominal do gerador por segundo.

Dinamarca:

A Dinamarca, como já foi referido tem dois códigos de rede para as ligações até 100kV e para ligações superiores a 100kV.

Para ligações até 100kV, os parques eólicos devem manter-se ligados à rede após a ocorrência de:

- Curto-circuitos trifásicos com a duração de 100ms
- Curto-circuitos fase-fase, com ou sem contacto à terra, com a duração de 100ms seguido de outro curto-circuito passados 300 a 500 ms com a mesma duração do primeiro (100ms);

O parque eólico deve ter capacidade suficiente para cumprir os requisitos acima referidos na ocorrência das seguintes sequências independentes:

- Pelo menos 2 curto-circuitos fase-fase no espaço de 2 minutos;
- Pelo menos 2 curto-circuitos trifásicos no espaço de 2 minutos;

Os parques eólicos devem ainda possuir reservas suficientes para suportar as seguintes sequências independentes:

- Pelo menos 6 curto-circuitos fase-fase em intervalos de 5 minutos;
- Pelo menos 6 curto-circuitos trifásicos em intervalos de 5 minutos;

Para ligações acima de 100kV, os parques eólicos devem manter-se ligados à rede após a ocorrência de:

- Curto-circuitos trifásicos com duração de 100ms
- Curto-circuitos fase-fase, com ou sem contacto com a terra, que ocorram durante 100ms seguidos de um novo curto-circuito passados entre 300ms e 500ms com a mesma duração do primeiro (100ms)
- Curto-circuitos monofásicos 300 a 500 ms depois também com a duração de 100ms.

O parque eólico deve ter capacidade suficiente para cumprir os requisitos mencionados anteriormente no caso de acontecerem as seguintes 3 sequências independentes:

- Pelo menos 2 defeitos fase-terra em 2 minutos
- Pelo menos 2 curto-circuitos fase-fase-terra em 2 minutos
- Pelo menos 2 curto-circuitos trifásicos em 2 minutos

Adicionalmente, devem também ter suficientes reservas energéticas para aguentar as seguintes sequências independentes:

- Pelo menos 6 curto-circuito fase-terra em intervalos de 5 minutos
- Pelo menos 6 curto-circuitos fase-fase-terra em intervalos de 5 minutos
- Pelo menos 6 curto-circuitos trifásicos em intervalos de 5 minutos

Estados Unidos da América:

Quando ocorre uma perturbação na tensão da rede, o parque eólico deve manter-se em serviço se os valores de tensão durante a perturbação estiverem acima dos valores indicados na curva representada na figura 2.8.

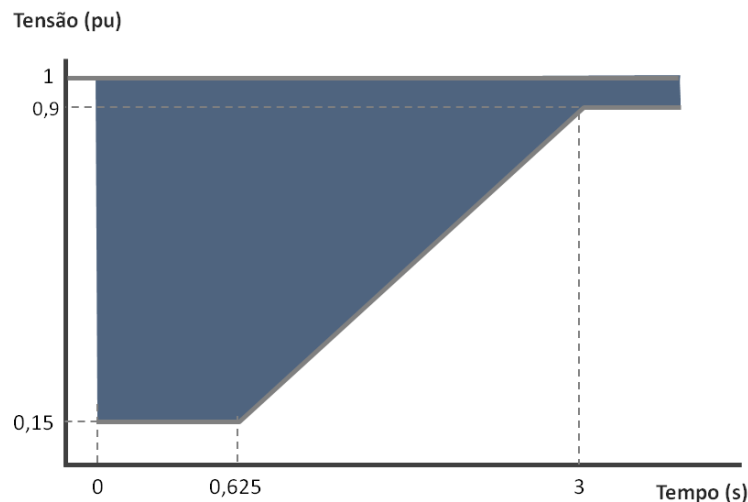


Figura 2.8 - Curva tensão-tempo limite para o ponto de ligação à rede eléctrica definido no código de rede dos USA que as instalações de produção eólica têm de ser capazes de suportar quando ocorre um defeito na rede eléctrica [6].

Segundo a figura 2.8, quando a tensão se mantém acima do valor de 0,15 pu durante o período de defeito, o parque eólico deve manter-se em serviço. Posteriormente, se a tensão conseguir recuperar até 0,9 pu desde o momento da eliminação do defeito até ao instante correspondente a 3 segundos após o início do defeito, o parque deve-se manter em serviço. Caso contrário, o parque eólico deve desligar-se da rede.

Este requisito não pode ser aplicado para curto-circuitos que ocorram entre os terminais do gerador e o lado da rede do transformador de ligação à rede eléctrica nem a curto-circuitos que resultem em valores de tensão no ponto de ligação com a rede inferiores a 0,15 p.u..

Os parques eólicos podem sair de serviço após o período de defeito se a sua saída de serviço fizer parte de um sistema de protecção especial da rede.

Espanha:

Os parques eólicos devem manter-se em serviço quando ocorrem curto-circuitos trifásicos, fase-terra ou monofásicos que provoquem quedas de tensão no ponto de ligação com a rede correspondentes a uma curva especificada pelo ORT. A curva que os parques eólicos devem suportar sem sair de serviço encontra-se representada na figura 2.9.

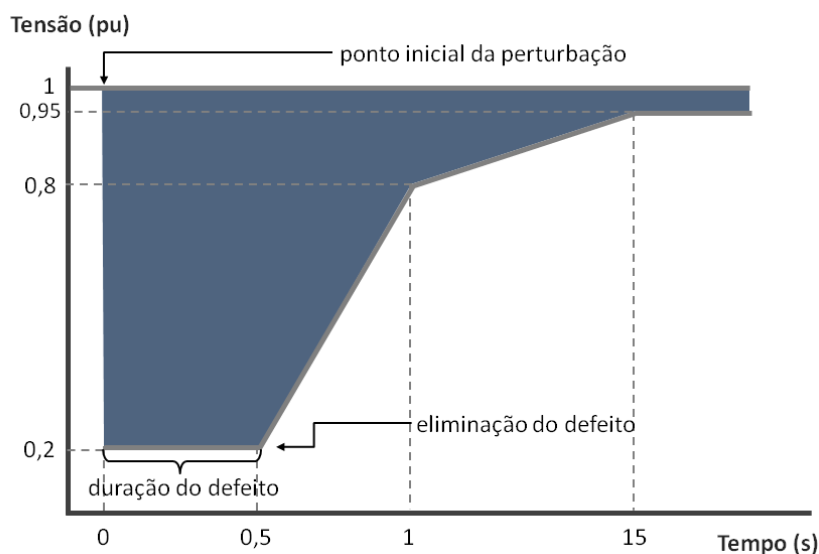


Figura 2.9 - Curva tensão-tempo que define a capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão no ponto de ligação à rede [14].

Quando a cava de tensão no ponto de interligação se situar em valores dentro da área a sombreado da figura mencionada, o parque eólico não sairá de serviço. No caso de curto-circuitos fase-terra em que a terra se encontre isolada, a área sombreada correspondente à cava de tensão em que a instalação não deve sair de serviço deve ser semelhante à representada na figura 2.9, modificando-se apenas o valor mínimo de tensão de 0,2 p.u. para 0,6 p.u.

Após a eliminação do curto-circuito, os tempos necessários para recuperar as tensões para os seus valores nominais depende da percentagem de penetração de eólica em relação à potência de curto-circuito.

- **Curto-circuitos equilibrados (trifásicos)**

Quando ocorrem curto-circuitos trifásicos, não poderá haver consumo de potência reactiva no ponto de interligação com a rede por parte do parque eólico tanto no período de defeito como no período de recuperação de tensão posterior à eliminação do defeito. No entanto, admitem-se consumos pontuais de potência reactiva durante os 150ms imediatamente posteriores ao início do defeito e à eliminação do mesmo, sempre que se cumpram as seguintes condições:

- Durante um período de 150ms desde o aparecimento do defeito, o consumo de potência reactiva do parque eólico, em cada ciclo (20ms), não deverá ser superior a 60% da sua potência nominal registada.
- Durante os primeiros 150ms desde que se elimina o defeito, o consumo de energia reactiva não deverá ser superior a 60% da sua potência nominal e o consumo de corrente reactiva do parque eólico em cada ciclo (20ms) não deverá ser superior a 1,5 vezes a corrente correspondente à sua potência nominal registada.

O parque eólico não poderá também consumir potência activa no ponto de interligação com a rede durante o período de defeito e durante o período recuperação da tensão posterior

à eliminação do defeito. Neste caso admite-se também consumos pontuais de potência activa tanto durante os 150ms imediatamente posteriores ao início do defeito como nos 150ms imediatamente após à eliminação do mesmo. Adicionalmente, permitem-se consumos de potência activa durante todo o defeito sempre que não forem superiores a 10% da sua potência nominal registada.

O parque eólico deverá injectar na rede o máximo de corrente possível tanto durante o período de defeito como durante o período de recuperação da tensão posterior à eliminação do defeito. Esta contribuição por parte do parque eólico realizar-se-á de forma que o ponto de funcionamento do parque eólico se localize dentro da área sombreada da figura 2.10 antes de decorridos 150ms desde o início do defeito ou desde o instante da eliminação do defeito. Assim, para valores de tensão inferiores a 0,85 p.u. no ponto de interligação com a rede, o parque eólico deve produzir potência reactiva. Para valores de tensão compreendidos entre 0,85 p.u. e o valor de tensão mínima admissível para o normal funcionamento do sistema, a instalação deve consumir potência reactiva. Para valores de tensão superiores à tensão mínima admissível em normal funcionamento, aplicará os procedimentos de operação para o funcionamento normal.

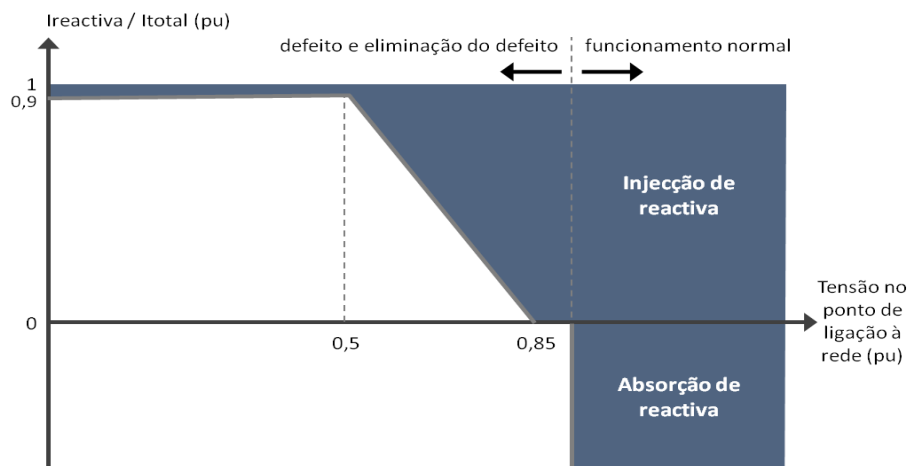


Figura 2.10 - Área de funcionamento admissível durante períodos de defeito e de recuperação da tensão após o defeito em função da tensão no ponto de ligação do parque eólico à rede [14].

- **Curto-circuitos desequilibrados (fase-terra e monofásicos)**

Quando ocorrem curto-circuitos bifásicos ou monofásicos, não poderá haver consumo de reactiva no ponto de interligação com a rede por parte do parque eólico tanto no período de defeito como no período de recuperação de tensão posterior à eliminação do defeito. No entanto, admitem-se consumos pontuais de potência reactiva durante os 150ms imediatamente posteriores ao início do defeito e à eliminação do mesmo, sempre que se cumpram as seguintes condições:

- O consumo de energia reactiva do parque eólico não deve ser superior à energia reactiva equivalente a 40% da potência nominal registada do parque durante 100ms.
- O consumo de potência reactiva do parque eólico, em cada ciclo (20ms) não deve ser superior a 40% da sua potência nominal registada.

O parque eólico não poderá também consumir potência activa no ponto de ligação à rede durante o período de defeito e durante o período recuperação da tensão posterior à eliminação do defeito. Neste caso admite-se também consumos pontuais de potência activa tanto durante os 150ms imediatamente posteriores ao início do defeito como nos 150ms imediatamente após à eliminação do mesmo.

Durante o todo o período de defeito admitem-se consumos de potência activa apenas quando se verificarem as seguintes condições:

- O consumo de energia activa não deve ser superior à energia equivalente a 45% da potência nominal registada do parque eólico durante um período de 100ms;
- O consumo de potência activa, em cada ciclo (20ms) não deve ser superior a 30% da sua potência nominal registada.

Portugal:

Os parques eólicos devem manter-se ligados à rede quando as cavas de tensão são resultado de defeitos trifásicos, fase-terra ou monofásico sempre que a tensão no ponto de interligação com a rede (do lado da rede) se encontre acima da curva representada na figura 2.11.

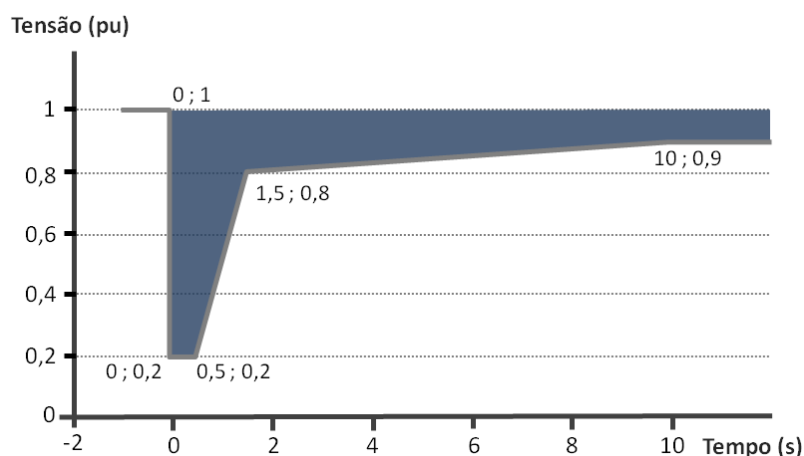


Figura 2.11 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão [15].

Durante o defeito e na fase de recuperação do defeito o parque eólico não pode consumir potência activa ou reactiva. Quando o defeito é eliminado e se inicia a recuperação da tensão no ponto de interligação do parque com a rede, a potência activa produzida pelo parque eólico deve aumentar com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da potência nominal do parque.

Durante as cavas de tensão, os parques eólicos devem fornecer corrente reactiva para suporte de tensão à rede de acordo com a curva representada na figura 2.12.

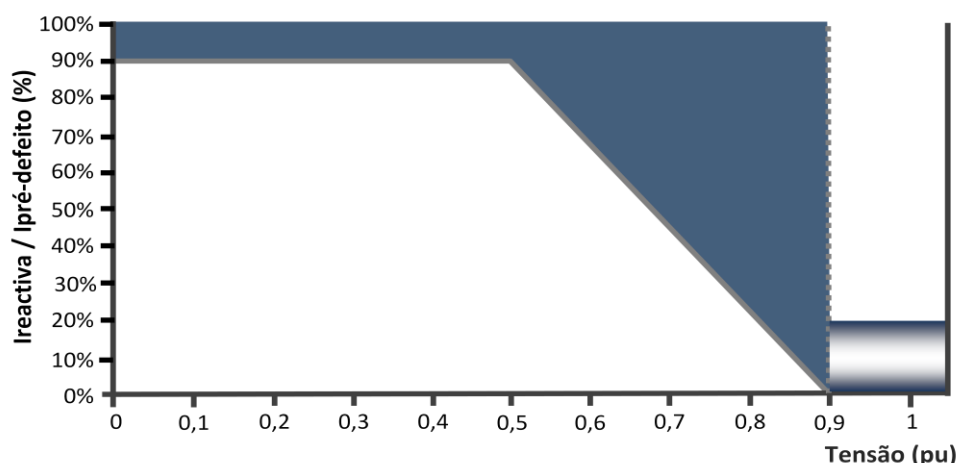


Figura 2.12 - Curva de fornecimento de corrente reactiva pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão [15].

O cumprimento desta curva durante cavas de tensão deve começar com um atraso máximo de 50ms após ser detectada a cava de tensão.

Quando se verificarem situações excepcionais de exploração como congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou estiver em causa a segurança da rede, o ORT pode controlar a potência produzida pelos parques eólicos de forma a estes não ultrapassarem um determinado valor de potência definido.

Os promotores de parques eólicos deverão instalar equipamentos de registo oscilográfico para comprovar o comportamento perante perturbações na rede. Os registos efectuados devem ser facultados ao ORT quando este o solicitar.

2.5 - FACTS

Como já foi referido anteriormente (na secção 2.4.2.4) existem dois tipos de soluções para dotar os parques eólicos com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão: soluções intrínsecas e soluções externas. Como os parques eólicos equipados com geradores de indução convencionais não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, é necessário utilizar equipamentos externos adicionais para lhes fornecer essa capacidade. Esses equipamentos externos podem ser FACTS.

Os FACTS consistem em sistemas de transmissão que incorporam controladores de electrónica de potência e que são utilizados para aumentar o controlo e a capacidade de transferência de energia. Podem ser classificados principalmente em 2 grupos: controladores série e controladores paralelo.

Os controladores série são colocados em série com as linhas e influenciam directamente a tensão nas linhas. Um exemplo deste tipo de dispositivos é o *DVR* (Dynamic Voltage Restore). Os controladores paralelo são colocados em paralelo com a linha influenciando indirectamente a tensão através da injeção ou absorção de uma corrente reactiva. Exemplos deste tipo de dispositivos são o *SVC* (Static var Compensator) e o *STATCOM* (Static Synchronous Compensator).

Para realizar controlo de tensão os controladores paralelo são mais utilizados do que os controladores série devido a não obrigarem a alterações na rede de forma a poder incorporá-los e ainda a introduzirem menos perdas no sistema. Assim, para fornecer capacidade de

sobrevivência a cavas de tensão a parques eólicos com geradores de indução convencionais que não consigam realizar essa função devem então utilizar-se controladores paralelo. Estes dispositivos fornecem suporte de tensão no ponto de interligação com a rede, tanto em regime permanente como durante a ocorrência de curto-circuitos na rede. Em regime permanente, os dispositivos regulam a tensão de forma a manter os níveis de tensão dentro de valores adequados. Quando ocorrem curto-circuitos na rede eléctrica, procuraram mantê-los dentro de valores aceitáveis que não provoquem a actuação das protecções de mínimo de tensão, durante os curto-circuitos e na fase de recuperação dos mesmos (tendo igualmente em consideração as respectivas curvas de sobrevivência a cavas de tensão)[17].

2.5.1 - Dispositivos SVC

Os SVCs (Thyristor-controlled static var compensators) são compensadores paralelo que utilizam elementos passivos como indutâncias e/ou condensadores, tiristores que são utilizados como interruptores dos elementos passivos e filtros de harmónicos. Um SVC pode ser constituído por TCR (Thyristor-controlled reactor), TSR (thyristor-switch reactor) e TSC (Thyristor-switch capacitor). Normalmente é, utilizado um transformador MT/AT com os equipamentos ligados no lado MT do transformador. Os SVCs podem operar de forma a realizarem controlo de potência reactiva e suporte de tensão. Na figura 2.13 encontra-se representada uma configuração possível de um SVC[18].

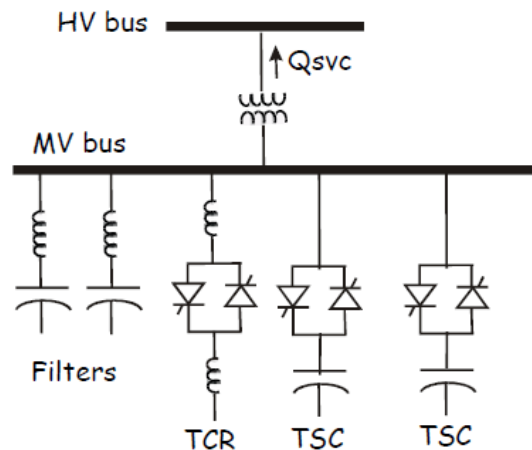


Figura 2.13 - Configuração de um dispositivo SVC[18].

Na figura 2.13 encontra-se um exemplo de configuração de um SVC que contém um TCR e dois TSCs. Um TSC é constituído por um condensador que se encontra ligado à rede através de tiristores. Os tiristores são interruptores com capacidade para ligar e desligar o condensador da rede, quando a corrente que os atravessa passa por 0. A corrente a ser injectada pode ser controlada por um ângulo de disparo que define quando o tiristor se encontra em condução. Assim, dependendo do ângulo de disparo, pode injectar-se a corrente máxima (quando o ângulo de disparo é 0) que vai diminuindo à medida que o ângulo de disparo aumenta. Quando se define o ângulo de disparo como 90°, a corrente injectada é 0. A

comutação entre os estados de condução e de não condução dos tiristores provocam harmónicos de corrente injectada.

Assim, como no caso do TSC o ângulo de disparo é sempre 0, o TSC encontra-se ligado à rede e injecta potência reactiva na rede de acordo com a sua capacidade ou encontra-se desligado e não injecta nada. Um TCR é constituído por uma reactância que se encontra ligada à rede através de tiristores. O TCR apesar de utilizar tiristores como no TSC tem um princípio de funcionamento diferente. Os tiristores são actuados por um ângulo de disparo que controla a potência reactiva que é consumida pela reactância. Assim, o TCR pode controlar continuamente a potencia reactiva consumida através do ângulo de disparo dos tiristores servindo para compensar as variações transitórias de potência reactiva provocadas pela comutação dos vários TSC, e ajustar os valores de potência reactiva injectada ou absorvida quando desejado.

A capacidade de potência reactiva de um SVC depende da quantidade de TSC e TSR que o constituem. Assim, pode ser dimensionado de forma simétrica ou assimétrica quanto à potência reactiva indutiva e capacitiva, de acordo com as necessidades do sistema.

Uma das características principais de um SVC consiste no facto de energia reactiva máxima disponível depender do quadrado da tensão que se encontra aos terminais de conexão com a rede. Quando em regime permanente, a tensão na rede encontra-se em valores próximos de 1 pu e por isso o SVC consegue contribuir na sua plenitude para o controlo de tensão e potência reactiva. Contudo, quando se verificam curto-circuitos na rede, o SVC vê a sua capacidade bastante afectada, pois devido a depender do quadrado da tensão, a capacidade do SVC diminui significativamente. Este factor, é tanto mais relevante quanto mais pronunciado for o curto-circuito pois quanto maior a queda de tensão menor será a capacidade de resposta do SVC. Este factor constitui a grande desvantagem deste dispositivo no controlo de tensão no ponto de ligação à rede [19].

2.5.2 - Dispositivos STATCOM

Os STATCOMs (Static Synchronous Compensator) são compensadores paralelos que utilizam um conversor VSC (Voltage-Source Converter) ligado em paralelo com a rede e que converte a tensão CC proveniente de um condensador CC numa tensão AC com as características desejadas.

O STATCOM utiliza os conversores para sintetizar uma tensão desejada no secundário do transformador de inserção, a partir da comparação entre a tensão que se verifica na rede e a tensão de referência que se deseja obter para a rede. O STATCOM, usualmente realiza uma compensação de potência reactiva de forma simétrica. Para realizar uma compensação assimétrica, é necessário uma fonte de potência reactiva complementar. Normalmente o STATCOM encontra-se ligado à rede através de um transformador MT/AT.

É um dispositivo construído para apenas realizar trocas de energia reactiva com a rede de forma a colocar as tensões num determinado valor especificado ou a trocar um determinado valor de potência reactiva com a rede, pelo que tem uma capacidade limitada de trocar potência activa com a rede. Em regime permanente, apenas troca potência reactiva com a rede. Contudo, em regime transitório realiza trocas de potência activa com a rede de forma a manter o nível de tensão do condensador CC no valor adequado e a compensar as perdas activas dos conversores [18].

Tal como o SVC pode regular a tensão aos seus terminais através do controlo da potência reactiva injectada ou absorvida.

Na figura 2.14 encontra-se representada uma configuração de uma implementação simples de um STATCOM.

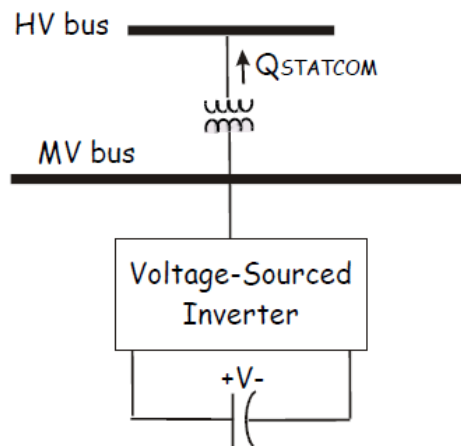


Figura 2.14 - Configuração de um dispositivo STATCOM[18].

A regulação de tensão do STATCOM depende do valor da tensão aos seus terminais. Assim, quando a tensão na rede for baixa, o STATCOM produz potência reactiva e quando a tensão na rede for alta, consome potência reactiva da rede.

Um dos problemas da utilização do STATCOM reside na possibilidade de este originar sobretensões causadas pelo atraso na resposta das malhas de controlo do STATCOM e que provocam a injeção de potência reactiva excessiva após a eliminação do curto-circuito quando a tensão volta ao seu valor inicial. As sobretensões variam com a potência de curto-circuito do barramento ao qual se encontra ligado o STATCOM. Para barramentos com potência de curto-circuito maiores, o STATCOM não origina sobretensões. Pelo contrário, para barramentos com potências de curto-circuito menores, verifica-se a possibilidade de ocorrência de pequenas sobretensões originadas pelo STATCOM. Porém, devido ao seu benefício perante quedas de tensão abruptas que são mais frequentes que as sobretensões que pode originar, é sempre uma solução a considerar para realizar suporte de tensão [19].

2.5.3 - Comparação entre os dois tipos de tecnologias relativamente ao contributo para manutenção em serviço dos geradores eólicos perante a ocorrência de cavas de tensão

Nas secções 2.5.1 e 2.5.2 foram apresentados dois dispositivos FACTS que podem ser utilizados para suporte de tensão em caso de curto circuitos. Tanto o SVC como o STATCOM são capazes de fornecer compensação de potência reactiva durante e após a ocorrência de curto-circuitos na rede, evitando a descida tão abrupta da tensão e conseguindo em certos casos evitar a saída de serviço dos geradores. Como os níveis de tensão durante curto-circuitos diminuem consideravelmente, e a potência reactiva depende da tensão e da

corrente reactiva, interessa analisar a capacidade dos dois dispositivos em fornecer corrente reactiva ao invés da potência.

Relativamente à capacidade de injectar corrente reactiva durante o defeito verifica-se que a do SVC depende da tensão que se verificar aos terminais do dispositivo, ou seja, a rede. Ao invés, a capacidade do STATCOM depende da diferença entre a tensão que se verifica na rede e a tensão de referência do conversor. Assim, a máxima corrente reactiva injectada é apenas limitada pela capacidade do conversor e não pela variação da tensão na rede. Esta constitui a grande vantagem do STATCOM relativamente ao SVC.

Na figura 2.15 apresenta-se uma comparação entre as áreas operacionais dos dispositivos SVC e STATCOM.

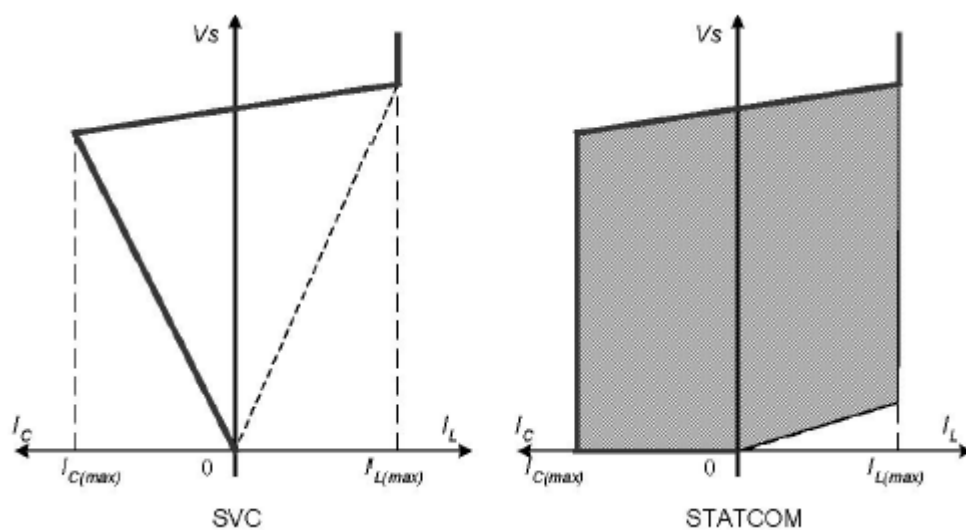


Figura 2.15 - Comparação entre as áreas operacionais do SVC e do STATCOM [20].

Como se pode observar da figura 2.15, a capacidade de injeção de corrente reactiva do SVC é caracterizada pela linha a preto e a do STATCOM pela linha a preto e pela área a sombreado que se encontra abaixo desta.

Analisando a figura, percebe-se que a capacidade de injeção de corrente reactiva para valores elevados de tensão é semelhante para os dois dispositivos. Quando a tensão diminui, verifica-se que o SVC vê a sua capacidade de injeção de corrente reactiva diminuída. A diminuição é tanto maior, quanto maior for a diminuição da tensão. Pelo contrário o STATCOM mantém a sua capacidade de injeção de corrente reactiva igual quer seja para tensões elevadas como reduzidas. Assim, percebe-se que o STATCOM tem maior capacidade para suportar a tensão em caso de ocorrência de curto-circuitos que provoquem quedas de tensão significativas pelo que será o dispositivo mais indicado para realizar suporte de tensão em parques eólicos que não possuam essa capacidade[20].

2.6 - Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as principais tecnologias de conversão eólica instaladas em parques eólicos, sendo apresentadas a sua constituição, características e principais vantagens e inconvenientes. Foram também apresentados os comportamentos dinâmicos das diversas tecnologias perante curto-circuitos. De seguida foram apresentados os principais requisitos dos Códigos de Rede definidos a nível europeu e dos Estados Unidos da América a ser adaptados pelos ORT a cada país de acordo com as características das suas redes eléctricas. Foram apresentados os principais requisitos dos códigos de rede da Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos, Espanha e Portugal.

Para terminar foram apresentados os dispositivos FACTS utilizados para realizar suporte de tensão, em caso de curto-circuitos, STATCOM e SVC.

Capítulo 3

Modelos matemáticos de sistemas de geração eólica e de dispositivos FACTS

3.1 - Introdução

Neste capítulo da dissertação apresenta-se a modelização dinâmica dos diferentes dispositivos utilizados dando especial relevância aos modelos utilizados na representação dos aerogeradores e dos dispositivos FACTS utilizados.

A implementação dos modelos dos sistemas de conversão de energia eólica e dos dispositivos FACTS foi realizada no software MATLAB\Simulink e no PSS/E da PTI- Siemens.

Na modelização dos diversos dispositivos foram utilizadas as informações existentes nos documentos de apoio dos softwares utilizados no caso da utilização de modelos standard presentes nas bibliotecas dos programas de simulação. Quando não se utilizaram os modelos standard, foram utilizados modelos dinâmicos provenientes de fabricantes e de outros trabalhos desenvolvidos anteriormente.

3.2 - Modelo Global do Sistema Eléctrico

Nesta dissertação, realiza-se uma análise de estabilidade transitória para perceber qual o comportamento dinâmico dos vários elementos integrados das redes, principalmente, os geradores e os dispositivos FACTS. Os modelos matemáticos utilizados na realização desta análise, têm como principal característica o desprezo de transitórios electromagnéticos associados às linhas, transformadores e estatores das máquinas rotativas [3, 21]. Com essa simplificação, as equações diferenciais destes componentes são eliminadas, passando a ser representadas por equações algébricas tendo como variáveis os fasores de tensão e corrente.

Assim, o comportamento dinâmico de um sistema eléctrico pode ser descrito por dois conjuntos: um de equações diferenciais ordinárias e outro de equações algébricas.

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (3.1)$$

$$y = g(x, u) \quad (3.2)$$

Onde:

- $\dot{x}$ - derivada em ordem ao tempo das variáveis de estado do sistema.
- u - entradas do sistema
- y - saídas do sistema
- g - funções não lineares que relacionam o estado e as variáveis de entrada com as variáveis de saída do sistema

A equação (3.1) representa as equações diferenciais que regulam o comportamento dos geradores, das turbinas e de outros dispositivos, bem como os respectivos controlos. Na equação (3.2) encontram-se representadas as equações algébricas que descrevem o funcionamento do sistema eléctrico. Assim, para descrever a perturbação do sistema, realiza-se uma sequência de alterações nas equações (3.1) e (3.2)

Quanto aos modelos dinâmicos a utilizar para estudos de estabilidade transitória, existe um vasto consenso relativamente a um grande número de componentes do sistema eléctrico. No entanto, para os aerogeradores, verifica-se que existem vários modelos diferentes, com diferentes graus de detalhe, que podem ser utilizados.

Os modelos utilizados nesta dissertação, tanto para os geradores de indução convencionais como para os síncronos de velocidade variável, encontram-se descritos na secção 3.3. Os modelos de FACTS (*STATCOMs* e *SVCs*) utilizados nesta dissertação encontram-se descritos na secção 3.4. Os modelos referentes aos geradores síncronos convencionais, reguladores de tensão, reguladores de velocidade, foram modelizados recorrendo aos modelos standard do PSS/E e a sua descrição encontra-se apresentada no Anexo.

Para as simulações realizadas na rede de teste de maior dimensão, antes de realizar qualquer simulação dinâmica é realizado um cálculo das condições iniciais através da resolução de um trânsito de potências.

3.3 - Modelo dos Geradores

3.3.1 - Gerador de Indução Convencional

Para simular o funcionamento dos aerogeradores eólicos equipados com geradores de indução convencionais foi utilizado o modelo *Asynchronous Machine* da biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB\Simulink.

Este modelo tanto pode ser utilizado como gerador ou como motor. Nesta dissertação, a sua utilização restringiu-se ao funcionamento como gerador. O seu modo de funcionamento é definido pelo binário mecânico aplicado. Se for positivo a máquina funciona como motor, enquanto se for negativo a máquina funciona como gerador.

As equações que descrevem a máquina de indução foram transformadas para o referencial síncrono d-q, obtidas através da transformada de Park [21]. Na figura seguinte apresenta-se o

esquema eléctrico da máquina síncrono relativamente aos dois eixos: directo e em quadratura.

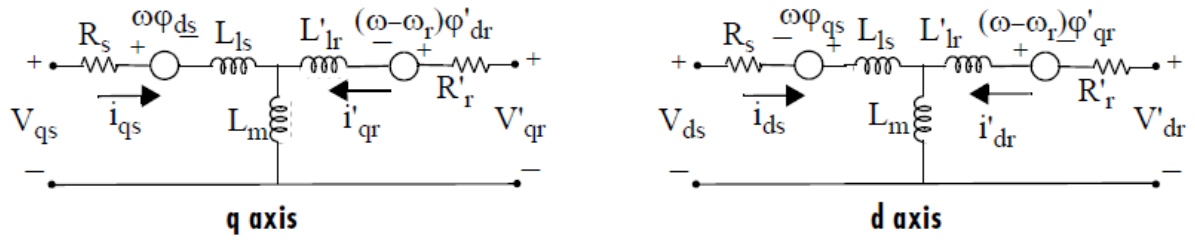


Figura 3.1 - Esquema eléctrico da máquina de indução.

As equações eléctricas para o estator e para o rotor da máquina de indução convencional são representadas da seguinte forma:

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega \varphi_{qs} \quad (3.1)$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} + \omega \varphi_{ds} \quad (3.2)$$

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{dr} - (\omega - \omega_r) \varphi'_{qr} \quad (3.3)$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{qr} + (\omega - \omega_r) \varphi'_{dr} \quad (3.4)$$

$$T_e = 1.5p(\varphi_{ds} i_{qs} - \varphi_{qs} i_{ds}) \quad (3.5)$$

Onde:

$$\varphi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \quad (3.6)$$

$$\varphi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \quad (3.7)$$

$$\varphi'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.8)$$

$$\varphi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.9)$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (3.10)$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad (3.11)$$

O significado de cada um dos parâmetros indicados nas equações eléctricas encontra-se apresentado na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Parâmetros das equações eléctricas da máquina de indução.

Parâmetros das equações eléctricas da máquina de indução	
V_{ds}, i_{ds}	Tensão e corrente no estator segundo o eixo directo (p.u.)
V_{qs}, i_{qs}	Tensão e corrente no estator segundo o eixo em quadratura (p.u.)
V'_{dr}, i'_{dr}	Tensão e corrente no rotor segundo o eixo directo (p.u.)
V'_{qr}, i'_{qr}	Tensão e corrente no rotor segundo o eixo em quadratura (p.u.)
$\varphi_{ds}, \varphi_{qs}$	Fluxos magnéticos directo e em quadratura do estator (p.u.)
$\varphi'_{dr}, \varphi'_{qr}$	Fluxos magnéticos directo e em quadratura do rotor (p.u.)
R_s, L_{ls}	Resistência e reactância de fugas do estator (p.u.)
R'_r, L'_{lr}	Resistência e reactância de fugas do rotor (p.u.)
L_m	Indutância Mútua de magnetização entre os enrolamentos do estator e do rotor (p.u.)
L_s, L'_r	Auto-indutância dos enrolamentos do estator e do rotor (p.u.)
ω_r	Velocidade eléctrica angular ($\omega_m * p$) (p.u.)
p	Numero de pares de pólos
T_e	Binário eletromagnético (p.u.)

As equações mecânicas da máquina de indução convencional são representadas da seguinte forma:

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_e - F\omega_m - T_m) \quad (3.12)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_m = \omega_m \quad (3.13)$$

Onde:

- ω_m - velocidade angular do rotor;
- θ_m - posição angular do rotor;
- T_m - binário mecânico
- H - Constante de inércia;
- F - Coeficiente de fricção

3.3.2- Gerador Síncrono de Velocidade Variável

Para simular o funcionamento dos aerogeradores eólicos equipados com geradores síncronos de velocidade variável foram utilizados dois modelos dinâmicos. O modelo utilizado nas simulações numa rede de teste de pequena dimensão em ambiente MATLAB\Simulink, constituída pela rede, pelo gerador e pelo dispositivo FACTS, foi o modelo dinâmico desenvolvido em [5]. Para as simulações na rede de teste de maior dimensão, em ambiente PSS/E, o modelo utilizado foi o modelo dinâmico do gerador de velocidade variável da Enercon, cujo modelo se encontra disponível e devidamente parametrizado para utilizadores do PSS/E. No entanto, tratando-se de um sistema em desenvolvimento industrial, os respectivos detalhes não são fornecidos, pelo que a sua descrição não é aqui efectuada.

3.3.2.1 - Modelo dinâmico do Gerador Síncrono de Imans Permanentes

O modelo dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes é o modelo desenvolvido em [5] e é constituído pelo gerador e por dois conversores: do lado do gerador e do lado da rede.

Gerador síncrono de Imans permanentes:

As equações da tensão do gerador síncrono de imanes permanentes, expressas no referencial d-q [21], podem ser representadas da seguinte forma [5]:

$$v_{ds} = R_S i_{ds} - p\omega_r L_q i_{qs} + L_d \frac{di_{ds}}{dt} \quad (3.14)$$

$$v_{qs} = R_S i_{qs} + p\omega_r L_d i_{ds} + L_q \frac{di_{qs}}{dt} + p\omega_r \psi_{PM} \quad (3.15)$$

Em que o fluxo no estator é:

$$\psi_{ds} = L_d i_{ds} + \psi_{PM} \quad (3.16)$$

$$\psi_{qs} = L_d i_{qs} \quad (3.17)$$

Onde:

- v_{ds} - Componente directa (d do referencial d-q) da tensão terminal no estator (p.u.);
- v_{qs} - Componente em quadratura (q do referencial d-q) da tensão terminal no estator (p.u.);
- i_{ds} - Componente directa (d do referencial d-q) da corrente no estator (p.u.);
- i_{qs} - Componente em quadratura (q do referencial d-q) da corrente no estator (p.u.);
- L_d - Componente directa (d do referencial d-q) da indutância no estator (p.u.);

A malha de controlo do factor de potência é utilizada para regular o factor de potência da máquina para o valor unitário. Para o realizar, é calculado um valor de erro que corresponde à diferença entre um valor de referência da potência reactiva (que é igual a 0) e o valor de potência reactiva produzida pela máquina. Esse valor de erro é aplicado a um controlador PI que gera uma corrente i_d que é aplicada a outro controlador PI que gera a tensão v_d que regula o factor de potência.

O Conversor do lado da rede controla a corrente activa e reactiva injectados na rede, bem como a tensão no barramento CC. Este conversor tem ainda a funcionalidade de dotar o sistema de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Esta funcionalidade encontra-se directamente relacionada com a capacidade de controlar a tensão no barramento CC que este conversor possui dado só existir quando a tensão no condensador da ligação CC não atingir valores muito elevados.

Diagrama de un controlador de potencia para un convertidor de potencia. El sistema incluye un puente de diodos con un capacitor de filtro U_{cc} , un convertidor de potencia con un capacitor de filtro U_{cc} , y un controlador de potencia. El controlador de potencia recibe como entrada la corriente de referencia i_{ref} y la corriente de salida i . El controlador de potencia calcula la corriente de referencia i_{ref} y la corriente de salida i , y genera la señal de control v . El controlador de potencia también recibe la tensión de salida v y la corriente de salida i , y genera la señal de control v . El controlador de potencia también recibe la tensión de salida v y la corriente de salida i , y genera la señal de control v .

As variações de potência existentes na ligação CC induzem um erro na sua tensão que é corrigido pelo controlador que regula a corrente activa como é explicado posteriormente. A amplitude da corrente reactiva é regulada pelo controlador de corrente reactiva a partir da tensão e da potência injectados na rede como também será explicado mais adiante.

O controlo deste conversor é implementado como uma fonte de tensão controlada por corrente devido à rápida resposta dos conversores electrónicos de potência. Na análise de comportamento dinâmico de um sistema de produção eólica, a modelização dos conversores é realizada de acordo com as suas funções de controlo, sendo desprezados os detalhes da comutação, os harmónicos e as perdas. Assume-se também que a tensão aos terminais do condensador, que normalmente apresenta um ripple associado à frequência de comutação dos conversores, é constante dada a capacidade dos condensadores ser elevada.

Na sequência de um curto-circuito, o aerogerador não tem capacidade de entregar toda a potência activa produzida à rede eléctrica o que provoca um aumento da tensão no barramento cc. Para que o aerogerador consiga sobreviver à cava de tensão é necessário que a tensão na ligação cc não ultrapasse o limite técnico da integridade dos conversores. O controlo da tensão no barramento cc é realizado através da dissipação de potência no chopper e está representado na figura 3.4.

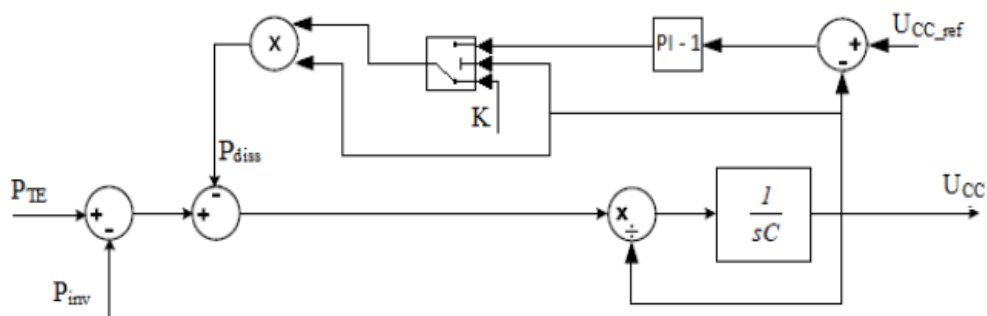


Figura 3.4 - Funcionalidade de controlo da tensão no barramento CC para sobrevivência a cavas de tensão [5].

O princípio de controlo da tensão no barramento CC consiste em considerar dois estados de funcionamento: normal e em caso de perturbação.

Em funcionamento normal, a tensão no barramento CC é inferior a um determinado valor máximo e o controlador assume que a corrente controlada pelo controlador PI-1 é k , que é igual a 0, provocando a não dissipação de potência no chopper. Em caso de perturbação, o controlador calcula um valor de erro que consiste na diferença entre a tensão no barramento CC e uma tensão de referência correspondente à tensão máxima admitida durante a perturbação. Esse erro é enviado para o controlador PI que define a referência de corrente activa utilizada para calcular a potência a dissipar no chopper. Essa potência será subtraída à potência produzida na turbina para manter a tensão no barramento CC dentro do seu limite máximo.

Para dotar o sistema de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão é também necessário injectar corrente reactiva na rede eléctrica. Para controlar a corrente reactiva injectada temos de ter em atenção a corrente máxima permitida como se encontra representada na figura 3.5.

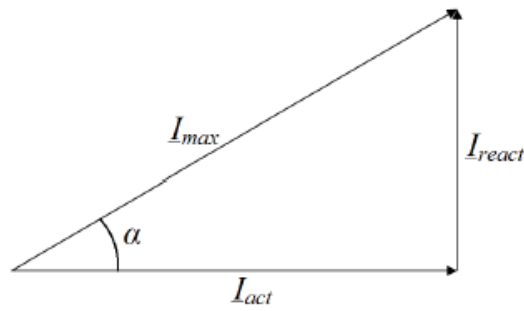


Figura 3.5 - Diagrama das correntes [5].

A relação entre a corrente activa e reactiva é assim parametrizada pelo parâmetro alfa (α). Quando este parâmetro aumenta verifica-se um aumento da corrente reactiva e uma diminuição da corrente activa e vice-versa. Assim, para controlar as correntes activas e reactivas injectadas na rede, utilizam-se as seguintes equações:

$$i_{act} = i_{max} * \cos \alpha \quad (3.22)$$

$$i_{react} = i_{max} * \sin \alpha \quad (3.23)$$

Do diagrama de controlo da figura 3.3 observa-se que tem um primeiro bloco que regula a corrente reactiva que está dependente de um sinal de defeito Y_{def} , da tensão da rede e da potência reactiva produzida e um segundo bloco, que controla a magnitude da corrente activa, que também está dependente do sinal de defeito Y_{def} e da tensão existente no barramento cc.

O diagrama de controlo correspondente ao de controlo de corrente reactiva a injectar na rede encontra-se apresentado na figura 3.6.

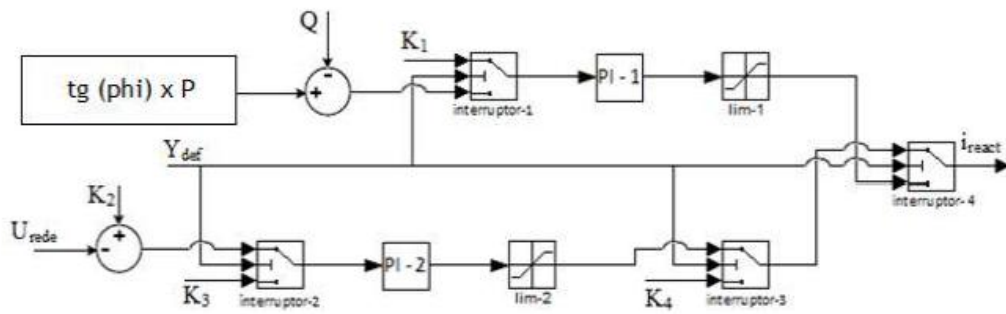


Figura 3.6 - Diagrama de controlo da amplitude da corrente reactiva [5].

O sistema de controlo de injeção de corrente reactiva representado na figura 3.5 é constituído por duas malhas de controlo correspondentes ao funcionamento em modo normal (malha superior) e em situação de perturbação (malha inferior), sendo o *interruptor -4* responsável pela definição da malha a utilizar consoante o valor de Y_{def} (variável de estado de detecção de defeitos).

A malha superior tem o *interruptor-1* que selecciona uma constante K_1 , que é igual a 0, em situação de defeito e em situação normal de funcionamento selecciona o valor de erro entre a potência reactiva de referência definida no factor de potência desejado e a potência

reactiva da rede que após passar por um controlador *PI-1* fornece uma referência de corrente reactiva com os limites impostos pela malha *lim-1*.

A malha inferior tem o *interruptor-2* que selecciona uma constante k_3 , que é igual a 0, em situação normal de funcionamento, e em situação de defeito selecciona o valor de erro entre uma constante k_2 , que é igual a 1 e funciona como referência de tensão, e o valor da tensão na rede. Posteriormente, esse erro é introduzido num controlador *PI-2* que envia a referência da corrente reactiva que é limitada pela malha *lim-2*. Neste caso, a malha limitadora, limita a corrente de acordo com a equação (3.23) em que a corrente reactiva aumenta com o valor de alfa. A seguir tem ainda o *interruptor-3* que selecciona o valor de referência da corrente reactiva ou o valor da constante k_4 , que é igual a 0, consoante o funcionamento da rede.

O diagrama de controlo correspondente ao bloco de controlo de corrente activa a injectar na rede encontra-se apresentado na figura 3.7.

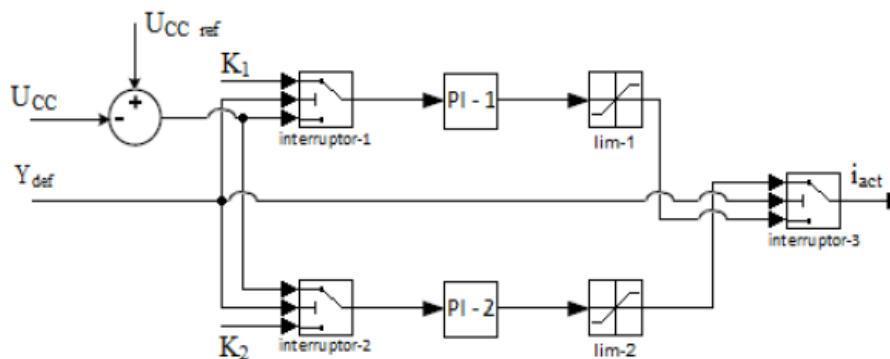


Figura 3.7 - Diagrama de controlo da corrente activa [5].

Tal como no sistema de controlo de corrente reactiva, este sistema de controlo tem duas malhas para controlo de injeção de activa em funcionamento normal (malha superior) e em situações de defeito (malha inferior) e um interruptor que selecciona qual das malhas é utilizada consoante o valor de Y_{def} .

A malha de controlo superior tem o *interruptor-1* que em situações de defeito selecciona a constante k_1 , que é igual a 0, e em funcionamento normal selecciona o valor de erro entre a tensão de referência do barramento CC e a tensão verificada no mesmo barramento. Posteriormente esse valor de erro é utilizado pelo controlador *PI-1* para definir a referência da corrente activa a injectar na rede limitada nos seus valores máximos e mínimos pela malha *lim-1*.

A malha de controlo inferior tem o *interruptor-2* que em funcionamento normal selecciona a constante k_2 , que é igual a 0, e em situações de defeito selecciona o valor de erro da tensão no barramento CC. Este erro é aplicado ao controlador *PI-2* que produz uma referência da corrente activa a injectar na rede e que é limitada *lim-2*. Tal como no sistema de controlo da potência reactiva, a malha limitadora limita a corrente de acordo com o valor de alfa. No entanto, neste caso a equação que rege estes limites é a equação (3.22) em que a corrente activa diminui com o aumento do valor de alfa, e vice-versa.

3.3.2.2 - Modelo dinâmico do gerador de velocidade variável da ENERCON

O modelo dinâmico do gerador de velocidade variável é um modelo dinâmico para controlo de tensão, factor de potência ou controlo de potência reactiva produzida. Para este modelo, o fabricante apenas disponibiliza o modelo dinâmico para utilização, não disponibilizando a sua descrição. Assim, o modelo dinâmico deste gerador encontra-se apresentado nas simulações dinâmicas realizadas e em anexo encontra-se a datasheet do modelo com o significado dos parâmetros utilizados. Pelas simulações dinâmicas realizadas observa-se que tem um comportamento semelhante ao modelo anteriormente explicado.

3.4 - Modelos dos FACTS

O interesse dos *FACTS* para esta dissertação reside na avaliação da capacidade dos dispositivos do tipo *STATCOM* fornecer suporte de tensão a redes com elevada integração de produção eólica e ainda conseguir dotar os parques eólicos que não possuam controlo de tensão, de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. O *SVC* é um dispositivo que também permite fornecer suporte de tensão e como tal será também analisado nesta dissertação, de forma a poder comparar o desempenho do *STATCOM* com outra aplicação quanto à eficácia da capacidade de suporte de tensão. Assim, serão abordados nas secções seguintes os modelos do *STATCOM* e do *SVC*.

3.4.1- STATCOM

3.4.1.1 - Princípio de funcionamento

O *STATCOM* regula a tensão aos terminais através do controlo da quantidade de potência reactiva injectada ou absorvida da rede. Quando a tensão do sistema é baixa, o *STATCOM* produz potência reactiva (capacitiva). Pelo contrário, quando a tensão no sistema é elevada, o *STATCOM* absorve potência reactiva da rede (indutiva).

A variação de potência reactiva é realizada por um conversor *VSC* (Voltage-Sourced Converter) ligado no secundário do transformador de ligação à rede. O *VSC* utiliza dispositivos de electrónica de potência comutáveis (*GTOs*, *IGBTs* ou *IGCTs*) para sintetizar uma tensão CC proveniente de uma fonte de tensão.

O princípio de funcionamento do *STATCOM* encontra-se representado na figura 3.8, que foi retirada do ficheiro de ajuda do modelo do MATLAB.

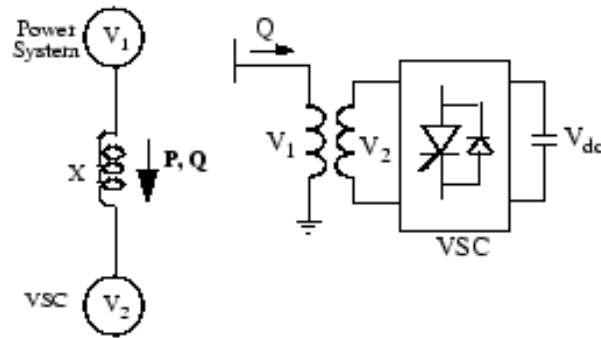


Figura 3.8 - Diagrama do STATCOM.

Na figura 3.1, V1 representa a tensão do sistema que se deseja controlar e V2 representa a tensão produzida pelo conversor VSC.

A potência activa e reactiva trocada entre a rede e o conversor VSC são calculadas (em p.u.) da seguinte forma:

$$P = \frac{V_1 V_2 \sin \delta}{X} \quad (3.24)$$

$$Q = \frac{V_1 (V_1 - V_2 \cos \delta)}{X} \quad (3.25)$$

Onde:

- V1 - tensão da rede
- V2 - tensão do conversor V2
- X - Reactância do transformador de ligação e dos filtros
- δ - ângulo entre V1 e V2

Em regime estacionário, a tensão V2 produzida pelo conversor VSC encontra-se em fase com V1 ($\delta=0$) existindo apenas potência reactiva trocada entre o STATCOM e a rede ($P=0$). Se V2 for menor que V1, a potência reactiva flui de V1 para V2 (STATCOM absorve potência reactiva). No caso contrário, quando V2 é maior que V1, a potência reactiva flui de V2 para V1 (STATCOM injecta potência reactiva).

Um condensador ligado no lado CC do conversor VSC, funciona como fonte de tensão. Em regime estacionário, a tensão V2 tem de estar ligeiramente desfasada da tensão V1 de forma a compensar as perdas do transformador e do STATCOM e ainda para manter o condensador carregado.

Para o conversor VSC as tecnologias mais vulgarmente utilizadas são as seguintes:

- VSC utilizando GTOs baseado em inversores de onda quadrada e transformadores de ligação especiais. Normalmente são utilizados quatro inversores de três níveis para construir uma onda de tensão com 48 degraus. Os transformadores de ligação especiais são usados para diminuir os harmónicos existentes nas ondas quadradas produzidas por cada inversor. Neste tipo de VSC, a componente fundamental da tensão V2 é proporcional à tensão continua VDC.

- VSC utilizando IGBTs baseados em inversores PWM (Pulse-Wisth Modulation). Este tipo de inversor utiliza a tecnologia PWM para sintetizar uma onda sinusoidal a partir da tensão da fonte CC. Harmonicos de tensão são eliminados através da ligação de filtros no lado AC do inversor VSC. Este tipo de VSC utiliza uma fonte de tensão CC fixa. A Tensão V2 varia através da alteração da modulação do PWM.

3.4.1.2 - Modelização do STATCOM

Nesta tese foram utilizados três modelos para o STATCOMs. Dois desses modelos pertencem à biblioteca do MATLAB\Simulink e o outro modelo pertence à biblioteca do PSS/E.

Modelo Static Synchronous Compensator (modo fasorial):

Um dos modelos utilizados é o **modelo Static Synchronous Compensator (modo fasorial)** do SimPowerSystems do MATLAB\Simulink e foi utilizado para simular o comportamento do STATCOM ligado a um parque eólico com um gerador de indução. Este modelo do STATCOM utiliza um inversor VSC baseado em IGBTs. Contudo, neste modelo não se encontram representados detalhes relativamente ao inversor e aos harmónicos, sendo assumido um modelo de componente fundamental, onde o dispositivo é representado pelas principais malhas de regulação.

O modelo pode utilizar dois modos de controlo: modo de regulação de tensão e modo de controlo de potência reactiva. No modo de regulação de tensão, o controlo é realizado de forma a manter a tensão aos terminais do *STATCOM* num determinado valor de referência. No modo de controlo de potência reactiva, o controlo é realizado de forma que a potência reactiva injectada pelo *STATCOM* seja mantida num valor especificado.

Na figura 3.2 encontra-se representado o diagrama do *STATCOM* e o diagrama de blocos do sistema de controlo simplificado.

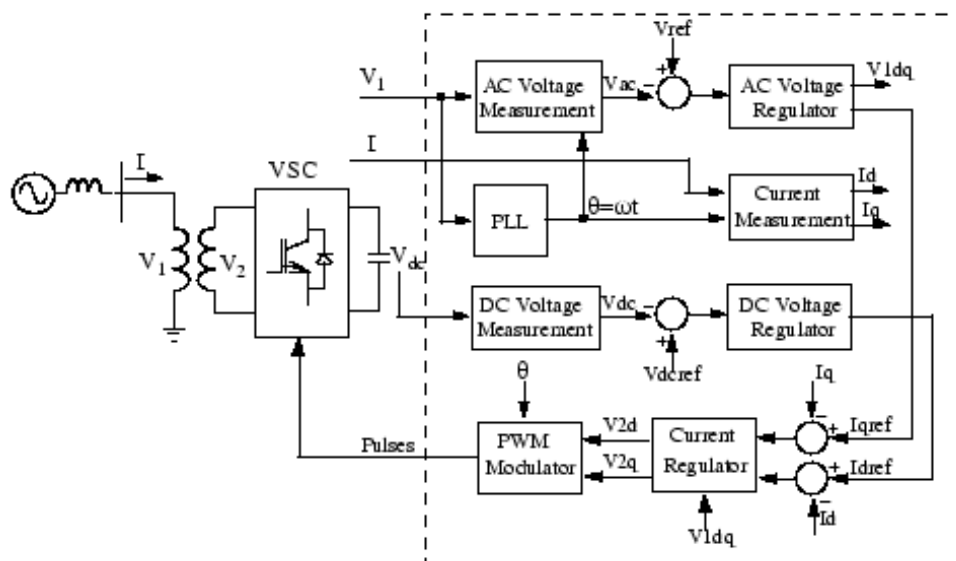


Figura 3.9 - Diagrama do STATCOM e diagrama de blocos do sistema de controlo do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).

O sistema de controlo deste modelo utiliza uma PLL (*Phase locked loop*) para sincronizar a componente da sequência positiva da tensão da rede, tendo como saída um ângulo θ . Esse ângulo é utilizado para transformar as tensões e correntes trifásicas da rede em tensões e correntes nos eixos directo e em quadratura (transformada Park) nos medidores de tensão AC e medidor de corrente. Os restantes blocos de controlo são os reguladores de tensão AC, CC e regulador de corrente que serão explicados de seguida.

Na figura 3.10 encontra-se representado o diagrama de controlo do regulador AC.

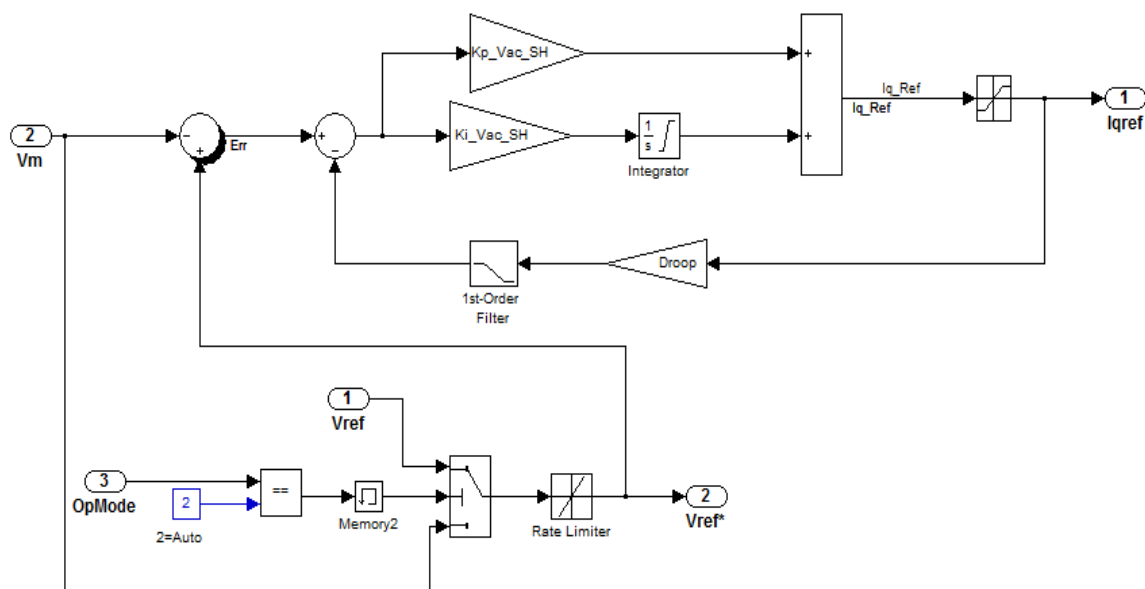


Figura 3.10 - Diagrama de controlo do regulador AC do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).

O regulador de tensão AC em modo de operação para regulação de tensão tem como entradas o valor de tensão da rede (V_m) e o valor de referência para o qual se regula a tensão (V_{ref}). O regulador calcula o valor de erro através da diferença entre o valor de referência (V_{ref}) e o valor medido na rede (V_m). Posteriormente a esse valor de erro é subtraída a corrente reactiva de referência (I_{qref}) afectada de um Droop. O valor resultante da operação anterior é introduzido num controlador PI que produz a corrente reactiva de referência (I_{qref}) após passar por uma malha limitadora que define os valores máximos e mínimos que esta corrente pode atingir. Esta corrente reactiva de referência e a tensão de referência são os valores de saída do regulador AC. A corrente posteriormente será utilizada como valor de entrada do regulador de corrente.

Na figura 3.11 encontra-se representado o diagrama de controlo do regulador da tensão CC.

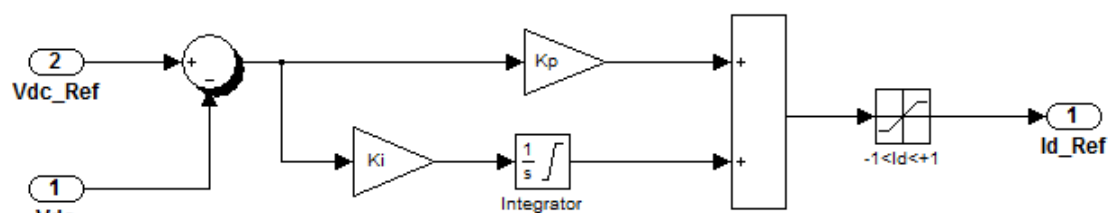


Figura 3.11 - Diagrama de controlo do regulador CC do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).

O regulador de tensão CC tem como entradas a tensão no barramento CC (V_{dC}), medida aos terminais do condensador, e a tensão de referência para esse mesmo barramento (V_{dCref}). O regulador calcula o valor de erro correspondente à diferença entre o valor de referência V_{dCref} e o valor V_{dC} medido no condensador. De seguida esse erro é introduzido num controlador PI que após passar por uma malha limitadora, produz como saída a corrente activa de referência. Essa corrente activa de referência constitui a saída do regulador CC e posteriormente será introduzida no regulador de corrente.

Na figura 3.12 encontra-se representado o diagrama de controlo do regulador de corrente.

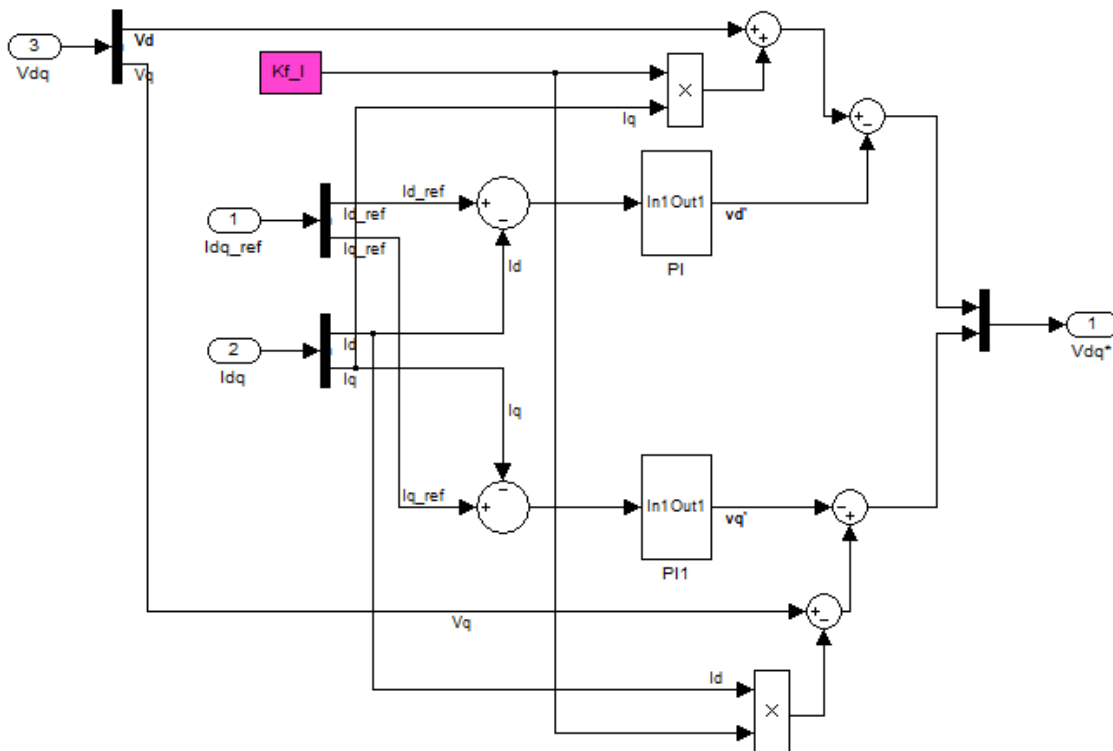


Figura 3.12 - Diagrama de controle do regulador de corrente do modelo StaticSynchronousCompensator(Phasor Type).

O regulador de corrente tem como entrada os valores de I_{qref} e I_{dref} dos reguladores de tensão AC e CC respectivamente e os valores I_d e I_q do medidor de corrente. As correntes I_{qref} e I_q estão em quadratura com a tensão e controlam o trânsito de potência reactiva. As correntes I_{dref} e I_d estão em fase com a tensão e controlam o trânsito de potência activa.

A partir dos valores I_d, I_q, I_{dref} e I_{qref} , o regulador de corrente calcula os erros entre os valores de referência (I_{dref} e I_{qref}) e os valores obtidos nos medidores (I_d e I_q). Estes erros são utilizados para calcular as tensões V_d^* e V_q^* através das seguintes equações:

$$V_d^* = V_d + K_f I_q - V_d' \quad (3.27)$$

$$V_q^* = V_q - K_f I_d - V_q' \quad (3.28)$$

As tensões V_d^* e V_q^* são então aplicadas a um modelizador de impulsos que a partir destas e do ângulo θ calcula a tensão trifásica desejada no secundário do transformador e enviam os impulsos aos IGBTs para sintetizar essas tensões. Assim, a corrente reactiva a injectar ou absorver da rede necessárias para obter o valor de tensão desejado é baseada na diferença de tensões entre a tensão trifásica medida na rede e a tensão trifásica calculada pelo controlador e ainda na reactância do transformador que separa a rede do STATCOM e que é modelizado de forma separada.

Modelo D-STATCOM (Average Model):

O segundo modelo utilizado é o **modelo D-STATCOM (Average Model)** da biblioteca SimPowerSystems do MATLAB\Simulink. Este modelo foi utilizado para simular o comportamento do STATCOM ligado a um parque eólico com um gerador síncrono de velocidade variável. Tal torna-se necessário, dado que o modelo fasorial não é compatível com o modelo disponível para a representação do aerogerador com sistema de conversão integral. Este modelo utiliza VSCs baseados em IGBTs e não representa os harmónicos, preservando contudo os resultados dinâmicos do controlo e os fluxos de potência do sistema. Tal como no modelo anterior, pode utilizar o modo de operação para regular a tensão ou para controlar a potência reactiva. O modo utilizado foi o de regulação de tensão.

O sistema de controlo deste modelo é semelhante ao da figura 3.2, correspondente ao modelo StaticSynchronousCompensator (Phasor Type) com uma PLL, dois medidores (de tensão e corrente) para transformar os sinais trifásicos da rede em sinais de dois eixos, directo e inverso (a partir do ângulo gerado pela PLL). Contém ainda os reguladores de tensão AC e CC e o regulador de corrente.

Na figura 3.13 encontra-se representado o diagrama de controlo do regulador AC.

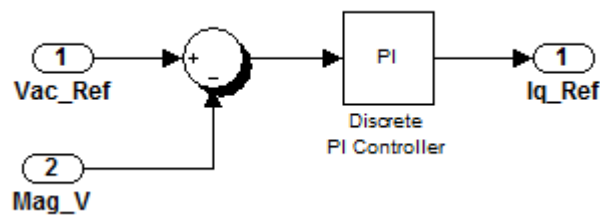


Figura 3.13 - Diagrama de controlo do regulador AC do modelo D-STATCOM.

O regulador de tensão AC é mais simples comparativamente com o modelo anterior mas com o mesmo princípio de funcionamento. Tem como valores de entrada a tensão da rede (Mag_V) e a tensão de referência que (Vac_Ref) se pretende manter. É calculado um valor de erro entre o valor de referência e o valor medido que é aplicado a um controlador PI que tem incorporado uma malha limitadora de corrente e que calcula a corrente reactiva de referência (Iq_Ref) que posteriormente será aplicada ao regulador de corrente.

Na figura 3.14 encontra-se representado o diagrama de controlo do regulador CC.

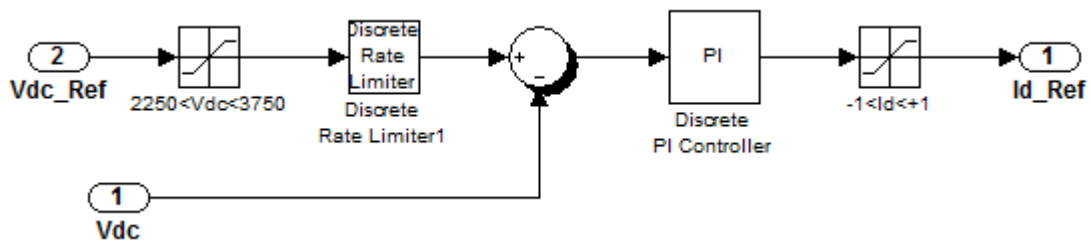


Figura 3.14 - Diagrama de controlo do regulador CC do modelo D-STATCOM.

O regulador de tensão CC é semelhante ao modelizado no modelo anterior. Este regulador utiliza como valores de entrada a tensão de referência para o barramento CC (Vdc_Ref) que passa por uma malha limitadora e a tensão no barramento CC, medida aos terminais do

condensador (V_{dc}). É calculado um valor de erro entre o valor de referência e o valor medido que posteriormente é aplicado a um controlador PI que calcula a referência da corrente activa (I_{d_Ref}) após passar por uma malha limitadora de corrente. Esta corrente posteriormente é aplicada ao regulador de corrente.

O regulador de corrente encontra-se representado na figura 3.15.

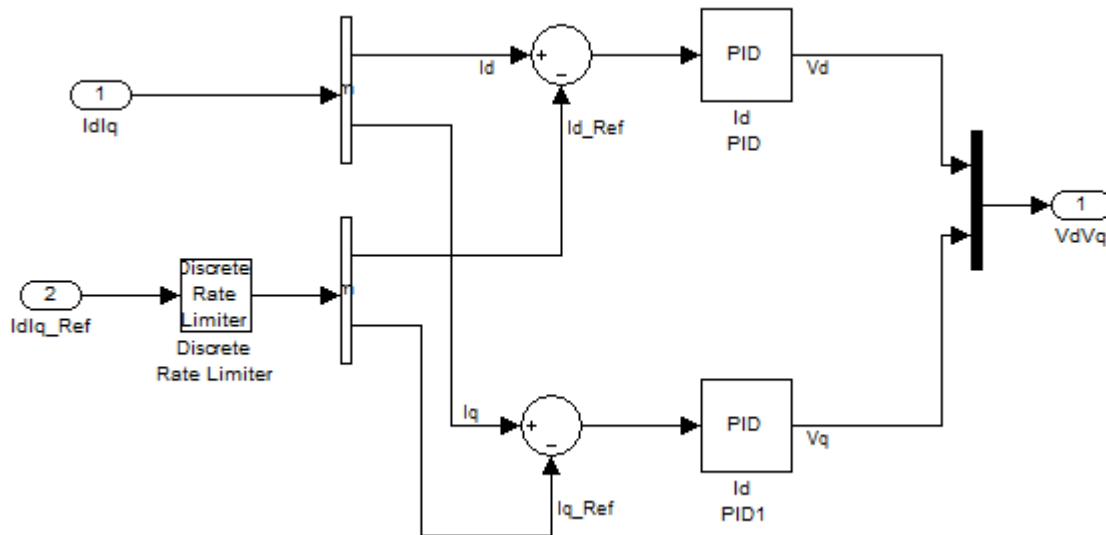


Figura 3.15 - Diagrama de controlo do regulador de corrente do modelo D-STATCOM.

O regulador de corrente, tal como o regulador AC, apresenta o mesmo princípio de funcionamento do modelo anterior sendo ligeiramente mais simples. Este regulador tem como entrada os valores de I_{q_Ref} e I_{d_Ref} dos reguladores de tensão AC e CC e os valores I_d e I_q do medidor de corrente. São calculados valores de erros correspondentes às diferenças entre os valores medidos (I_d e I_q) e os valores de referência (I_{q_Ref} e I_{d_Ref}). Posteriormente, cada um desses valores de erro é introduzido num controlador PI tendo como saídas os valores das tensões V_d e V_q a aplicar ao modelizador de impulsos.

As tensões V_d e V_q são então introduzidas no modelizador de impulsos bem como o ângulo θ . O modelizador calcula a tensão trifásica a sintetizar pelos IGBTs e envia os respectivos impulsos. Assim, a tensão trifásica desejada é aplicada no secundário do transformador que faz com que seja injectada ou absorvida corrente reactiva de acordo com a tensão existente na rede e com a reactância do transformador de ligação à rede que é modelizado separadamente.

Modelo CSTCNT:

O modelo utilizado pertencente à biblioteca do PSS/E tem a designação de **CSTCNT**. O modelo pode utilizar, tal como nos modelos dois modelos do Simulink, dois modos de controlo: modo de regulação de tensão e modo de controlo de potência reactiva. O modo de controlo utilizado nesta dissertação foi o de regulação de tensão. De realçar que este modelo assume que a potência activa é desprezável e como tal apenas modeliza a corrente reactiva injectada pelo STATCOM.

Na figura 3.16 encontra-se representado o diagrama de blocos do sistema de controlo.

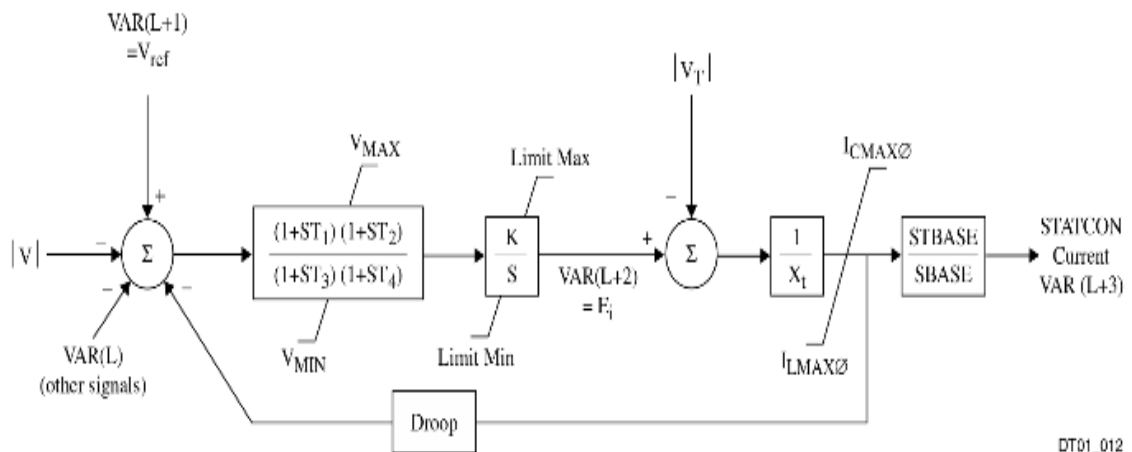


Figura 3.16 - Diagrama de blocos do modelo CSTCNT.

O sistema de controlo deste modelo utiliza os valores da tensão aos terminais da rede (V) e uma tensão de referência (V_{ref}). Calcula o erro correspondente à diferença entre a tensão de referência e a tensão da rede e posteriormente aplica-a ao regulador de tensão. O regulador de tensão é constituído por um ganho transitório determinado por várias constantes de tempo ($T1$ a $T4$) e um ganho integral (K). Como saída tem a corrente reactiva do STATCOM que está sujeita aos limites da tensão interna (V_{max} e V_{min}) e aos limites de corrente do inversor ($Limit\ Max$ e $Limit\ Min$). O sistema de controlo tem ainda um regulador droop que é função do valor máximo de potência reactiva na saída do conversor.

Este sistema difere dos dois anteriores principalmente devido a dois aspectos principais. O primeiro aspecto é a modelização do transformador no próprio modelo. Isso faz com que a saída deste modelo seja a corrente reactiva a injectar na rede e não as tensões trifásicas no secundário do transformador como nos dois modelos anteriores. O segundo aspecto consiste no facto de não considerar a malha de controlo correspondente à corrente activa. Como o principal aspecto a considerar no dispositivo STATCOM é a corrente reactiva injectada para melhorar a tensão no sistema e como o valor de corrente activa é muito reduzido, este modelo despreza a componente activa da corrente, apenas calculando a corrente reactiva pelo que é um modelo mais simples que os dois utilizados anteriormente. A simplicidade do modelo justifica-se pelo seu emprego em estudos de redes de grande dimensão, onde modelos demasiadamente complexos inviabilizam os tempos de cálculo.

3.4.2 - SVC

3.4.2.1 - Princípio de funcionamento

O SVC é um dispositivo FACTS ligado em paralelo com a rede que utiliza as potencialidades da electrónica de potência para controlar os trânsitos de potência e melhorar a estabilidade transitória nas redes eléctricas, tal como o STATCOM. O SVC regula a tensão aos seus terminais através do controlo da quantidade de potência reactiva injectada na rede no caso de ser capacitivo ou injectada e absorvida da rede no caso de ser capacitivo e indutivo. Quando a tensão na rede é baixa, o SVC produz uma potência reactiva (capacitiva). Quando a tensão na rede é elevada, o SVC absorver potência reactiva (inductiva). A variação de potência reactiva é realizada através da comutação dos bancos de condensadores trifásicos e dos bancos de indutores trifásicos no secundário do transformador de ligação à rede. Cada banco de condensadores é comutado on e off através de TSC (thyristor Switched Capacitor). Indutâncias são igualmente comutados on e off a partir de TSR (thyristor Switched Reactor) ou controladas de modo contínuo a partir de TCR (Thyristor Controlled Reactor).

3.4.2.2 - Modelização do SVC

Nesta dissertação foi utilizado um modelo de SVC pertencente à biblioteca do SimPowerSystems do MATLAB\Simulink. O modelo utilizado é o modelo Static Var Compensator (modo fasorial).

Na figura 3.17 encontra-se representado o diagrama do SVC e o diagrama de blocos do sistema de controlo simplificado retirado do ficheiro de ajuda do modelo do SVC do MATLAB.

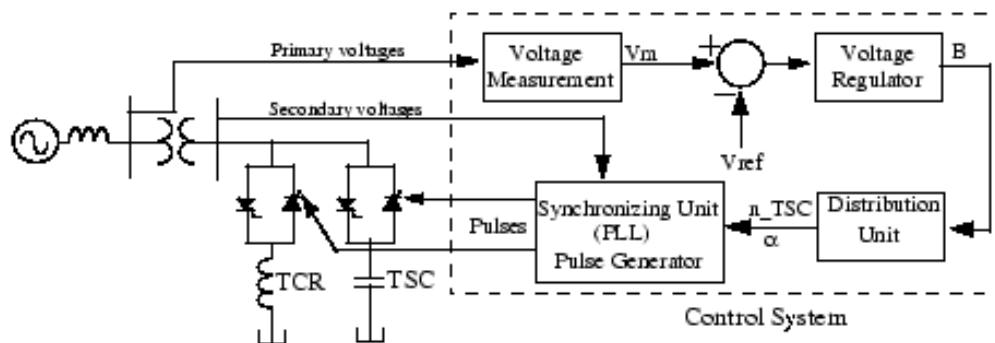


Figura 3.17 - Diagrama do SVC e diagrama de blocos do sistema de controlo do modelo StaticVarCompensator(Phasor Type).

O sistema de controlo deste modelo utiliza um sistema de medição que mede a sequência positiva da tensão a ser controlada. A tensão medida é aplicada a um regulador de tensão do tipo PI cujo diagrama de controlo se encontra apresentado na figura 3.18.

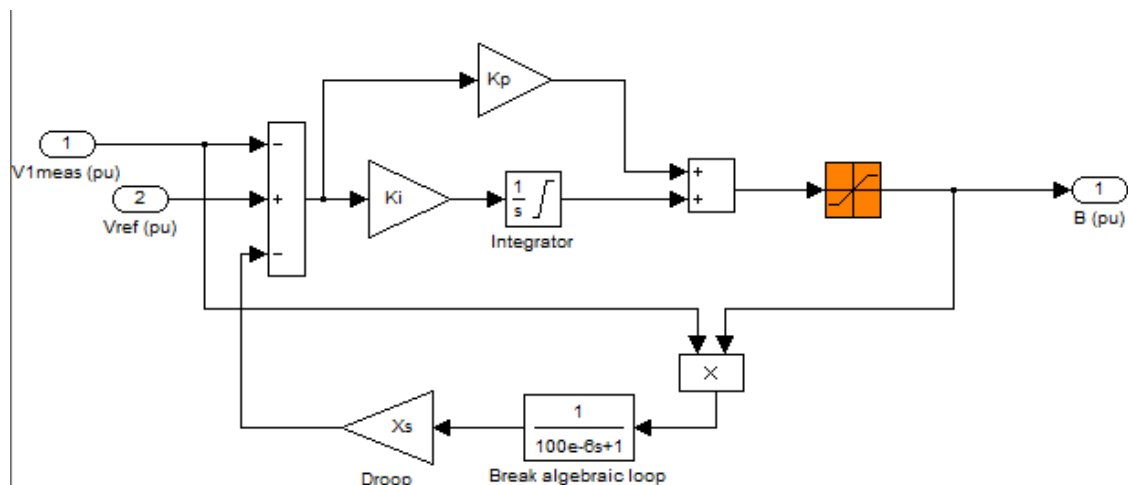


Figura 3.18 - Diagrama de controlo do regulador de tensão do modelo StaticVarCompensator(Phasor Type).

O regulador de tensão tem como entrada o valor do erro da tensão (diferença entre a tensão de referência V_{ref} e a tensão medida da rede V_{1meas}). A esse valor de erro é ainda subtraído um valor correspondente à malha de controlo de realimentação proveniente da susceptância de saída. O valor resultante é aplicado a um controlador PI que após passar por uma malha limitador resulta numa susceptância B de referência, em p.u. A susceptância B corresponde à parte reactiva de uma admitância. Assim, a susceptância de referência B corresponde ao valor das admitâncias que os condensadores e indutâncias do SVC necessitam ter para injectar a potência reactiva necessária a manter a tensão na rede nos valores desejados.

Posteriormente esta susceptância B de referência é utilizada como entrada de uma unidade de distribuição que determina que TSCs (e eventualmente TSRs) são necessários ligar ou desligar de forma a obter o valor de susceptância desejado. Como a alteração dos bancos de condensadores é realizada por degraus (devido à admitância constante de cada condensador) e por isso torna-se difícil obter o valor de susceptância desejado, esta unidade produz ainda o ângulo de disparo dos TCRs para ajustar a admitância das indutâncias de forma a compensar os ajustes por degrau dos TSC e assim obter a susceptância desejada. A saída da unidade de distribuição é ligada a um sistema de sincronização constituído por uma PLL sincronizada com as tensões secundárias e por um gerador de impulsos. Este sistema tem como saída os impulsos adequados que são enviados para os tiristores de forma a actuarem e a garantirem a injeção de potência reactiva necessária para manter a tensão na rede num valor constante.

O SVC, tal como o STATCOM, pode operar em dois modos diferentes: modo de regulação de tensão ou em modo de controlo de potência reactiva. No modo de regulação de tensão, a tensão é regulada para se manter dentro dos limites mostrados na figura 3.19. No modo de controlo de potência reactiva, a susceptância B do SVC é mantida num valor constante.

Nesta dissertação, o SVC apenas vai operar no modo de regulação de tensão. A curva V-I característica no modo de regulação de tensão, encontra-se representada na figura 3.19.

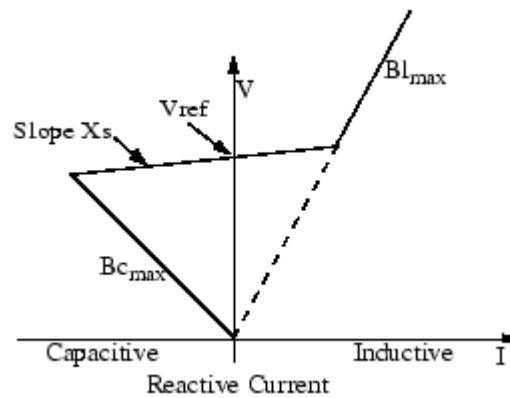


Figura 3.19 - Área operacional do modelo do SVC do MATLAB.

Como se pode observar na figura 3.19, enquanto os valores da susceptância B se mantiverem entre o seu máximo e o seu mínimo impostos pela potência reactiva total dos bancos de condensadores (B_{cmax}) e bancos de indutores (B_{lmax}), a tensão é regulada para o seu valor de referência V_{ref} .

Para descrever a curva característica representada na figura 3.11, são utilizadas 3 equações:

$$V = V_{ref} + X_s * I \quad - \text{SVC dentro da gama de Regulação } (-B_{cmax} < B < B_{lmax})$$

$$V = -\frac{I}{B_{cmax}} \quad - \text{SVC é totalmente capacitivo } (B = B_{cmax})$$

$$V = \frac{I}{B_{lmax}} \quad - \text{SVC é totalmente indutivo } (B = B_{lmax})$$

Onde:

- V - Tensão na rede (pu)
- I - corrente reactiva (pu/Pbase) em que $I > 0$ indica uma corrente indutiva
- X_s - Declive da reactância (pu/Pbase)
- B_{cmax} - Máxima susceptância capacitiva (pu/Pbase) com todos os TSCs em serviço e TSR ou TCR fora de serviço.
- B_{lmax} - Máxima susceptância indutiva (pu/Pbase) com todos os TSRs em serviço ou TCRs em condição máxima e TSC fora de serviço.

3.5 - Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os modelos matemáticos dos diferentes tipos de geradores utilizados na dissertação bem como os modelos dos dispositivos FACTS necessários à descrição do seu comportamento dinâmico.

Os modelos descritos foram baseados nas suas principais malhas de controlo desprezando a comutação e as perdas dos conversores electrónicos utilizados. Relativamente a todos os modelos descritos foi explicado o seu modo de controlo para funcionamento dinâmico.

Os modelos apresentados para o gerador de indução e para os dispositivos FACTS (STATCOM e SVC) foram implementados em duas ferramentas de Simulação: MATLAB\Simulink e PSS/E, respectivamente. Apenas o modelo do gerador eólico com conversor integral não foi desenvolvido por ferramentas de simulação, sendo desenvolvido em [5].

Capítulo 4

Utilização de dispositivos FACTS como soluções complementares para melhoria das características de sobrevivência a cavas de tensão em geradores eólicos

Neste capítulo pretende-se avaliar o impacto dos dispositivos *FACTS* na melhoria das condições de operação das tecnologias eólicas quanto à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Assim, foram realizados estudos, através de simulações dinâmicas, para analisar o desempenho dos dispositivos *FACTS* quando instalados junto de parques eólicos equipados com geradores de indução convencionais e junto de parques eólicos equipados com geradores síncronos de velocidade variável.

Neste capítulo realiza-se a divisão das simulações em dois grandes grupos: numa rede constituída por um gerador de indução e um dispositivo *FACTS* (*SVC* ou *STATCOM*) e numa rede constituída por um gerador síncrono de velocidade variável e um dispositivo *STATCOM*.

No primeiro grupo foram simuladas várias capacidades dos dispositivos *SVC* e *STATCOM* para o gerador de indução convencional considerado. Assim, foi utilizado o modelo *Asynchronous Machine* para simular o gerador de indução convencional, o modelo *Static Synchronous Compensator* (modo fasorial) para simular o dispositivo *STATCOM* e o modelo *Static Var Compensator* (modo fasorial) para simular o dispositivo *SVC*.

No segundo grupo foram simuladas duas capacidades dos dispositivos *STATCOM* para o gerador síncrono de velocidade variável e ainda a utilização de dois alfas distintos correspondentes a diferentes contribuições de potência reactiva por parte do gerador. O modelo utilizado para simular o gerador síncrono de velocidade variável foi o modelo dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes mencionado no capítulo anterior e o modelo utilizado para simular o dispositivo *STATCOM* foi o modelo *D-STATCOM* (*Average Model*).

Todas as simulações realizadas neste capítulo foram implementadas em ambiente Matlab/Simulink.

4.1 - Rede de teste

A rede eléctrica utilizada encontra-se representada na figura 4.1.

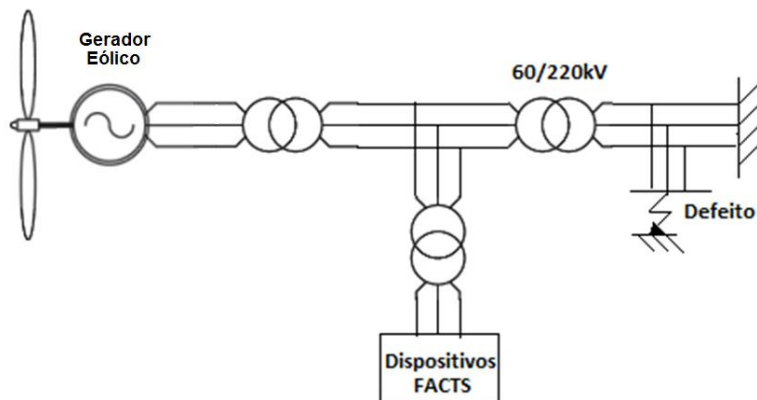


Figura 4.1 - Esquema da rede teste 1

A rede de teste utilizada é constituída pelo gerador eólico, o transformador de inserção na rede de 60kV, os dispositivos *FACTS* ligados na rede de 60kV (próximos do gerador eólico) e o transformador de ligação entre a rede de 60kV e a de 220kV.

Para avaliar o desempenho dos dispositivos *FACTS* instalados próximo dos parques eólicos, quanto à sua capacidade fornecer capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, foi simulado um curto-circuito trifásico simétrico na rede de 220kV. O curto-circuito considerado tem a duração de 300ms que provoca uma queda de tensão profunda (0.25 p.u.) durante o defeito. O impacto da resposta do sistema de conversão de energia foi analisado ao nível do barramento terminal da máquina onde se encontram ligados os geradores e ao nível do barramento onde se encontram ligados os dispositivos *FACTS* em questão (*STATCOM* ou *SVC*).

4.2 - Simulações do comportamento dinâmico dos dispositivos FACTS com gerador de indução.

Nesta secção foram realizadas as simulações dinâmicas de forma a avaliar o desempenho dos dispositivos *SVC* e *STATCOM* na melhoria das condições de operação do gerador de indução convencional. Assim, foram simuladas as capacidades de 5Mvar, 10Mvar e 20Mvar no caso da utilização do dispositivo *STATCOM* e as capacidades de 5Mvar, 10Mvar, 20Mvar e 40Mvar para o caso do dispositivo *SVC*.

O gerador de indução convencional utilizado nesta secção corresponde ao modelo *Asynchronous Machine* descrito no capítulo anterior e tem sido definido como potência nominal 11,52MW. Foi também incluída nesta simulação uma bateria de condensadores com 7.65Mvar de capacidade para compensação da potência reactiva consumida pelo gerador em regime permanente. Durante toda a simulação assume-se que as condições de vento são constante

mantendo a velocidade do vento um valor de 10,95m/s. Assim, em regime permanente, o gerador de indução produz 10MW de potência activa e 2Mvar de potência reactiva (contando para este valor, a acção das baterias de condensadores).

4.2.1 - Simulação dinâmica do comportamento do dispositivo STATCOM com gerador de indução perante curto-circuitos

Os *STATCOMs* utilizados correspondem ao modelo **Static Synchronous Compensator (modo fasorial)** descrito no capítulo 3 e são utilizados para regular a tensão aos seus terminais para 1 p.u. Para cada capacidade do *STATCOM* foram analisados a tensão no barramento onde se encontra ligado o gerador de indução, a potência activa e reactiva produzidas pelo mesmo (incluindo a influencia das baterias de condensadores na potência reactiva), a velocidade angular do rotor do gerador, a corrente e a potência reactiva trocadas entre o *STATCOM* e a rede.

De seguida apresentam-se os resultados das simulações realizadas para os valores mencionados

STATCOM com capacidade de 5Mvar:

Na figura 4.2 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um *STATCOM* de 5Mvar de capacidade instalado junto do mesmo.

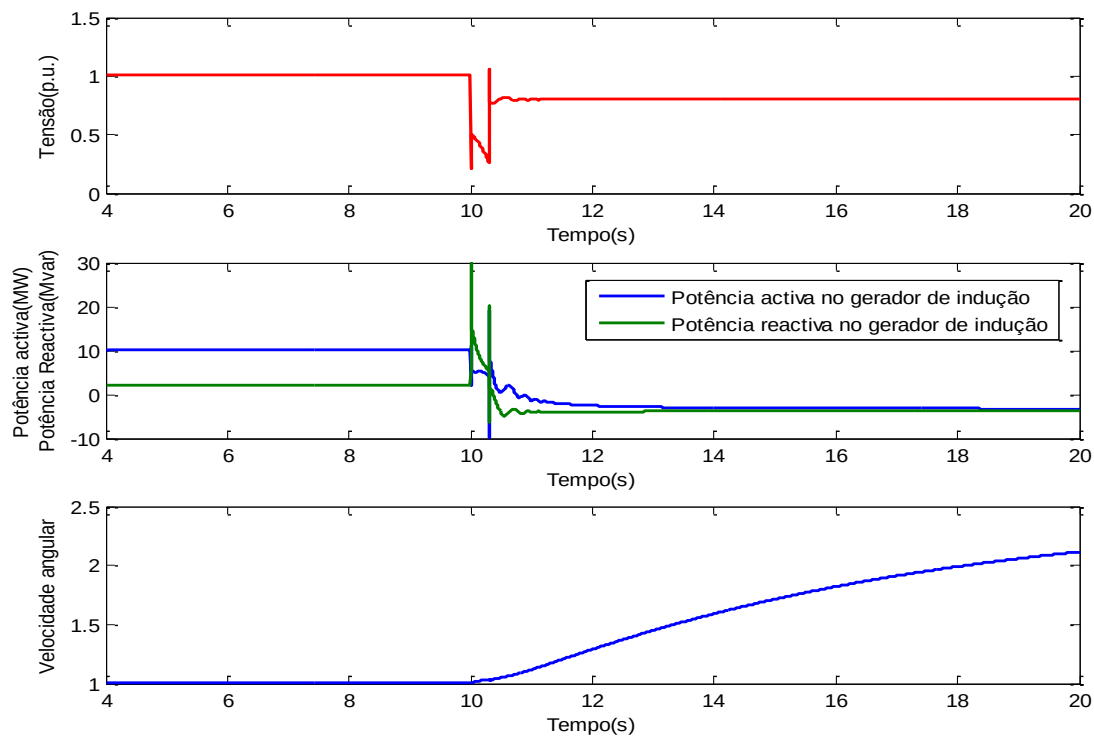


Figura 4.2 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador de indução perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 5Mvar.

Da análise da figura 4.2 percebe-se que o gerador não consegue recuperar as suas grandezas eléctricas para seus valores iniciais após o curto-circuito.

Observando a velocidade angular do rotor do gerador constata-se que acelera continuamente a partir do início do curto-circuito até perder a estabilidade o que na prática provocaria a saída de serviço do gerador para evitar a sua destruição.

Observando a potência consegue perceber-se que a potência activa se reduz durante o curto-circuito e a reactiva aumenta. Contudo, após a eliminação do curto-circuito verifica-se que o gerador consome potência activa e reactiva devido à perda de estabilidade do gerador que não consegue recuperar o seu binário electromagnético.

Quanto à tensão verifica-se que, após a eliminação do curto-circuito, como o gerador passa a consumir potência reactiva, o valor da tensão aos seus terminais não volta para o seu valor inicial de 1 p.u., fixando-se num valor aproximadamente de 0.8 p.u.

Assim, verifica-se que para a capacidade de 5Mvar no dispositivo STATCOM, este não é capaz de dotar o gerador de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Na figura 4.3 encontram-se apresentados os valores de corrente reactiva e potências activa e reactiva obtidos na simulação.

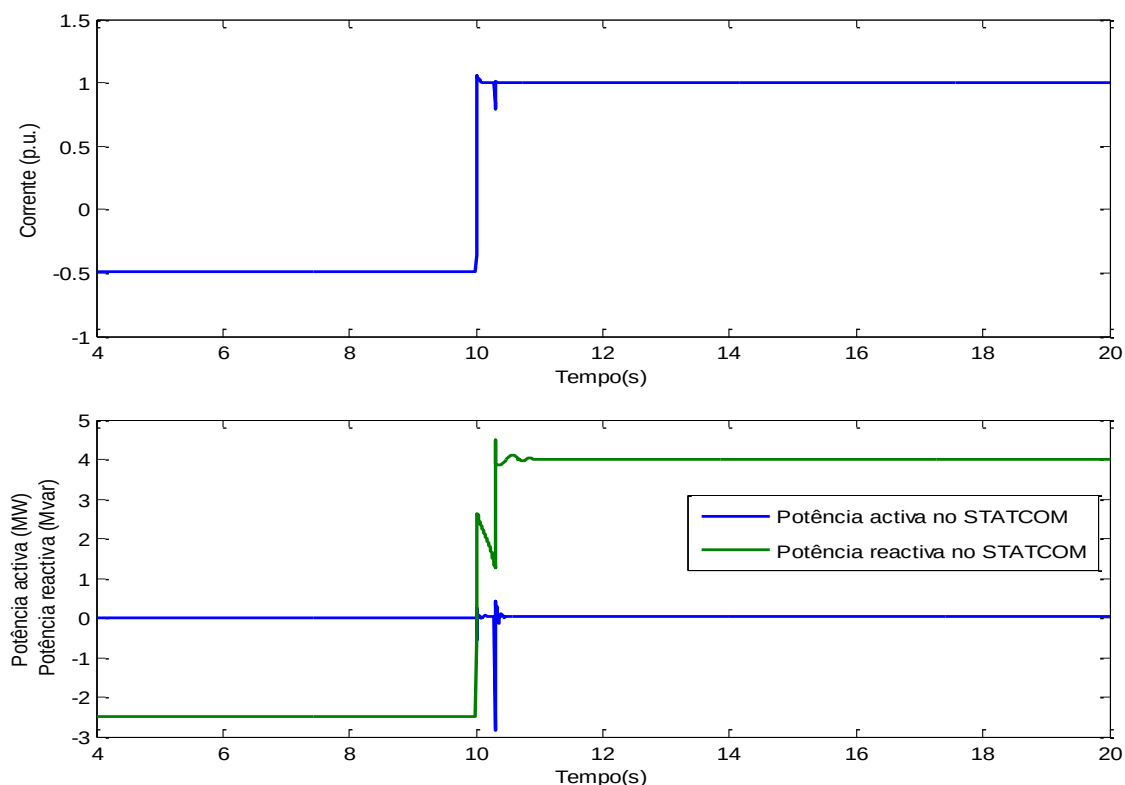


Figura 4.3 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar perante um curto-circuito.

Da figura 4.3 observa-se que a antes do curto-circuito o STATCOM consome corrente e potência reactiva de forma a manter a tensão no valor de 1 p.u. em regime permanente.

Durante o curto-circuito verifica-se que a corrente reactiva aumenta e o STATCOM passa a fornecer a corrente reactiva máxima (1 p.u.) procurando elevar a tensão ao máximo. Após a eliminação do curto-circuito, verifica-se também que o STATCOM continua a fornecer o máximo de corrente reactiva devido ao facto de o gerador ter perdido a estabilidade e ter saído de serviço, ficando a tensão aos seus terminais em valores inferiores a 1 p.u que o STATCOM procura fazer atingir.

A potência reactiva injectada pelo STATCOM segue a mesma tendência da corrente reactiva, verificando-se apenas uma ligeira descida durante o curto-circuito, devido à descida da tensão que se verifica durante o curto-circuito. No entanto, o STATCOM não atinge a máxima capacidade de potência reactiva após o curto-circuito quando a corrente reactiva se encontra no seu valor nominal. Isto acontece, devido à tensão pós-defeito se situar num valor próximo de 0.8 p.u o que faz com que a potência reactiva produzida pelo STATCOM, calculada a partir da multiplicação da corrente reactiva pela tensão, se situe num valor de 4Mvar, quando a sua capacidade nominal é de 5Mvar. Como o STATCOM não consome nem fornece potência activa, esta mantém-se em 0 durante toda a simulação excepto um pequeno transitório verificado quando o curto-circuito é eliminado e que se pode desprezar.

STATCOM com capacidade de 10Mvar:

Na figura 4.4 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um STATCOM de 10Mvar de capacidade instalado junto ao gerador.

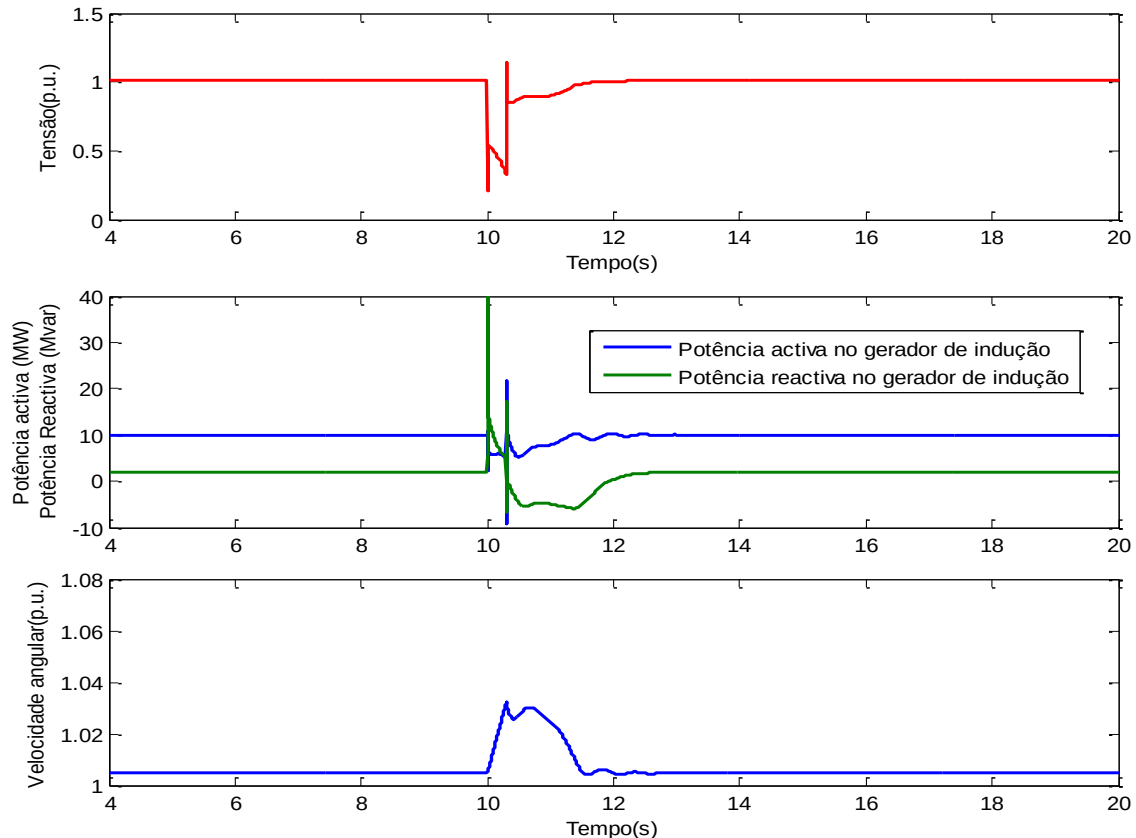


Figura 4.4 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 10Mvar.

Da análise da figura 4.4 percebe-se que o gerador consegue recuperar as suas grandezas eléctricas para seus valores iniciais após o curto-circuito.

Observando a tensão, percebe-se que esta se encontra a 1 p.u. em regime permanente, desce para valores abaixo de 0.5 pu durante o curto-circuito mas consegue recuperar para os valores iniciais após a eliminação do mesmo. É de realçar o facto de neste caso a tensão descer menos durante o curto-circuito do que no caso anterior, com um STATCOM de menor capacidade.

A velocidade angular do rotor do gerador acelera durante o curto-circuito, conseguindo após o curto-circuito desacelerar até voltar ao seu valor inicial, mantendo assim a estabilidade.

Quando às potências, verifica-se que durante o curto-circuito a potência activa diminui e a reactiva aumenta. Após a eliminação do curto-circuito verifica-se que a potência activa do gerador recupera para os seus valores iniciais e a potência reactiva tem uma descida de produção, chegando mesmo a consumir potência reactiva, até conseguir recuperar até aos seus valores iniciais. Essa potência consumida é compensada pelo STATCOM que injecta a potência reactiva necessária para que o gerador de indução recupere.

Assim, verifica-se que o dispositivo STATCOM com 10Mvar de capacidade é capaz de melhorar as condições de estabilidade do gerador de indução, quando comparado com o caso anterior de 5Mvar de capacidade.

Na figura 4.5 encontram-se apresentados os valores de corrente reactiva e potências activa e reactiva obtidos na simulação.

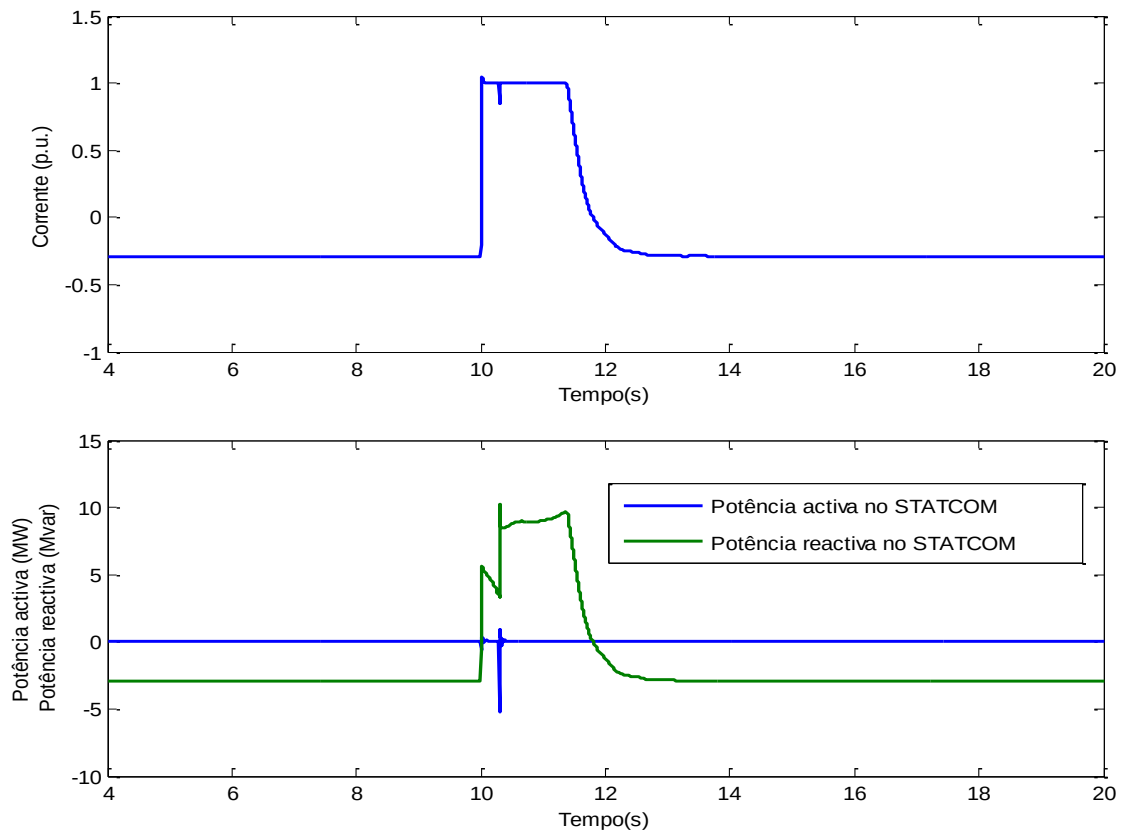


Figura 4.5 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar perante um curto-circuito.

Da figura 4.5 observa-se que a antes do curto-circuito o STATCOM consome corrente e potência reactiva de forma a manter a tensão no valor de 1 p.u. em regime permanente tal como verificado com o STATCOM de 5Mvar de capacidade.

Tal como no caso de 5Mvar, também se verifica que durante o curto-circuito a corrente reactiva aumenta e o STATCOM passa a fornecer a corrente reactiva máxima (1 p.u.) procurando elevar a tensão ao máximo. Contudo, após a eliminação do curto-circuito, verifica-se que o STATCOM fornece o máximo de corrente reactiva durante o período de tempo que o gerador de indução se encontra a consumir reactiva. Quando o gerador começa a recuperar a sua potência reactiva para o valor inicial, a corrente injectada pelo STATCOM também começa a reduzir o seu valor, até voltar a consumir quando o gerador atinge o seu valor inicial de corrente reactiva produzida.

A potência reactiva injectada pelo STATCOM segue a mesma tendência da corrente reactiva, verificando-se apenas uma ligeira descida durante o curto-circuito, devido à descida da tensão que se verifica, tal como no caso anterior. Relativamente ao caso anterior, verifica-se que a potência reactiva injectada durante e na fase de recuperação do defeito é

superior devido à maior capacidade do STATCOM e à subida dos níveis de tensão, principalmente após a eliminação do curto-circuito. Assim, neste caso o STATCOM consegue aproximar a sua potência nominal injectada após a eliminação do curto-circuito, quando a corrente reactiva é de 1 p.u. e a tensão se encontra próxima desse valor. No entanto, quando o gerador recupera, a injeção de potência reactiva diminui e volta ao consumo inicial, o que não acontecia no caso anterior em que o gerador perdia a estabilidade e a potência reactiva era constantemente injectada.

STATCOM com capacidade de 20Mvar:

Na figura 4.6 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um STATCOM de 20Mvar de capacidade instalado junto ao gerador.

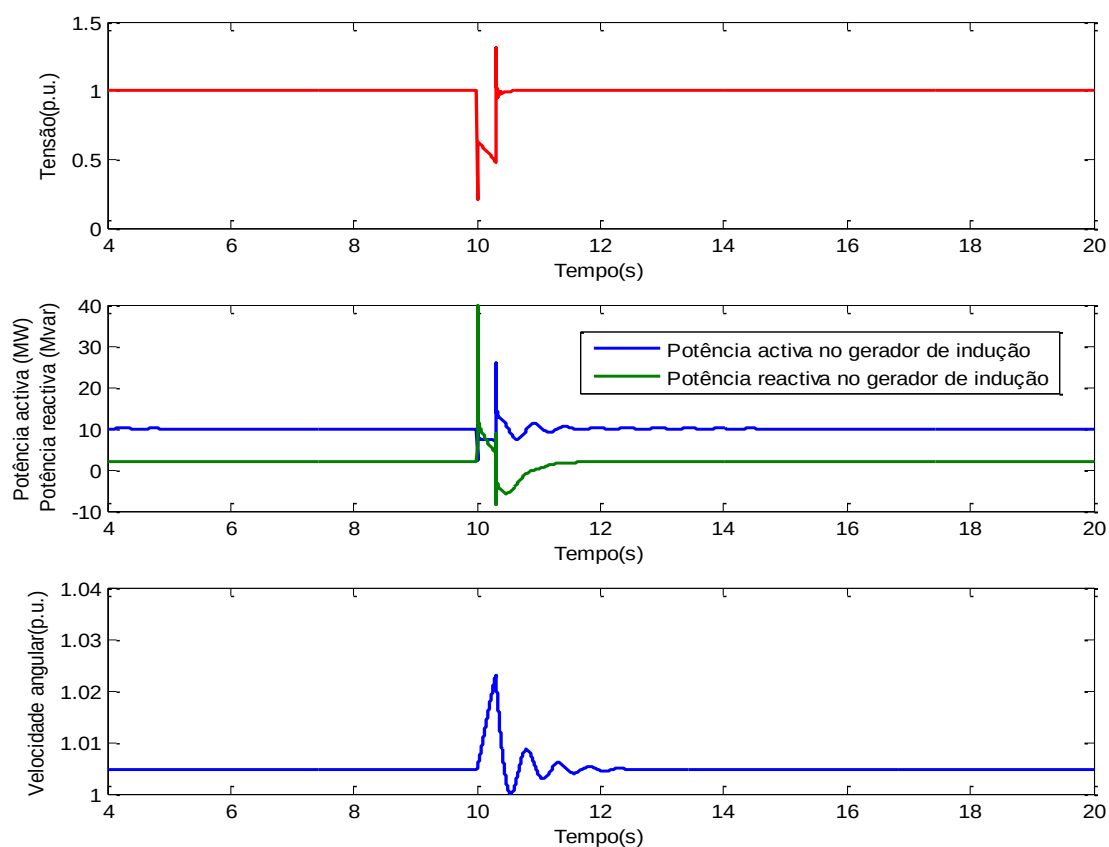


Figura 4.6 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um STATCOM instalado junto ao gerador com capacidade de 20Mvar.

Da análise da figura 4.6 percebe-se que o gerador consegue ultrapassar o curto-circuito voltando as suas grandezas eléctricas aos seus valores iniciais. A análise desta figura é semelhante à do caso anterior, realçando-se o facto de a recuperação para os valores originais, tanto das potências activas e reactivas como da velocidade angular ser realizada mais rapidamente neste caso.

Verifica-se também que a tensão durante o curto-circuito atinge valores mais elevados neste caso do que nos dois casos anteriores, o que é justificado pela maior capacidade de injeção de potência reactiva.

Assim, verifica-se que aumentando a capacidade do dispositivo STATCOM de 10 para 20Mvar se consegue melhorar a resposta do gerador e as suas condições de estabilidade em caso de curto-circuito.

Na figura 4.7 encontram-se apresentados os valores de corrente reactiva e potências activa e reactiva obtidos na simulação.

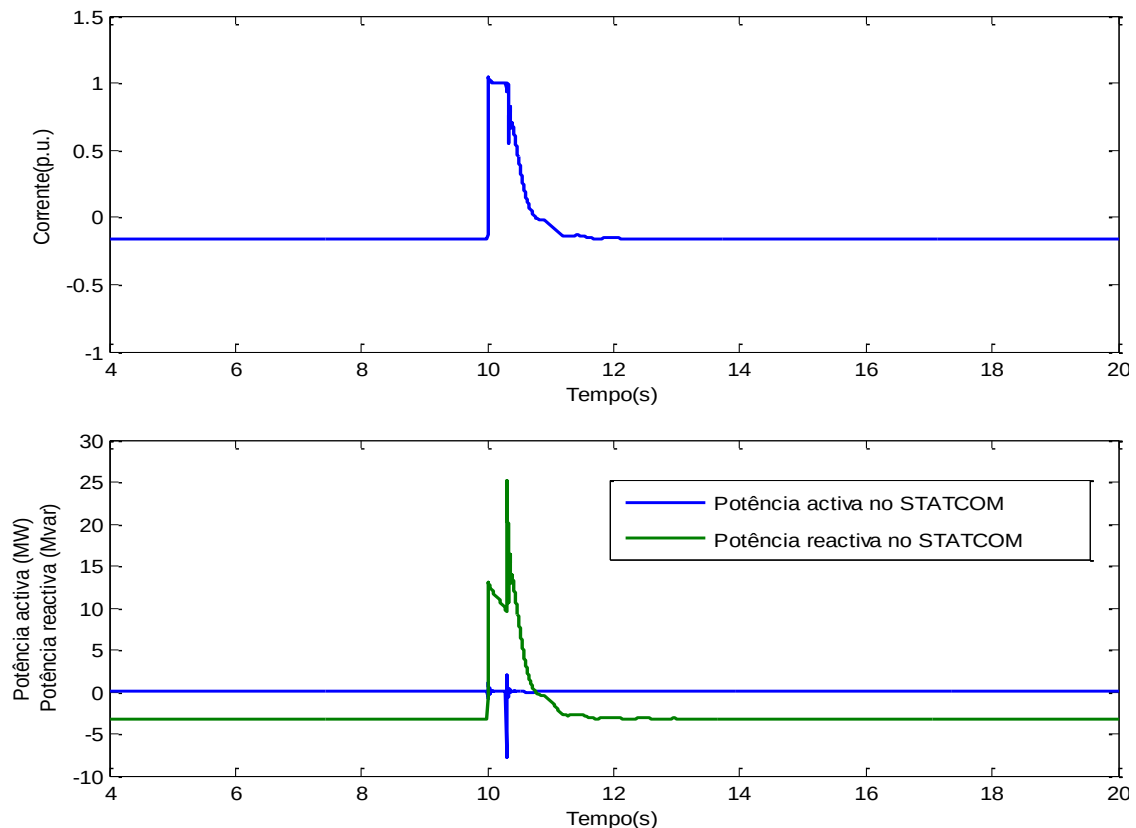


Figura 4.7 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 20Mvar perante um curto-circuito.

Da figura 4.7 observa-se, tal como no caso anterior, que antes do curto-circuito o STATCOM consome corrente e potência reactiva de forma a manter a tensão no valor de 1 p.u. em regime permanente.

Também se verifica que durante o curto-circuito a corrente reactiva aumenta e o STATCOM passa a fornecer a corrente reactiva máxima (1 p.u.). Contudo, após a eliminação do curto-circuito, verifica-se que o STATCOM começa imediatamente a reduzir a sua injeção de corrente reactiva até voltar aos valores iniciais. Esta redução imediatamente após o curto-circuito ocorre devido à maior rapidez de recuperação do gerador ao curto-circuito causado pela maior capacidade de injeção de corrente reactiva do STATCOM. Assim, durante o curto-circuito a maior corrente injectada pelo STATCOM faz com que o gerador se mantenha dentro de valores mais aceitáveis, permitindo uma recuperação mais eficaz.

A potência reactiva injectada pelo STATCOM segue a mesma tendência da corrente reactiva, verificando-se apenas uma ligeira descida durante o curto-circuito, devido à descida

da tensão que se verifica, tal como nos casos anteriores. Relativamente ao caso anterior, verifica-se que a potência reactiva injectada durante o curto-circuito é superior. No entanto, durante a fase de recuperação do curto-circuito, imediatamente após a eliminação do mesmo, verifica-se a descida da potência injectada semelhante à da corrente reactiva. Realce-se que neste caso, o STATCOM praticamente não injecta a sua potência nominal devido à tensão durante o curto-circuito se encontrar em valores reduzidos, quando a corrente se encontra no seu valor nominal. Após a eliminação do curto-circuito, a tensão volta para os seus valores iniciais mas a corrente reactiva injectada diminui imediatamente para o seu valor inicial, descendo também a potência reactiva injectada.

Na figura 4.8 encontra-se representada uma comparação entre as tensões verificadas aos terminais do gerador para os casos em que o STATCOM tem 5, 10 e 20Mvar de capacidade.

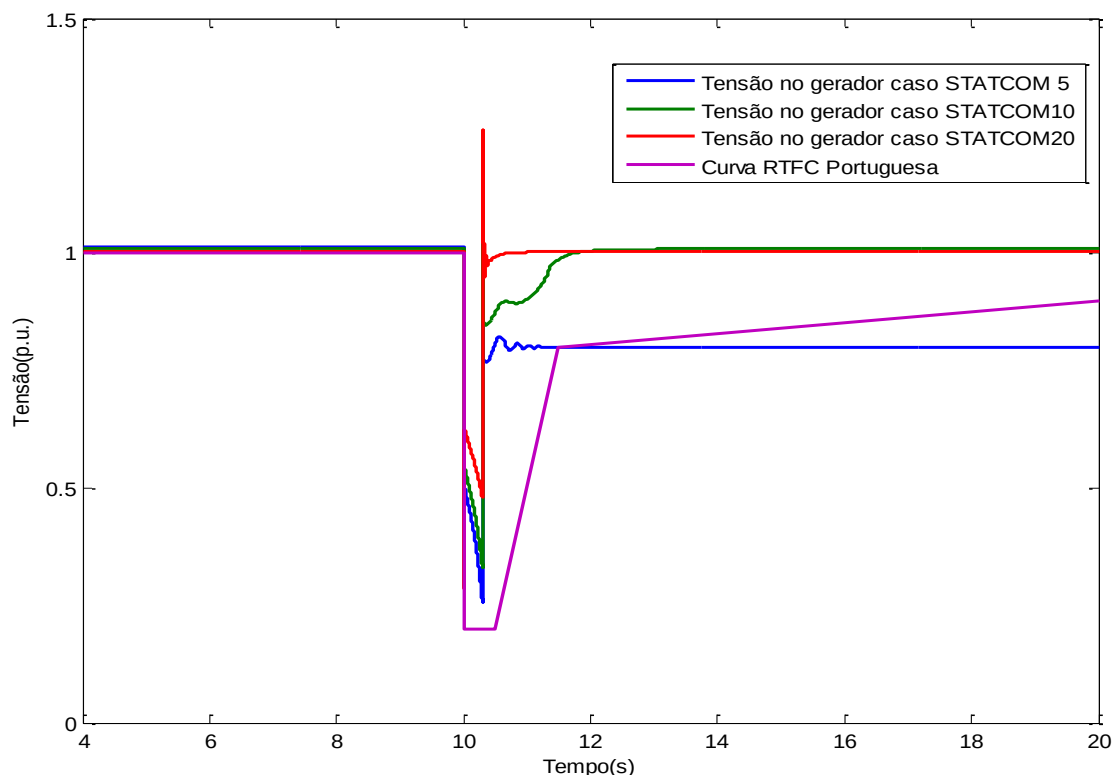


Figura 4.8 - Comparação entre o comportamento da tensão nos casos em que se utiliza um STATCOM com 5, 10 e 20Mvar de capacidade.

Como se pode observar da figura 4.8, durante o curto-circuito, a tensão aos terminais do gerador afunda menos quando se aumenta a capacidade do STATCOM instalado. Também se pode verificar que quando o STATCOM tem 5 Mvar de capacidade, a tensão não consegue recuperar para o seu valor inicial, fixando-se num valor aproximado de 0.8 p.u..

Pelo contrário, com 10 e 20Mvar, observa-se que consegue recuperar, percebendo-se ainda que quanto maior a capacidade do STATCOM, mais rapidamente a tensão recupera.

4.2.2 - Simulação dinâmica do comportamento do dispositivo SVC com gerador de indução

Nesta secção foi simulado um curto-circuito idêntico ao realizado na secção anterior, tendo como FACTS um dispositivo SVC em vez de um STATCOM. Assim, para perceber qual a contribuição dos dispositivos SVC para a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão dos geradores de indução foram simulados curto-circuitos para as capacidades de 5,10,20 e 40Mvar nos SVCs. Os SVCs utilizados correspondem ao modelo Static Var Compensator (modo fasorial) descrito no capítulo anterior, funcionando em modo de regulação de tensão com o valor de referência de 1 p.u. Para cada capacidade de SVC foram analisadas a tensão, a potência activa e reactiva e a velocidade do rotor do gerador de indução e ainda a corrente e a potência reactiva trocadas entre a rede e o SVC.

De seguida encontram-se apresentados os resultados das simulações realizadas para as capacidades de SVC mencionadas.

SVC com capacidade de 5Mvar:

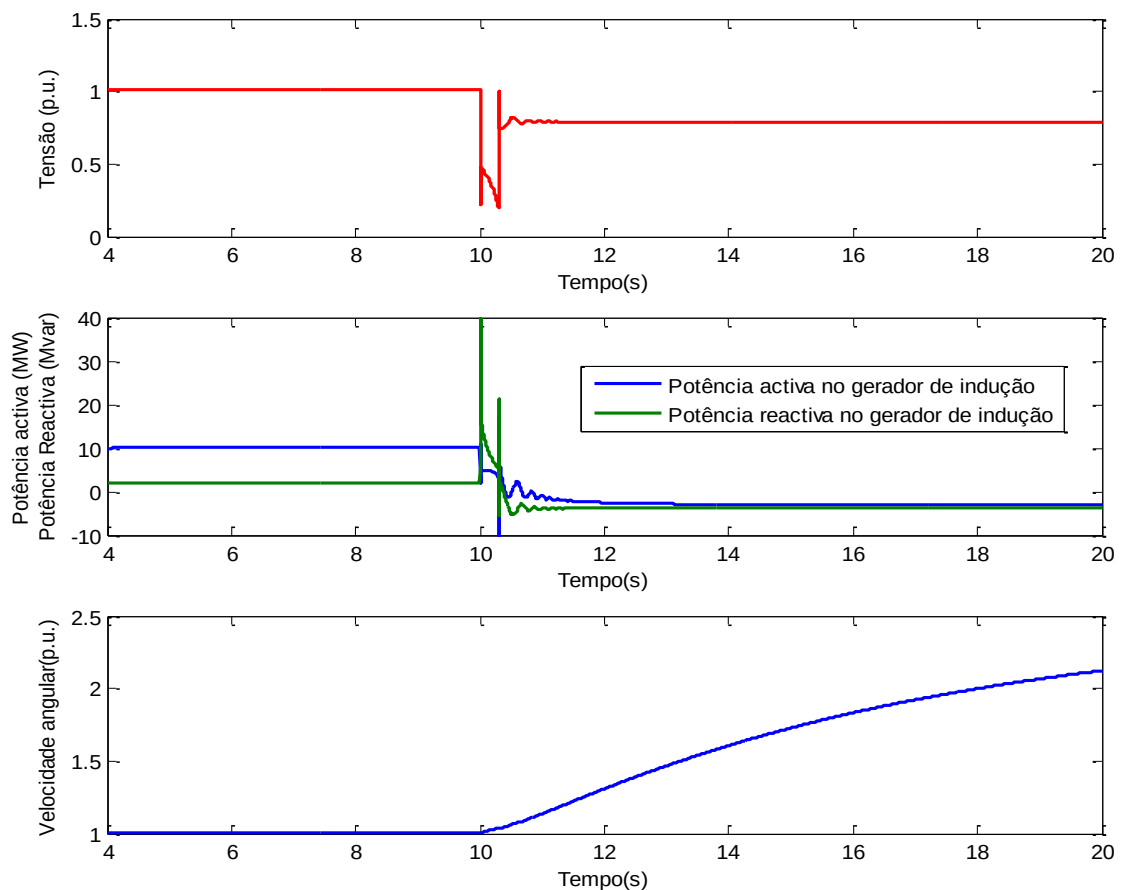


Figura 4.9 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 5Mvar.

Da análise da figura 4.9 observa-se que o gerador, após o curto-circuito, não consegue recuperar os valores das suas grandezas eléctricas para os seus valores iniciais.

Analisando a tensão aos terminais do gerador percebe-se que esta desce até valores abaixo de 0.5 p.u. durante o curto-circuito e que após o curto-circuito não recupera para os seus valores iniciais fixando-se num valor de cerca de 0.8 p.u.

Quanto à velocidade angular do rotor do gerador observa-se que acelera continuamente desde o momento que se inicia o curto-circuito, revelando que o gerador perdeu a estabilidade o que na prática se traduziria na sua saída de serviço para evitar destruição do gerador.

Analisando as potências no gerador, percebe-se que durante o curto-circuito a potência activa diminui e a reactiva aumenta. Porém, após a eliminação do defeito, o gerador passa a consumir potência activa e reactiva por ter perdido a estabilidade, não conseguindo recuperar o seu binário electromagnético.

Assim, verifica-se que um dispositivo SVC com a capacidade de 5Mvar não é capaz de dotar o gerador de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Na figura 4.10 encontram-se apresentados os valores da susceptância B e da potência reactiva obtidos na simulação.

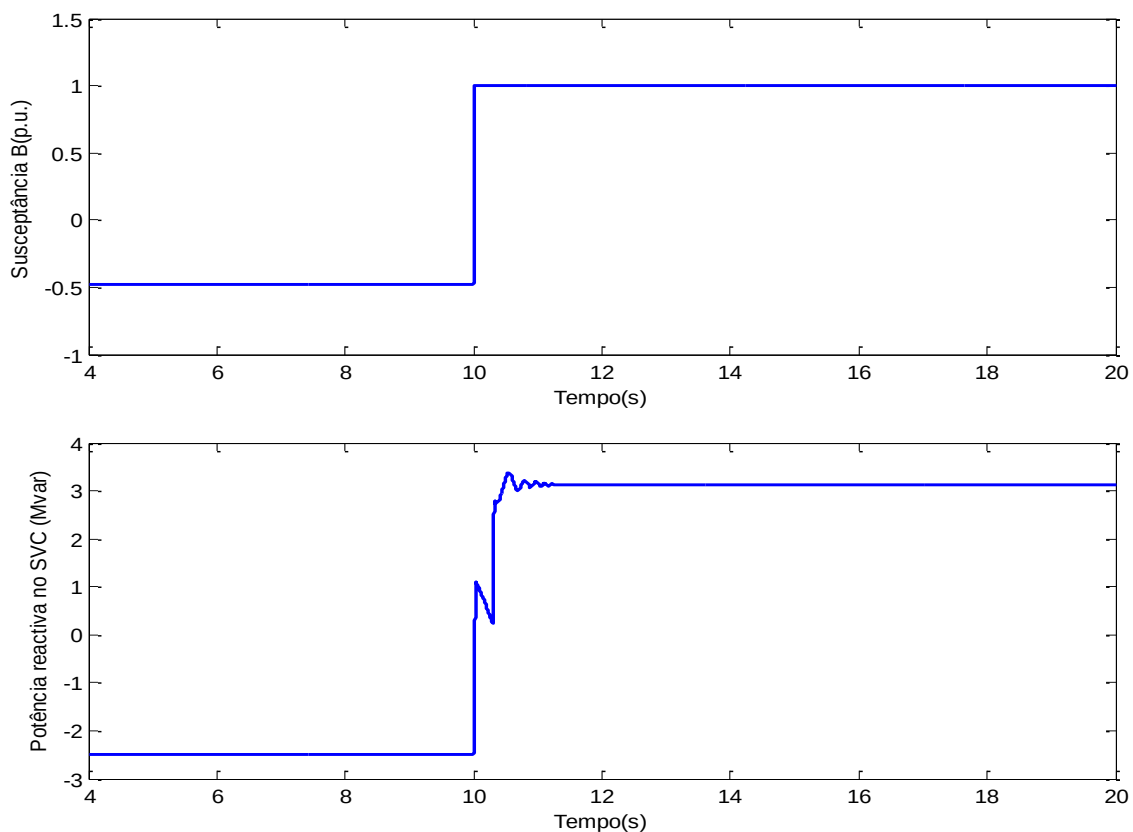


Figura 4.10 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 5Mvar perante um curto-circuito.

Na figura 4.10 pode observar-se que o comportamento da susceptância B começa em valores negativos e que após o curto-circuito passa imediatamente para o seu valor máximo. Isto verifica-se devido ao facto de a tensão antes do curto-circuito de encontrar em valores ligeiramente superiores a 1 p.u que faz com que o SVC tenha a necessidade de consumir potência reactiva e como tal a susceptância tomar valores negativos. Após o curto-circuito, com o forte afundamento da tensão, o SVC passa imediatamente para o seu valor máximo de

susceptância de forma a injectar o máximo de potência reactiva na rede. Este valor mantém-se após a eliminação do curto-circuito devido à tensão não regressar ao seu valor inicial.

A potência reactiva segue o comportamento indicado pela susceptância B. No entanto, durante o curto-circuito observa-se que a potência começa a subir após o início do defeito e depois tem uma descida abrupta a partir da qual volta a subir. Essa descida é provocada pela descida verificada na tensão durante o defeito, que volta a subir quando o mesmo é eliminado, o que acontece também com a potência reactiva. Destaca-se o facto de para a mesma capacidade do dispositivo (5Mvar de SVC e STATCOM), o SVC atingir valores de potência reactiva de menor amplitude. Este facto ocorre devido à potência reactiva injectada pelo SVC depender do quadrado da tensão verificada na rede. Assim, após a eliminação do curto-circuito, apesar de a susceptância B se encontrar no seu valor nominal, como a tensão se encontra em cerca de 0.8 p.u., a potência reactiva injectada corresponde 0,64 p.u. a dividir pela susceptancia nominal que é 1 p.u.. Dessa forma, a potência reactiva injectada corresponde a 0,64 p.u., o que num SVC de 5Mvar de base, resulta numa potência injectada de 3.2Mvar que é inferior aos 4Mvar injectados pelo STATCOM para a mesma capacidade.

SVC com capacidade de 10Mvar:

Na figura 4.11 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um SVC de 10Mvar de capacidade instalado junto ao gerador.

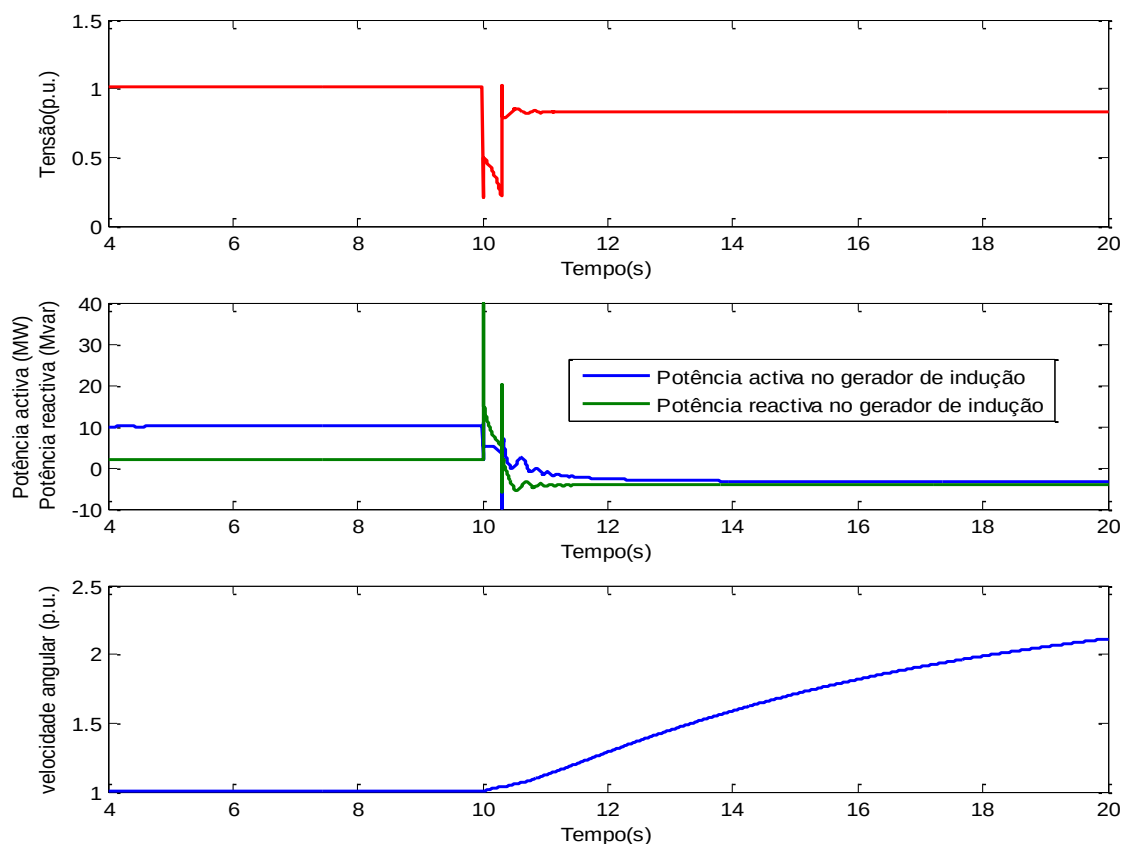


Figura 4.11 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 10Mvar.

Da análise da figura 4.11 percebe-se que as grandezas eléctricas do gerador não conseguem voltar aos seus valores iniciais, após o curto-circuito, tal como verificado para a capacidade de 5Mvar, apresentando as grandezas eléctrica um comportamento idêntico durante toda a simulação.

Assim, verifica-se que um dispositivo SVC com a capacidade de 10Mvar, tal como com 5Mvar, não é capaz de dotar o gerador de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Na figura 4.12 encontram-se apresentados os valores da susceptância B e da potência reactiva obtidos na simulação.

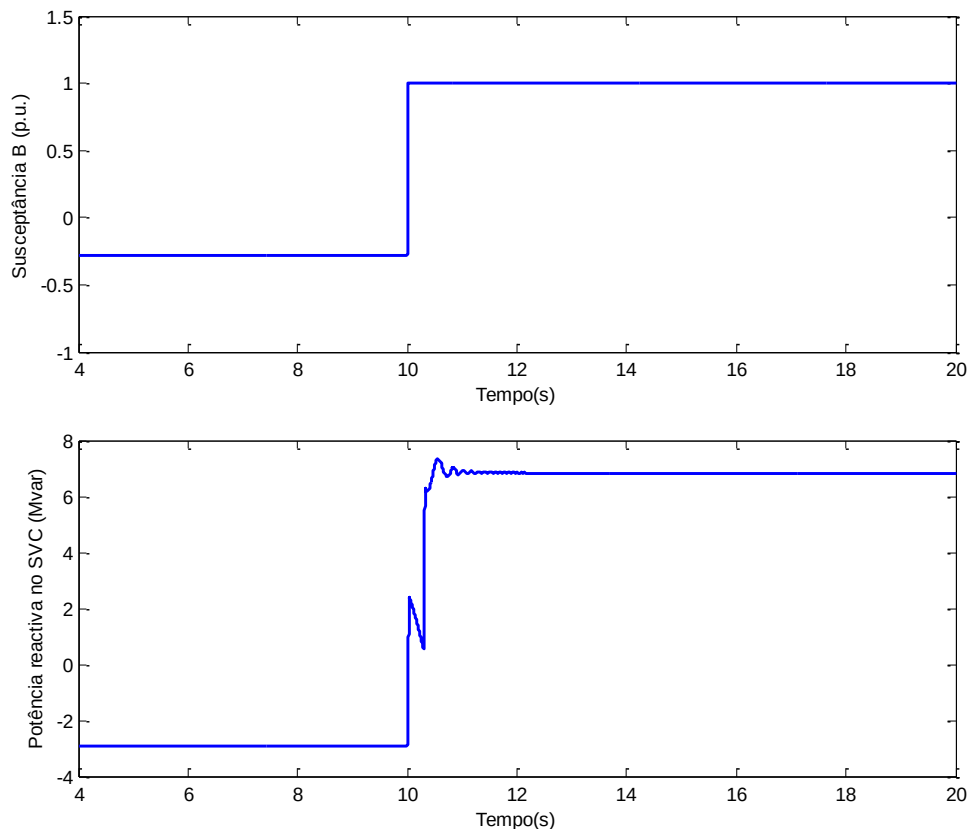


Figura 4.12 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 10Mvar perante um curto-circuito.

Na figura 4.12 pode observar-se que o comportamento da susceptância B segue o mesmo comportamento do caso com o SVC com capacidade de 5Mvar, em que é negativa antes do curto-circuito e tem o seu valor máximo após o início do mesmo.

Na potência reactiva, verifica-se também a mesma tendência do caso anterior, sendo agora os valores alcançados superiores em amplitude tanto em funcionamento normal, antes de ocorrer o curto-circuito, como durante e principalmente após a eliminação do curto-circuito. Verifica-se também que a potência reactiva volta a não atingir o seu valor nominal devido ao valor da tensão após a eliminação do curto-circuito se situar em valores na ordem dos 0.8 p.u.. Assim, toma o valor de aproximadamente 6.4Mvar, como seria de esperar adoptando o mesmo raciocínio utilizado no caso anterior.

SVC com capacidade de 20Mvar:

Na figura 4.13 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um SVC de 20Mvar de capacidade instalado junto ao gerador.

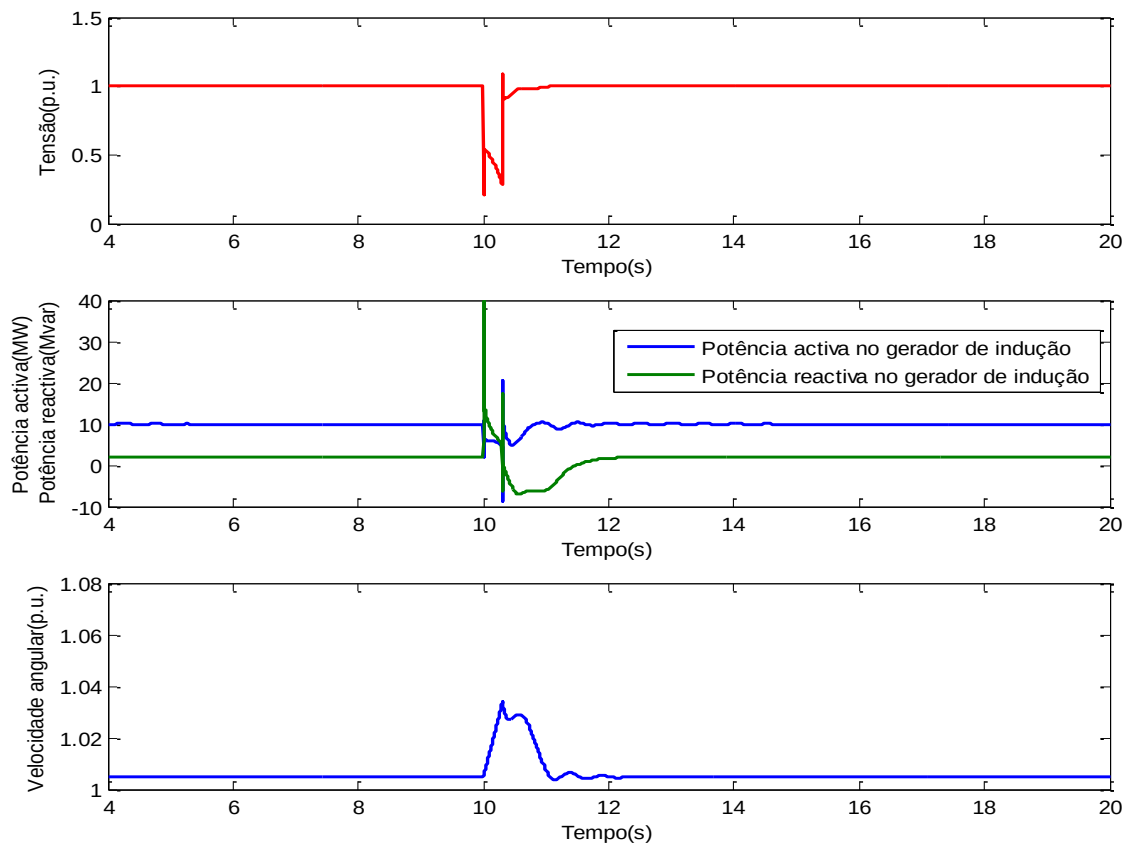


Figura 4.13 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 20Mvar.

Da análise da figura 4.13 percebe-se que o gerador consegue que as suas grandezas voltem aos seus valores pré-defeito, após a ocorrência do mesmo. Observando as grandezas eléctricas do gerador (tensão, potência activa e reactiva e velocidade angular do rotor) percebe-se que estas recuperam para os seus valores iniciais algum tempo após a eliminação do curto-circuito. Verifica-se também que é consumida corrente reactiva do gerador, durante um período de tempo após a eliminação do curto-circuito, até conseguir recuperar para o seu valor original. Essa potência consumida é fornecida pelo SVC.

Assim, verifica-se que o dispositivo SVC com 20Mvar de capacidade é capaz de melhorar as condições de estabilidade do gerador de indução, quando comparado com o caso anterior de 10Mvar de capacidade.

Na figura 4.14 encontram-se apresentados os valores da susceptância B e da potência reactiva obtidos na simulação.

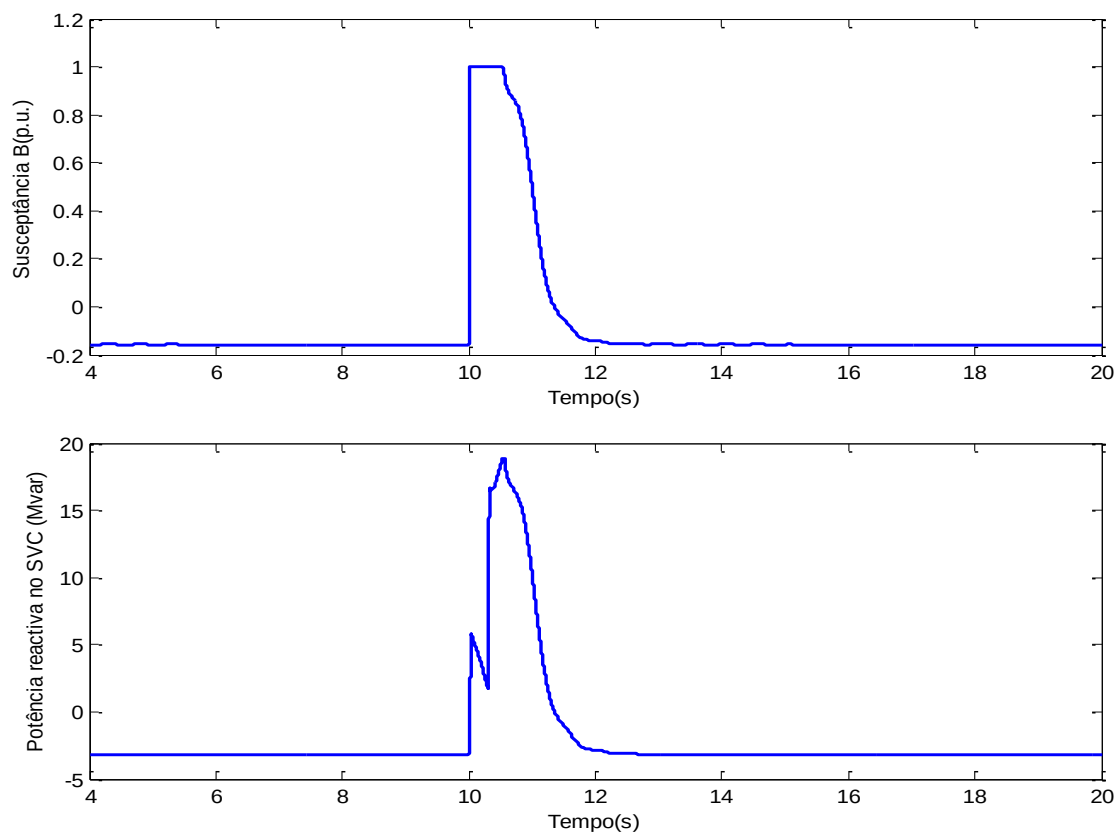


Figura 4.14 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 20Mvar perante um curto-circuito.

Da análise da figura 4.14 percebe-se que a susceptância B é negativa antes do curto-circuito, durante o curto-circuito tem o seu valor máximo e após a eliminação do mesmo começa a reduzir o seu valor até voltar ao seu valor inicial.

Neste caso, a potência reactiva aumenta após o início do defeito, descendo ligeiramente devido à descida de tensão (como anteriormente) e volta a subir no momento da eliminação do defeito. A partir desse momento, a potência reactiva injectada pelo SVC aumenta, de forma a compensar o consumo de potência reactiva do gerador, permitindo o aumento de tensão na rede. Enquanto a tensão não voltar para o seu valor inicial, a susceptância continua no seu valor nominal para proporcionar o máximo de injeção de potência reactiva possível. Quando a tensão volta ao seu valor inicial e o gerador deixa de consumir potência reactiva, a susceptância começa a descer e a potência reactiva injectada pelo SVC acompanha essa descida. Neste caso, como se verifica que a tensão na rede recupera para o seu valor inicial, a potência reactiva injectada pelo SVC aproxima-se do seu valor de base de 20Mvar.

SVC com capacidade de 40Mvar:

Na figura 4.15 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador de indução, perante um curto-circuito, com um SVC de 40Mvar de capacidade instalado junto ao gerador.

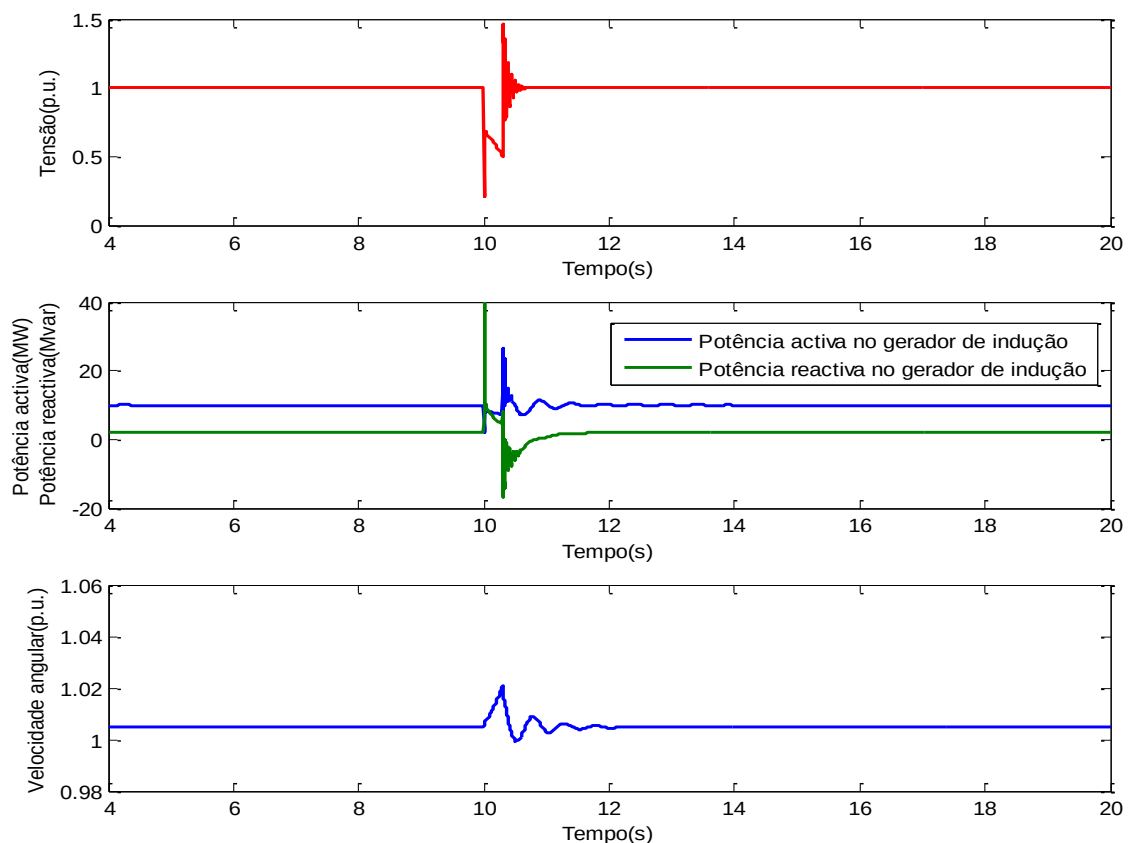


Figura 4.15 - Comportamento das grandezas eléctricas aos terminais do gerador perante um curto-circuito, com um SVC instalado junto ao gerador com capacidade de 40Mvar.

Analisando a figura 4.15 percebe-se que as grandezas eléctricas do gerador recuperam mais rapidamente para os seus valores iniciais do que no caso anterior com a capacidade de 20Mvar. Verifica-se que praticamente após a eliminação do curto-circuito, desprezando os transitórios existentes, a tensão, as potências activa e reactiva e a velocidade angular do gerador recuperam para os seus valores iniciais. Verifica-se também um menor afundamento da tensão durante o curto-circuito.

Assim, verifica-se que o aumento da capacidade do dispositivo STATCOM de 20 para 40Mvar permite melhorar a resposta do gerador e as suas condições de estabilidade em caso de curto-circuito, conseguindo uma recuperação mais rápida das grandezas eléctricas do gerador para os seus valores iniciais.

Na figura 4.16 encontram-se apresentados os valores da susceptância B e da potência reactiva obtidos na simulação.

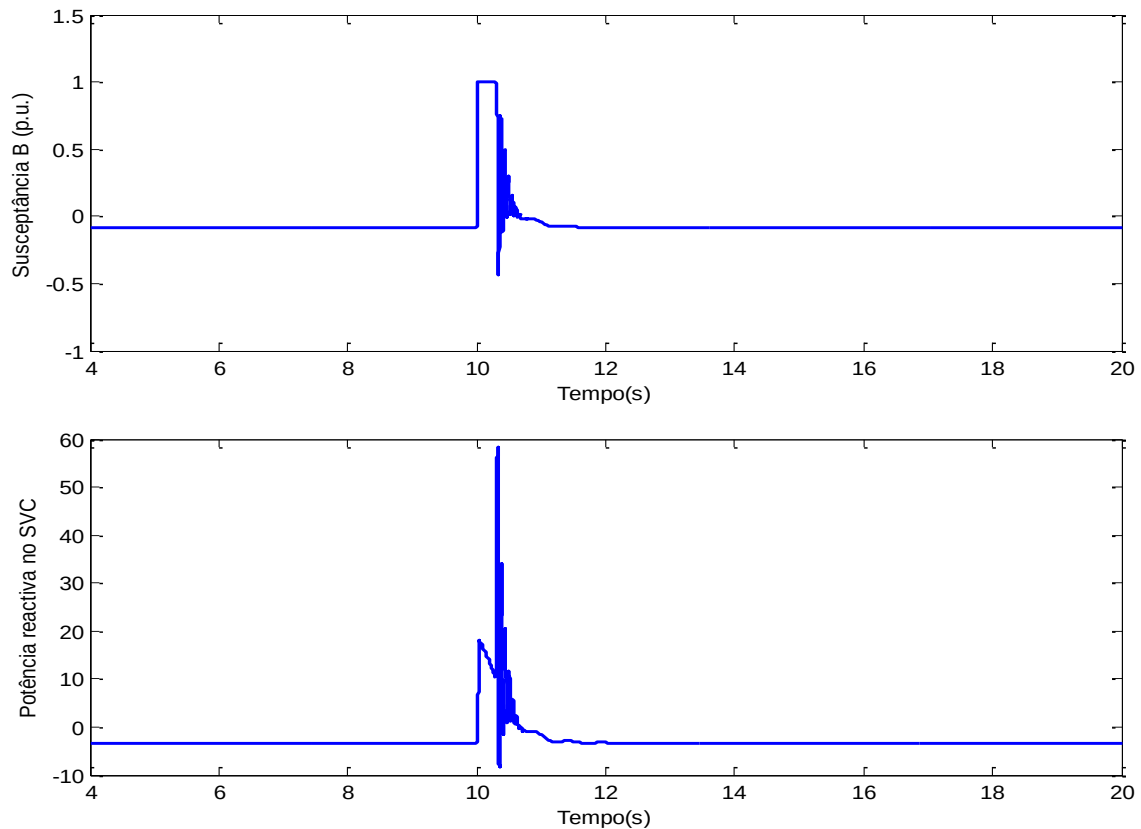


Figura 4.16 - Comportamento das grandezas eléctricas do SVC com capacidade de 40Mvar perante um curto-circuito.

Da análise da figura 4.16 percebe-se que a susceptância B e a potência reactiva no SVC têm o mesmo comportamento até ao momento do curto-circuito. Durante o curto-circuito a susceptância B encontra-se no seu valor máximo e a potência reactiva sobe o máximo possível tendo em conta os valores baixos da tensão na rede. Após a eliminação do curto-circuito, devido à rápida recuperação do gerador neste caso, que se verifica praticamente após a eliminação do mesmo, a susceptância B e a potência reactiva reduzem também rapidamente para os seus valores iniciais.

Na figura 4.17 encontra-se representada uma comparação entre as tensões verificadas aos terminais do gerador para os casos em que o SVC tem 5, 10, 20 e 40 Mvar de capacidade.

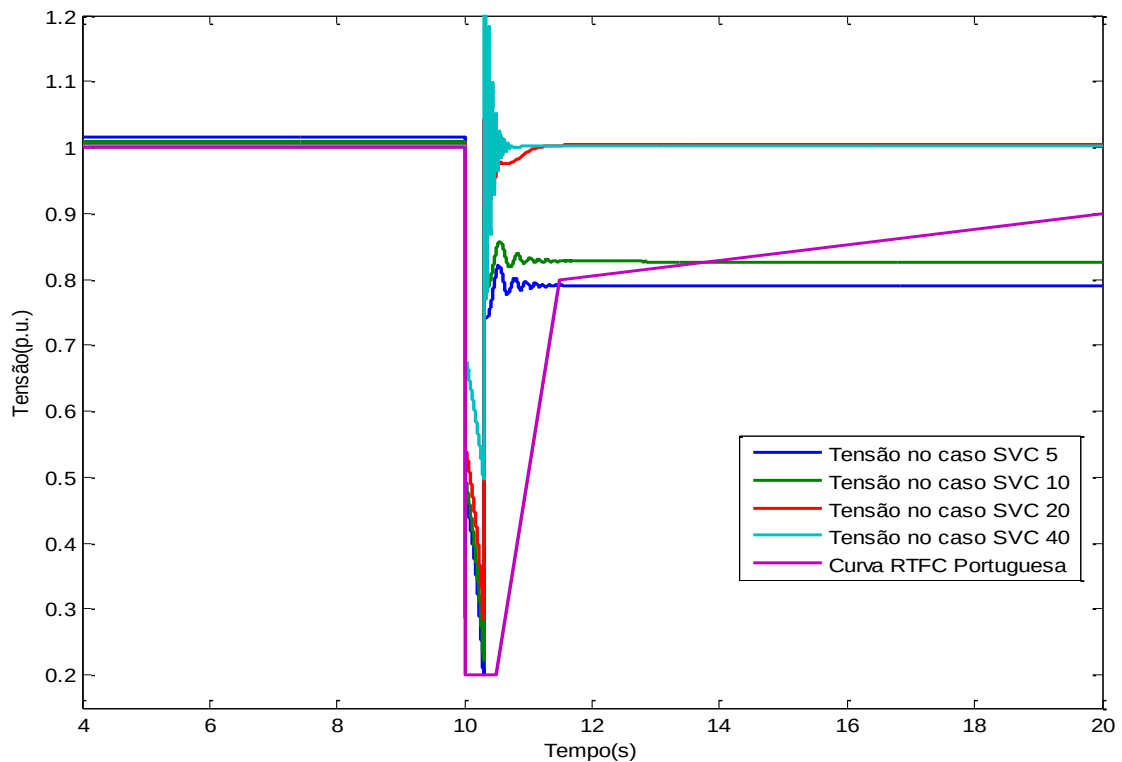


Figura 4.17 - Comparação entre o comportamento da tensão nos casos em que se utiliza um SVC com 5, 10, 20 e 40Mvar de capacidade.

Como se pode observar da figura 4.17, durante o curto-circuito, a tensão aos terminais do gerador afunda menos quando se aumenta a capacidade do SVC instalado. Verifica-se também que quando o SVC tem 5 e 10 Mvar de capacidade, a tensão não consegue recuperar para o seu valor inicial fixando-se em valores próximos de 0.8 p.u., percebendo-se, no entanto, que é um valor maior quando se utiliza um SVC de maior capacidade (10Mvar).

Pelo contrário, com 20 e 40Mvar de capacidade, observa-se que consegue recuperar, percebendo-se ainda que quanto maior a capacidade do STATCOM, mais rapidamente a tensão recupera para o seu valor inicial.

4.2.3- Comparação entre o comportamento dinâmico dos dispositivos STATCOM e SVC como suporte de tensão para dotar o gerador de indução com capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Nas duas secções anteriores foram analisados os comportamentos dinâmicos dos dispositivos STATCOM e SVC funcionando como suporte de tensão para fornecer capacidade de sobrevivência a cavas de tensão ao gerador de indução. Nesta secção serão analisadas as diferenças entre os desempenhos dos dois dispositivos para a mesma capacidade e para capacidades diferentes a partir das simulações realizadas nas secções anteriores deste capítulo.

Comparação entre o desempenho de um STATCOM e de um SVC com capacidades de 10Mvar:

Para realizar a comparação do desempenho dos dois dispositivos quanto à melhoria que introduzem nos perfis de tensão dos geradores de indução, perante a ocorrência de curto-circuitos, foram analisadas as tensões obtidas nos terminais do gerador quando se utiliza um STATCOM ou um SVC de 10Mvar de capacidade. Os valores das tensões foram obtidos a partir das simulações realizadas anteriormente.

Assim, na figura 4.18 encontra-se representada a tensão aos terminais do gerador de indução para ambas os dispositivos.

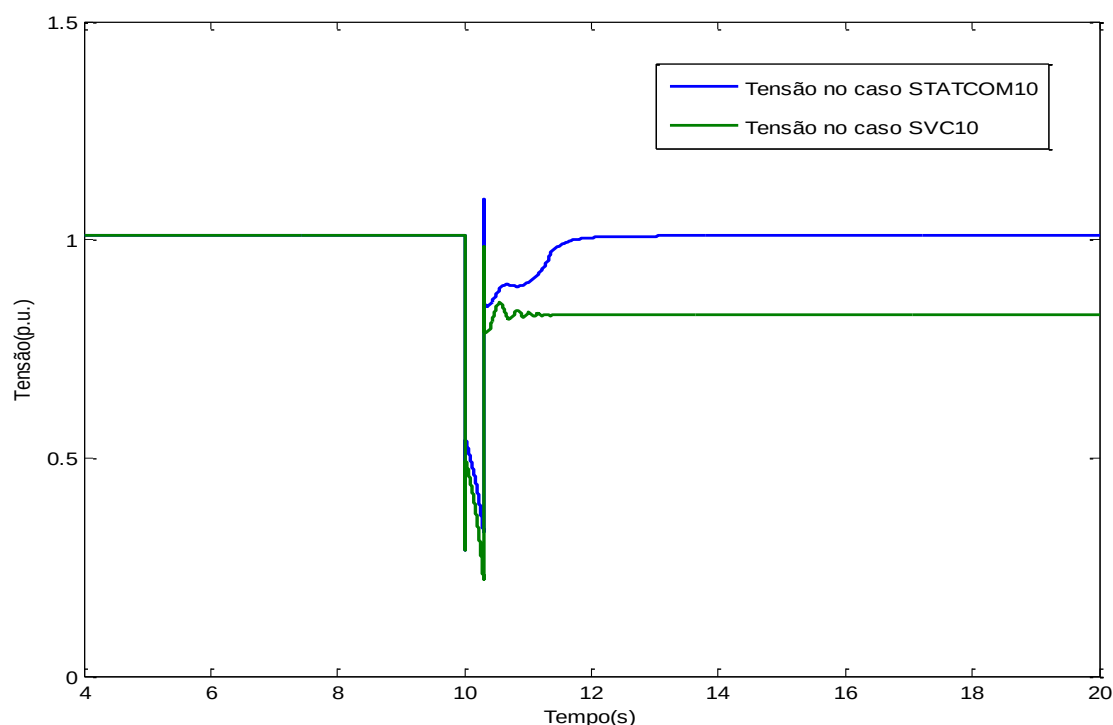


Figura 4.18 - Comparação entre o comportamento da tensão, quando se utiliza um STATCOM ou um SVC com 10Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito.

Analisando a figura 4.18 podemos observar que durante o curto-circuito a tensão afunda mais no caso em que é utilizado o SVC com 10Mvar de capacidade, do que quando se utiliza um STATCOM com a mesma capacidade. No período após a eliminação do curto-circuito verifica-se que quando se utiliza um SVC com 10 Mvar de capacidade, a tensão não consegue recuperar para o seu valor inicial porque o gerador perdeu a estabilidade. Por outro lado, quando se utiliza um STATCOM com 10Mvar de capacidade o gerador não perde a estabilidade e a tensão consegue recuperar para o seu valor inicial pré-defeito.

Comparação entre o desempenho de um STATCOM com 10Mvar de capacidade e um SVC com 20Mvar de capacidade:

Para comparar do desempenho dos dois dispositivos quanto à melhoria que introduzem nos perfis de tensão dos geradores de indução, na sequência de curto-circuito, foram analisadas as tensões obtidas nos terminais do gerador quando se utiliza um STATCOM com

10Mvar de capacidade ou um SVC com 20Mvar de capacidade. Os valores das tensões foram obtidos a partir das simulações realizadas anteriormente.

Assim, na figura 4.19 encontra-se representada a tensão aos terminais do gerador de indução para ambas os dispositivos.

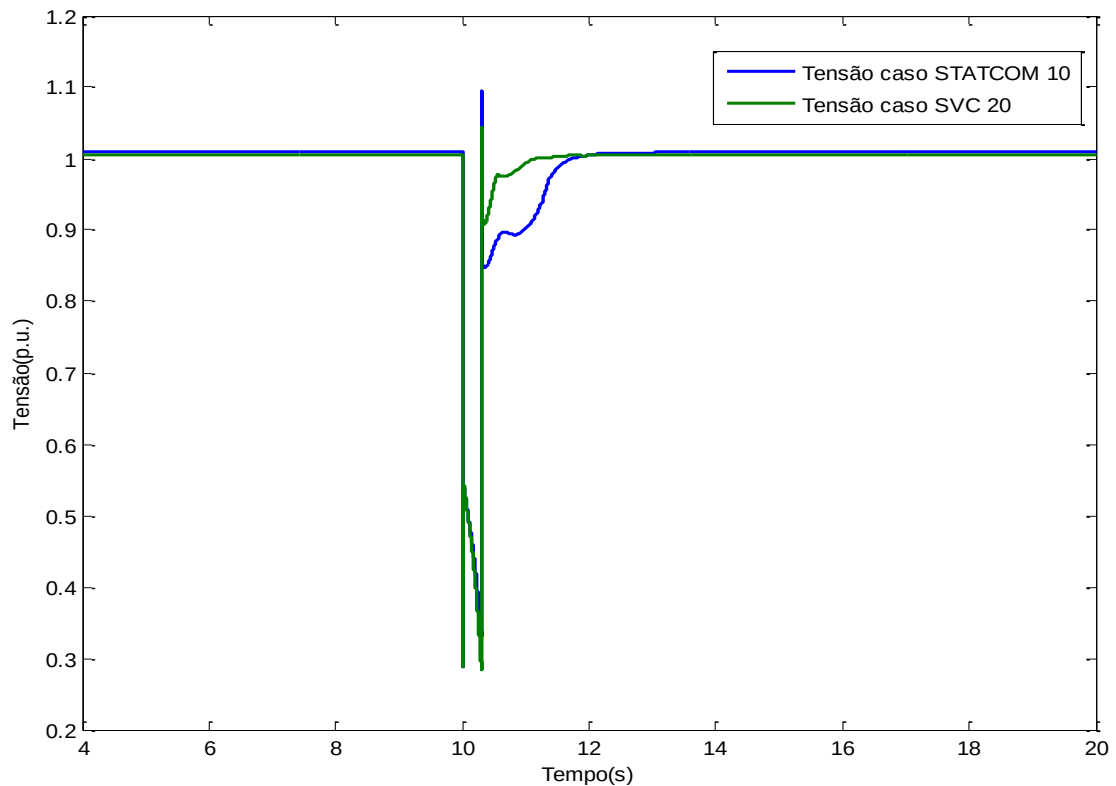


Figura 4.19 - Comparação entre o comportamento da tensão quando se utiliza um STATCOM com 10Mvar de capacidade ou um SVC com 20Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito

Analisando a figura 4.19 podemos observar que durante o curto-circuito a tensão afunda praticamente da mesma forma para os dois casos considerados. No período após a eliminação do curto-circuito verifica-se que nos dois casos o gerador não perde a estabilidade e a tensão recupera para o valor inicial pré-defeito. No entanto, verifica-se que a recuperação é mais rápida no caso em que se utiliza um SVC de 20Mvar de capacidade do que no caso do STATCOM com 10Mvar de capacidade.

Comparação entre o desempenho de um STATCOM com 20Mvar de capacidade e um SVC com 40Mvar de capacidade:

Para a comparar do desempenho dos dois dispositivos quanto à melhoria dos perfis de tensão aos terminais dos geradores de indução, perante curto-circuitos, foram analisadas as tensões obtidas nos terminais do gerador quando se utiliza um STATCOM com 20Mvar de capacidade ou um SVC com 40Mvar de capacidade. Os valores das tensões foram obtidos a partir das simulações realizadas anteriormente.

Assim, na figura 4.20 encontra-se representada a tensão aos terminais do gerador de indução para ambas os dispositivos.

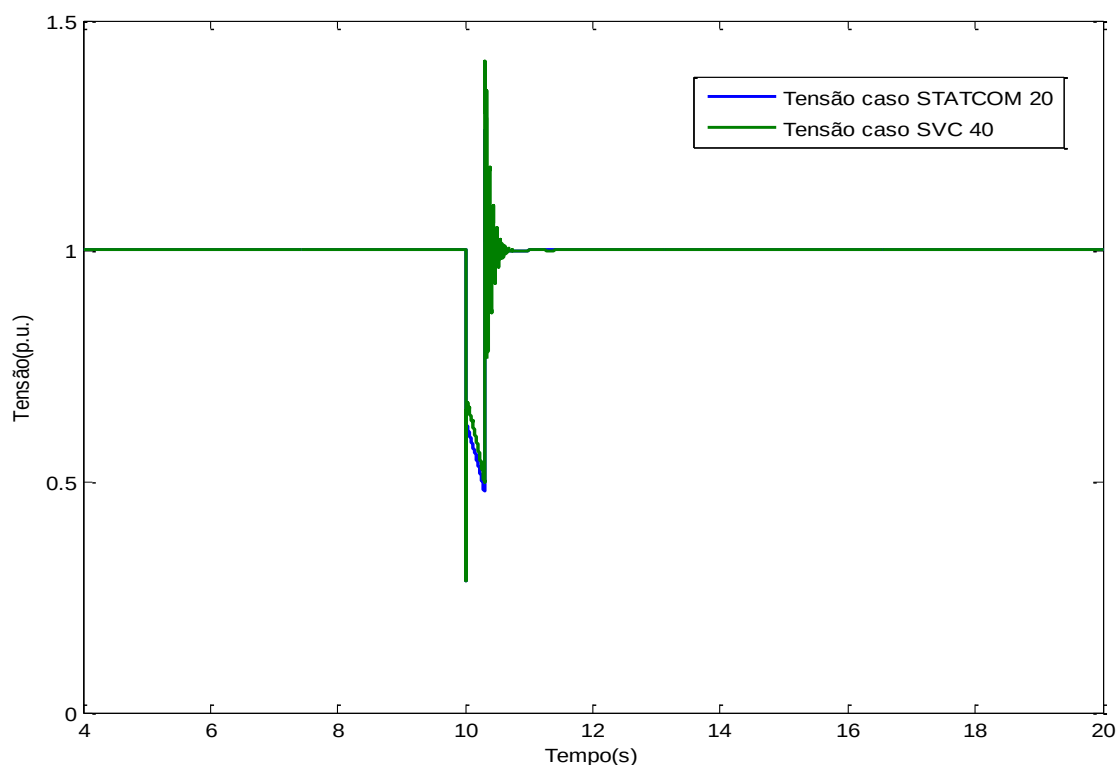


Figura 4.20 - Comparação entre o comportamento da tensão quando se utiliza um STATCOM com 20Mvar de capacidade ou um SVC com 40Mvar de capacidade, na ocorrência de um curto-circuito

Analisando a figura 4.20 podemos observar que durante o curto-circuito a tensão afunda praticamente da mesma forma para os dois casos considerados, sendo ligeiramente menos profundo para o caso do SVC. No período após a eliminação do curto-circuito verifica-se que nos dois casos o gerador não perde a estabilidade e a tensão recupera para o valor inicial pré-defeito. Verifica-se que a recuperação é praticamente igual para os dois casos considerados, ocorrendo imediatamente após a eliminação do curto-circuito.

4.3 - Simulações do comportamento dinâmico dos dispositivos FACTS com gerador síncrono de imans permanentes.

Nesta secção foram realizadas as simulações dinâmicas de forma a avaliar o desempenho do dispositivo STATCOM na melhoria das condições de operação do gerador síncrono de imans permanentes. Assim, foram simuladas as capacidades de 5Mvar e 10Mvar no caso da utilização do dispositivo STATCOM. Como o gerador de imans permanentes não necessita de consumir potência reactiva no seu funcionamento normal, foi ainda simulado o caso em que não existe dispositivo STATCOM a realizar regulação de tensão, para perceber a resposta do gerador. Para cada um destes casos foram analisados dois ângulos alfa distintos (35° e 50°) que correspondem a diferentes injeções de corrente activa e reactiva por parte do gerador, durante o curto-circuito, conforme descrito no capítulo 3 na secção 3.4.1.1.

O gerador utilizado nesta secção corresponde ao modelo dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes descrito no capítulo anterior e assume-se, tal como no caso anterior, que

a velocidade do vento é constante. Assim, em regime permanente, o gerador síncrono de imans permanentes produz 10MW de potência activa e 2Mvar de potência reactiva.

4.3.1 - Simulação dinâmica do comportamento do gerador síncrono de imans permanentes sem dispositivo STATCOM perante curto-circuitos

Nesta secção foi analisado o comportamento do gerador síncrono de imans permanentes, perante curto-circuitos, para os valores de $\alpha=35^\circ$ e $\alpha=50^\circ$. As grandezas em análise foram a tensão aos terminais do gerador, a potência activa e reactiva injectadas e a corrente injectada pelo gerador.

De seguida apresentam-se os resultados das simulações realizadas para os valores mencionados

Gerador síncrono de imans permanentes com $\alpha=35^\circ$:

Na figura 4.21 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=35^\circ$.

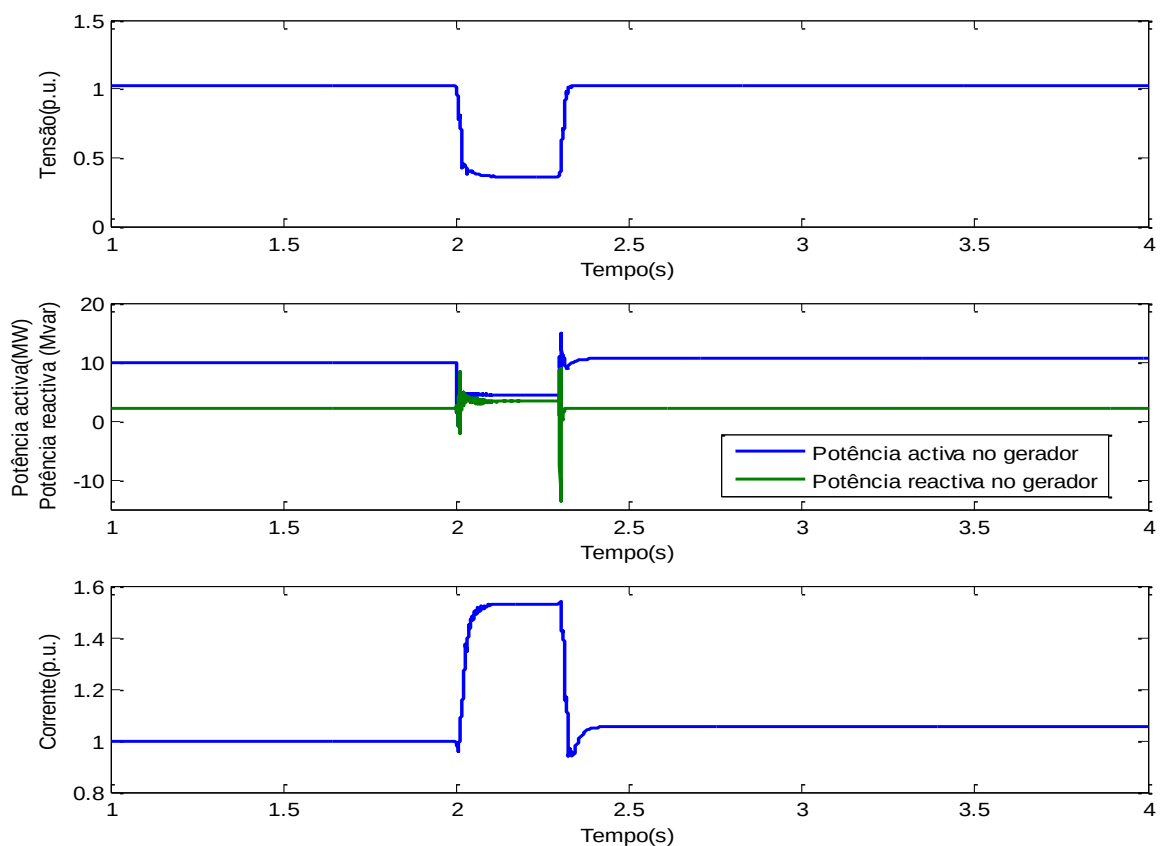


Figura 4.21 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes com $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.

Da análise da figura 4.21 percebe-se que a tensão aos terminais do gerador se mantém num valor próximo de 1 p.u. antes do curto-circuito, desce até um valor abaixo de 0.5 p.u durante todo o curto-circuito e imediatamente após a eliminação do mesmo, volta ao seu valor inicial.

Quanto à corrente, verifica-se o mesmo que se verifica na tensão quanto aos períodos pré e pós defeito, verificando-se que durante o período de defeito a corrente aumenta até cerca de 1.5p.u.

Observando as potências consegue perceber-se que nos momentos pré e pós defeito se mantem nos seus valores em regime normal de funcionamento, 10MW de activa e 2Mvar de reactiva. Durante o curto-circuito, constata-se que a potência activa é reduzida e a reactiva aumenta ligeiramente. Estes valores resultam do controlo efectuado pelos conversores do gerador e que dependem do ângulo alfa adoptado. Os valores de potência activa e reactiva injectada dependem das quantidades de corrente activa e reactiva injectam durante o curto-circuito e que dependem do valor de alfa e da corrente máxima, como descrito no capítulo 3. Como neste caso o ângulo alfa adoptado é 35°, que corresponde a um menor valor de corrente reactiva injectada e maior corrente activa, resulta numa maior potência activa injectada e num menor potência reactiva injectada.

Gerador síncrono de imans permanentes com alfa 50°:

Na figura 4.22 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo alfa=50°.

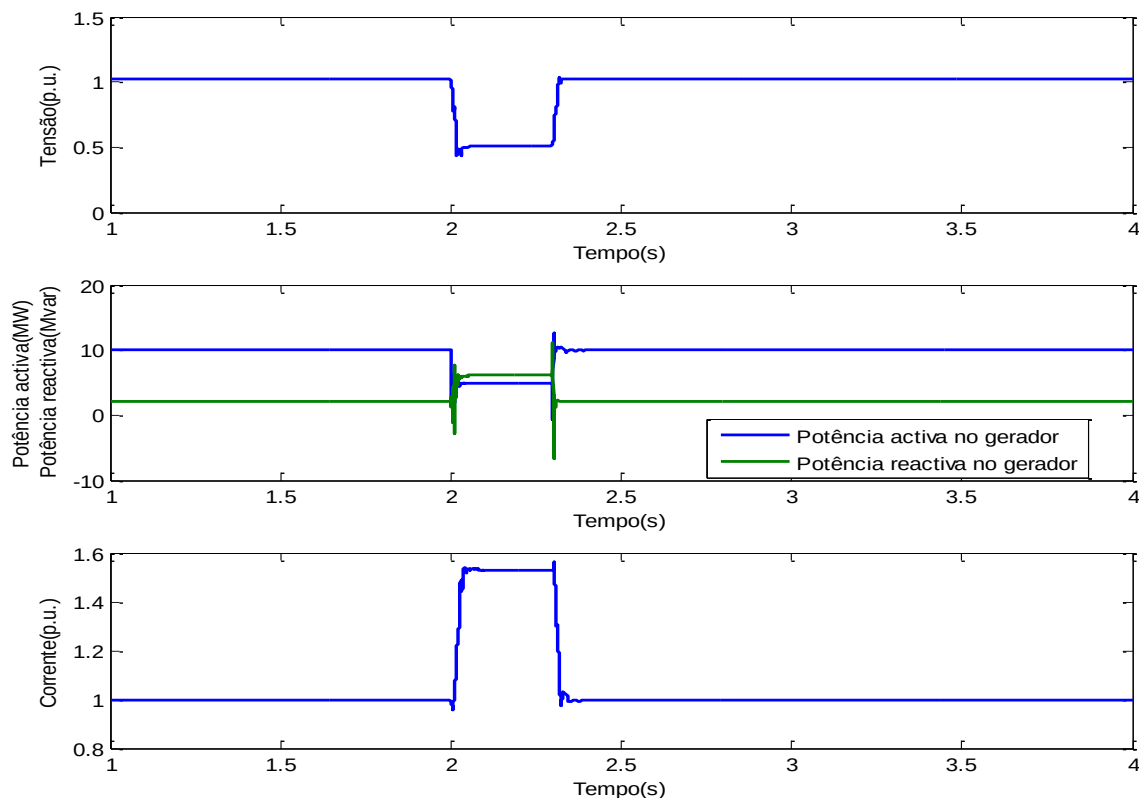


Figura 4.22 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes com alfa=50°, perante um curto-circuito.

Observando a figura 4.22, verifica-se que as grandezas de tensão e corrente têm o mesmo comportamento do caso anterior, quando α valia 35° . Contudo, verifica-se nas potências, o mesmo raciocínio adoptado no caso anterior. Como o α é 50° , a componente reactiva da corrente assume um valor superior relativamente à activa, o que se reflecte nas potências ficando neste caso a potência reactiva injectada durante o curto-circuito com um valor superior à potência activa. Esse aumento de potência reactiva injectada faz com que os níveis de tensão durante o curto-circuito se mantenham num valor mais elevado.

4.3.2- Simulação dinâmica do comportamento do gerador síncrono de imans permanentes com dispositivo STATCOM perante curto-circuitos

Nesta secção foi analisado o comportamento do gerador síncrono de imans permanentes, na ocorrência de curto-circuitos, com a contribuição de um dispositivo STATCOM para regulação de tensão e assumindo os valores de $\alpha=35^\circ$ e $\alpha=50^\circ$. As grandezas em análise foram a tensão aos terminais do gerador, a potência activa e reactiva injectadas e a corrente injectada pelo gerador. Foram ainda analisadas a corrente reactiva e a potência reactiva injectadas pelo STATCOM.

De seguida apresentam-se os resultados das simulações realizadas para os valores mencionados

STATCOM com 5Mvar de capacidade, assumindo $\alpha 35^\circ$:

Na figura 4.23 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=35^\circ$.

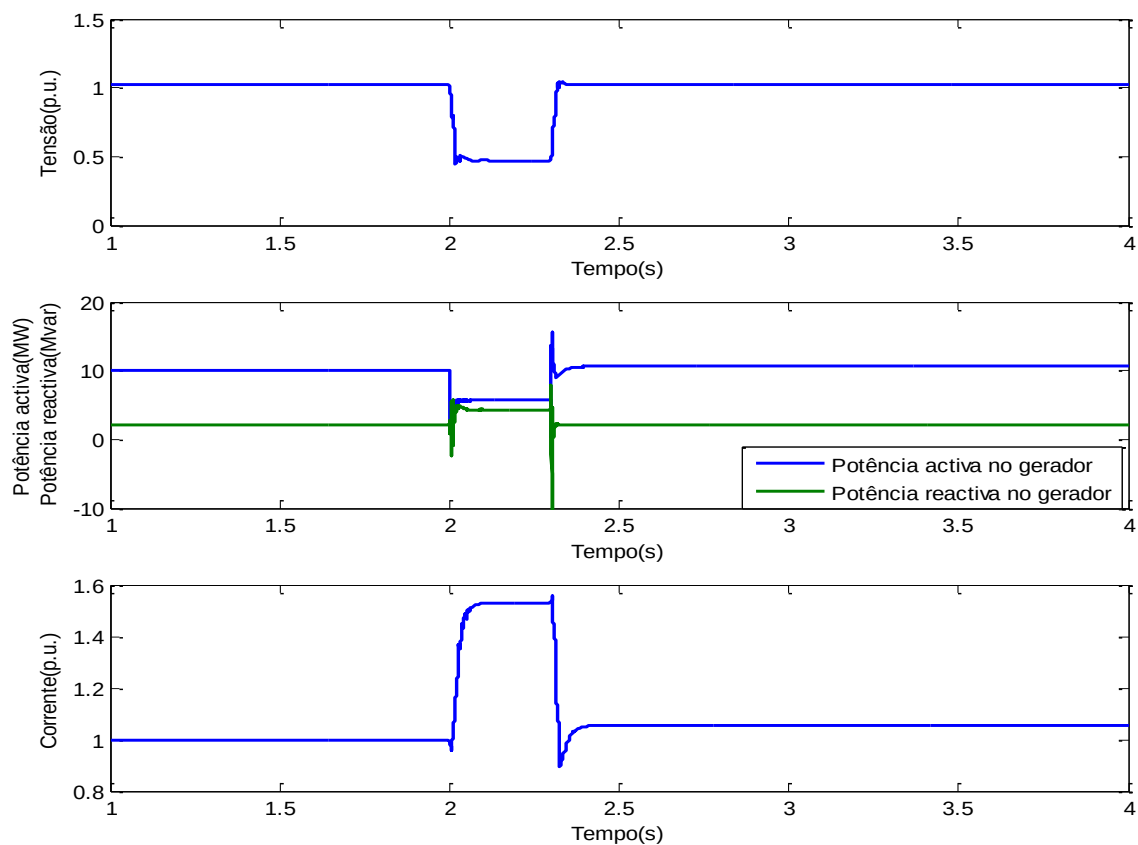


Figura 4.23 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 5Mvar de capacidade, para um $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.

A análise da figura 4.23 é semelhante à realizada para o caso, na figura 4.21, em que o gerador adopta um α de 35° sem a presença do dispositivo STATCOM. Realça-se a diferença de neste caso a tensão aos terminais do gerador descer ligeiramente menos, fixando-se num valor de cerca de 0.5 p.u.. Verifica-se que a potência activa e reactiva injectados pelo gerador mantêm os mesmos valores do caso anterior, pois apenas dependem do parâmetro α .

Na figura 4.24 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=35^\circ$.

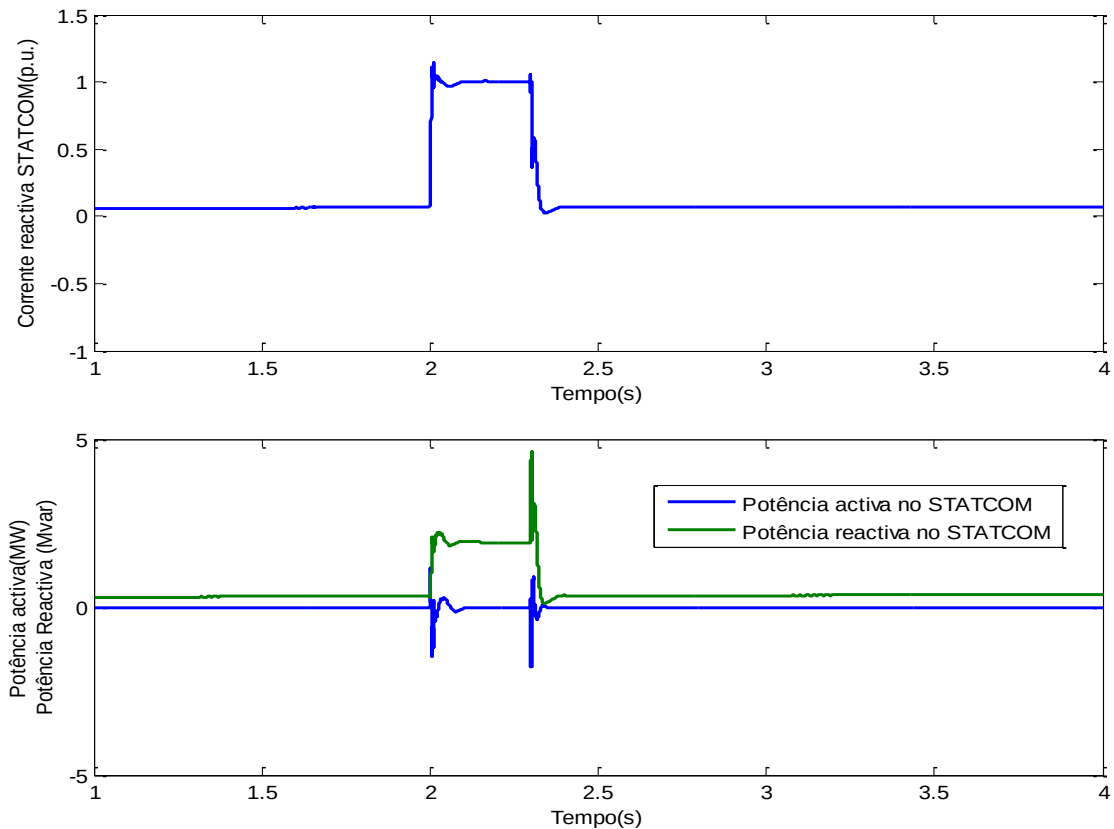


Figura 4.24 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar, perante um curto-circuito, quando α do gerador é igual a 35° .

Observando a figura 4.24, verifica-se que a corrente reactiva se encontra no seu máximo e que a potência reactiva produzida pelo STATCOM também se encontra no seu máximo, tendo em conta o nível de tensão verificado, encontrando-se a injectar cerca de 1.9Mvar.

STATCOM com 5Mvar de capacidade, assumindo α 50°:

Na figura 4.25 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=50^\circ$.

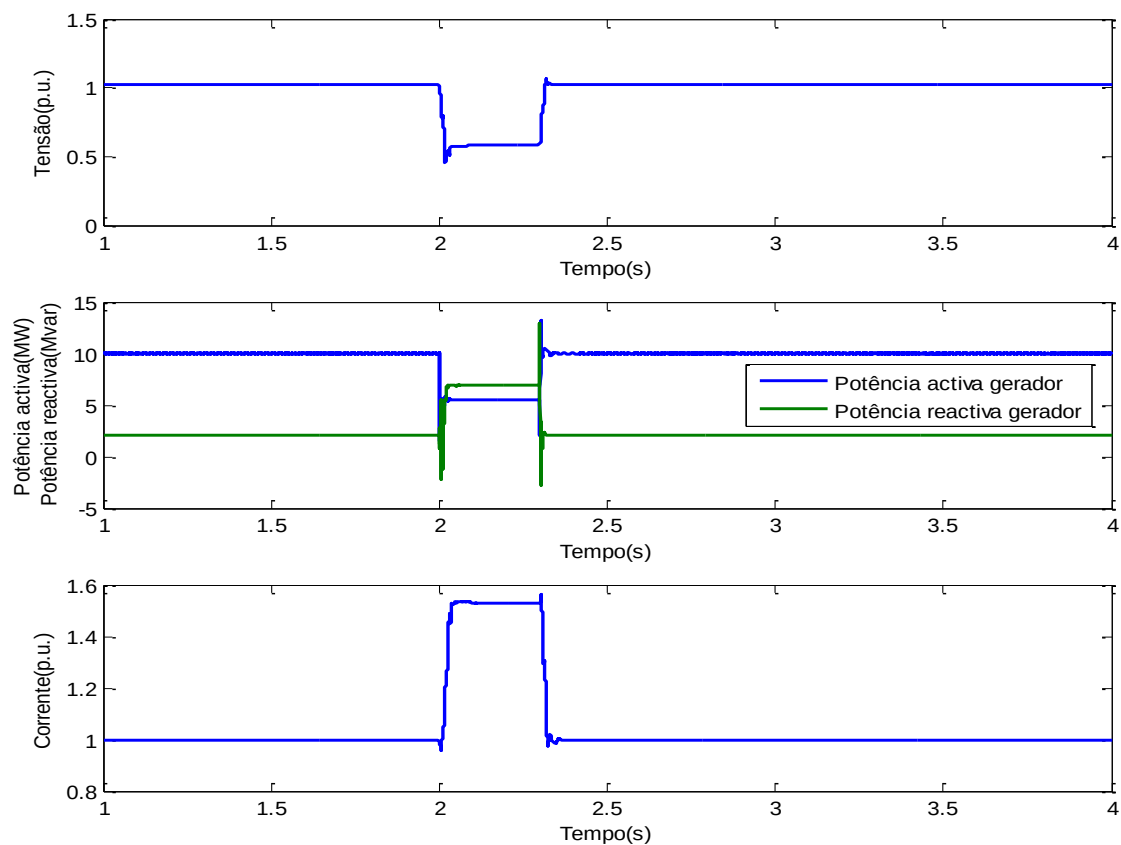


Figura 4.25 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 5Mvar de capacidade, para um $\alpha=50^\circ$, perante um curto-circuito.

Da análise da figura 4.25 verifica-se que a tensão desce menos que no caso anterior com $\alpha=35^\circ$ e que existe uma maior injeção de potência reactiva e menor injeção de potência activa por parte do gerador. Esta troca de amplitude nas potências injectadas é consequência do α adoptado ser maior, como explicado anteriormente.

Na figura 4.26 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=50^\circ$.

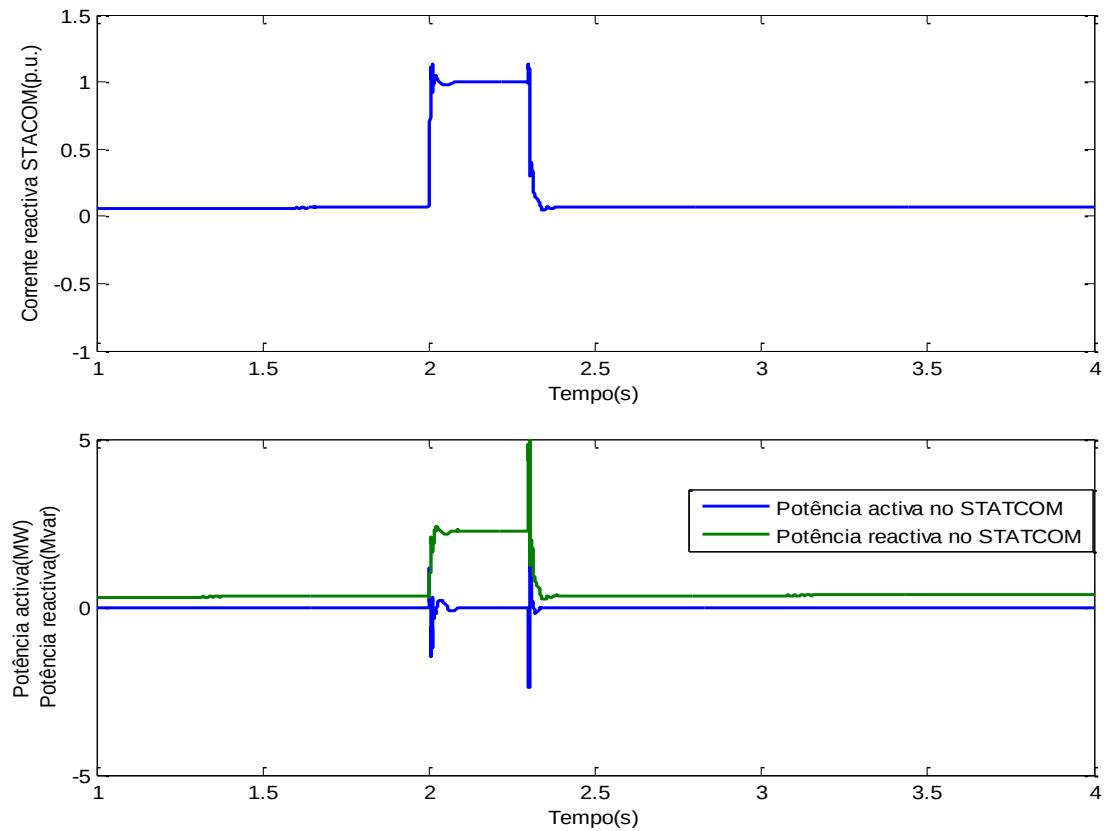


Figura 4.26 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 5Mvar, perante um curto-circuito, quando alfa do gerador é igual a 50° .

A análise da figura 4.26 é semelhante à realizada para o caso anterior em que a corrente reactiva se encontra a 1 p.u. e assim o STATCOM injecta o máximo de potência reactiva de acordo com a tensão aos seus terminais, durante o curto-circuito. De realçar que neste caso a potência reactiva injectada é maior do que no caso anterior, quando alfa é 35° , fixando-se em cerca de 2,1Mvar, devido ao contributo do gerador que ao injectar mais potência reactiva na rede provocou um aumento de tensão.

STATCOM com 10Mvar de capacidade, assumindo alfa 35°:

Na figura 4.27 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=35^\circ$.

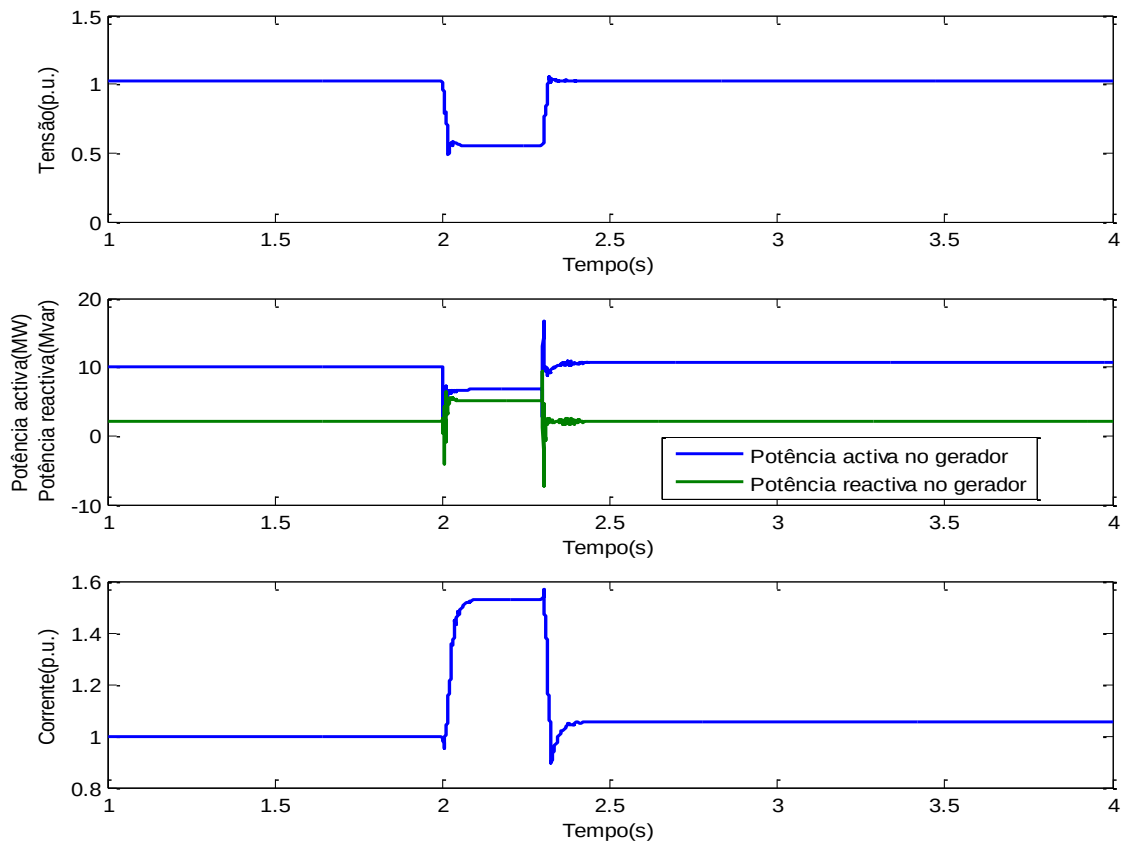


Figura 4.27 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 10Mvar de capacidade, para um $\alpha=35^\circ$, perante um curto-circuito.

A análise da figura 4.27 é semelhante às realizadas para as figuras 4.21 e 4.23, casos sem e com STATCOM com capacidade de 5Mvar respectivamente, com o mesmo ângulo α (35°). A única diferença verificada é que com o aumento da capacidade do STATCOM, a tensão verificada aos terminais do gerador durante o curto-circuito aumenta, mantendo-se as potências e corrente injectadas nos mesmos valores.

Na figura 4.28 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=35^\circ$.

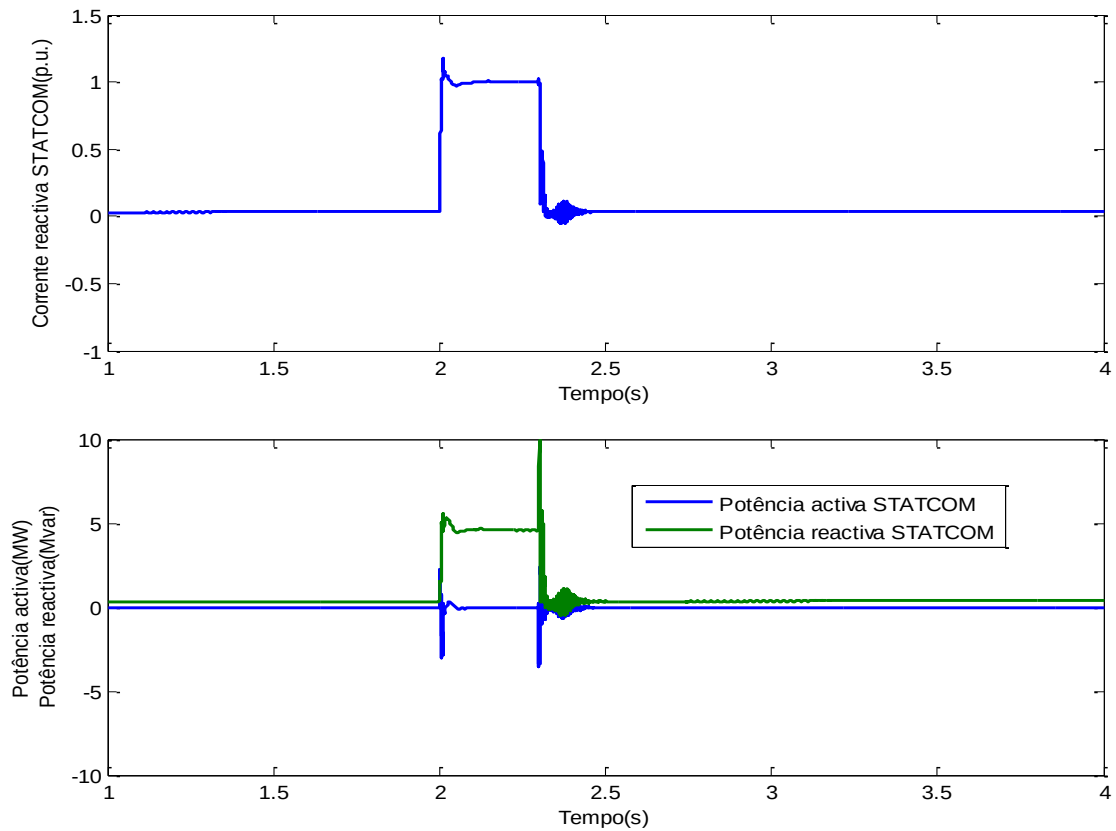


Figura 4.28 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar, perante um curto-circuito, quando alfa do gerador é igual a 35° .

Da análise da figura 4.28 verifica-se que a corrente reactiva injectada se mantém no seu valor máximo como em todos os casos anteriores. A potência reactiva injectada também aumenta tendo em conta o aumento da capacidade do STATCOM verificado para este caso. Assim, para uma corrente reactiva de 1p.u., e uma tensão aos seus terminais próxima de 0.5p.u, a potência reactiva verificada, resulta num valor próximo de 5Mvar.

STATCOM com 10Mvar de capacidade, assumindo alfa 50°:

Na figura 4.29 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do gerador síncrono de imans permanentes, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=50^\circ$.

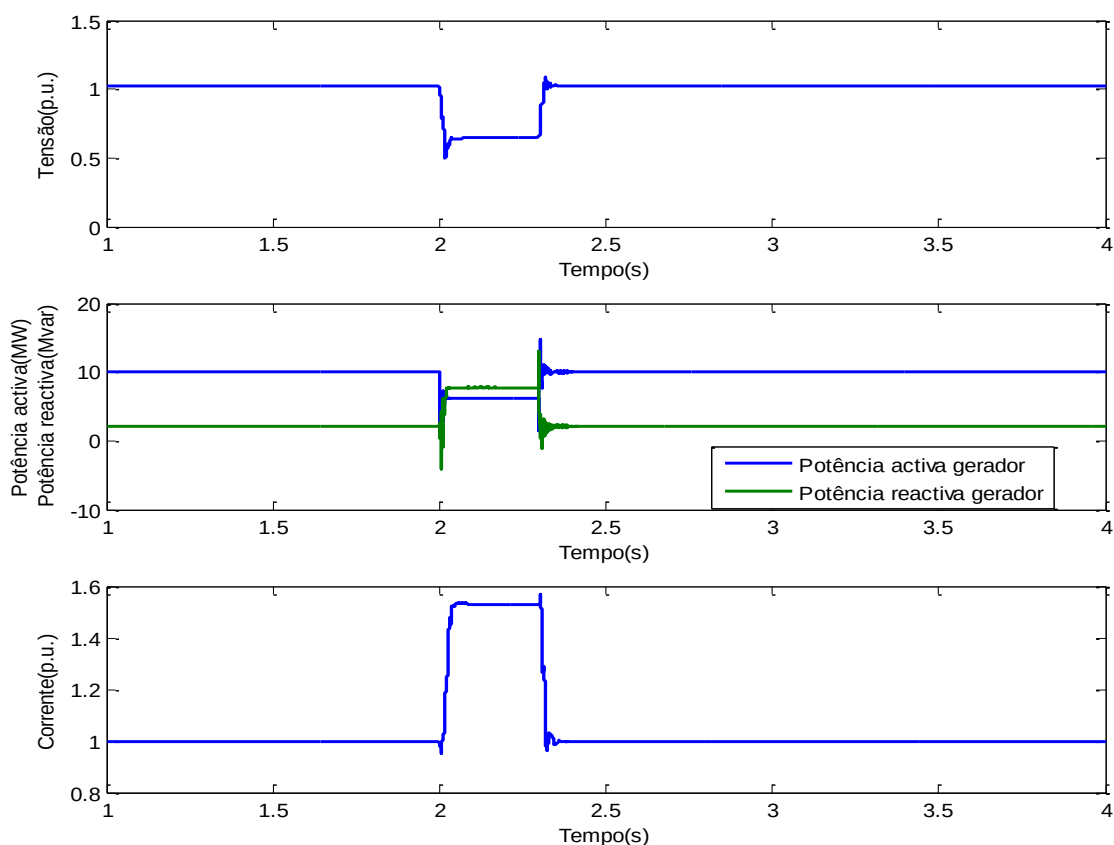


Figura 4.29 - Comportamento das grandezas eléctricas no gerador síncrono de imans permanentes, no caso com um STATCOM com 10Mvar de capacidade, para um $\alpha=50^\circ$, perante um curto-circuito.

A análise da figura 4.29 é idêntica às realizadas para as figuras 4.25 e 4.22, casos com e sem STATCOM mas com o mesmo ângulo α (50°). A única diferença que se verifica é que aumentando a capacidade do STATCOM, a tensão verificada aos terminais do gerador durante o curto-circuito aumenta, mantendo-se as potências e corrente injectadas nos mesmos valores.

Na figura 4.30 encontra-se representado o comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM, perante um curto-circuito, quando utiliza um ângulo $\alpha=50^\circ$.

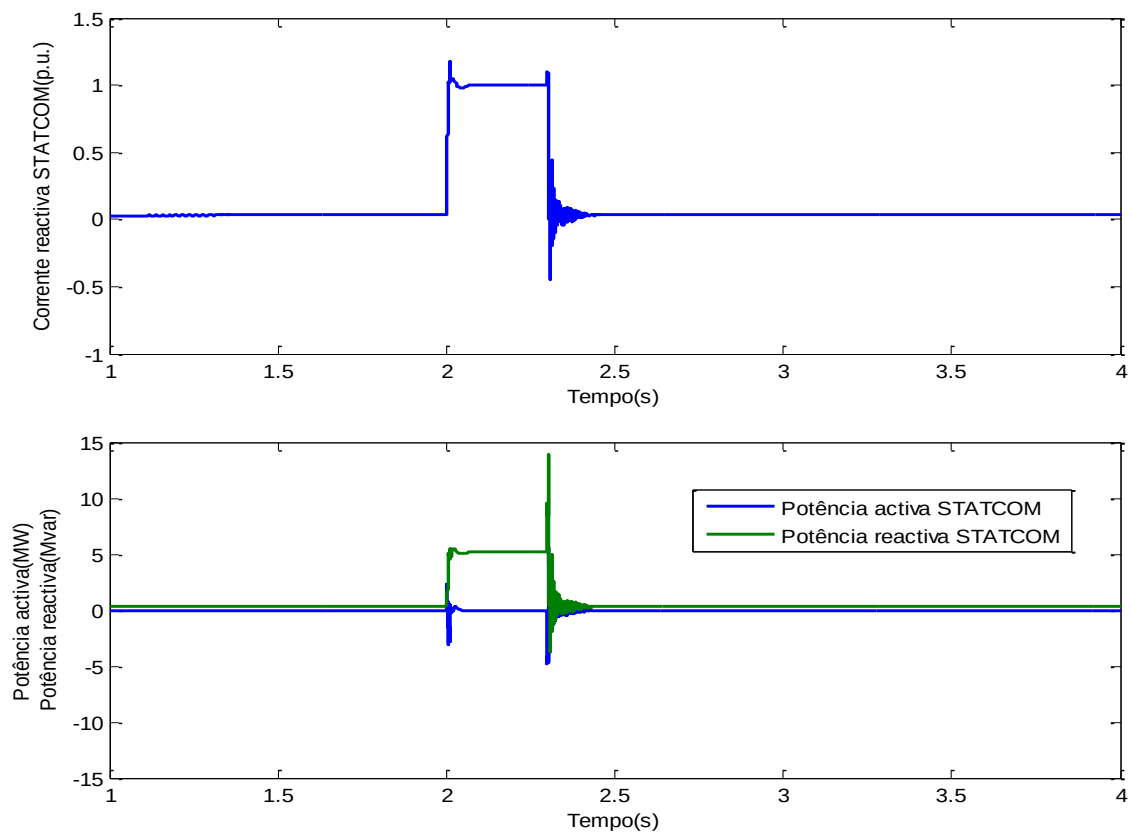


Figura 4.30 - Comportamento das grandezas eléctricas do STATCOM com capacidade de 10Mvar, perante um curto-circuito, quando alfa do gerador é igual a 50°.

Da análise da figura 4.30 verifica-se que a corrente reactiva injectada pelo STATCOM mantém o seu valor máximo de 1p.u. e que a potência reactiva injectada também se encontra no seu valor máximo, tendo em conta a tensão aos seus terminais, sendo de realçar que é superior ao caso anterior com alfa de 35° porque com a maior contribuição de potência reactiva por parte do gerador, a tensão aos seus terminais aumenta e assim a potência reactiva injectada pelo STATCOM, que depende desse valor, também aumenta.

4.3.3- Comparação entre o comportamento dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes com e sem dispositivo STATCOM como suporte de tensão e para diferentes valores de alfa

Nas duas secções anteriores foi analisado os comportamento dinâmico do gerador síncrono de imans permanentes com e sem dispositivo STATCOM e para os valores de alfa 35° e 50°.

Nesta secção serão analisadas as diferenças nos valores da tensão aos terminais do gerador para o caso em que não tem STATCOM instalado e quanto tem STATCOM instalado com as capacidades de 5 e 10Mvar. Para cada um desses casos, também se analisou os dois alfas considerados.

Na figura 4.31 encontra-se representada a comparação entre as tensões nos casos descritos.

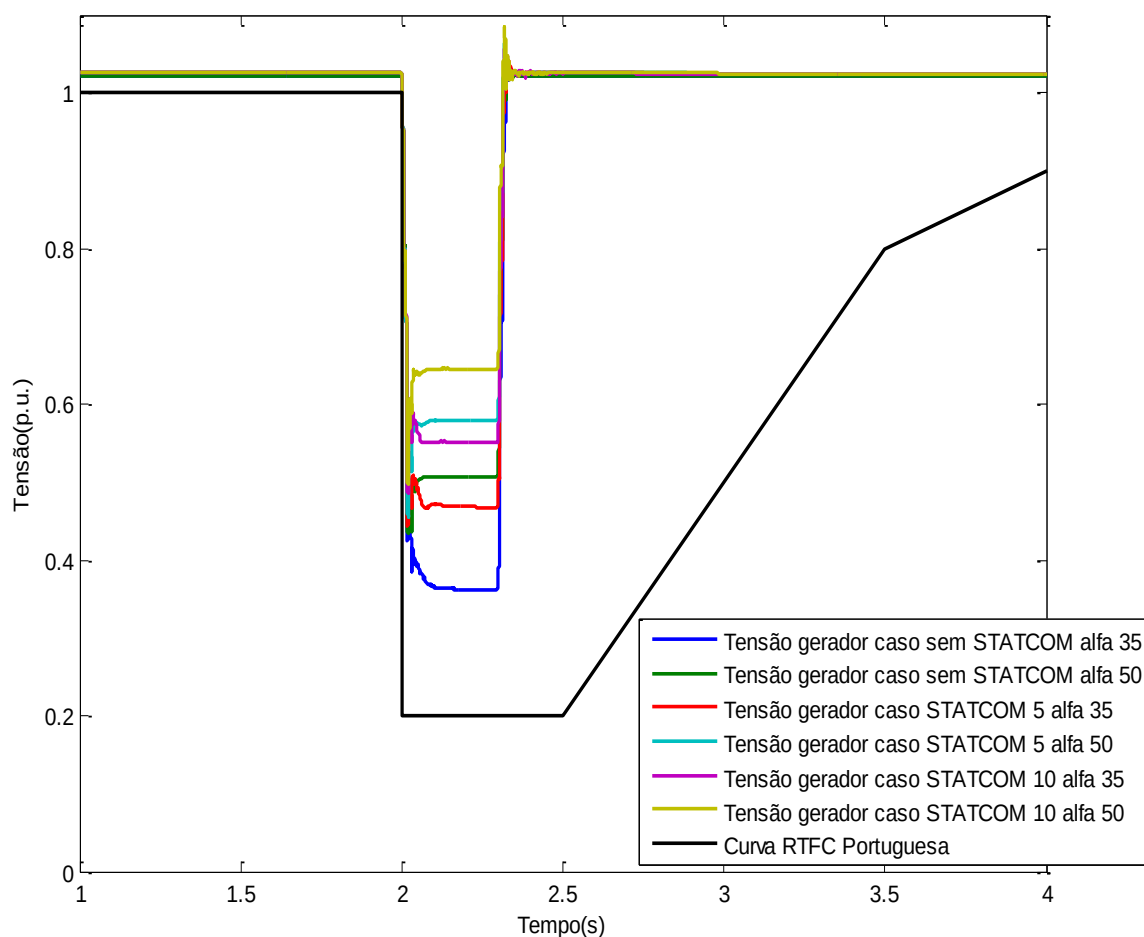


Figura 4.31 - Comparação da tensão aos terminais do gerador com e sem STATCOM para os valores de alfa 35° e alfa 50°

Como se pode observar da figura 4.31, a tensão aos terminais do gerador, aumenta quando se utiliza um dispositivo STATCOM e quando se utiliza um alfa superior. O caso em

que a tensão atinge valores mais reduzidos durante o curto-circuito é o caso em que não se utiliza STATCOM e o α é mais reduzido (35°). É de realçar que se verifica uma melhoria mais acentuada quando se aumenta o ângulo α de 35 para 50 , sem dispositivo STATCOM do que quando se introduz um dispositivo STATCOM com 5MVar de capacidade. Isto revela a importância do contributo do gerador para a melhoria dos perfis de tensão na rede. Como seria de esperar, a situação que maior benefício traz para o perfil da tensão é o caso em que temos o STATCOM com 10Mvar de capacidade e um ângulo α de 50 , em que o gerador contribui mais com potência reactiva.

Assim, percebe-se que o STATCOM consegue ter uma maior contribuição para a melhoria dos perfis de tensão na rede quando o gerador também contribui com injeção de reactiva.

4.4 - Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma análise do comportamento dinâmico dos dispositivos STATCOM e SVC como reguladores de tensão para dotar o gerador de indução de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Também foi realizada uma análise do comportamento do dispositivo STATCOM como suporte de tensão ao gerador síncrono de imans permanentes, para diferentes valores do ângulo α , e ainda uma análise no caso de não existir STATCOM próximo deste gerador.

Da análise do comportamento dos dispositivos STATCOM e SVC, para suporte de tensão ao gerador de indução, verifica-se que, para o curto-circuito considerado, é necessário um STATCOM de capacidade semelhante à potência produzida pelo gerador para evitar que este perca a estabilidade e tenha de ser desligado. Constata-se também que é necessário o dobro da capacidade do dispositivo SVC para obter um desempenho idêntico ao dispositivo STATCOM. Também se verifica que quanto maior a capacidade dos dispositivos STATCOM e SVC instalados, maior a tensão que se verifica aos terminais do gerador, durante o curto-circuito e mais rápida é a recuperação das grandezas eléctricas do gerador para os seus valores iniciais após a eliminação do curto-circuito.

Da análise do comportamento dos dispositivos STATCOM para regulação de tensão ao gerador síncrono de imans permanentes, verifica-se que quanto maior for a capacidade do STATCOM maior é a tensão aos terminais do gerador durante o curto-circuito. No entanto, ao contrário do gerador de indução, este gerador não consome potência reactiva e consegue até injectar potência reactiva na rede. O valor da potência reactiva injectada durante o curto-circuito depende do ângulo α , que sendo elevado, faz com que a componente reactiva da potência seja aumentado. Assim, este gerador é capaz de contribuir para a melhoria dos perfis de tensão, funcionando também ele como suporte de tensão. Com o aumento de tensão provocado pelo gerador, também o STATCOM, cuja potência reactiva injectada depende da tensão aos seus terminais, vê a sua capacidade de injeção de potência reactiva aumentada e assim tem uma maior contribuição para elevar os perfis de tensão na rede.

Das análises realizadas pode-se então concluir que o dispositivo STATCOM tem uma melhor performance do que o dispositivo SVC quanto a melhorar as condições dos perfis de tensão das redes, permitindo garantir a melhoria das condições de operação dos geradores com uma menor capacidade.

Capítulo 5

Ilustração da melhoria das condições de operação de um sistema eléctrico com grande integração de produção eólica recorrendo a tecnologias FACTS

5.1 - Rede de teste

Na realização desta dissertação foi utilizada a rede de teste savnw existente nos modelos de exemplo da biblioteca do PSS/E University 32 à qual foram acrescentados 5 parques eólicos de forma a considerar-se uma rede com grande integração de produção eólica.

A rede de teste considerada encontra-se representada na figura 5.1.

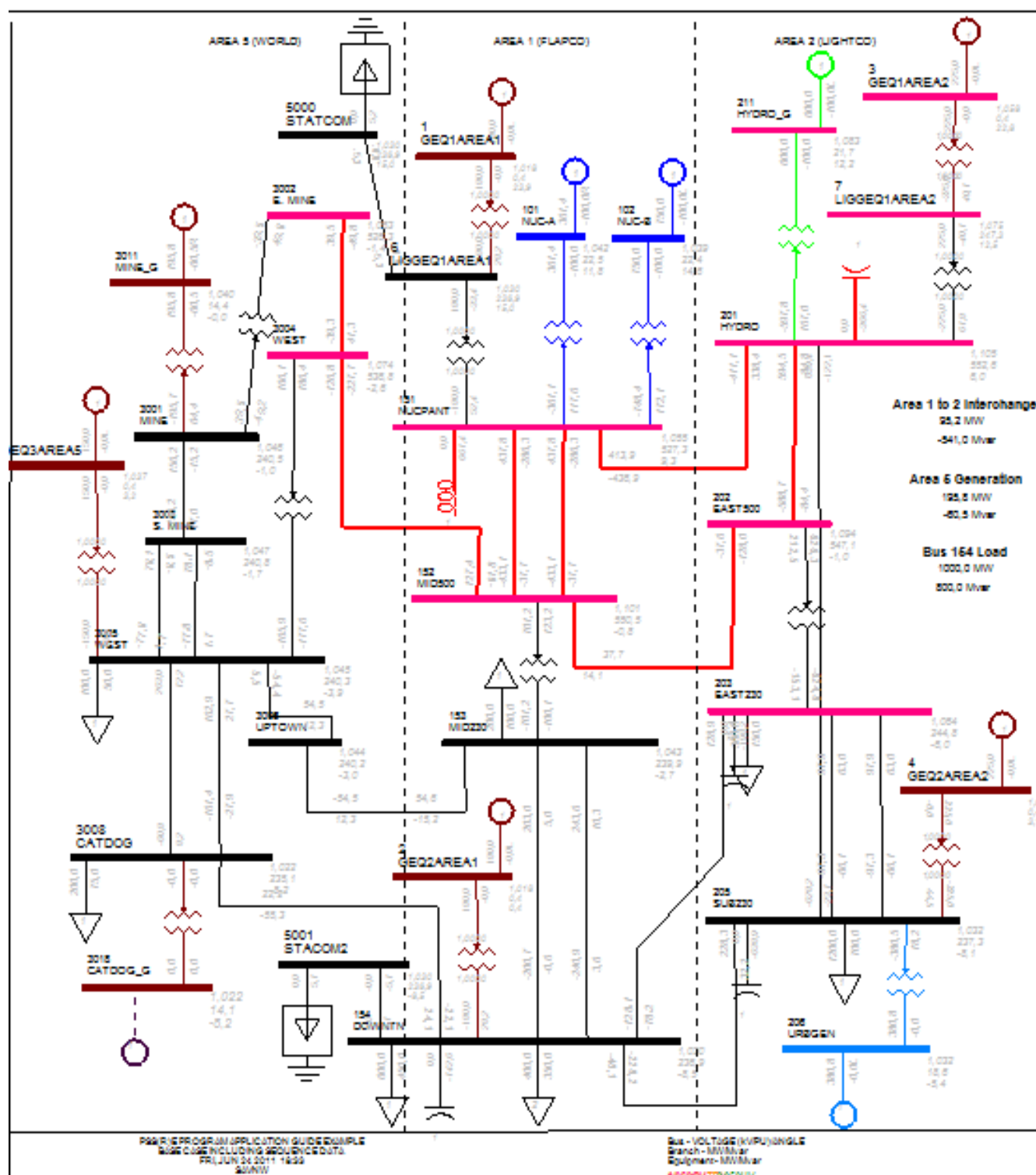


Figura 5.1 - Esquema da rede teste 2

A rede de teste utilizada para a realização deste estudo, não contém em si parques eólicos. Para realizar o estudo sobre uma rede com grande integração de produção eólica foi criado um cenário de estudo.

O cenário de estudo consiste em alimentar através de parques eólicos cerca de 30% da carga total em cada área.

Na área 1, como a carga total é de 1200MW, a carga a ser alimentada pelos parques eólicos corresponde a 360MW, pelo que foram inseridos dois parques eólicos ligados aos barramentos 151 e 154 da rede a produzir 180MW cada um.

Na área 2 a carga total é de 1500MW, sendo a carga a alimentar pelos parques eólicos de 450MW, pelo que foram inseridos dois parques eólicos ligados aos barramentos 201 e 205 da rede a produzir 225MW cada um.

Na área 5 a carga total é de cerca de 500MW. Como a carga a alimentar nesta área, é reduzida apenas será utilizado um parque eólico para alimentar o correspondente a 30% da carga o que se traduz numa potência de 150MW. Dado que nesta área existe uma central (CATDOG_G) ligada no barramento 3018 a produzir 100MW, optou-se por desligá-la e ligar o parque eólico ao barramento 3005 da rede.

De realçar que para ligar os parques eólicos à rede foram utilizados transformadores de inserção de 200MVA para realizar a transformação da tensão de 400V aos terminais do gerador para os 230kV da rede. No caso dos parques eólicos que se ligam a barramentos de 500kV da rede de transporte (GEQ1AREA1 e GEQ1AREA2) foi criado um barramento intermédio de 230kV e um transformador adicional para fazer a ligação à rede.

Os parques eólicos foram representados através de um gerador equivalente, correspondente ao número de geradores necessários para produzir a potência desejada. Os geradores utilizados foram os geradores E-70 da ENERCON, cuja potência nominal é de 2.3MVVA. Para as áreas 2 e 5 definiu-se que os parques eólicos estão equipados com geradores capazes de sobreviver a cavas de tensão e assim capazes de se manter em serviço sem se desligarem quando a tensão aos seus terminais se encontrar acima de 0.2 p.u. e ainda contribuir com injeção de reactiva. Para os parques eólicos da área 1, definiu-se que os geradores não são capazes de sobreviver a cavas de tensão, pelo que são desligados por um relé de mínimo de tensão quando a tensão aos seus terminais desce abaixo de 0.8 p.u.. O modelo dinâmico utilizado para simular os geradores eólicos da ENERCON foi o modelo ModelExF2 desenvolvido pela ENERCON para simulações dinâmicas em ambiente PSS/E.

Para estudar o comportamento dos dispositivos STATCOM na rede de teste, foram criados dois barramentos fictícios para os ligar à rede através de linhas de pequena impedância. Os dispositivos STATCOM foram colocados na área 1 devido aos geradores eólicos dessa área, não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Assim, os barramentos fictícios onde se encontram ligados os STATCOMs foram ligados aos barramentos de 230kV mais próximos dos parques eólicos, o barramento 151 e o barramento 6. Nesta dissertação o STATCOM ligado ao barramento 6 será mencionado como “STATCOM” e o ligado ao barramento 151 por “STATCOM2”

5.2 - Análise do comportamento dinâmico da rede perante curto-circuitos

Nesta secção foram analisadas as simulações de curto-circuitos de 250ms realizadas em vários pontos da rede. Para cada curto-circuito considerado foram analisados 4 casos distintos relativamente aos STATCOMs:

- Caso 1: Sem STATCOMs.
- Caso 2: Com dois STATCOMs de 200Mvar de capacidade.
- Caso 3: Com dois STATCOMs em que o que se encontra ligado ao barramento 6 tem 300Mvar de capacidade e o que se encontra ligado ao barramento 154 tem 500Mvar de capacidade.
- Caso4: Com dois STATCOMs em que o que se encontra ligado ao barramento 6 tem 300Mvar de capacidade e o que se encontra ligado ao barramento 154 tem 1000Mvar de capacidade.

Em cada curto-circuito, foram comparadas as tensões aos terminais de cada parque eólico, a potência reactiva injectada pelos STATCOMs (no caso em que se encontram instalados) e a frequência dos parques eólicos para os 4 casos considerados.

Foram realizados estudos relativamente a curto-circuitos nos barramentos 151,152 e 153 da área 1, nos barramentos 201,202 e 205 da área 2 e nos barramentos 3001, 3005 e 3008. No entanto, devido á extensão dos resultados obtidos, apenas irão ser apresentados na dissertação os resultados obtidos que provocaram alterações relativamente á saída ou manutenção em serviço dos geradores da área 1 que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Assim, os curto-circuitos apresentados na dissertação serão os dos barramentos 3005, 151 152 e 201.

Defeito no barramento 3005:

Na figura 5.2 encontra-se representada a tensão no barramento 3005, onde ocorreu o defeito.

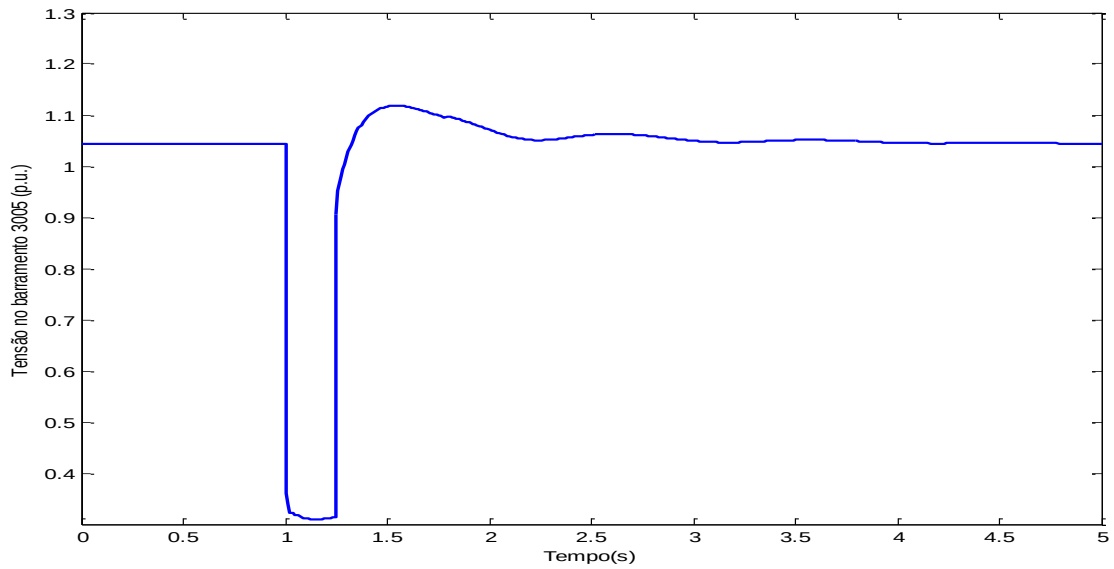


Figura 5.2 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 3005

Nas figuras 5.3 e 5.4 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 1 (GEQ1AREA1) e 2 (GEQ2AREA1) que corresponde aos dois geradores da área 1 que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Assim, estes geradores são desligados por relés de mínimo de tensão quando a tensão aos seus terminais é inferior a 0.8p.u..

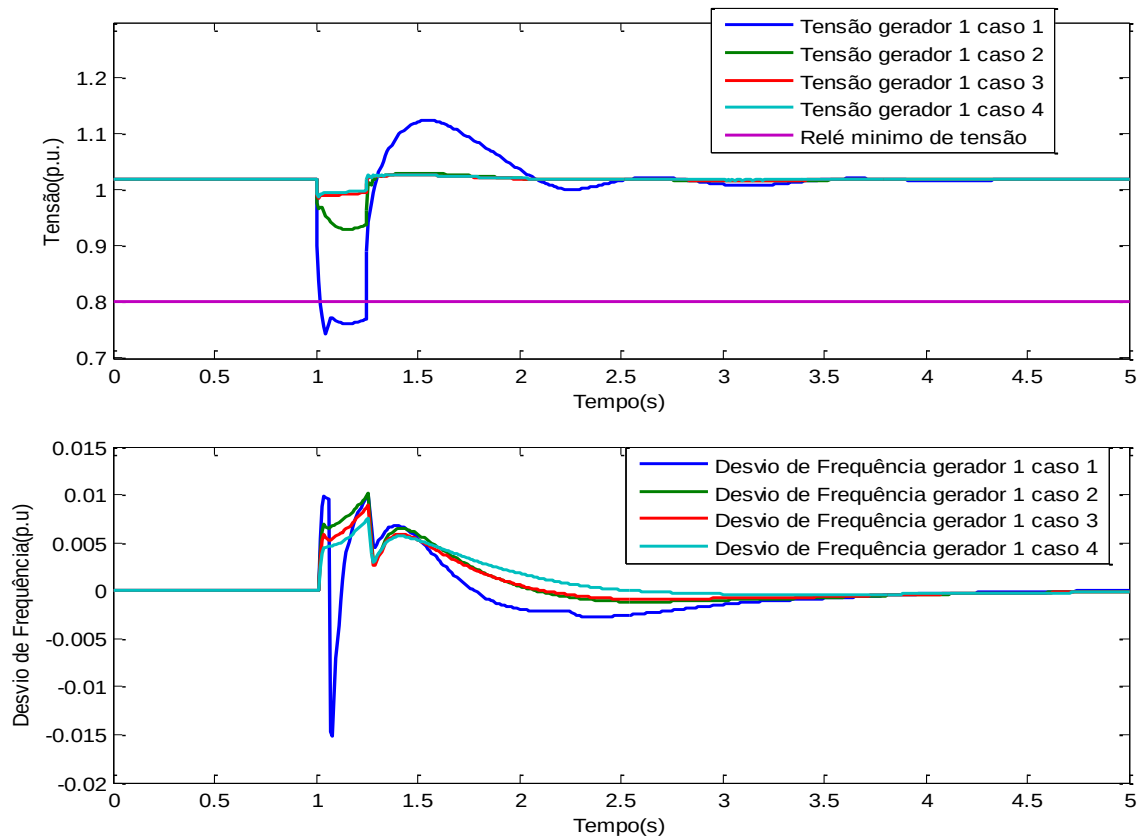


Figura 5.3 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados

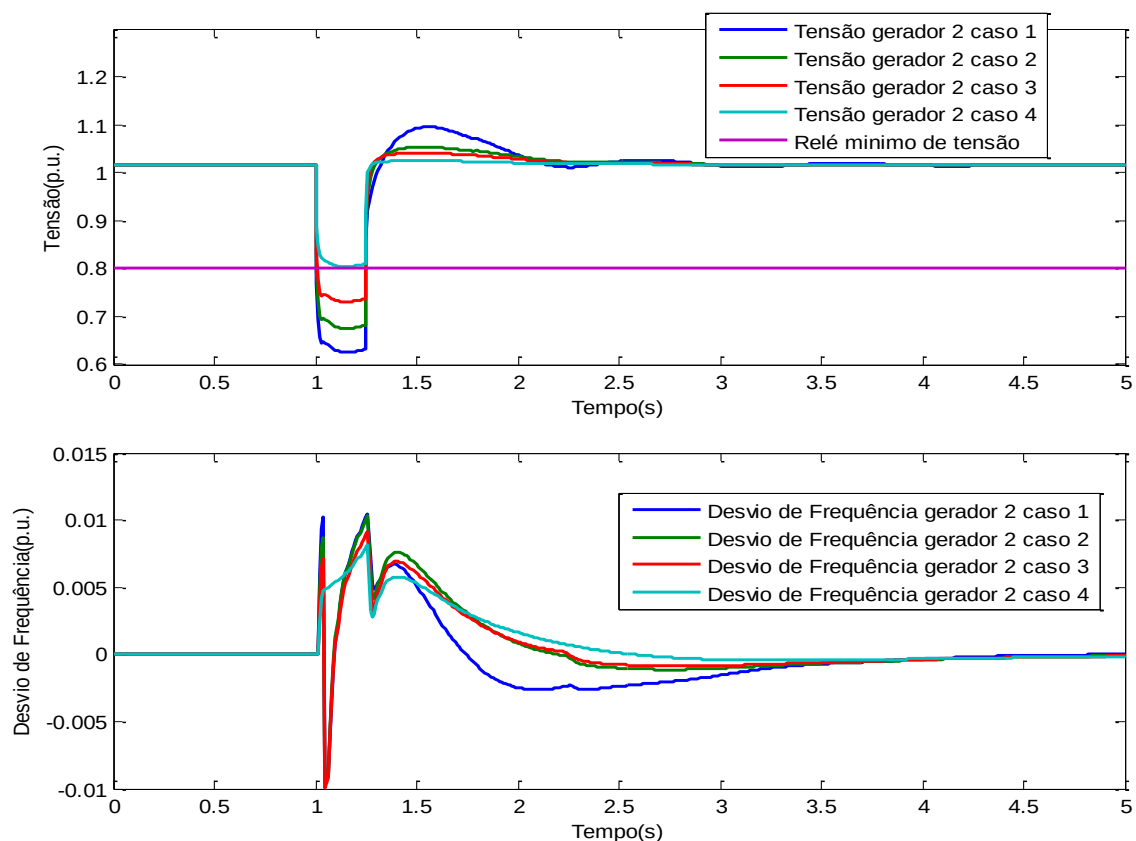


Figura 5.4 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados

Da análise da figura 5.3 e 5.4 consegue perceber-se a influência que a utilização de dispositivos STATCOM tem para a melhorias dos perfis verificados aos terminais dos geradores. Este defeito situa-se numa área diferente da área onde se encontram os dois geradores e como tal não ocorre proximo dos mesmos.

Analisando a tensão, verifica-se que o gerador 1 sai de serviço quando não existem STATCOMs instalados através da actuação do relé de mínimo de tensão. Para os restantes casos em que se utilizam STATCOMs, a tensão mantém-se acima de 0.8p.u. aos seus terminais e o gerador 1 mantém-se em serviço.

No caso do gerador 2, a utilização dos STATCOMs so evita a saída do gerador no caso 4, encontrando-se a tensão aos seus terminais abaixo de 0.8 p.u. nos restantes casos pelo que sai de serviço.

Relativamente às frequências dos geradores verifica-se que os geradores em todos os casos recuperam a frequência para o seu valor inicial, sendo mais rápida a recuperação quanto maiores forem os STATCOMs instalados.

Nas figuras 5.5, 5.6 e 5.7 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 3 (GEQ1AREA2), 4 (GEQ2AREA2) e 5 (GEQ3AREA5).

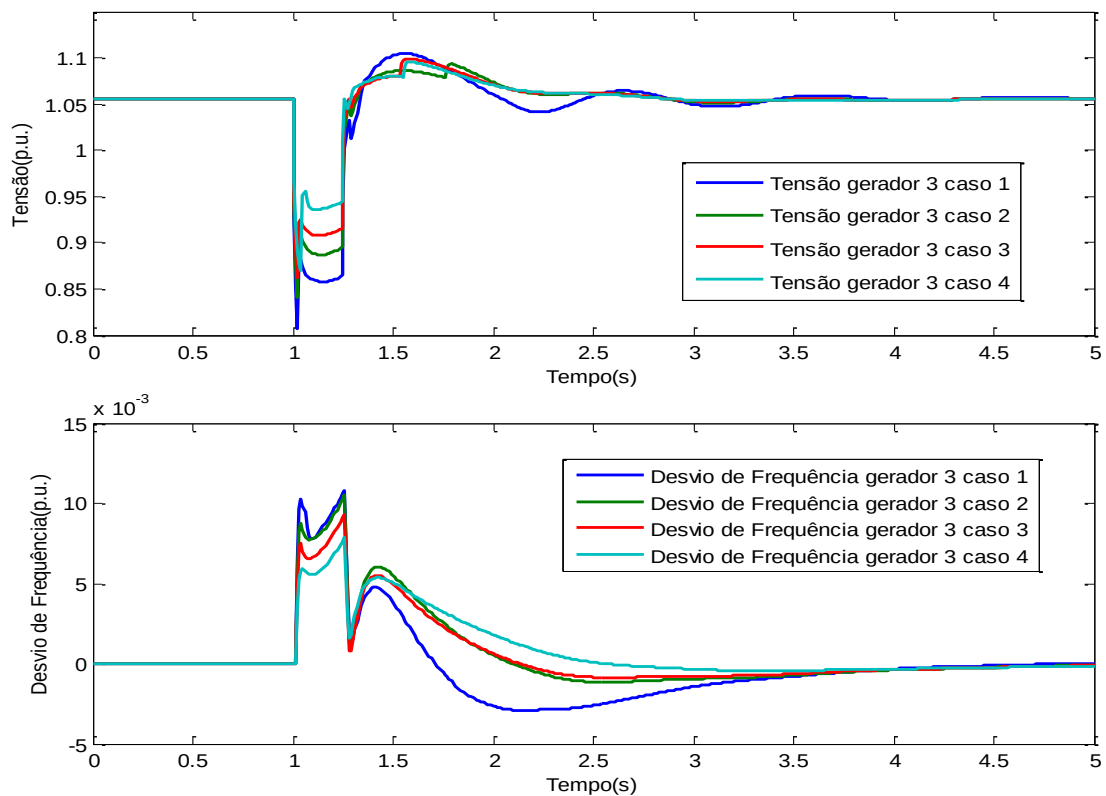


Figura 5.5 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados

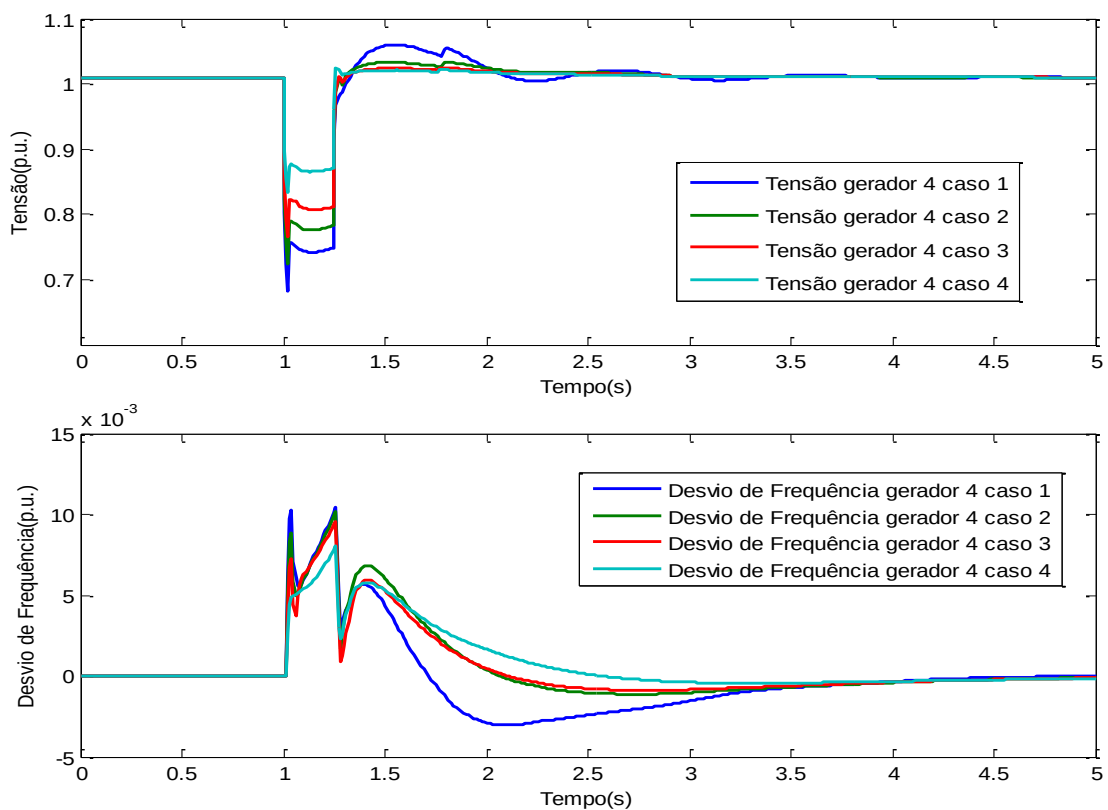


Figura 5.6 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados.

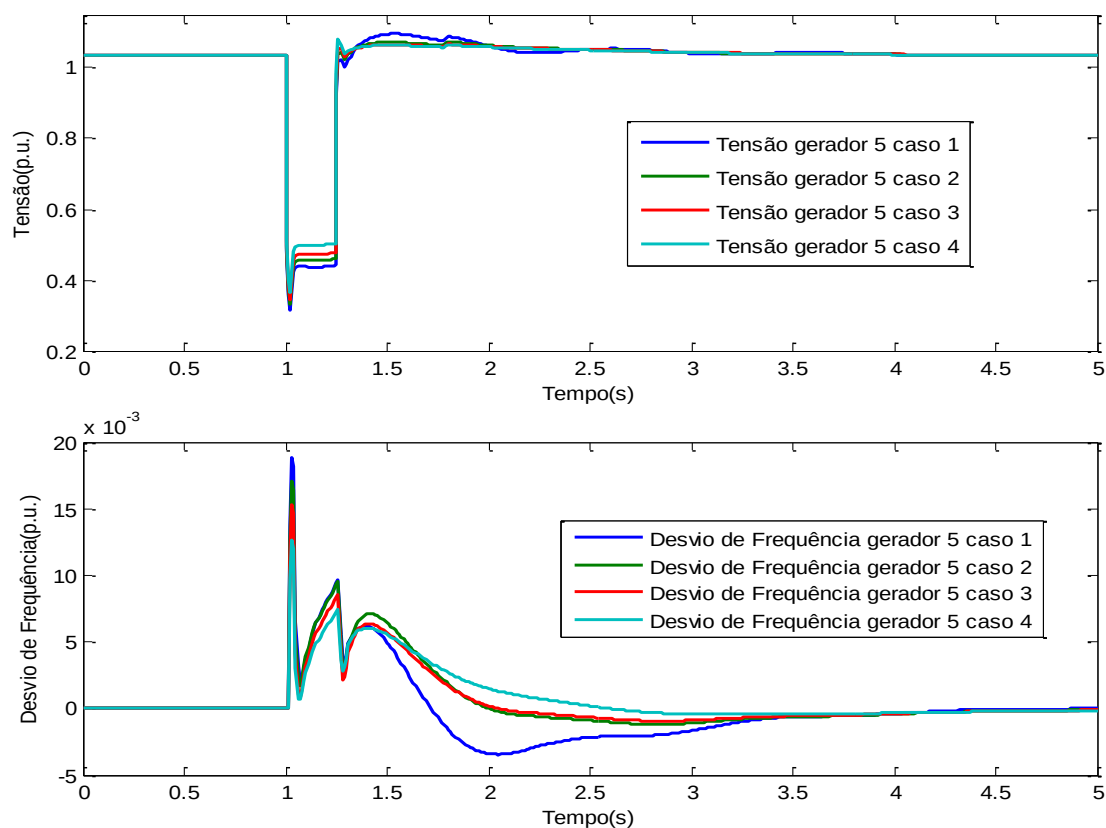


Figura 5.7 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados

Da análise das figuras 5.5, 5.6 e 5.7 foi possível observar que ocorreu uma melhoria dos perfis de tensão nos geradores. A melhoria foi mais acentuada nos casos dos geradores 3 e 4 por se encontrarem na área mais afastada de onde se deu o defeito ao contrário do gerador 5 que se encontra muito próximo do barramento do defeito. Como estes geradores são capazes de contribuir com injeção de potência reactiva, verifica-se uma rápida recuperação da tensão imediatamente após o início do defeito. Assim, combinando com o efeito dos STATCOMs permite uma maior elevação dos perfis de tensão na rede.

Quanto às frequências verifica-se que retornam todas ao seu valor inicial o que demonstra a estabilidade do sistema.

Nas figuras 5.8 e 5.9 encontram-se apresentadas as potências reactivas injectas pelo STATCOM e pelo STATCOM2.

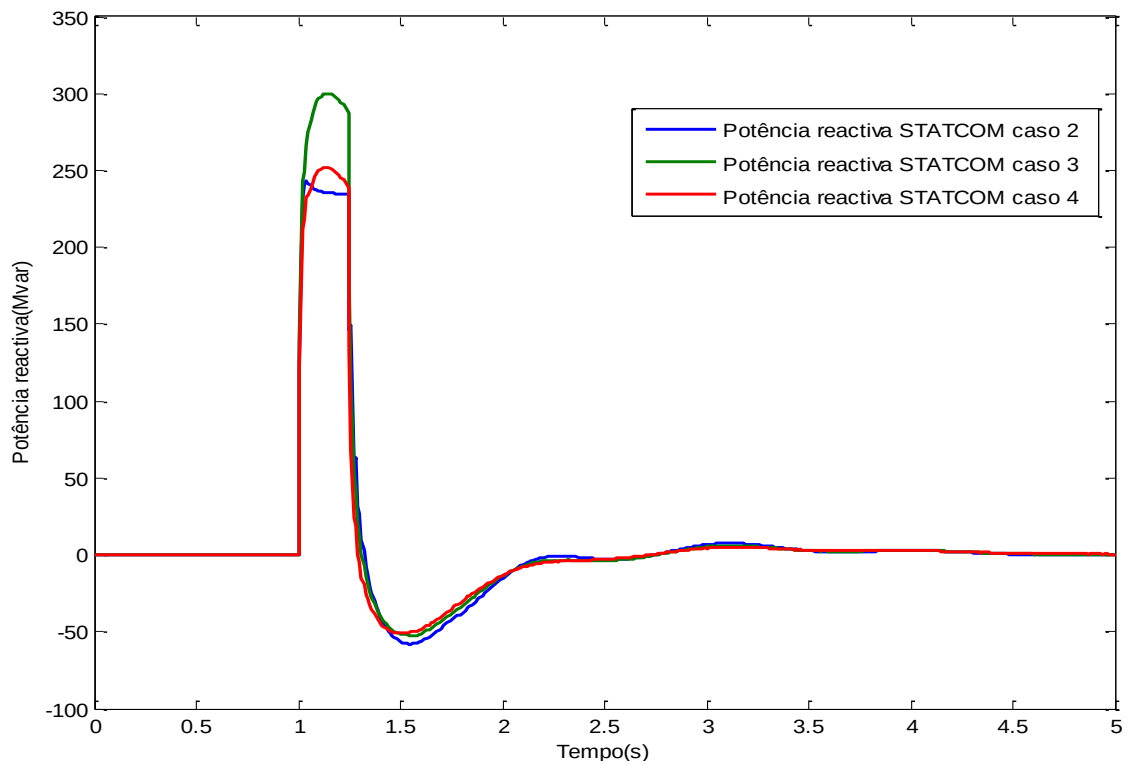


Figura 5.8 - Potências reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs.

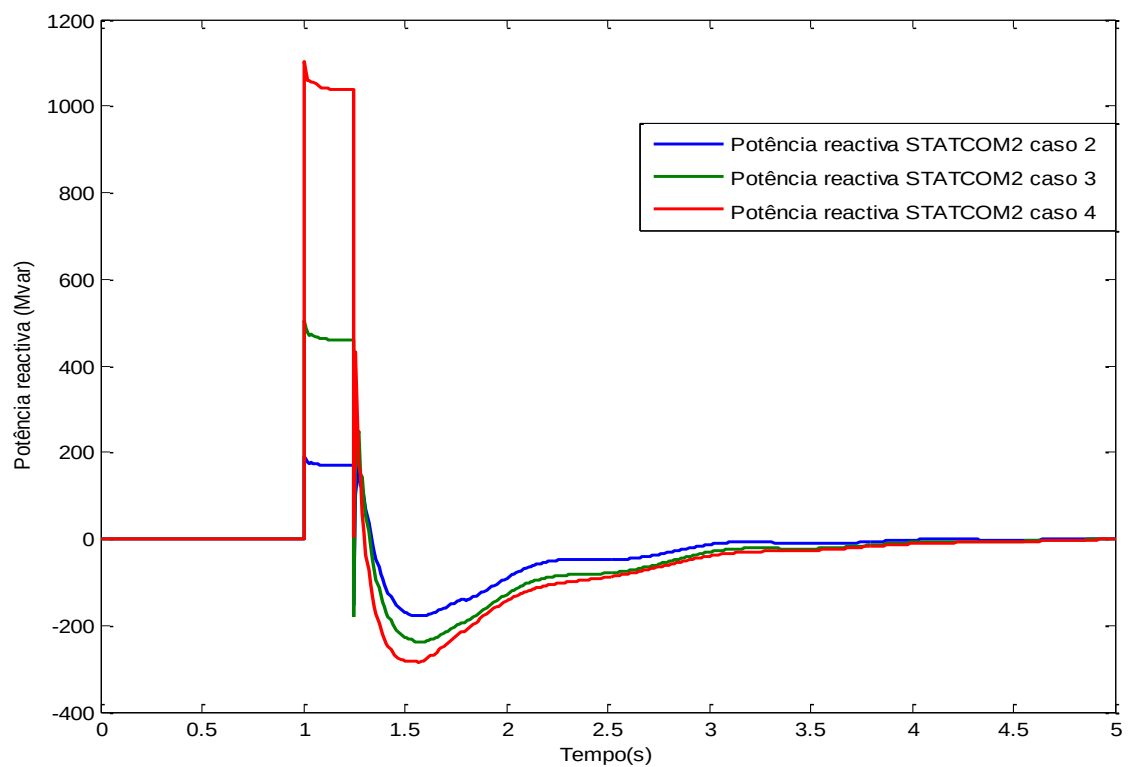


Figura 5.9 - Potências reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs.

Nas figuras 5.8 e 5.9 encontram-se representadas as potências reactivas injectadas pelos STATCOMs. Verifica-se que as potências injectadas pelos STATCOMs crescem à medida que a capacidade dos mesmos aumenta. No entanto, no caso do “STATCOM” verifica-se que no caso 4 a potência reactiva injectada desce relativamente ao caso 3. Isto ocorre devido ao forte aumento que ocorre na potência reactiva injectada pelo “STATCOM2” que se encontra mais próximo do barramento do defeito e como tal contribui mais para a elevação de tensão, provocando a diminuição da contribuição do “STATCOM”.

Defeito no barramento 151:

Na figura 5.10 encontra-se representada a tensão no barramento 151, onde ocorreu o defeito.

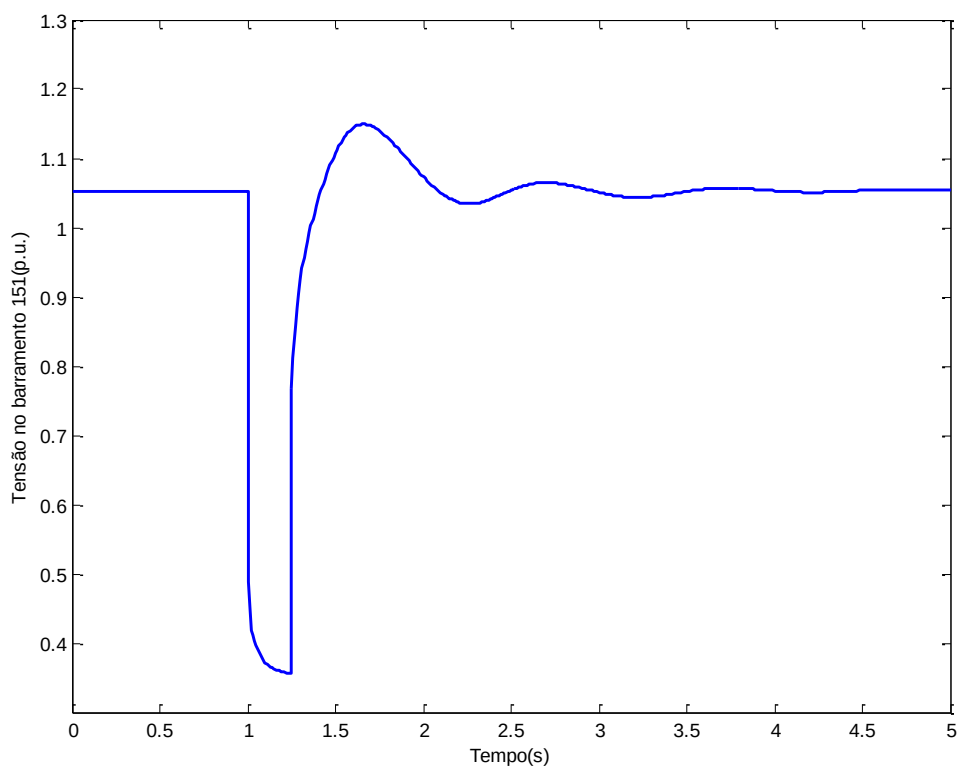


Figura 5.10 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 151

Nas figuras 5.11 e 5.12 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 1 (GEQ1AREA1) e 2 (GEQ2AREA1) que corresponde aos dois geradores da área 1 que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

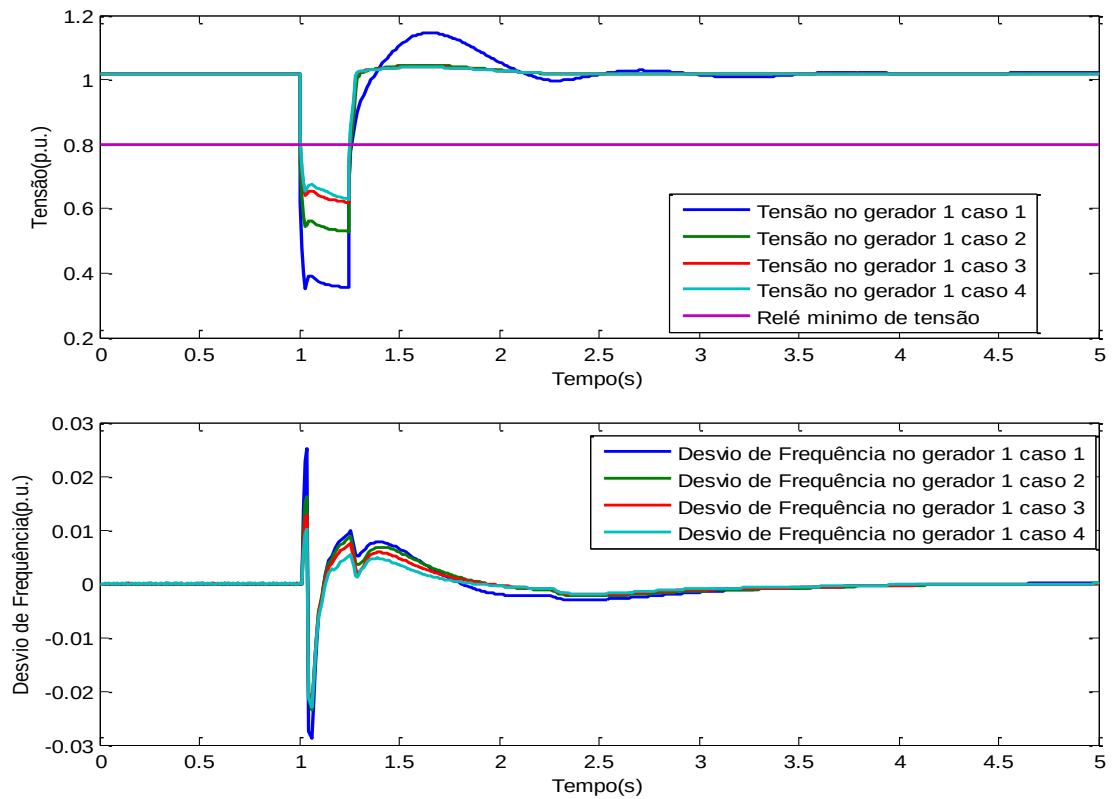


Figura 5.11 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um defeito no barramento 151.

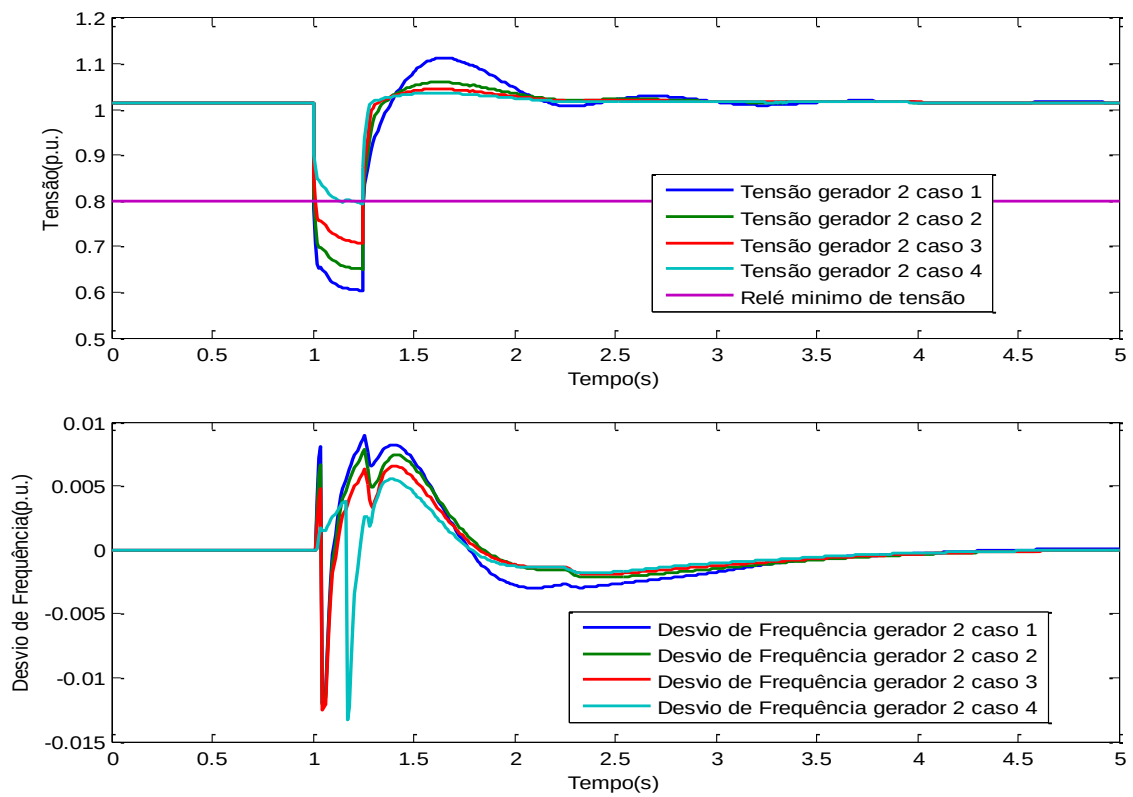


Figura 5.12 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um defeito no barramento 151.

Da análise da figura 5.11 e 5.12 consegue perceber-se a influencia que a utilização de dispositivos STATCOM tem para a melhorias dos perfis verificados aos terminais dos geradores. Este defeito situa-se numa barramento muito próximo do gerador 1.

Analisando a tensão, verifica-se que o gerador 1 sai de serviço em todos os casos devido à proximidade em relação ao barramento onde ocorre o curto-circuito e que faz que o STATCOM não consiga elevar a tensão o suficiente.

No caso do gerador 2, que se encontra na mesma área do barramento do defeito, mas num ponto mais afastado da rede, a utilização dos STATCOMs só evita a saída do gerador no caso 4, saindo de serviço nos restantes casos.

Relativamente às frequências dos geradores verifica-se que os geradores em todos os casos recuperam a frequência para o seu valor inicial, verificando menores oscilações quanto maior for o caso considerado.

Nas figuras 5.13, 5.14 e 5.15 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 3 (GEQ1AREA2), 4 (GEQ2AREA2) e 5 (GEQ3AREA5).

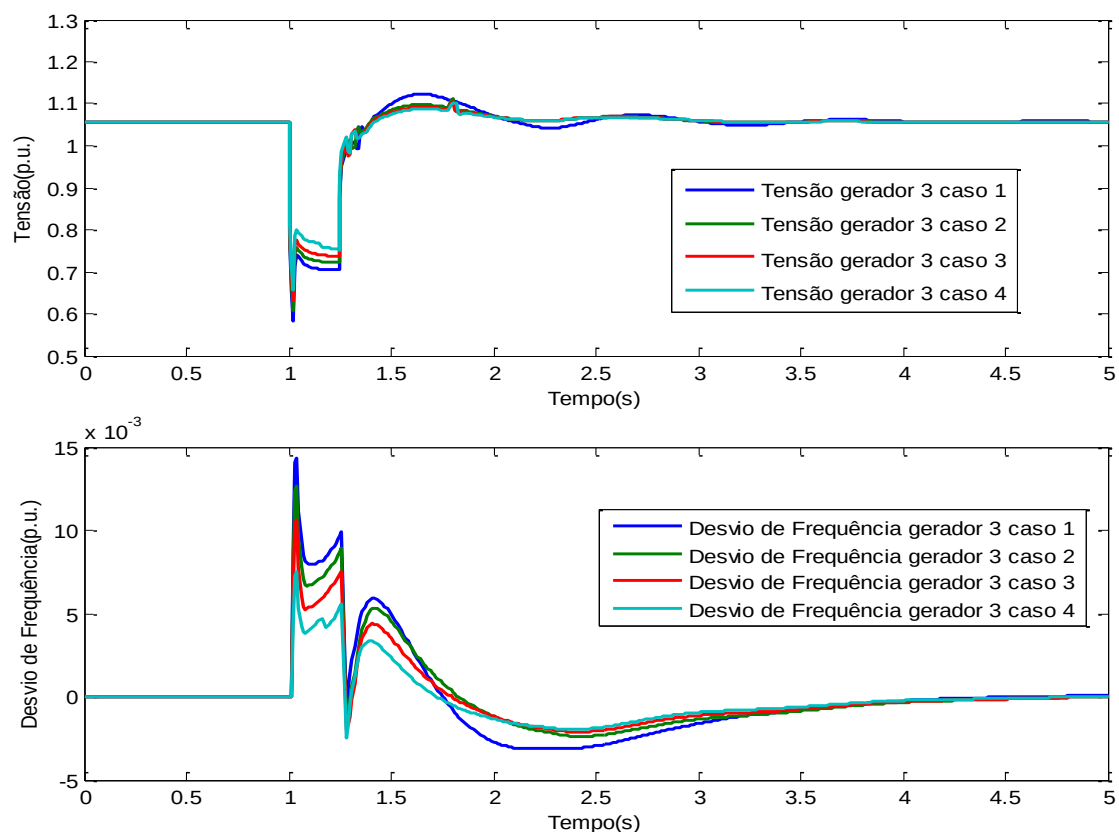


Figura 5.13 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.

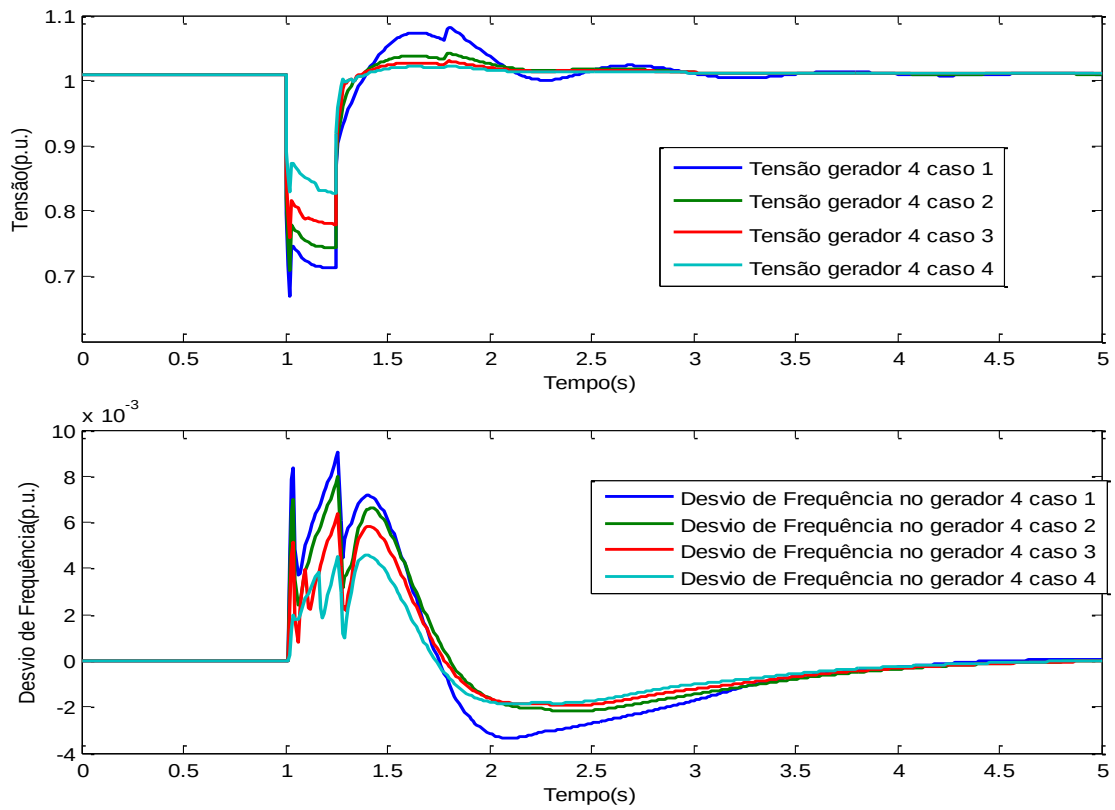


Figura 5.14 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.

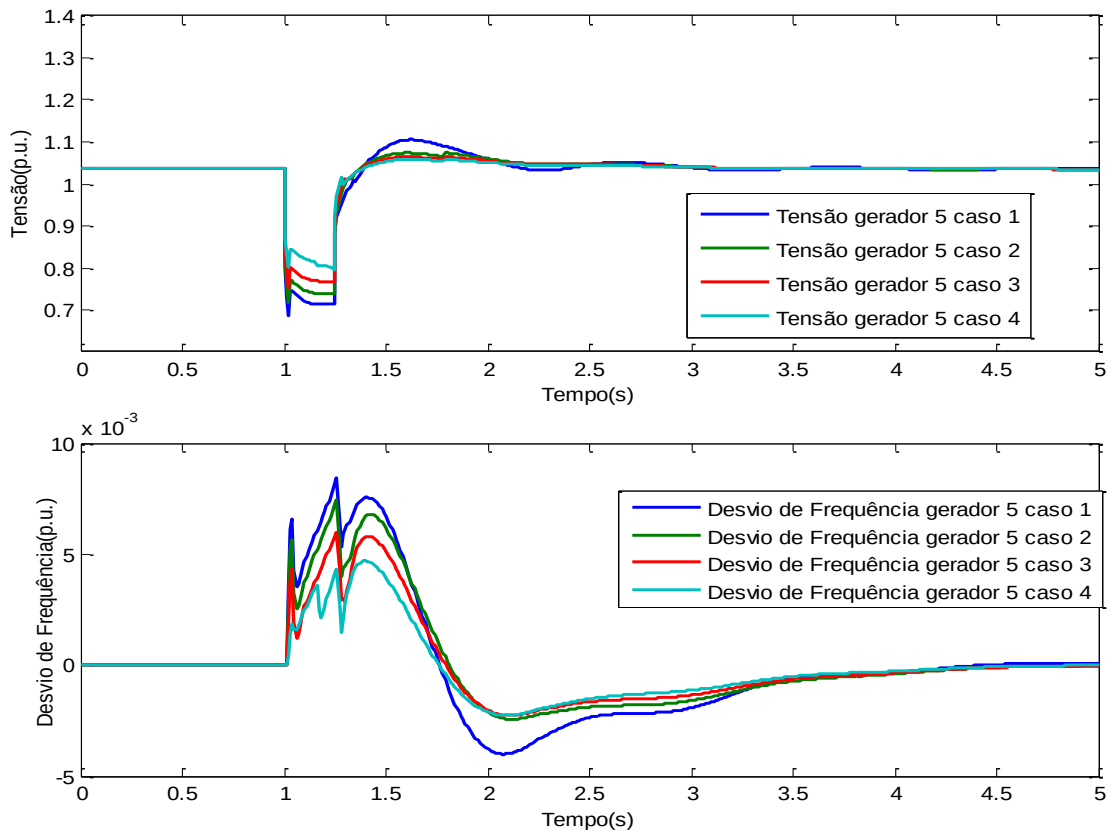


Figura 5.15 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 151.

Da análise das figuras 5.13, 5.14 e 5.15 foi possível observar que ocorreu uma melhoria dos perfis de tensão nos geradores. A melhoria foi mais acentuada no caso do gerador 4 por se encontrar mais afastado do local do defeito, relativamente aos outros. Tal como no defeito anterior, o facto de estes geradores serem capazes de contribuir com injeção de potência reactiva, provoca uma rápida recuperação da tensão imediatamente após o início do defeito.

Quanto às frequências verifica-se que retornam todas ao seu valor inicial.

Nas figuras 5.16 e 5.17 encontram-se apresentadas as potências reactivas injectas pelo STATCOM e pelo STATCOM2.

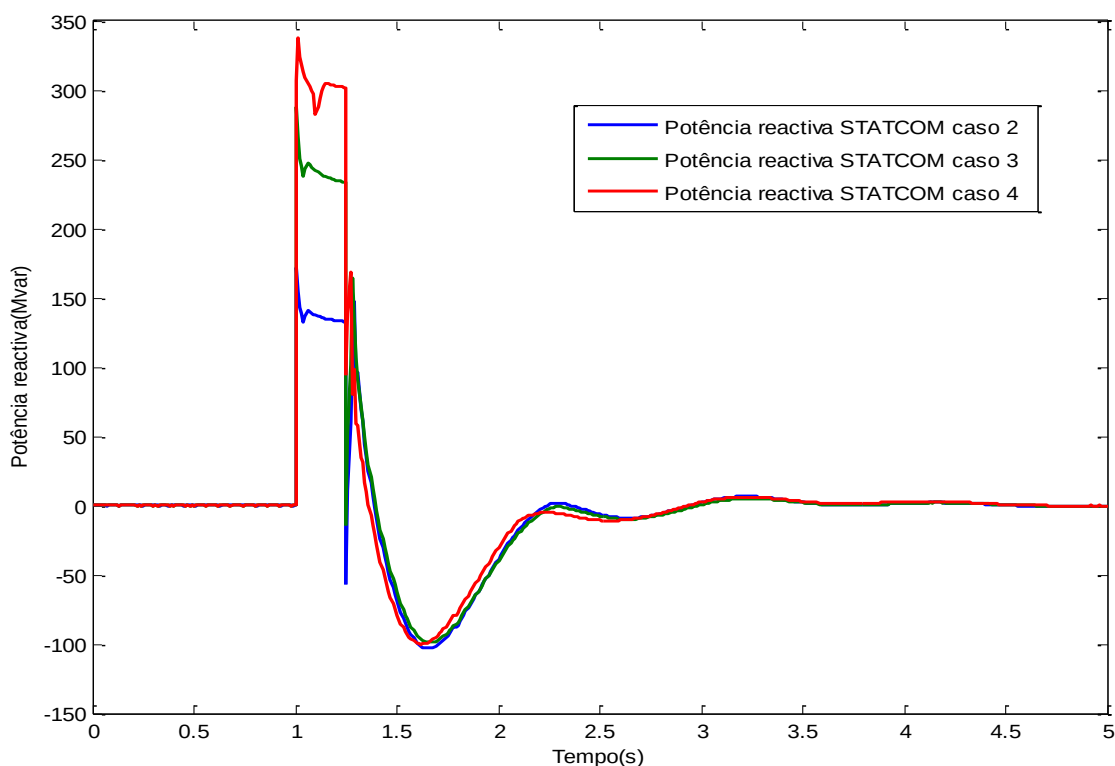


Figura 5.16 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 151.

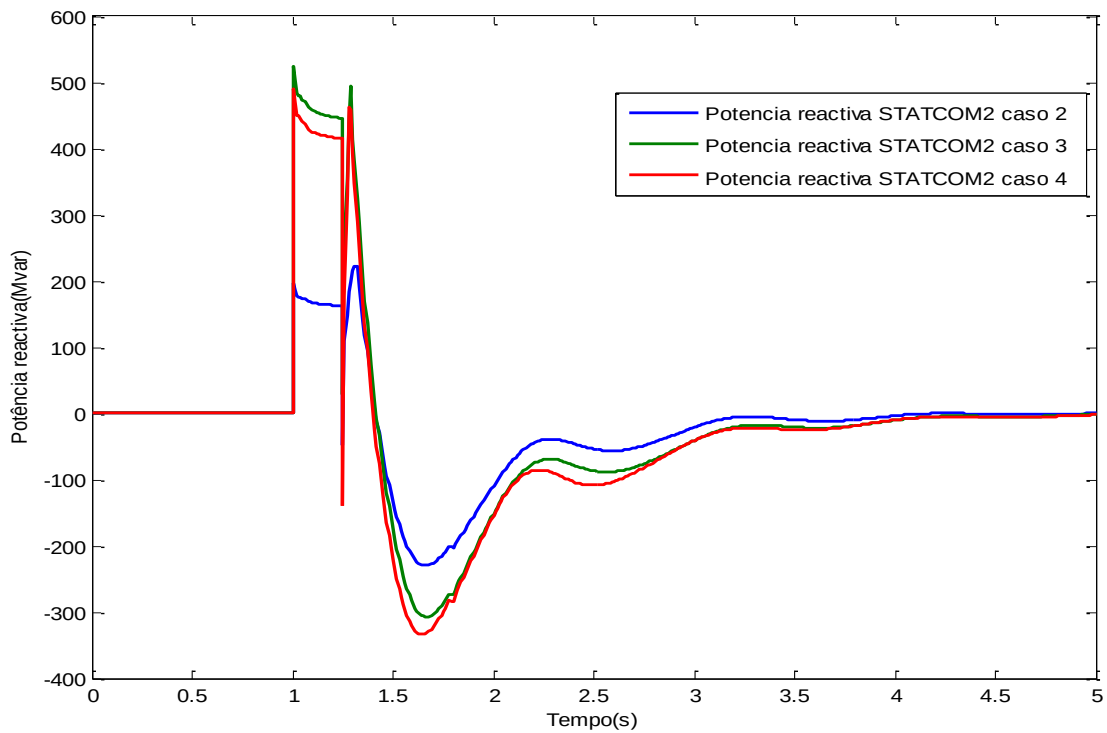


Figura 5.17 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 151.

Da análise das figuras 5.16 e 5.17 consegue perceber-se as potências reactivas injectadas pelos STATCOMs aumentam de caso para caso. No entanto, no STATCOM 2 verifica-se que a injeção de potência reactiva desce ligeiramente relativamente ao caso 3.

Defeito no barramento 152:

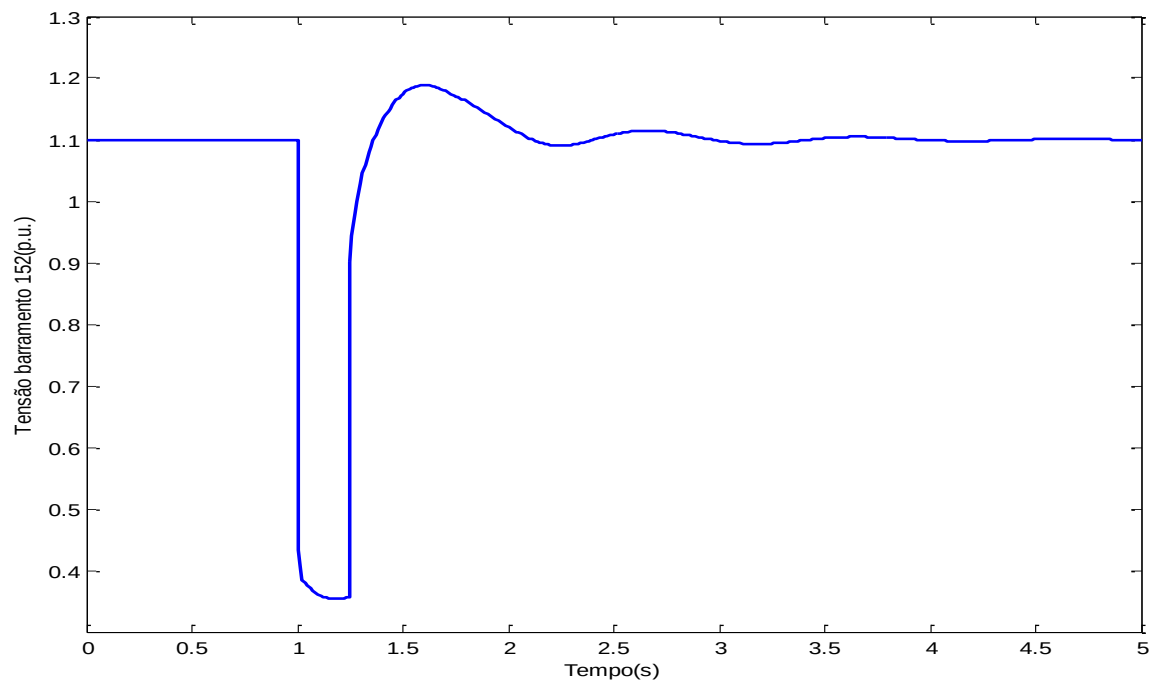


Figura 5.18 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 152

Nas figuras 5.19 e 5.20 estão representadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 1 (GEQ1AREA1) e 2 (GEQ2AREA1) correspondentes aos dois geradores da área 1 que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

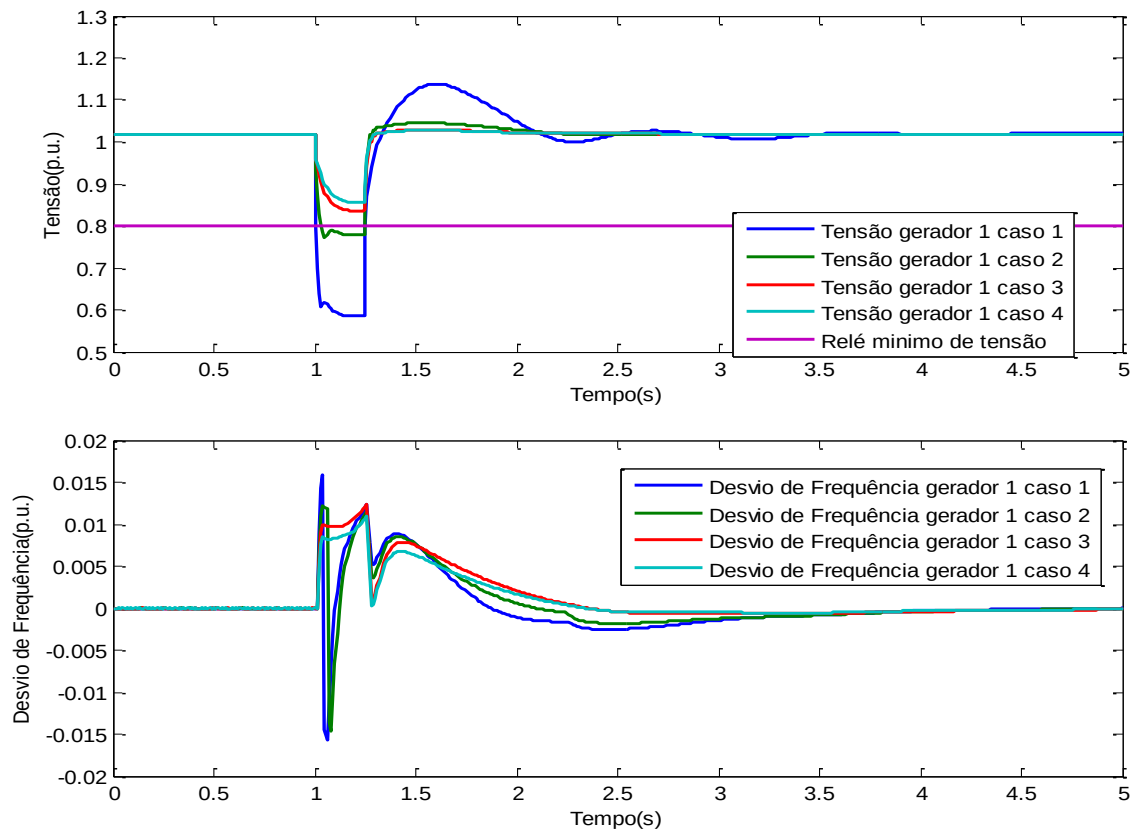


Figura 5.19 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152

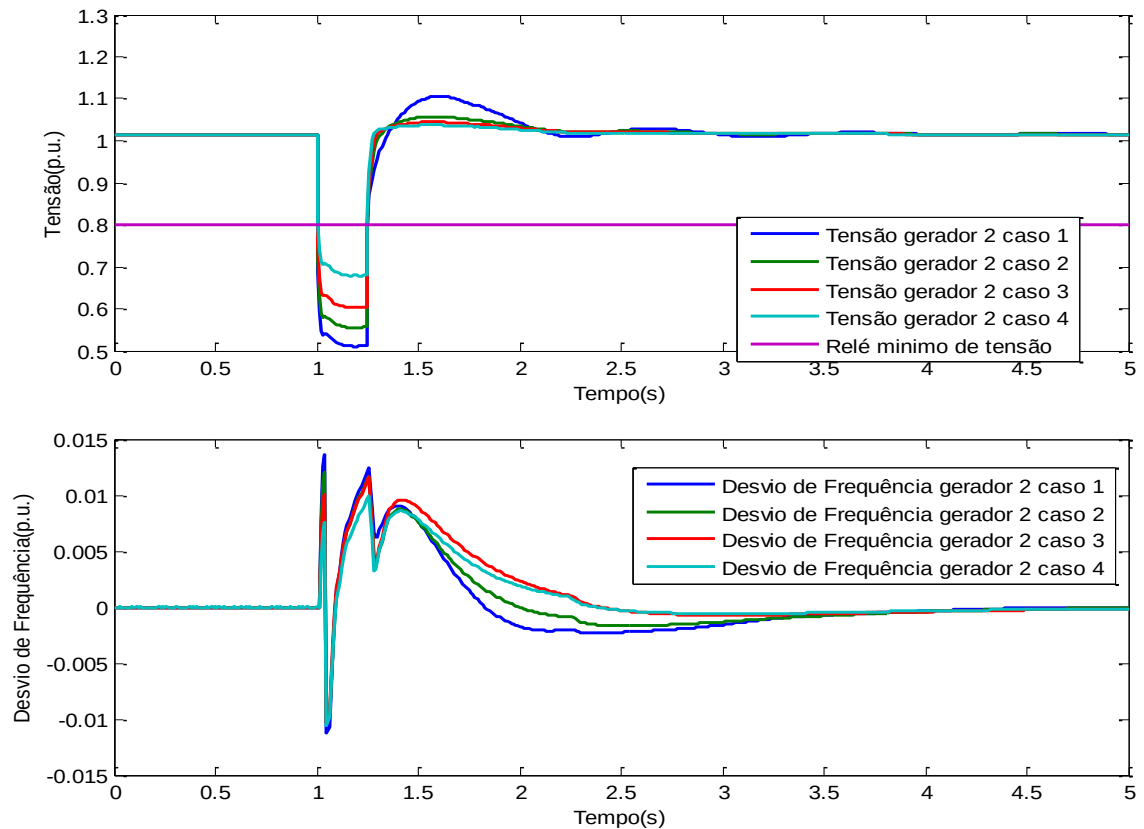


Figura 5.20 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.

Da análise da figura 5.19 e 5.20 consegue perceber-se que o gerador 2 é mais afectado pelo curto-circuito que se situa na mesma área dos dois geradores.

Analisando a tensão, verifica-se que o gerador 1 sai de serviço nos dois primeiros casos, e mantém-se em serviço nos casos 3 e 4.

No caso do gerador 2, constata-se que sai de serviço em todos os casos.

Relativamente às frequências dos geradores verifica-se que os geradores em todos os casos recuperam a frequência para o seu valor inicial.

Nas figuras 5.21, 5.22 e 5.23 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 3 (GEQ1AREA2), 4 (GEQ2AREA2) e 5 (GEQ3AREA5).

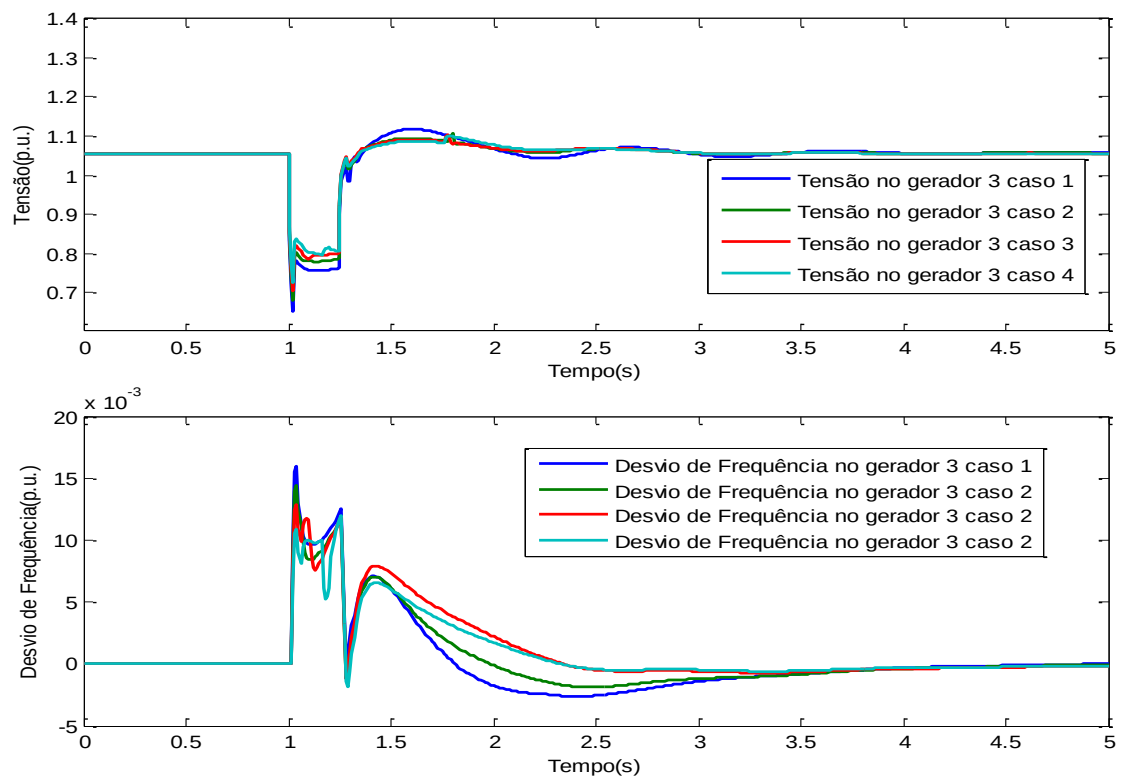


Figura 5.21 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.

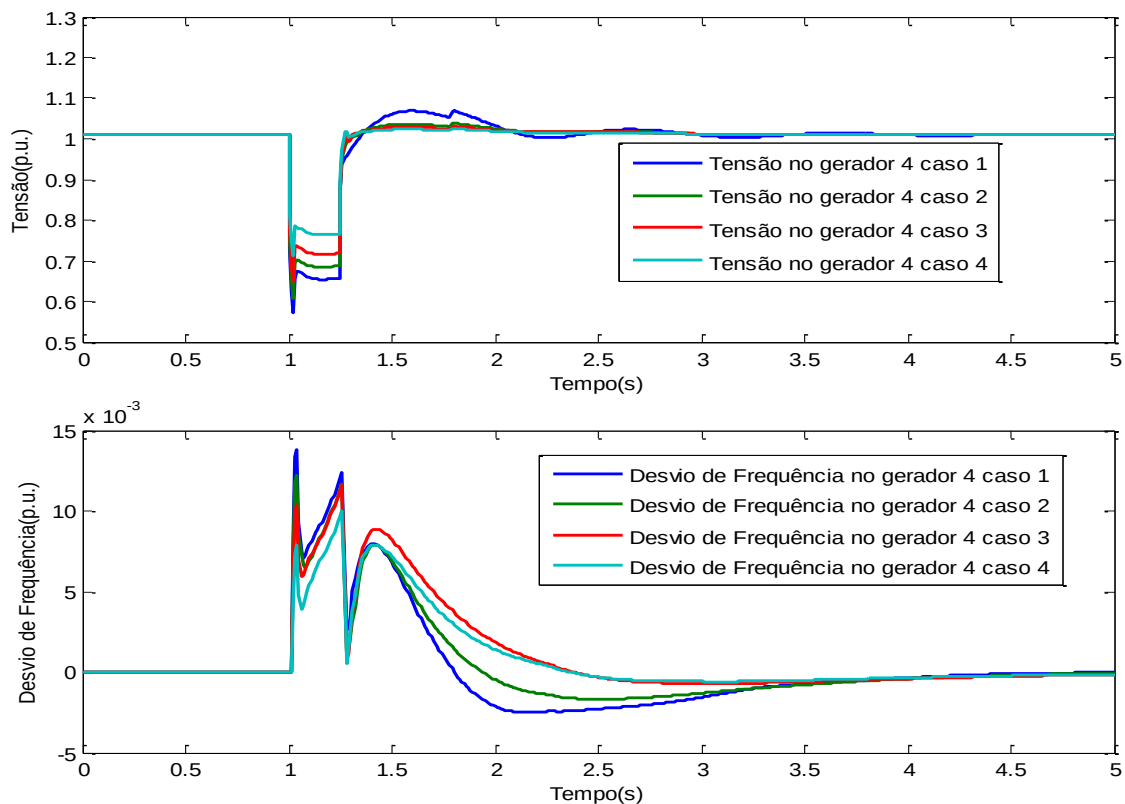


Figura 5.22 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.

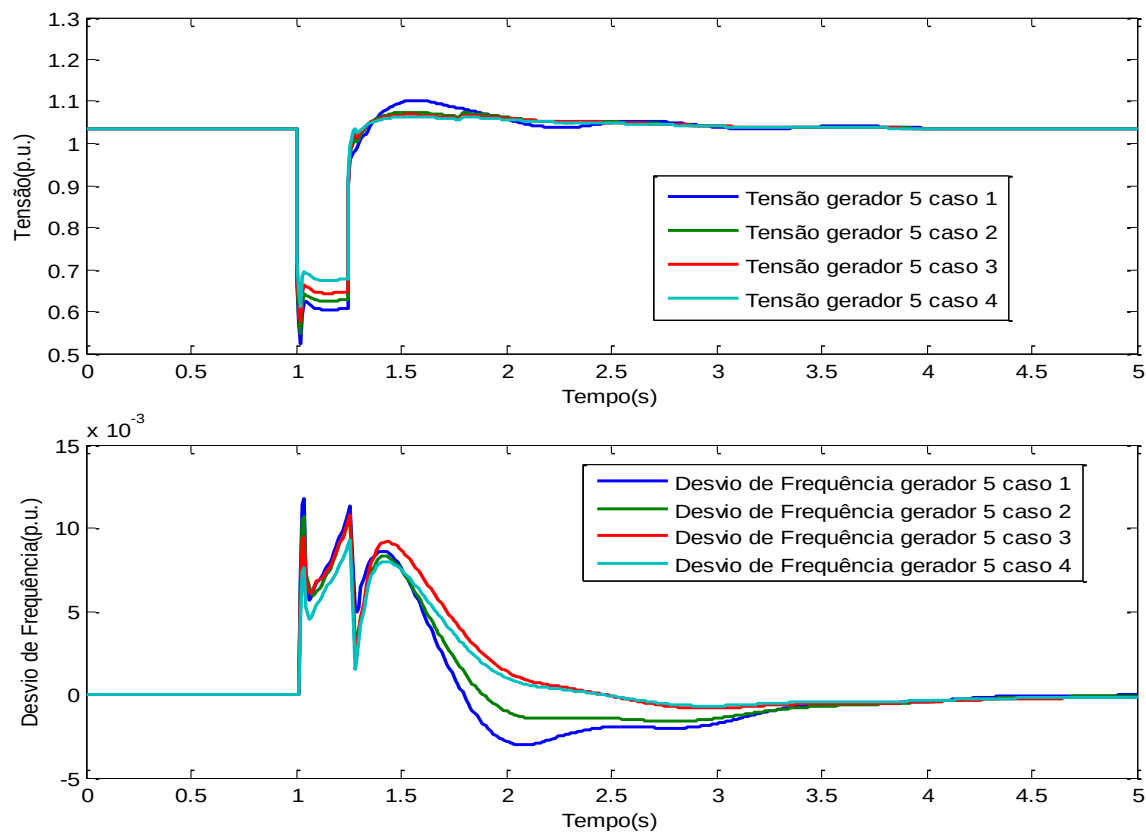


Figura 5.23 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 152.

Da análise das figuras 5.21, 5.22 e 5.23 foi possível observar que ocorreu uma melhoria dos perfis de tensão nos geradores de caso para caso.

Quanto às frequências verifica-se que retornam todas ao seu valor inicial o que demonstra a estabilidade do sistema.

Nas figuras 5.24 e 5.25 encontram-se apresentadas as potências reactivas injectas pelo STATCOM e pelo STATCOM2.

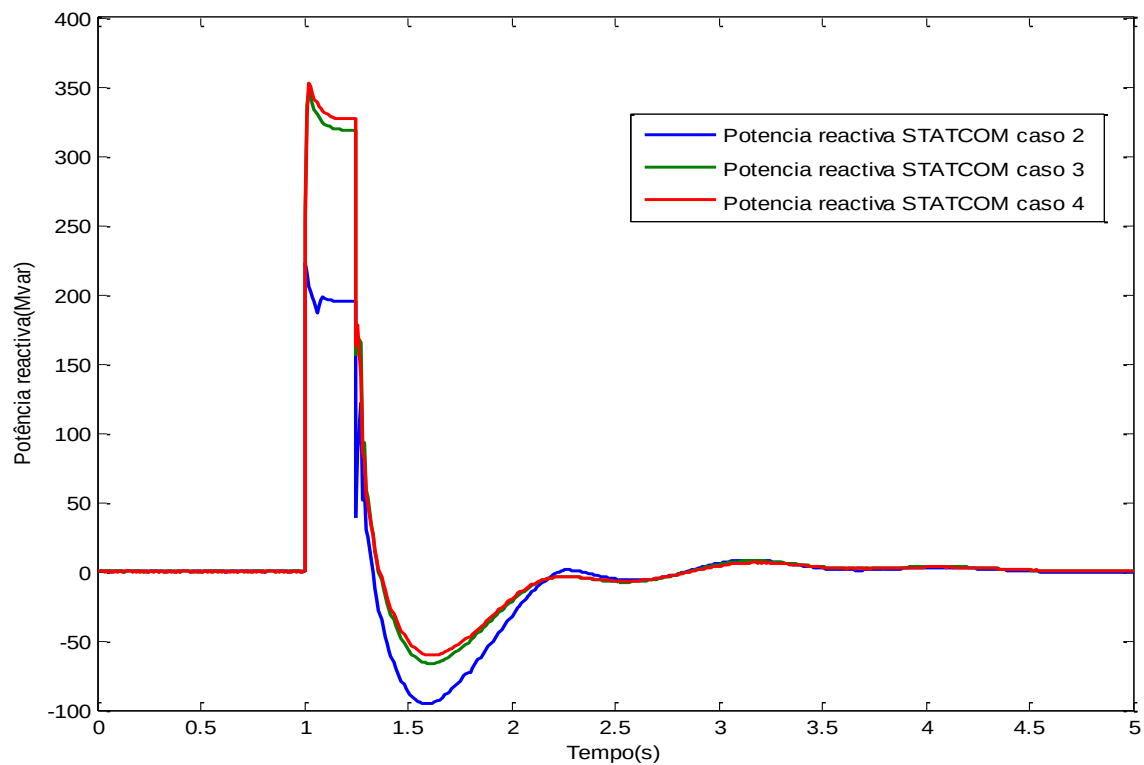


Figura 5.24 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152.

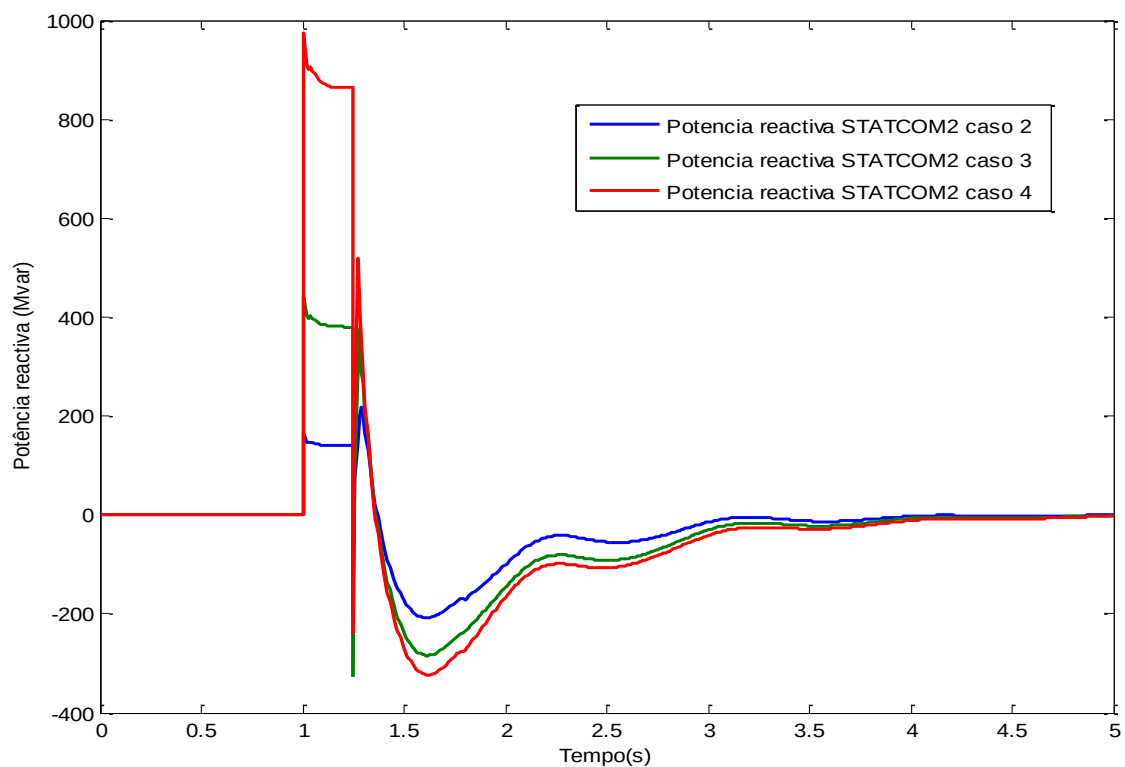


Figura 5.25 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152.

Da análise das figuras 5.24 e 5.25 consegue perceber-se as potências reactivas injectadas pelos STATCOMs aumentam de caso para caso. No caso do “STATCOM” atingem os seus limites máximos, enquanto no caso do “STATCOM2” se encontram sempre a produzir abaixo do seu limite de capacidade.

Defeito no barramento 201:

Na figura 5.26 encontra-se representada a tensão no barramento 3005, onde ocorreu o defeito.

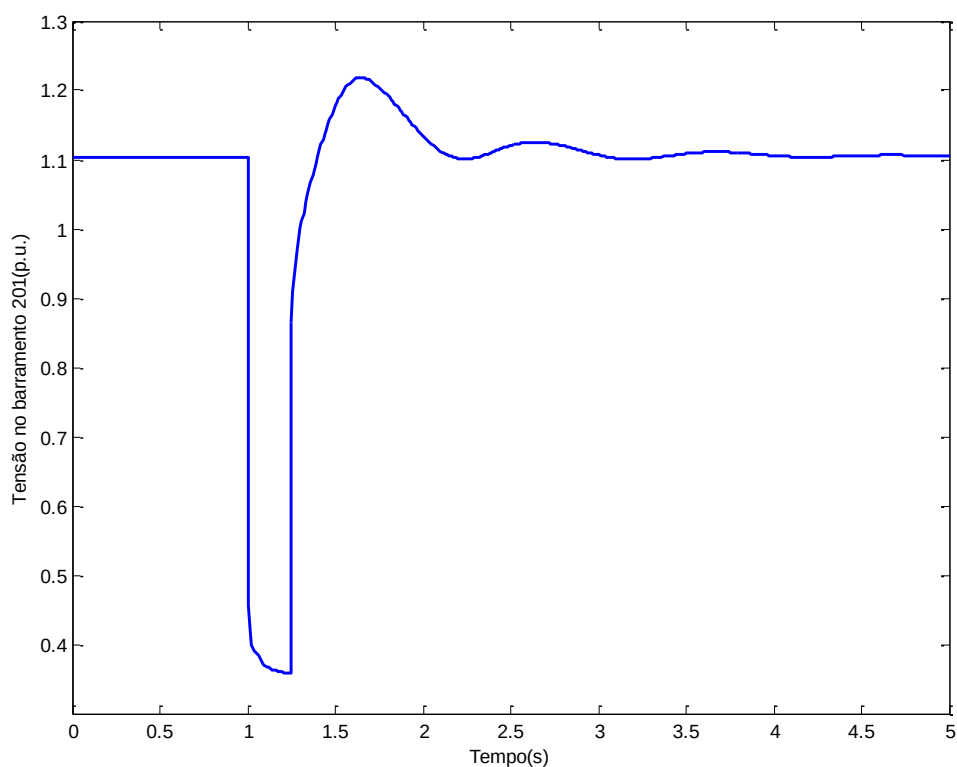


Figura 5.26 - Comportamento dinâmico da tensão no barramento 201

Nas figuras 5.27 e 5.28 estão representadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 1 (GEQ1AREA1) e 2 (GEQ2AREA1) correspondentes aos dois geradores da área 1 que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

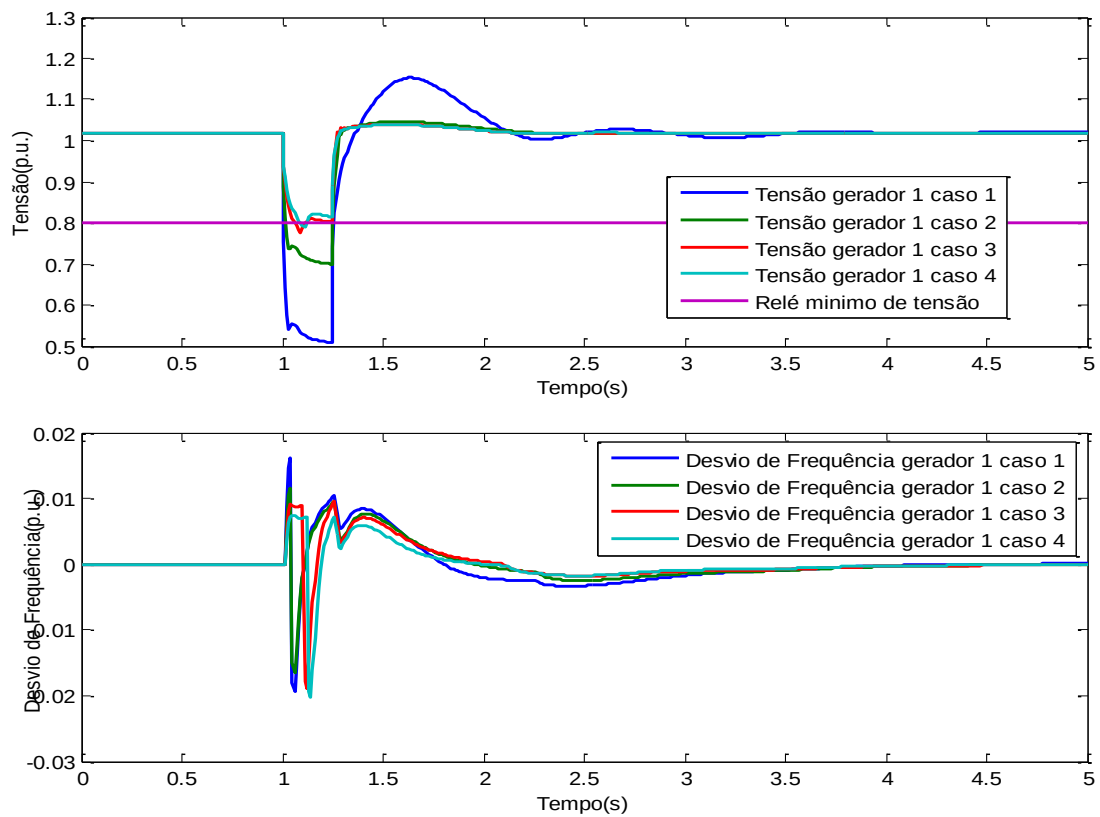


Figura 5.27 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 1 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201

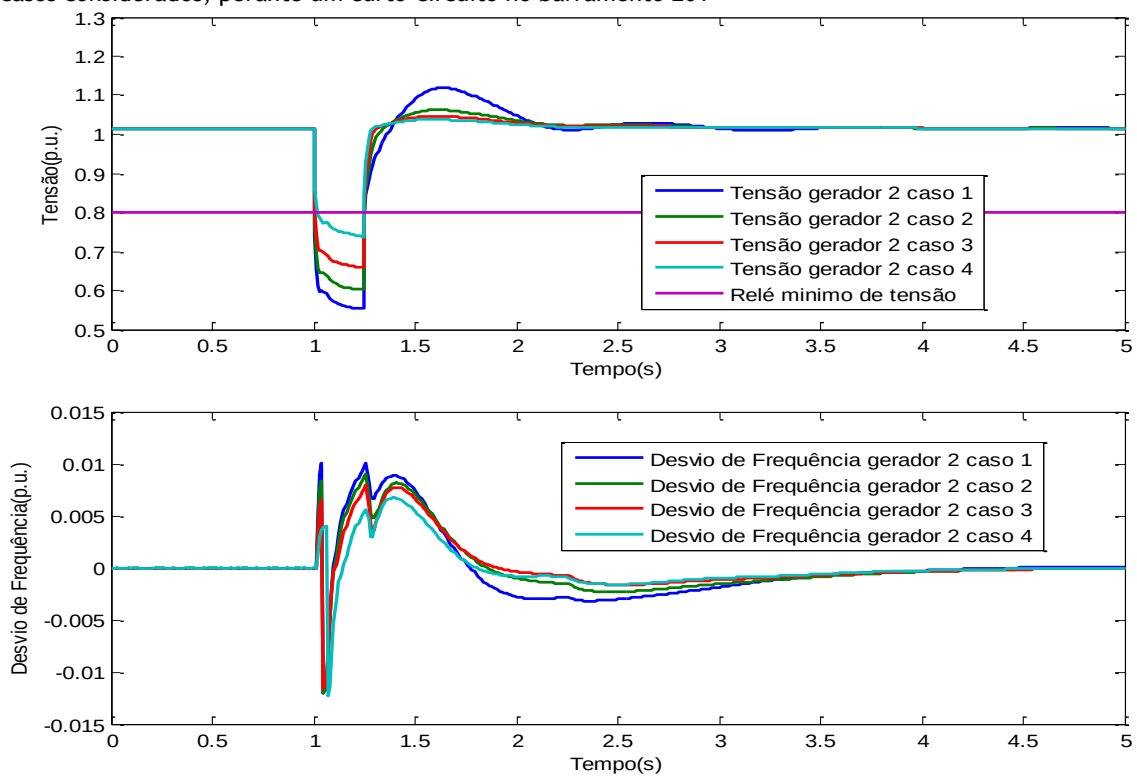


Figura 5.28 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 2 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201

Da análise da tensão das figuras 5.27 e 5.28 verifica-se que o gerador 1 sai de serviço nos dois primeiros casos, e mantém-se em serviço nos casos 3 e 4. Enquanto que o gerador 2 sai de serviço em todos os casos.

Relativamente às frequências dos geradores verifica-se que os geradores em todos os casos recuperam a frequência para o seu valor inicial.

Nas figuras 5.29, 5.30 e 5.31 encontram-se apresentadas as tensões e as frequências verificadas aos terminais dos geradores 3 (GEQ1AREA2), 4 (GEQ2AREA2) e 5 (GEQ3AREA5).

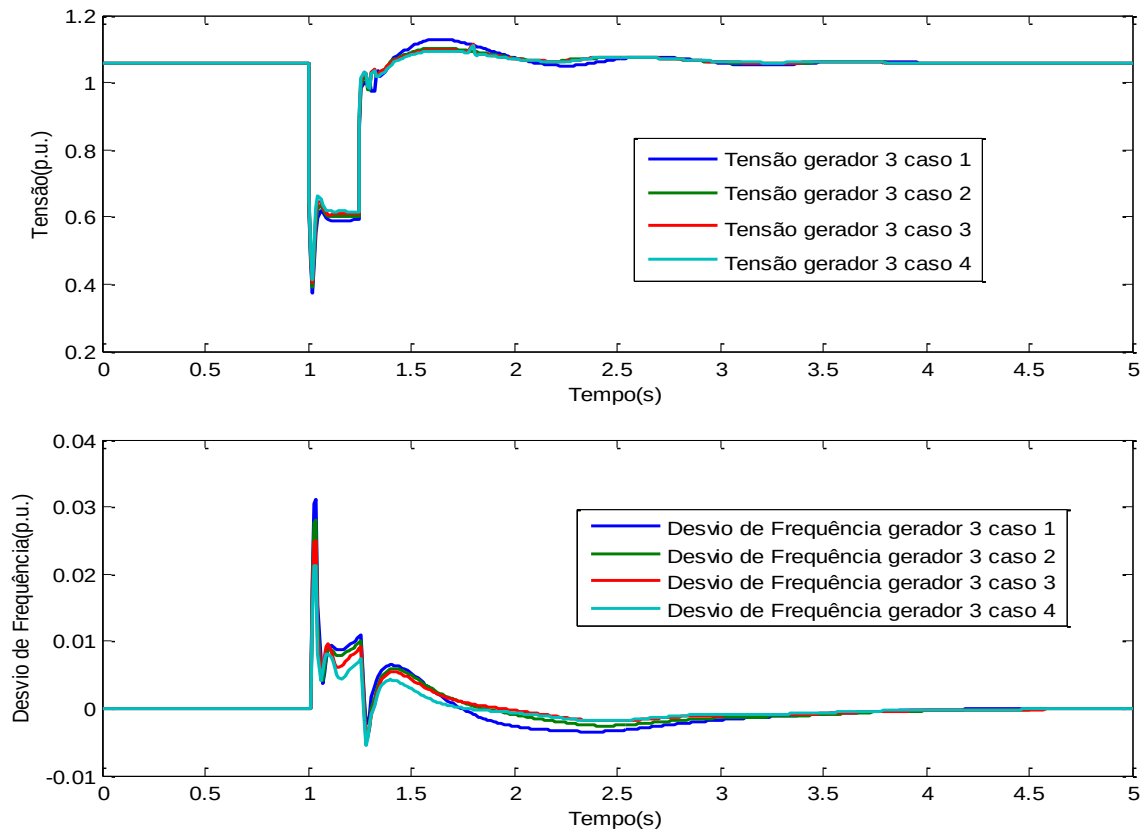


Figura 5.29 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 3 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201.

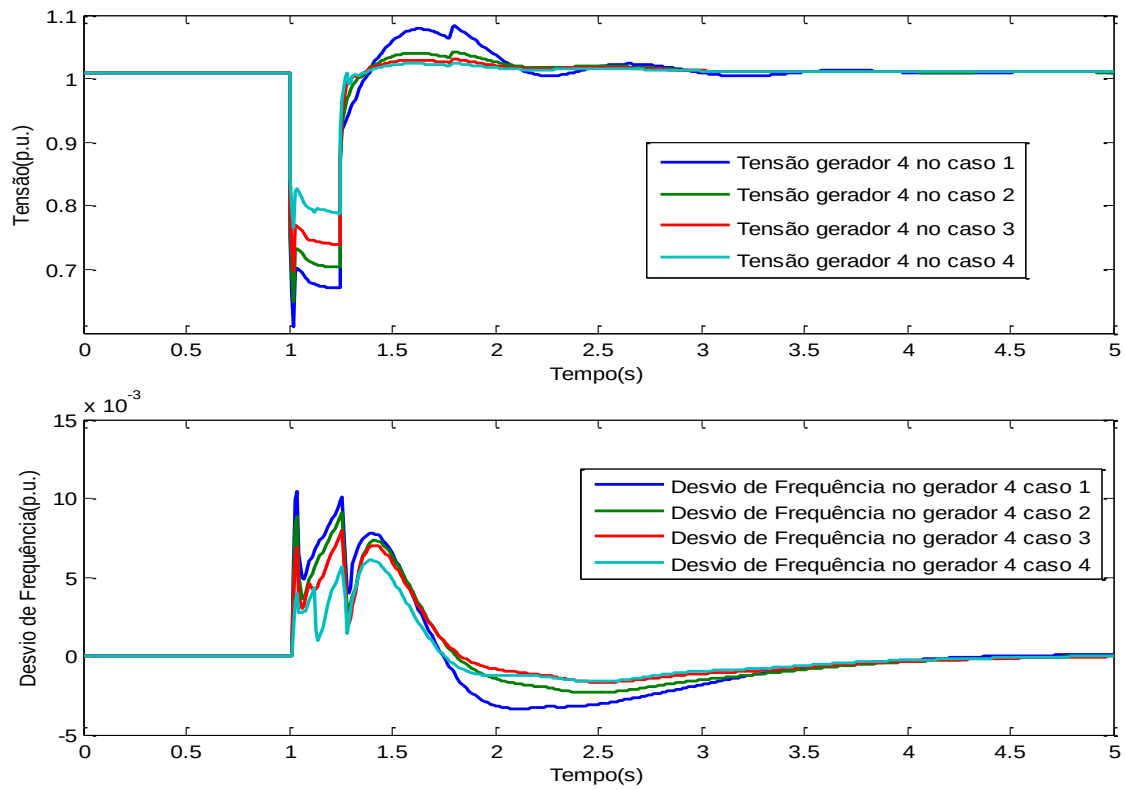


Figura 5.30 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 4 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201.

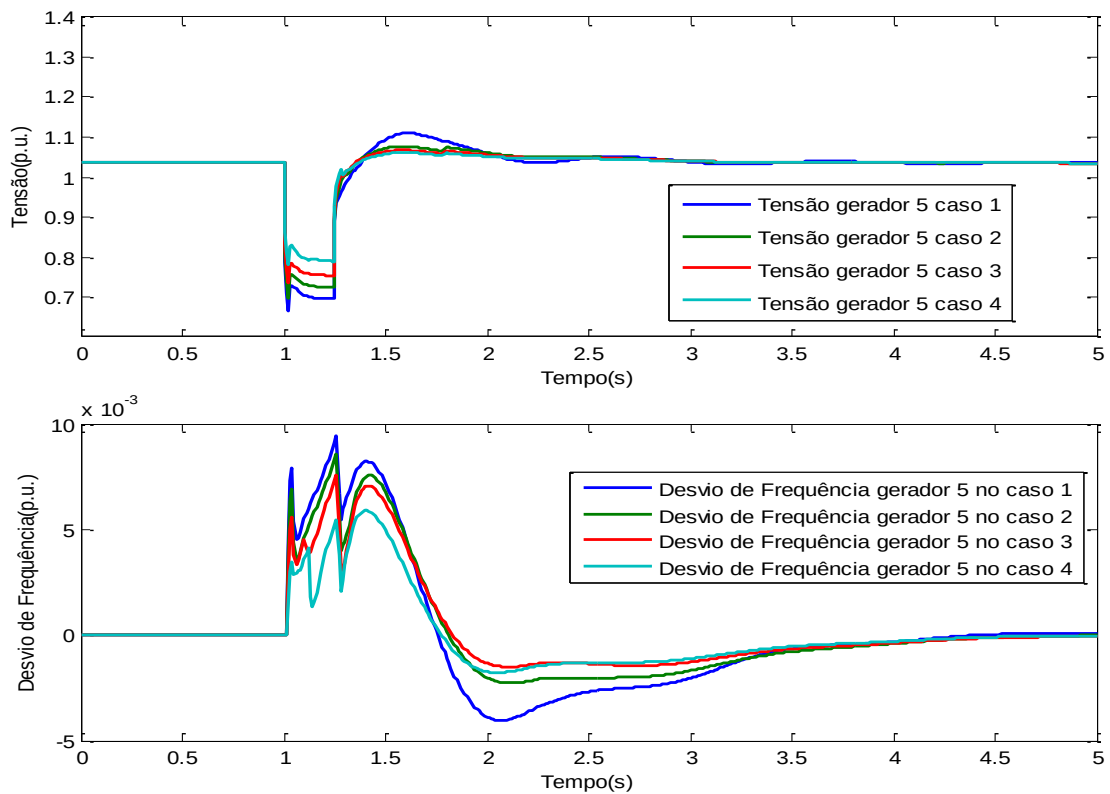


Figura 5.31 - Comportamento dinâmico da tensão e do desvio de frequência no gerador 5 para os 4 casos considerados, perante um curto-circuito no barramento 201.

Da análise das figuras 5.29, 5.30 e 5.31 foi possível observar que ocorreu uma melhoria dos perfis de tensão nos geradores de caso para caso, sendo mais reduzida no caso do gerador 3, em que a subida de tensão é reduzida.

Quanto às frequências verifica-se que retornam todas ao seu valor inicial o que demonstra a estabilidade do sistema.

Nas figuras 5.32 e 5.33 encontram-se apresentadas as potências reactivas injectas pelo STATCOM e pelo STATCOM2.

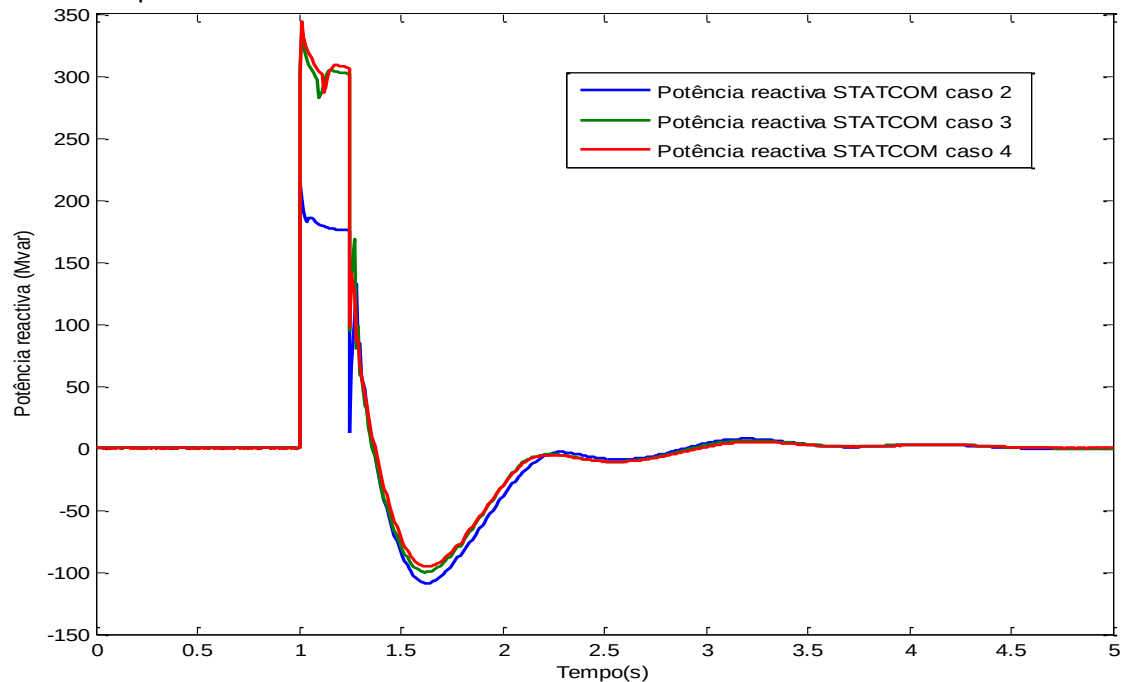


Figura 5.32 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 201.

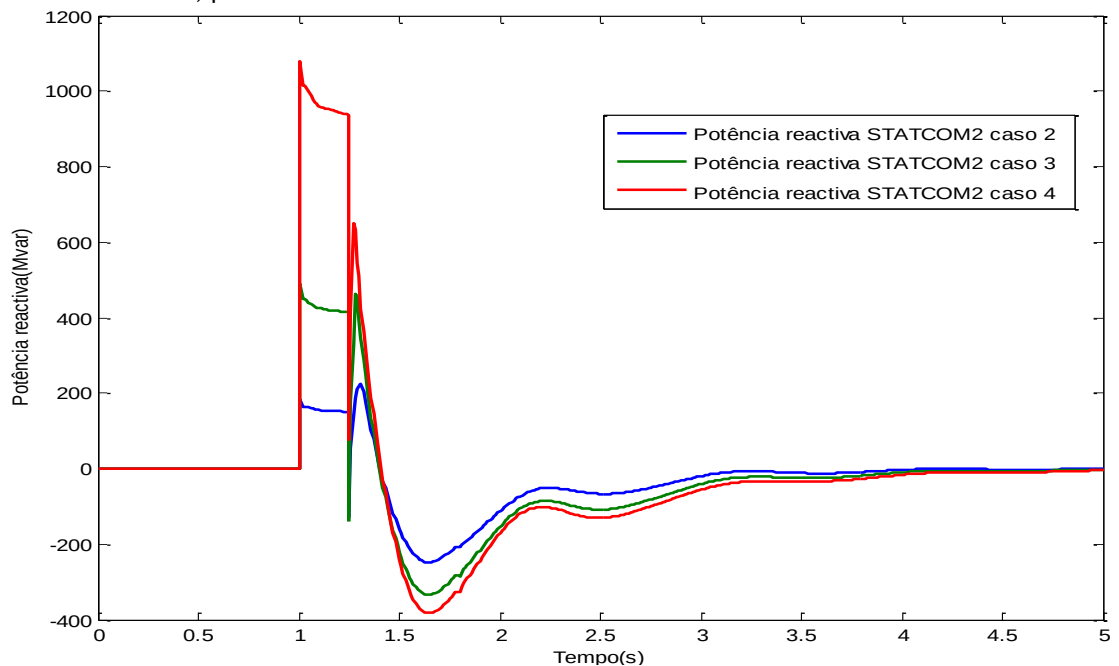


Figura 5.33 - Potência reactiva injectada pelo STATCOM2 para os 3 casos considerados em que se utilizam STATCOMs, perante um curto-circuito no barramento 152.

Da análise das figuras 5.32 e 5.33 consegue perceber-se as potências reactivas injectadas pelos STATCOMs aumentam de caso para caso atingindo o valor máximo de cada STATCOM para todos os casos.

5.3 - Conclusões

Neste capítulo foram efectuadas diversas simulações, com o intuito de verificar o comportamento dinâmico da rede de teste utilizada, perante um curto-circuito em vários pontos diferentes da rede.

Essas simulações permitiram perceber quais os principais problemas quando ocorre um curto-circuito num determinado ponto da rede, e quais os aerogeradores que saem de serviço, provocando perda de produção eólica.

Para diminuir a perda de produção eólica associada à saída de serviço de aerogeradores que não possuam capacidade de sobrevivência a cavas de tensão utilizou-se dispositivos STATCOM que fornecem suporte de tensão, através da injeção de potência reactiva, elevando as tensões na rede. Essa elevação pode ser suficiente para permitir que a tensão aos terminais dos geradores que se encontre abaixo de 0.8 p.u. mas próximo desse valor, não sejam desligados.

Foram instalados 2 dispositivos STATCOM próximo dos parques eólicos equipados com aerogeradores que não possuem sobrevivência a cavas de tensão pois são os que verificam maiores dificuldades perante a ocorrência de curto-circuitos nas redes, sendo analisados vários casos para diferentes capacidades desses dispositivos.

Analisando os curto-circuitos simulados conseguiu perceber-se que a introdução e o aumento de capacidade dos dispositivos STATCOM instalados permitiu, para alguns curto-circuitos na rede, evitar a saída de serviço dos parques eólicos sem sobrevivência a cavas de tensão e consequentemente evitar a perda de potência activa produzida por estes.

Assim, demonstrou-se a importância que a introdução de dispositivos STATCOM tem numa rede com elevada integração de potência eólica, permitindo evitar a perda de potência activa produzida por parques eólicos sem sobrevivência a cavas de tensão, perante alguns curto-circuitos na rede.

Esta contribuição dos STATCOMs provoca o aumento de segurança das redes e assim permite que se possam ligar mais parques eólicos às redes com elevados níveis de integração de produção eólica.

Capítulo 6

Conclusões e desenvolvimentos futuros

6.1 - Conclusões

Nesta dissertação procurou analisar-se o comportamento dinâmico dos dispositivos do tipo STATCOM funcionando como suporte de tensão a sistemas de conversão eólica, perante curto-circuitos, para perceber as melhorias na segurança de redes com elevada integração de produção eólica.

Foram estudados os desempenhos dos dispositivos STATCOM e SVC como suporte de tensão, para um gerador de indução, perante curto-circuitos, de forma a perceber se permitem que o gerador não perca a estabilidade. Concluiu-se que o STATCOM tem um melhor desempenho relativamente ao SVC para a mesma capacidade. Assim, verificou-se que o STATCOM é dispositivo mais indicado para fazer regulação de tensão relativamente a geradores de indução que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Analisou-se o comportamento do dispositivo STATCOM para regular tensão a um gerador de imãs permanentes com conversor integral que tem capacidade de controlar a sua potência reactiva injectada durante o curto-circuito de onde se concluiu que quando o gerador injecta mais reactiva, o STATCOM tem um melhor desempenho na elevação de tensão.

O principal objectivo foi perceber qual o impacto do dispositivo STATCOM em redes com elevada integração de produção eólica. Para o realizar foi criada uma rede de teste com um cenário de produção eólica correspondente a 30% da carga, com 5 parques eólicos em que 2 deles utilizam geradores sem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Para essa rede foram analisados os casos em que não existem STATCOMs e outros casos em que foram inseridos STATCOMs de várias capacidades, próximos dos dois parques eólicos equipados com geradores sem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Na análise dessa rede, foram simulados diversos curto-circuitos em vários pontos da rede e analisadas as tensões e os desvios de frequência nos barramentos de interligação dos parques eólicos com a rede e as potências injectadas pelos STATCOMs.

Da análise realizada conclui-se que, em alguns curto-circuitos, a utilização de dispositivos do tipo STATCOM permitiu que geradores sem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão

que se encontravam com valores de tensão próximos do limite mínimo de tensão, durante o curto-circuito, se mantivessem em serviço pela elevação causada pelos STATCOMs.

A principal conclusão desta dissertação consiste em verificar que a utilização de dispositivos do tipo STATCOM em redes com elevada integração de energia eólica que integrem parques eólicos equipados com aerogeradores sem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão permite a melhoria dos perfis de tensão na rede e evitar a saída de serviço dos parques eólicos em determinados curto-circuitos. Isso permite que seja evitada a saída de potência eólica do sistema eléctrico em causa, fazendo com que sejam evitados problemas de segurança que em casos extremos poderiam levar à instabilidade do sistema. Assim, permite a integração de mais parques eólicos nas redes de uma forma que não comprometa a segurança de operação das mesmas.

6.2 - Desenvolvimentos Futuros

O trabalho apresentado na dissertação apresenta os benefícios que os dispositivos FACTS do tipo STATCOM introduzem na melhoria dos perfis de tensão nos aerogeradores e nas redes eléctricas. No entanto é necessário desenvolver este estudo de forma a aproximar o desenvolvimento teórico a redes reais mais complexas com elevada integração de geração eólica. Assim, os desenvolvimentos futuros consistem em:

- Avaliar o contributo de dispositivos do tipo STATCOM na melhoria das condições de operação de uma rede de transporte real, com elevada integração de energia eólica, como a rede Portuguesa.
- Desenvolvimento de uma ferramenta que permita otimizar a localização e o tamanho dos dispositivos STATCOM numa rede de teste, visando mitigar a saída de parques eólicos em diferentes cenários de exploração da rede em questão.

Referências

1. Moreira, C., *"Apontamentos da unidade curricular Produção Dispersa"*. 2011.
2. WWEA, *"World Wind Energy Report 2010"*.
3. Marques, P.J.F., *Soluções para melhoria da segurança dinâmica de sistemas interligados com grande integração de produção eólica*. 2009, Porto: [s. n.]. XVI, 245 p.-XVI, 245 p.
4. *"Renováveis magazine revista técnico-profissional de energias renováveis"*, ed. C. Monteiro. Vol. 2. 2010, Porto:: Publindústria, Lda.
5. Carvalho, A.J.d.S., *Modelo matemático de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável*. 2010, Porto: [s. n.]. XVIII, 91 p.-XVIII, 91 p.
6. Sangroniz, N., J.A. Mora, and M.D. Teixeira, *"Review of International Grid Codes for Wind Generation"*.
7. EWEA, *"Large Scale Integracion of Wind Energy in the european power supply"*.
8. Comech, M.P., M. Garcia-Gracia, and S.M. Arroyo, *"Wind Farms ans Grid Codes"*. CIRCE-University of Zaragoza.
9. Pastromas, S.A. *Grid support by wind turbines and future trends*. in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*. 2010.
10. E. On Netz GmbH, *"Grid Code High and extra high voltage"*, Bayreuth, Germany April 2006.
11. Federal Energy Regulatory Commission, *"Interconnection for Wind Energy"*, December 2005.
12. Danish technical regulations, *"Wind turbines connected to grids with voltages below 100kV, May 2004"*.
13. Elkraft System and Eltra, *"Wind turbines connected to grids with voltages above 100kV, November 2004"*.
14. Ministerio de Industria Turismo y Comercio, *"P.O 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas"*, 2006,p.3.
15. Resolução do Conselho de Ministros nº 596/2010, *"Regulamento da Rede de Transporte"*:*Diário da República Portuguesa*, 2010.
16. Marques, P.F., J.A.P. Lopes, and Â. Mendonça, *Avaliação do Comportamento Dinâmico da Rede Eléctrica Portuguesa num Cenário de Grande Integração de Produção Eólica*.

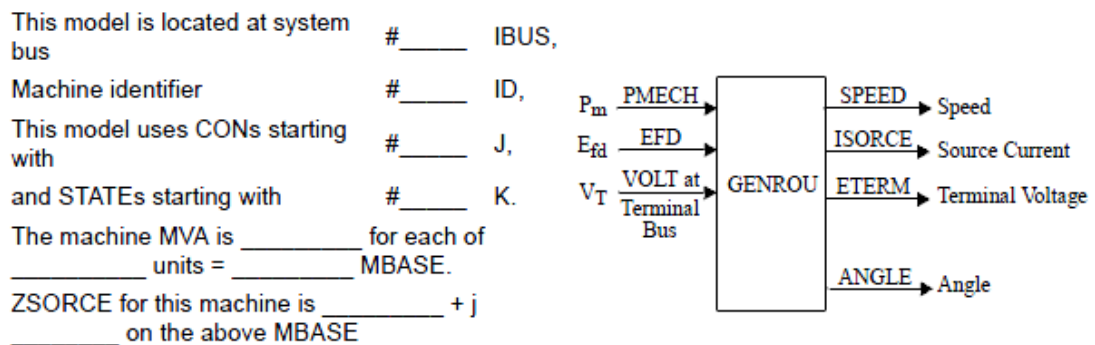
17. Rodrigues, J.M.F., *Análise e modelação de dispositivos FACTS aplicados nas redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica*. 2010, Porto: [s. n.]. XXII, 161 p.-XXII, 161 p.
18. Noroozian, M., et al. *Benefits of SVC and STATCOM for electric utility application*. in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*. 2003.
19. Hingorani, N. and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. Understanding FACTS. 1999.
20. Lie, X., Y. Liangzhong, and C. Sasse. *Comparison of Using SVC and STATCOM for Wind Farm Integration*. in *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*. 2006.
21. Kundur, P., *Power system stability and control*. 1993, New York: McGraw-Hill. XXIII, 1176 p.-XXIII, 1176 p.

ANEXO - Modelos Dinâmicos Standard

Este anexo apresenta os modelos dinâmicos standard dos geradores síncronos, reguladores de tensão, reguladores de velocidade e FACTS utilizados na modelização da rede eléctrica utilizada nas simulações e que fazem parte da livreria standard do PSS/E.

1- Gerador Síncrono

GENROU: modelo do gerador com rotor cilíndrico



CONs	#	Value	Description
J			$T'_{do} (>0)$ (sec)
J+1			$T''_{do} (>0)$ (sec)
J+2			$T'_{qo} (>0)$ (sec)
J+3			$T''_{qo} (>0)$ (sec)
J+4			H, Inertia
J+5			D, Speed damping
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

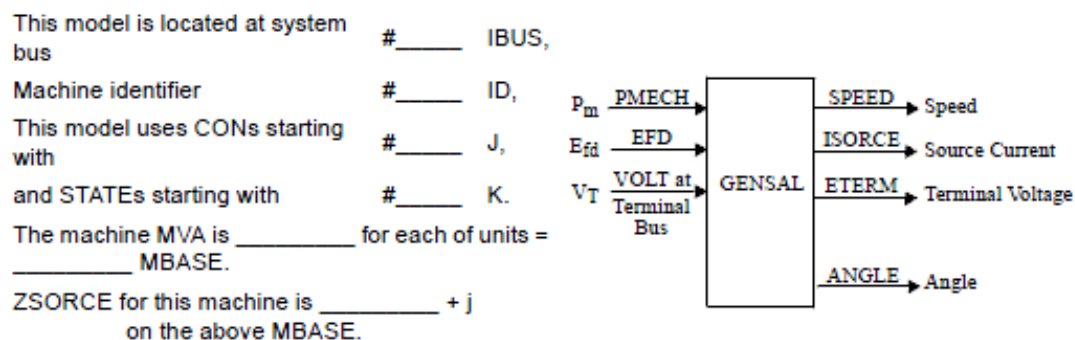
Note: X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d , X''_q , X_l , H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d .

STATES	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψ_{kd}
K+3		ψ_{kq}
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radians)

IBUS, 'GENROU', ID, CON(J) to CON(J+13) /

GENSAL: modelo do gerador com pólos salientes



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T''_{qo} (>0) (sec)
J+3			H, Inertia
J+4			D, Speed damping
J+5			X_d
J+6			X_q
J+7			X'_d
J+8			$X''_d = X''_q$
J+9			X_l
J+10			S(1.0)
J+11			S(1.2)

Note: X_d , X_q , X'_d , X''_d , X''_q , X_l , H, and D are in pu, machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d .

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		ψ_{kd}
K+2		ψ''_q
K+3		Δ speed (pu)
K+4		Angle (radians)

IBUS, 'GENSAL', ID, CON(J) to CON(J+11) /

2- Gerador síncrono de velocidade variável

ExF2: modelo do gerador eólico da ENERCON

This model is located at system bus #_____ IBUS
 Machine #_____ I
 This model uses CONs starting with #_____ J
 and STATES starting with #_____ K
 and VARs starting with #_____ L
 and ICONs starting with #_____ M

CONs	#	Value	Default	Range	Description	
J					Prat	Rated power of one WEC, [kW]
J+1					I _{max}	Short circuit current $I_{k''_{max}}$ of one WEC, [A]
J+2					QMAX_EXP	Max. reactive power export, [pu of Prat]
J+3					QMAX_IMP	Max. reactive power import, [pu of Prat]
J+4			0.8	0.8 ... 0.95	U_UVP1	Threshold value for undervoltage detection, [pu]
J+5			0.8	0.8 ... 0.95	U_SL_UVRT	Threshold value for undervoltage clearance detection, [pu]
J+6			5	0.05 ... 5	TD_UVRT	Maximum UVRT time, [s]
J+7			1.2	1.0 ... 1.2	U_OVP2	Threshold value for overvoltage detection, [pu]
J+8			1.2	1.0 ... 1.2	U_SL_OVRT	Threshold value for overvoltage clearance detection, [pu]
J+9			5	0.05 ... 5	TD_OVRT	Maximum OVRT time, [s]
J+10			1	0.1 ... 3	T_RAMP	ZPM: Current ramp time, [s]
J+11			0.5	0 ... 1	K_PAM	PAM: Reactive current factor, [-]

J+12				0 ... 10	K_QUM	QUM2: dQ/dU-Slope, [-]
J+13			52 62	50 ... 57 60 ... 67	F_OF	Threshold value for overfrequency detection, [Hz]
J+14			0.07	0.07 ... 60	TD_OF	Overfrequency protection delay time, [s]
J+15			47 57	43 ... 50 53 ... 60	F_UF	Threshold value for underfrequency detection, [Hz]
J+16			0.07	0.07 ... 60	TD_UF	Underfrequency protection delay time, [s]
J+17				0 ... 50000	KP1_FCU	Proportional gain 1, [-]
J+18				0 ... 100	KI1_FCU	Integral gain, [1/s]
J+19				0 ... 500	TD1_FCU	Time delay 1, [s]
J+20				0 ... 100	KP2_FCU	Proportional gain 2, [-]
J+21				0 ... 500	TD2_FCU	Time delay 2, [s]
J+22				0 ... 1	QMAX_EXP_POC	Max. reactive power export at controlled bus, [pu of N _{WEC} *Prat]
J+23				0 ... 1	QMAX_IMP_POC	Max. reactive power import at controlled bus, [pu of N _{WEC} *Prat]
J+24				0 ... 1	QREF_OFF	Reactive power offset, [pu of N _{WEC} *Prat]
J+25			0.01	0 ... 1	TF1_FCU	Voltage filter time constant, [s]
J+26			0.01	0 ... 1	TF2_FCU	Power filter time constant, [s]
J+27				0 ... 1	U_RESET_UV	Lower threshold for output reset, [pu]
J+28				1 ... 1.5	U_RESET_OV	Upper threshold for output reset, [pu]

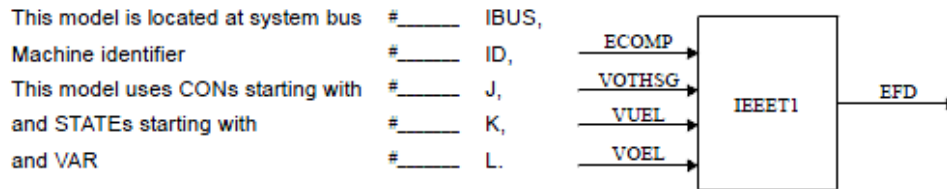
VARs	#	Description
L		FCU reference value U_{ref} for Control Type 1 and 2, [pu] FCU reference value Q_{ref} for Control Type 3, [pu] FCU reference value PF_{ref} for Control Type 4 $PF_{ref} > 0$: Reactive power export, $PF_{ref} < 0$: Reactive power import
L+1 ... L+3		For internal use
L+4		FCU command value Q_{ref_FCU} for Full Converter Control Model
L+5 ... L+8		For internal use
L+9		FCU internal reference value Q_{ref} for Control Type 2 and 4
L+10 ... L+59		For internal use

ICONS	#	Description	
M		Memory	Used by PSS/E
M+1		NWEC	Number of WEC represented by the model
M+2		STATCOM	STATCOM Option (0 = no, 1 = yes)
M+3		FCU_MODE	= 0 No remote control (FCU off) = 1 Control Type 1 (Voltage Control) = 2 Control Type 2 (Voltage-droop Control) = 3 Control Type 3 (Reactive Power Control) = 4 Control Type 4 (Power Factor Control)
M+4		UVRT_MODE	= 0 FD-Configuration = 1 FT/FTQ-Configuration with ZPM = 2 FT/FTQ-Configuration with PQM = 3 FT/FTQ-Configuration with PAM = 4 FT/FTQ-Configuration with QUM1 = 5 FT/FTQ-Configuration with QUM2
M+5		F_BUS	"From Bus" – Bus Number
M+6		C_BUS	"To Bus" – Bus Number (Controlled Bus)

IBUS 'USRMDL' ID 'ExF2' 1 1 7 29 0 60 ICON(M) to ICON(M+6) CON(J) to CON(J+28) /

3- Reguladores de Tensão

Modelo IEEE1

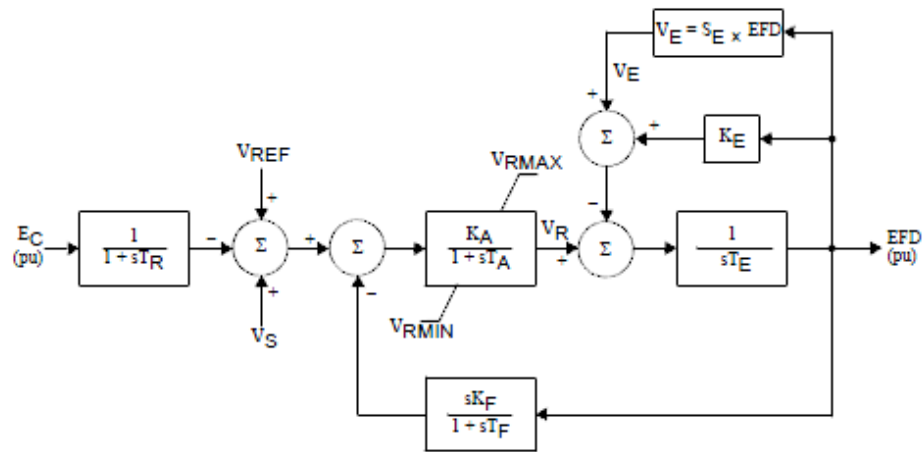


CONs	#	Value	Description
J			T_R (sec)
J+1			K_A
J+2			T_A (sec)
J+3			V_{RMAX} or zero
J+4			V_{RMIN}
J+5			K_E or zero
J+6			T_E (>0) (sec)
J+7			K_F
J+8			T_F (>0) (sec)
J+9		0	Switch
J+10			E_1
J+11			$S_E(E_1)$
J+12			E_2
J+13			$S_E(E_2)$

STATES	#	Description
K		Sensed V_T
K+1		Regulator output, V_R
K+2		Exciter output, EFD
K+3		Rate feedback integrator

VAR	#	Description
L		K_E

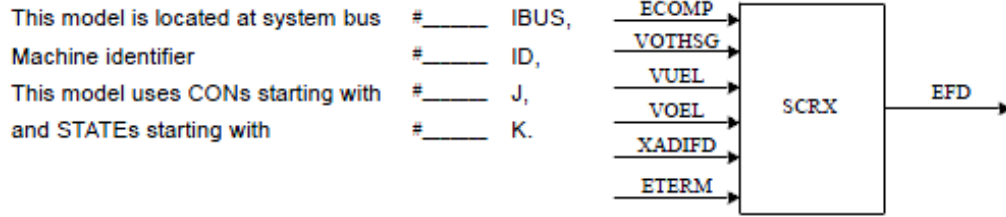
IBUS, 'IEEE1', ID, CON(J) to CON(J+13) /



$$V_S = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL}$$

Note: S_E is the saturation function.

Modelo SCR X



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			$T_B (>0)$ (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)
J+6			C_{SWITCH} ¹
J+7			r_c / r_{fd} ²

¹ Set $C_{SWITCH} = 0$ for bus fed.

Set $C_{SWITCH} = 1$ for solid fed.

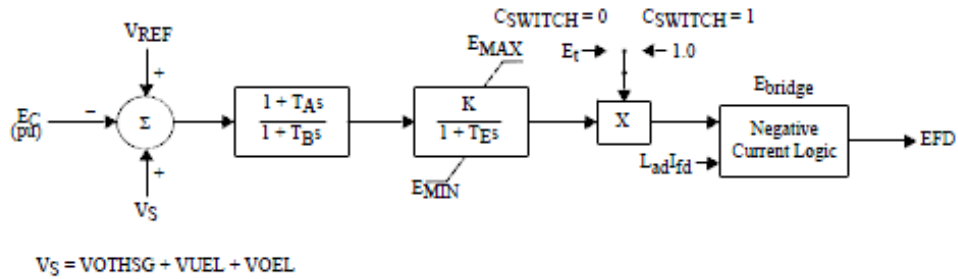
² Set $CON(J+7) = 0$ for exciter with negative field current capability.

Set $CON(J+7) > 0$ for exciter without negative field current capability.

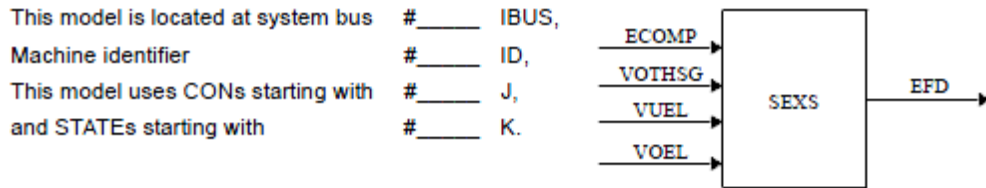
(Typical $CON(J+7) = 10$)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, 'SCRX', ID, CON(J) to CON(J+7) /



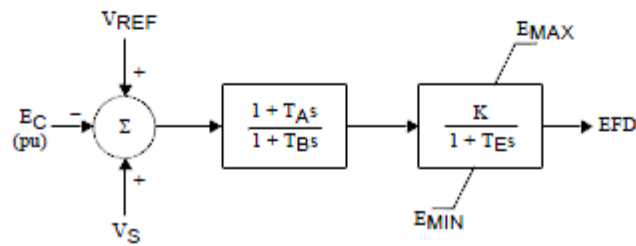
Modelo SEXS



CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			$T_B (>0)$ (sec)
J+2			K
J+3			T_E (sec)
J+4			E_{MIN} (pu on EFD base)
J+5			E_{MAX} (pu on EFD base)

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

IBUS, 'SEXS', ID, CON(J) to CON(J+5) /

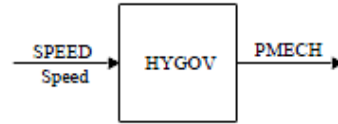


$$V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL$$

4- Reguladores de Velocidade

Modelo HYGOV

This model is located at system bus # _____ IBUS,
 Machine identifier # _____ ID,
 This model uses CONs starting with # _____ J,
 and STATES starting with # _____ K,
 and VARs starting with # _____ L.

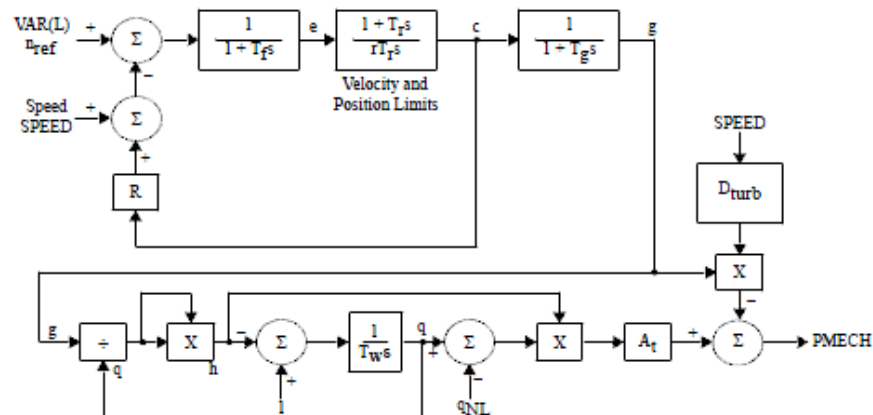


CONs	#	Value	Description
J			R, permanent droop
J+1			r, temporary droop
J+2			$T_r (>0)$ governor time constant
J+3			$T_f (>0)$ filter time constant
J+4			$T_g (>0)$ servo time constant
J+5			$\pm$ VELM, gate velocity limit
J+6			G _{MAX} , maximum gate limit
J+7			G _{MIN} , minimum gate limit
J+8			$T_w (>0)$ water time constant
J+9			A _t , turbine gain
J+10			D _{turb} , turbine damping
J+11			QNL, no power flow

STATes	#	Description
K		e, filter output
K+1		c, desired gate
K+2		g, gate opening
K+3		q, turbine flow

VARs	#	Description
L		Speed reference
L+1		h, turbine head

IBUS, 'HYGOV', ID, CON(J) to CON(J+11) /



Modelo TGOV1

This model is located at system bus #_____ IBUS,
 Machine identifier #_____ ID,
 This model uses CONs starting with #_____ J,
 and STATES starting with #_____ K,
 and VAR #_____ L.



CONs	#	Value	Description
J			R
J+1			$T_1 (>0)$ (sec)
J+2			V_{MAX}^1
J+3			V_{MIN}^1
J+4			T_2 (sec) ²
J+5			$T_3 (>0)$ (sec) ³
J+6			D_t^1

¹ V_{MAX} , V_{MIN} , D_t are in per unit on generator base.

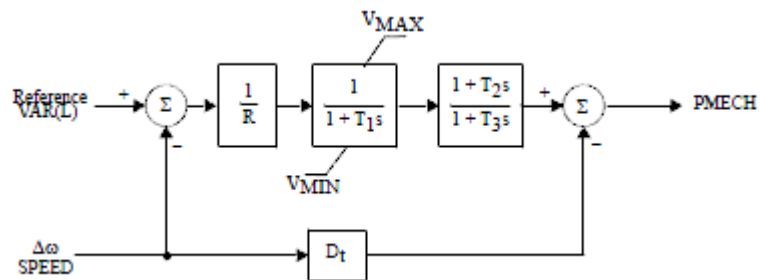
² T_2/T_3 = high-pressure fraction.

³ T_3 = reheater time constant.

STATes	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VARs	#	Description
L		Reference

IBUS, 'TGOV1', ID, CON(J) to CON(J+6) /



5- FACTS

Modelo STATCOM

This model uses CONs starting with #_____ J,
 and STATEs starting with #_____ K,
 and VARs starting with #_____ L,
 and ICON #_____ M.

CONs	#	Value	Description
J			$T_1 (>0)$
J+1			$T_2 (>0)$
J+2			$T_3 (>0)$
J+3			$T_4 (>0)$
J+4			$K \left(\text{typical} = \frac{25}{dv/de_1} \right)$
J+5			Droop (typical = 0.03)
J+6			V_{MAX} (typical = 999)
J+7			V_{MIN} (typical = -999)
J+8			$I_{C_{MAX}}$ (typical = 1.25) Max capacitive current
J+9			$I_{L_{MAX}}$ (typical = 1.25) Max inductive current
J+10			V_{outout} (typical = 0.2)
J+11			E_{limit} (typical = 1.2)
J+12			$X_t (>0)$ (transformer reactance, typical = 0.1)
J+13			A_{cc} (acceleration factor, typical = 0.5)
J+14			STBASE (>0) STATCON base MVA

STATEs	#	Description
K		First regulator
K+1		Second regulator
K+2		Integrator

VARs	#	Description
L		Other signals [FCTSIG (1, NF)] ¹
L+1		V_{ref}
L+2		STATCON internal voltage (E_i)
L+3		STATCON current ^{2, 3, 4}

¹ This model uses auxiliary signal output stored in FCTSIG (1, NF), (i.e., auxiliary signal index 1).

² Positive STATCON current [VAR(L+3)] corresponds to STATCON performance as capacitor.

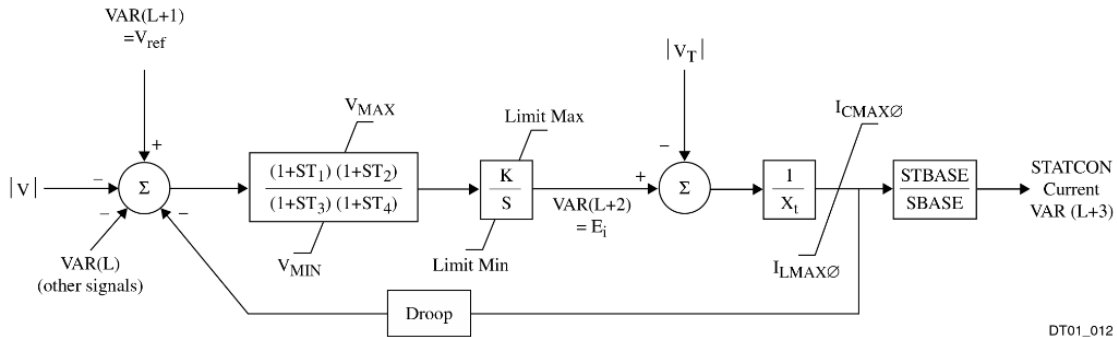
³ VAR(L+3) is on SBASE.

⁴ Specify STATCON input parameters on STATCON base MVA.

ICON	#	Value	Description
M			IB, remotely regulated bus ¹

¹ The remote bus has to be either a load bus or a generator bus. If this is not the case, internally the remote bus will be set same as local bus. If the user wants to input a remote bus that is the same as the local bus, IB can either be specified to be the local bus number, or can be set to 0.

'Device Name', 'CSTCNT', ICON(M), CON(J) to CON(J+14) /



DT01_012

$|V|$: Voltage of the regulated bus, $|V_T|$: Voltage at the STATCON bus.

$$\text{Limit Max} = |V_T| + X_t I_{CMAXØ}$$

$$\text{Limit Min} = |V_T| - X_t I_{LMAXØ}$$

$$\text{Limit Max} \leq E_{\text{limit}}$$

where:

$$I_{CMAXØ} = I_{CMAX} \text{ when } |V_T| \geq V_{\text{cutout}}$$

$$= \frac{I_{CMAX} * |V_T|}{V_{\text{cutout}}} \quad \text{otherwise}$$

$$I_{LMAXØ} = I_{LMAX} \text{ when } |V_T| \geq V_{\text{cutout}}$$

$$= \frac{I_{LMAX} * |V_T|}{V_{\text{cutout}}} \quad \text{otherwise}$$