

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Avaliação do impacto na estabilidade de um SEE
em resultado da presença da produção eólica**

Sérgio Miguel Pereira Baptista Santos

VERSÃO PROVISÓRIA

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

Orientador: Prof. Doutor João Abel Peças Lopes

2011

© Sérgio Miguel Pereira Baptista Santos, 2011

Resumo

Neste trabalho é realizado um estudo da avaliação do impacto na estabilidade de um Sistema Eléctrico de Energia (SEE) em resultado do acréscimo da presença de produção eólica. Para tal foi definida uma metodologia de análise tendo sido desenvolvida uma plataforma de simulação do comportamento dinâmico do sistema eléctrico, desenvolvida em ambiente Matlab Simulink.

Para a construção desta plataforma de simulação foram utilizados e ajustados um conjunto de modelos dinâmicos tendo sido feita uma descrição teórica e tendo-se procedido a respectiva implementação de cada um destes modelos.

Utilizando estes modelos e a plataforma de simulação, procedeu-se à construção de uma rede de teste sobre a qual foram simulados e analisados um vasto número de cenários. Com base nos resultados extraídos da plataforma de simulação avaliou-se o impacto na estabilidade do sistema em resultado da existência de diferentes volumes de produção eólica.

Abstract

In this work, a study is made assessing the impact on the stability of an Electric Energy System (EES) as a result of the increased presence of wind generation. To this effect a methodology of analysis was defined, been developed a platform for simulating the dynamic behavior of the electrical system, developed in Matlab Simulink.

To build this simulation platform it was used and adjusted a set of dynamic models, a theoretical description has been made, having proceeded to its respective implementation in each of these models.

Using this model and simulation platform, we proceeded to build a test network on which were simulated and analyzed a large number of scenarios. Based on results from the simulation platform we evaluated the impact on system stability as a result of the existence of different volumes of wind generation.

Agradecimentos

Em primeiro lugar deixo os meus profundos agradecimentos ao Professor Doutor João Abel Peças Lopes a confiança depositada em mim, a disponibilidade demonstrada ao longo da realização deste trabalho e as sugestões que sem dúvida foram factores fundamentais para a conclusão desta dissertação.

Gostaria também de deixar o meu reconhecimento aos meus pais, sem os quais, não teria esta oportunidade de concluir o curso superior.

Em último lugar, mas não menos agradecido, gostaria de expressar a minha gratidão para com os meus colegas de curso que ao longo destes últimos anos me têm motivado e ajudado nos momentos mais difíceis atravessados ao longo deste trajecto universitário.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
1.1 Sustentabilidade Energética	1
1.2 Evolução da integração de sistemas de produção eólica nas redes eléctricas de energia	3
1.3 Motivação	4
1.4 Objectivos do trabalho.....	5
1.5 Estrutura da tese.....	6
Capítulo 2	9
Análise de estabilidade transitória do sistema eléctrico de energia	9
2.1 Estabilidade Transitória de um Sistema Eléctrico de Energia	9
2.2 Métodos de Simulação e Análise da Estabilidade Transitória de um Sistema Eléctrico de Energia	10
2.2.1 Métodos de integração numérica.....	11
2.2.2 Métodos directos.....	12
2.2.3 Técnicas de Inteligência Artificial	12
2.3 Critério das Áreas Iguais	14
2.4 Sobrevivência a Cavas de Tensão	17
2.5 Considerações Adicionais	18
Capítulo 3	19
Metodologia para Análise do Problema.....	19
3.1 Introdução	19
3.2 Descrição do Problema e da Forma de Análise.....	19
3.3 Determinação do Tempo Crítico de Actuação das Protecções, Cálculo da Potência Aceleradora e da Energia Cinética	20
3.3.1 Potência Aceleradora	20

3.3.2	Energia Cinética	23
3.4	Construção de um Modelo de Simulação	24
3.5	Modelos dos Geradores e seus Sistemas de Controlo	25
3.5.1	Geração Convencional	25
3.5.2	Rede Infinita.....	32
3.5.3	Parque Eólico.....	32
3.5.3.1	Máquina de Indução Trifásica	33
3.5.3.2	Sistema de controlo do conversor do lado da rede	35
3.5.3.3	Sistema de controlo do conversor do lado do rotor.....	36
Capítulo 4	39
Plataforma de Simulação.....		39
4.1	Introdução	39
4.2	Pressupostos Adoptados	39
4.2.1	Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão	39
4.2.2	Protecção Máximo e Mínimo de Frequência	41
4.3	Cenários.....	42
4.4	Plataforma de Simulação.....	44
4.4.1	Geração Convencional	47
4.4.1.1	Máquina Síncrona	47
4.4.1.2	Regulador de Velocidade e Grupo Térmico	49
4.4.2	Parque Eólico.....	51
Capítulo 5	55
Simulação e Resultados.....		55
5.1	Introdução	55
5.2	Comportamento da Frequência, Potência Mecânica e da Potência Eléctrica da Geração Convencional	56
5.2.1	Frequência.....	56
5.2.2	Potência Mecânica.....	57
5.2.3	Potência Eléctrica	58
5.3	Cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6	59
5.4	Cenários 7, 8, 9, 10, 11 e 12.....	63
5.5	Cenários 13, 14, 15, 16, 17 e 18	66
5.6	Cenários 19, 20, 21, 22, 23 e 24	68
5.7	Efeito da Reserva na Estabilidade do Sistema	70
Capítulo 6	73
6.1	Conclusões Principais	73
6.2	Perspectivas de Trabalho Futuro.....	74
Referências	77
Anexo A	81

Lista de figuras

Figura 1.1 - Produção de energia eléctrica nos países da OCDE por tecnologia [1].	1
Figura 1.2 - Evolução da capacidade e diâmetro do rotor das turbinas [4].	3
Figura 1.3 - Evolução da potência eólica total instalada a nível mundial [5].	3
Figura 1.4 - Ranking de países a nível mundial de capacidade de energia eólica instalada [6].	4
Figura 2.1 - Alternador ligado a um barramento de potência infinita por intermédio de duas linhas em paralelo	14
Figura 2.2 - Critério das áreas iguais aplicado ao sistema da figura 2.1.	15
Figura 2.3 - Representação gráfica de $\delta(t)$, num sistema estável e noutra instável [9].	16
Figura 2.4 - Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão [24].	18
Figura 3.1 - Rede de teste sem produção eólica.	24
Figura 3.2 - Rede de teste com produção eólica.	24
Figura 3.3 - Circuito equivalente da máquina síncrona segundo os eixos qd [26].	26
Figura 3.4 - Equações das tensões (a) e fluxos magnéticos (b) que regem o funcionamento da máquina síncrona [26].	26
Figura 3.5 - Diagrama de blocos simplificado do regulador de velocidade e grupo térmico [29].	28
Figura 3.6 - Diagrama de blocos do sistema de regulação de tensão/excitação (adaptado de [30]).	29
Figura 3.7 - Diagrama de blocos do regulador de tensão/excitação simplificado [31].	31
Figura 3.8 - Esquema de um GIDA aplicado numa turbina eólica ligado à rede [32].	32
Figura 3.9 - Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões no eixo directo (u_{ds} e u_{dr}) [33].	33
Figura 3.10 - Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões no eixo em quadratura (u_{qs} e u_{qr}) [33].	33

Figura 3.11 - Equações das tensões (a) e fluxos magnéticos (b) que regem o funcionamento da máquina de indução trifásica [33].....	33
Figura 3.12 - Sistema de controlo do conversor do lado da rede (adaptado de [32]).	35
Figura 3.13 - Curva de seguimento potência velocidade.....	36
Figura 3.14 - Sistema de controlo do conversor do lado do rotor [32].....	37
Figura 3.15 - Característica V-I da turbina [32].	38
Figura 4.1 - Cava de tensão aos terminais do parque eólico admitindo um valor da resistência de curto-circuito de $0,1 \Omega$	40
Figura 4.2 - Cava de tensão aos terminais do parque eólico admitindo um valor da resistência de curto-circuito de $1,6 \Omega$	40
Figura 4.3 - Situação em que não se verifica a perda da geração convencional	41
Figura 4.4 - Situação em que se verifica a perda da geração convencional.....	41
Figura 4.5 - Plataforma de simulação sem produção eólica	45
Figura 4.6 - Plataforma de simulação com produção eólica	46
Figura 4.7 - Plataforma de simulação Matlab/Simulink da geração convencional	47
Figura 4.8 - Parâmetros utilizados na máquina síncrona.....	48
Figura 4.9 - Implementação em Simulink do regulador de velocidade e grupo térmico	49
Figura 4.10 - Parâmetros utilizados no regulador de velocidade e grupo térmico.....	50
Figura 4.11 - Parâmetros utilizados no sistema de excitação	50
Figura 4.12 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Generator data”	51
Figura 4.13 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Converters data”	52
Figura 4.14 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Control parameters”	53
Figura 4.15 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Turbine data”	54
Figura 5.1 - Comportamento da frequência na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.	56
Figura 5.2 - Comportamento da frequência na situação em que se verifica a perda da geração convencional.	57
Figura 5.3 - Comportamento da potência mecânica na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.....	57
Figura 5.4 - Comportamento da potência mecânica na situação em que se verifica a perda da geração convencional.....	58
Figura 5.5 - Comportamento da potência eléctrica na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.....	58

Figura 5.6 - Comportamento da potência eléctrica na situação em que se verifica a perda da geração convencional.....	59
Figura 5.7 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.....	61
Figura 5.8 - Aplicação do critério das áreas iguais ao sistema semelhante ao sistema adoptado na plataforma de simulação.....	62
Figura 5.9 - Evolução da área de aceleração em função da potência mecânica aplicando o critério das áreas iguais.....	63
Figura 5.10 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.....	65
Figura 5.11 - Zoom da figura 5.9 (Evolução da área de aceleração em função da potência mecânica aplicando o critério das áreas iguais).	66
Figura 5.12 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.....	68
Figura 5.13 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.....	70
Figura 5.14 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.....	71
Figura 5.15 - Evolução da potência aceleradora em função do nível de integração de produção eólica	71
Figura 5.16 - Evolução da energia cinética em função do nível de integração de produção eólica.....	72

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6.	43
Tabela 4.2 – Cenários 7, 8, 9, 10, 11 e 12.	43
Tabela 4.3 – Cenários 13, 14, 15, 16, 17 e 18.	44
Tabela 4.4 – Cenários 19, 20, 21, 22, 23 e 24.	44
Tabela 5.1 – Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.	60
Tabela 5.2 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.	60
Tabela 5.3 – Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.	64
Tabela 5.4 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.	64
Tabela 5.5 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.	64
Tabela 5.6 – Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.	67
Tabela 5.7 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.	67
Tabela 5.8 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.	67
Tabela 5.9 – Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.	69
Tabela 5.10 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.	69
Tabela 5.11 – Valores directamente extraídos da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.	69

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

DFIM	Doubly-Fed Induction Machine
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
OCDE	Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
WWEA	World Wind Energy Association

Lista de símbolos

ω	Frequência angular
α	Ângulo
Pac	Potência Aceleradora
Pmec	Potência Mecânica
M	Momento Angular
I	Momento de Inércia
w	velocidade angular
H	Constante de Inércia
Wc	Energia Cinética
f	Frequência
v	tensão
i	Corrente
R	Resistência
Ψ	Fluxo Magnético
Te	Binário electromagnético
Tm	Binário Mecânico
D	Coefficiente de atrito ou coeficiente de amortecimento
Ω	Ohm

Capítulo 1

1.1 Sustentabilidade Energética

Nunca como na actualidade se discutiu tanto sobre a sustentabilidade energética mundial. Efectivamente a utilização da energia eléctrica tem desempenhado um papel crucial no desenvolvimento da humanidade quer a nível económico como a nível social. Nos dias que decorre a energia eléctrica produzida, a nível dos países pertencentes a OCDE (Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico), provém da utilização de combustíveis fósseis e representa cerca de 62% da energia total produzida pelas várias tecnologias. A Figura 1.1 faculta uma melhor perspectiva da quantidade de energia produzida dependendo do tipo de tecnologia utilizada.

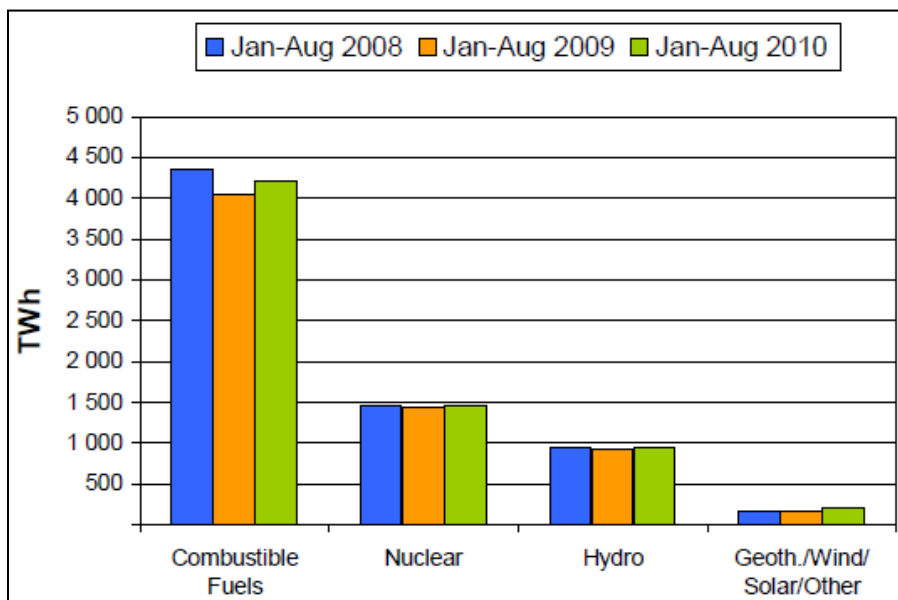


Figura 1.1 - Produção de energia eléctrica nos países da OCDE por tecnologia [1].

Para além do problema da grande dependência dos combustíveis fósseis, outro facto incontornável, é que este tipo de recurso é considerado como uma fonte de energia não renovável (recurso limitado). Um dos acontecimentos que tiveram um maior impacto na consciencialização dos problemas anteriormente mencionados, em geral na comunidade científica, foi a crise do petróleo dos anos 70 [2]. Uma das formas de contornar este problema é apostando fortemente na produção de energia eléctrica recorrendo a fontes de energia consideradas renováveis, destacando-se entre estas, a energia eólica e a solar.

1.1.1 História da Utilização da Energia Eólica

É garantido que a energia eólica já é utilizada há pelo menos 3000 anos sendo que nos primórdios a utilização deste tipo de energia tinha como finalidade a produção de energia mecânica, sendo utilizada por exemplo no bombeamento de água e na moagem de cereais. Com o aparecimento da industrialização moderna a energia eólica utilizada até essa altura foi substituída pelas energias resultante do uso de combustíveis fósseis uma vez que este tipo de energia se apresentava como uma fonte de energia mais consistente. Mas com a crise do petróleo, que sucedeu no início dos anos 1970, o interesse da energia eólica ressurgiu, mas desta vez com foco principal na utilização desta energia para a produção de energia eléctrica em vez de energia mecânica. As primeiras turbinas eólicas para a produção de energia eléctrica haviam sido desenvolvidas já no início do século XX, mas efectivamente foi desde a ocorrência da crise do petróleo que o seu desenvolvimento se verificou em maior escala.

1.1.2 Evolução das turbinas eólicas

Como já foi dito anteriormente a tecnologia da energia eólica evolui de uma forma considerável ao longo deste últimos anos. No final dos anos 1989 era comum a existência das turbinas eólicas de potência igual a 300kW e com um diâmetro de 30 metros de rotor. Apenas dez anos depois já estavam disponíveis no mercado e disponibilizadas por vários fabricantes turbina eólicas de potência igual a 2000kW e diâmetro do rotor de 80 metros. Entre os anos de 2004 e 2006 já estavam disponíveis no mercado turbinas eólicas em que as suas potências iam desde os 3MW aos 5MW e seus diâmetros na ordem dos 90 e 128 metros respectivamente [3]. A tabela seguinte permite uma perspectiva da evolução que sucedeu entre os anos de 1985 e 2004.

Year	Capacity (kW)	Rotor diameter (m)
1985	50	15
1989	300	30
1992	500	37
1994	600	46
1998	1500	70
2003	3000–3600	90–104
2004	4500–5000	112–128

Figura 1.2 - Evolução da capacidade e diâmetro do rotor das turbinas [4].

1.2 Evolução da integração de sistemas de produção eólica nas redes eléctricas de energia

Como foi dito anteriormente, a forte aposta em energia renováveis, mais propriamente na energia eólica, para a produção e energia eléctrica originou um aumento significativo na integração de energias renováveis nas redes eléctricas. A seguinte figura proporciona uma visão global da evolução da potência eólica instalada em todo o mundo.



Figura 1.3 - Evolução da potência eólica total instalada a nível mundial [5]

Segundo o WWEA (World Wind Energy Association) [6], Portugal ocupa a 9ª posição no ranking mundial dos países com maior capacidade de potência eólica instalada, estando previstos 3,800MW até finais do ano de 2010. A nível europeu a Alemanha lidera o ranking

com cerca de 26,400MW de potência eólica instalada prevista para o ano de 2010. A nível Mundial o ranking é liderado pelos Estados Unidos da América seguido da China apresentando uma potência instalada prevista até fins de 2010 de 36,300MW e 33,800MW respectivamente. De notar ainda que a china é o país que apresenta um maior crescimento verificado entre os anos de 2009 e 2010.

A figura seguinte apresenta a evolução da potência eólica instalada por países apresentando o ranking a nível mundial.

Wind Power Worldwide June 2010				
Position	Country	Total capacity June 2010 [MW]	Added capacity June 2010 [MW]	Total capacity end 2009 [MW]
1	USA	36.300	1.200	35.159
2	China	33.800	7.800	26.010
3	Germany	26.400	660	25.777
4	Spain	19.500	400	19.149
5	India	12.100	1.200	10.925
6	Italy	5.300	450	4.850
7	France	5.000	500	4.521
8	United Kingdom	4.600	500	4.092
9	Portugal	3.800	230	3.535
10	Denmark	3.700	190	3.497
	Rest of the World	24.500	2.870	21.698
	Total	175.000	16.000	159.213

Figura 1.4 - Ranking de países a nível mundial de capacidade de energia eólica instalada [6].

1.3 Motivação

Não há muitos anos atrás o volume de produção eólica presente no sistema eléctrico de energia era de tal forma insignificante que os problemas que resultavam da sua presença no comportamento da rede eléctrica eram desprezados. A estabilidade dos sistemas eléctricos de energia é avaliada recorrendo a realização de estudos que possibilitam a determinação do grau de robustez de uma determinada rede eléctrica perante a ocorrência de uma determinada perturbação. Com a realização deste tipo de estudos de estabilidade pretende-se garantir que o sistema eléctrico permaneça estável após a ocorrência da maioria das perturbações previstas com maior probabilidade de ocorrência.

No decorrer destes últimos anos têm-se verificado uma tendência crescente no que diz respeito ao volume de penetração de produção eólica presente na rede eléctrica. Não há muitos anos atrás, a generalidade dos parques eólicos integrados no sistema eléctrico utilizava a tecnologia de geradores assíncronos convencionais. Perante a ocorrência de um

curto-circuito os parques eólicos mencionados anteriormente eram, por norma, retirados de serviço. Se tal medida referida anteriormente não fosse adoptada as máquinas assíncronas, que equipam os parques eólicos convencionais, aceleravam de tal forma originando elevadas forças e binários que colocariam em risco a integridade física dos vários componentes que juntamente possibilitam a operação dos parques eólicos. Uma vez que os níveis de integração de produção eólica verificados não há muitos anos atrás eram pouco significativos a retirada de serviço dos parques eólicos, perante a ocorrência de um curto-circuito, não acarretava grandes problemas na estabilidade apresentado pelo sistema eléctrico de energia.

O aumento dos níveis de integração de produção eólica que se tem vem vindo a verificar no decorrer destes últimos obrigou a uma mudança de mentalidade no que diz respeito as exigências impostas pelos operadores da rede em relação aos novos parques eólicos projectados e construídos. Uma das exigências impostas pelos operadores da rede diz respeito a capacidade dos novos parques eólicos se manterem em funcionalmente durante e após a ocorrência de um curto-circuito. Estes requisitos exigiram a adopção de novas soluções tecnológicas em relação as máquinas utilizadas, verificando-se um desacoplamento parcial/total do aerogerador perante o resto da rede eléctrica. Uma vez identificada esta realidade torna-se crucial perceber as implicações que elevados volumes de integração de produção eólica acarretam para a estabilidade do sistema eléctrico e consequentemente as complicações em relação ao grau de robustez apresentado pelo sistema eléctrico.

Pelas razões mencionadas anteriormente é essencial compreender, recorrendo a estudos de estabilidade do sistema eléctrico, de que forma é afectada a estabilidade do sistema em cenários com elevados volumes de integração de produção eólica.

1.4 Objectivos do trabalho

Conforme já referido, o principal objectivo na realização do presente trabalho é de avaliar o impacto do volume de produção eólica na estabilidade de um sistema eléctrico de energia, para uma determinada configuração de exploração.

Para analisar o problema descrito, numa primeira fase, foi estabelecido um racional de análise onde foi adoptado um sistema eléctrico equivalente constituído por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita. Desta forma é possível a extracção de conclusões sobre resultados obtidos atendendo a aplicação do critério das áreas iguais. Partindo desta análise racional foi possível partir para o desenvolvimento de uma plataforma de simulação utilizando o software Matlab/Simulink onde foi construída uma pequena rede de teste e onde foram simulados um conjunto de cenários previamente estabelecidos. De frisar que os vários cenários considerados estão associados a diferentes níveis de volume de produção eólica. Tanto a rede eléctrica de teste como os vários cenários admitidos são alvo

de apresentação no capítulo quatro. É também feito um estudo das implicações que resultam da existência de diferentes níveis de reserva do sistema eléctrico.

No que diz respeito à produção eólica, é simulada apenas a presença de um tipo de parque eólico, optando-se pelo parque equipado com máquinas de indução duplamente alimentadas. Seria interessante para a elaboração deste tipo de estudo a simulação de pelo menos outro tipo de parque eólico, mais propriamente o parque eólico equipado com máquina síncronas de velocidade variável, mas tal não foi possível dado o pouco tempo existente para a realização da dissertação.

É importante frisar que a integração de parques eólicos utilizando máquinas de indução convencionais também não foi alvo de simulação uma vez que, o que acontece na realidade, durante a ocorrência de um curto-circuito, é que este tipo de parque eólico é retirado de serviço. Como já foi referido na secção 1.3, tal medida tem lugar de forma a evitar que os geradores sejam sujeitos a solicitações eléctricas e mecânicas que provocariam graves problemas.

De notar que um dos pressupostos que foi admitido neste trabalho foi que os aerogeradores aqui considerados apresentam a capacidade de sobreviver a cavas de tensão. Para ter em consideração tal pressuposto foi garantido que em cada simulação e durante a ocorrência da perturbação a tensão efectivamente medida aos terminais do parque eólico nunca seria inferior a uma determinada percentagem da tensão nominal. Ainda em relação ao pressuposto mencionado anteriormente, no capítulo dois, é feita uma pequena descrição teórica em relação a capacidade de sobrevivência a cavas de tensões por parte dos parques eólicos perante a ocorrência de uma determinada perturbação no sistema eléctrico.

Para efeitos de avaliação da estabilidade do sistema, considerou-se também que a máquina síncrona convencional que representa a produção convencional na área de rede sob análise, seria retirada de serviço se ocorrer nesta máquina um desvio de frequência superior a dois Hz relativamente a frequência nominal (50Hz).

1.5 Estrutura da tese

O presente trabalho encontra-se dividido em seis capítulos. No primeiro capítulo é realizada uma análise da evolução da produção eólica. É também neste capítulo onde se refere quais os objectivos propostos para esta dissertação assim como os factores que motivam a elaboração da mesma.

No segundo capítulo é abordado de uma forma sucinta o problema da estabilidade transitória do sistema eléctrico de energia. Também é descrita a metodologia associada ao critério das áreas iguais e esclarecido o significado do tempo crítico para a eliminação de um defeito assim como a definição de ângulo crítico. Por fim, neste capítulo, é feita uma pequena referência a um dos requisitos exigidos pelo operador do sistema relaciona com a capacidade de os parques eólicos sobreviverem a cavas de tensão.

Ao longo do terceiro capítulo é realizada uma análise dos blocos usados na plataforma de simulação Matlab/Simulink e para cada bloco são abordados os conceitos teóricos associados ao seu funcionamento.

No quarto capítulo descreve-se a caracterização do caso de estudo, apresentando a plataforma de simulação e todos os cenários e pressupostos considerados

Os resultados das simulações dos vários cenários serão apresentados no quinto capítulo.

Para concluir, no sexto capítulo são apresentadas todas as conclusões obtidas ao longo da realização do presente trabalho. São também apresentadas propostas de trabalhos futuros que poderão ser desenvolvidos como continuação desta dissertação.

Capítulo 2

Análise de estabilidade transitória do sistema eléctrico de energia

2.1 Estabilidade Transitória de um Sistema Eléctrico de Energia

A estabilidade transitória que caracteriza um determinado sistema de energia eléctrica (SEE) é determinado pela capacidade do sistema retornar ao ponto de funcionamento normal, ponto característico do regime estacionário, após a ocorrência de uma determinada perturbação. De seguida são descritos alguns tipos de perturbações que podem ocorrer no sistema eléctrico de energia [7, 8].

- ✓ Ocorrência de um curto-circuito (CC) que leve a saída intempestiva de uma Linha;
- ✓ Variações bruscas de produção e consumo;

Um dos aspectos a ter em consideração na exploração do SEE é a análise da estabilidade das várias máquinas síncronas que constituem um determinado sistema eléctrico. Em condições de normal funcionamento do sistema eléctrico de energia, isto é, em regime estacionário, uma das particularidades que se deve constatar é o funcionamento em sincronismo de todos os grupos geradores inseridos num determinado sistema eléctrico (operação síncrona do sistema de energia). Outra condição que caracteriza o regime estacionário do sistema eléctrico de energia é a verificação de um equilíbrio entre a potência mecânica motriz e a potência eléctrica gerada, para que efectivamente o rotor gire a uma velocidade constante.

De facto a exploração de um Sistema Eléctrico de Energia deve ser efectuado de forma a garantir que o sistema alimente todas as cargas a rede ligadas de uma forma ininterrupta, respeitando todos os limites contratuais das diversas grandezas em questão, nomeadamente,

a tensão e a frequência. A função de monitorizar o estado e comportamento do SEE é atribuída a centros de controlo do operador da Rede de Transporte.

Na eventualidade de ocorrer uma perturbação na rede, o sistema irá passar por um regime transitório também designado por transitório electromecânico. Durante o tempo em que o sistema se encontrar no regime transitório, o ângulo do rotor e a respectiva velocidade angular irão sofrer oscilações, oscilações essas que se ultrapassarem um determinado valor correspondente ao valor do ângulo crítico do rotor, irão obrigar a retirada de serviço do grupo gerador em causa, dado que já não será possível recuperar o funcionamento normal do sistema eléctrico.

Como já foi referido anteriormente é de esperar que, em condições de funcionamento normal as máquinas síncronas funcionam em sincronismo com a rede. Se por alguma eventualidade sempre que as grandezas da máquina tenderem a afastar-se dos valores de sincronismo, a própria máquina por si só e através da actuação de determinadas forças de sincronismo farão com que o valor das suas grandezas retornem aos valores verificados antes de ocorrência de uma determinada perturbação. Mas a realidade é que nem sempre estas forças de sincronismo tem a capacidade de por si só garantir que a máquina não perca o sincronismo com a rede eléctrica tendo mesmo de ser retirada de serviço [9].

2.2 Métodos de Simulação e Análise da Estabilidade Transitória de um Sistema Eléctrico de Energia

Nesta secção serão abordados de uma forma sintética alguns dos métodos e técnicas de simulação que permitem avaliar o problema da estabilidade transitória dos sistemas eléctricos de energia. São esses mesmos métodos e técnicas essenciais para garantir um correcto planeamento e uma óptima exploração do sistema eléctrico de energia permitindo simular a analisar o comportamento dinâmico do sistema durante a ocorrência de grandes perturbações. Estes métodos e técnicas podem ser classificados em três grandes classes que passo a enunciar [10]:

- ✓ Métodos de integração numérica
- ✓ Métodos directos
- ✓ Técnicas de Inteligência Artificial

2.2.1 Métodos de integração numérica

Os métodos de integração numérica permitem o estudo da estabilidade transitória através da integração numérica das várias equações diferenciais associadas ao movimento dos alternadores existentes na rede. Esse tipo de metodologia permite uma representação bastante meticulosa de todos os componentes da rede, extraíndo desta forma resultados bastante exactos. A extracção de resultados tão precisos exige um elevado esforço de cálculo.

Os métodos de integração podem ser classificados como sendo explícitos ou implícitos. Nos métodos explícitos o valor da variável dependente para qualquer valor da variável independente é calculado através do conhecimento do valor anterior da variável independente. Este tipo de métodos apresenta baixa estabilidade, especialmente quando os passos de integração usados são relativamente elevados. Os métodos de integração explícitos mais utilizados são o método de Euler, o método de Euler modificado e o método de Runge-Kutta. Em relação aos métodos de integração implícitos, usam funções de interpolação permitindo desta forma passos relativamente elevados tornando-se uma vantagem para simulações de média e longa duração. Os métodos de integração implícitos mais usados são o método de Adams e o método de Gear [11].

Os métodos de integração numérica devem satisfazer as seguintes características [12]:

Qualidade e precisão - os resultados obtidos através do método devem ser o mais próximo possível da resposta que efectivamente ocorre no comportamento real do sistema eléctrico de energia;

Robustez - o método utilizado para resolver o conjunto de equações deverá permitir reproduzir durante a simulação qualquer de perturbação ou fenómeno real na rede eléctrica sem colocar em causa a estabilidade numérica e exactidão dos resultados obtidos;

Flexibilidade - os métodos de cálculo devem possibilitar a introdução de novos modelos sem que isso acarrete um aumento na complexidade computacional;

Eficiência computacional - o método utilizado deve ser eficiente para poder ser utilizado em tempo real no caso de redes eléctricas de pequena dimensão.

2.2.2 Métodos directos

Efectivamente os métodos de integração numérica não são os mais apropriados para efectuar estudos em tempo real de sistemas eléctricos de energia de média e grande dimensão devido aos elevados tempo de simulação. Em alternativa poder-se-á utilizar métodos directos para o controlo preventivo e de emergência. Apesar da sua eficiência computacional, os métodos directos são pouco precisos, nomeadamente quando os sistemas actuam nas proximidades dos seus limites de funcionamento [13].

O primeiro método directo utilizado no estudo e análise do comportamento dinâmico de um Sistema Eléctrico de Energia foi desenvolvido baseado nos conceitos matemáticos do teorema de Lyapunov [14]. A grande vantagem deste método é o facto de não ser necessário conhecer explicitamente, no período pós-defeito, a evolução temporal dos ângulos rotóricos nem das velocidades angulares dos geradores para se poder concluir que um determinado sistema é ou não estável. No entanto esta formulação despreza as condutâncias de transferência, não permite obter uma solução ultra rápida nem efectuar facilmente uma análise de sensibilidade [8]. Conclui-se então que este método apresenta uma característica conservativa sendo que os resultados extraídos advêm de um cenário pessimista.

Com o intuito de colmatar as desvantagens anteriormente referidas em relação ao método Lyapunov foram desenvolvidas nas últimas décadas novas formulações a partir do método Lyapunov. Entre estas destacam-se o método da função de energia transitória [15, 16]. A função de energia transitória obtém-se através da integração das equações do movimento que traduzem o comportamento dinâmico do sistema. Caso se desprezem as condutâncias de transferência estamos perante um caso particular de uma função de Lyapunov.

Outro método directo é o critério das áreas iguais. Através deste método é possível efectuar uma avaliação ultra rápida da estabilidade e obter índices de sensibilidade para o controlo preventivo do sistema [17]. Na secção 2.2 será realizado uma análise detalhada deste método uma vez que será através do critério das áreas iguais que serão fundamentados os resultados obtidos nas várias simulações efectuadas durante a elaboração deste trabalho.

2.2.3 Técnicas de Inteligência Artificial

Um facto é que quer os métodos de integração numérica quer os métodos directos não são métodos que permitem realizar uma análise da estabilidade transitória do sistema eléctrico de energia de grande dimensão em tempo real de forma eficiente. Para colmatar esta falha, há uns anos para cá, têm sido idealizados e realizadas aplicações de novos métodos envolvendo técnicas de inteligência artificial. As redes neuronais e as árvores de

decisão são dois exemplos mais representativos desta nova classe de métodos da análise da estabilidade transitória [18].

As principais vantagens destes métodos comparativamente aos métodos mencionados nas secções 2.2.1e 2.2.2 é a grande capacidade de interpretação dos fenómenos em análise e ainda como já foi referido anteriormente, a elevada eficiência computacional em aplicações em tempo real. Em contrapartida este tipo de métodos exige um elevado esforço computacional principalmente na construção da base de conhecimentos [11].

As redes neuronais artificiais, segundo [19], são consideradas um dos métodos da classe da aprendizagem automático, que conduz a resultados mais verosímeis. Como referido anteriormente a principal desvantagem das redes neuronais artificiais é o elevado tempo de cálculo exigido durante o processo de treino. Este tipo de aplicações já foi testado em diversos trabalhos [20, 21] para o fornecimento de medidas de controlo preventivo em tempo real.

Às redes neuronais estão associados um conjunto de fases, segundo [11, 22] que, de seguida, serão alvo de exposição.

1. Recolha de dados;
2. Selecção inicial de características onde se define o conjunto de variáveis de entrada;
3. Geração de um conjunto de treino;
4. Treino da rede neuronal;
5. Avaliação do desempenho tendo como alvo determinadas condições predefinidas.

Relativamente ao outro método baseado em técnicas de inteligência artificial, mais propriamente as árvores de decisão, é um método que tem sido aplicado na análise da segurança de redes eléctricas, especialmente na avaliação da estabilidade transitória em tempo real [23].

Através da aplicação do método das árvores de decisão é possível, a partir dos valores actuais da rede e sem recorrer a qualquer tipo de simulação do sistema durante ou após a perturbação, avaliar a segurança do sistema e com isso estabelecer medidas de controlo preventivo [22]. É possível ainda extrair valores da margem de estabilidade e dos coeficientes de sensibilidade, valores estes que permitem calcular o grau de robustez do SEE face a uma determinada contingência.

2.3 Critério das Áreas Iguais

O critério das áreas iguais é um método de análise da estabilidade transitória que permite compreender como alguns factores influenciam a estabilidade do sistema. De notar que este critério é apenas aplicável a um sistema constituído por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potencia infinita. Mas tal não se pode ver como uma desvantagem uma vez que é possível transformar um determinado sistema eléctrico no seu equivalente reduzindo-o a apenas uma máquina síncrona ligado a um barramento de potência infinita. A principal vantagem da aplicação do método do critério das áreas iguais é que se torna desnecessário recorrer à resolução numérica da equação de oscilação da máquina síncrona para estudar a estabilidade em regime transitório de um determinado sistema eléctrico [9].

Para exemplificar a aplicação do critério das áreas iguais vejamos a análise de um determinado sistema eléctrico representado na seguinte figura, constituído por um alternador ligado a um barramento de potência infinita por intermédio de duas linhas.

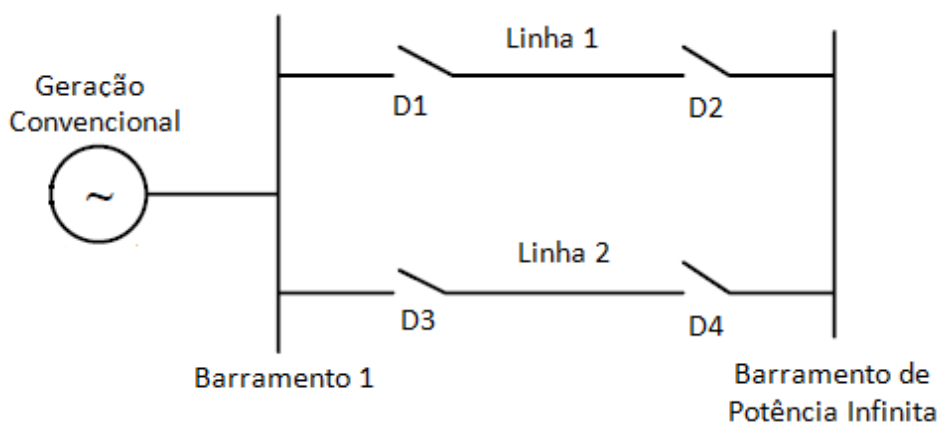


Figura 2.1 - Alternador ligado a um barramento de potência infinita por intermédio de duas linhas em paralelo.

Será realizada uma análise admitindo a ocorrência de um curto-circuito verificado na linha 2 mais propriamente na extremidade com o barramento 1. Será também admitido que o sistema estará a funcionar a uma carga constante.

A figura seguinte representa as curvas da potência eléctrica em função do ângulo de carga para os três períodos pelo qual o sistema será sujeito desde o aparecimento do curto-circuito até a situação em que a máquina retorne ao regime de funcionamento normal.

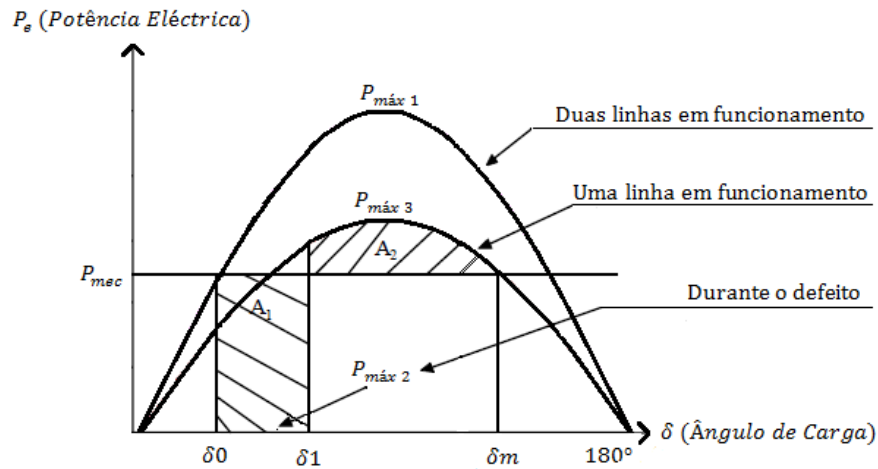


Figura 2.2 - Critério das áreas iguais aplicado ao sistema da figura 2.1.

Onde:

A1- Área de aceleração, associada à aquisição de energia cinética pelo sistema;

A2 - Área de desaceleração, associada a uma energia potencial que pode absorver a energia cinética adquirida durante a permanência do defeito;

δ_0 - Ângulo de carga que caracteriza a situação de pré-defeito;

δ_1 - Ângulo associado ao instante da eliminação do defeito;

δ_m - Ângulo de carga máximo acima do qual o sistema passa a ser instável.

Pela análise da figura 2.2 é possível visualizar que para a ocorrência do curto-circuito junto ao barramento no instante t_0 (ao qual se associa o ângulo de carga δ_0) o gerador fica a produzir uma potência eléctrica nula. Os disjuntores D3 e D4 isolarão o defeito ao fim do tempo t_1 (ao qual implica um ângulo de carga δ_1) retirando desta forma a linha 2 de serviço. Desde o instante t_2 ao instante t_3 apenas a linha 1 funcionará o que faz com que a reactância de transferência passe a ser superior comparativamente a reactância de transferência definida para o funcionamento das duas linhas. Esse facto fará com que a potência eléctrica entregue pelo gerador ao barramento de potência infinita seja representada pela curva que admite como valor máximo da potência eléctrica o valor de $P_{máx 3}$.

O sistema será estável se efectivamente a área A1 (área de aceleração) for menor ou igual que a área A2 (área de desaceleração). Outra condição que tem de ser rigorosamente cumprida é que o valor do ângulo de carga não exceda o valor do ângulo δ_m . O valor da área A1 é determinado pelo momento da actuação das protecções. Se o tempo de actuação das protecções exceder o tempo crítico então o sistema tornar-se-á instável.

2.3.1 Ângulo Crítico

Designa-se por ângulo crítico o máximo valor que o ângulo de carga pode assumir no instante em que as protecções actuam, para que o sistema continue a ser estável após a retirada de serviço da linha em que surgiu o defeito. No caso de a protecção actuar para um ângulo de carga que exceda o ângulo crítico o sistema tornar-se-á instável. De referir que o ângulo crítico do gráfico da figura 2.2 é o ângulo denominado de δ_1 .

2.3.2 Tempo Crítico

O tempo de actuação crítica (ao qual corresponde o ângulo de carga $\delta_{\text{crítico}}$) está associado ao tempo que o rotor demora a atingir o ângulo de carga que no caso de exceder o valor do ângulo crítico a máquina perderá o sincronismo com a rede. Por essa razão é essencial o conhecimento deste tempo crítico de actuação das protecções para se poder calibrar o tempo de actuação da aparelhagem de protecção, de forma a garantir que o defeito seja eliminado num tempo inferior ao tempo de actuação crítica. É possível determinar o tempo de actuação crítico resolvendo da equação do movimento de máquina eléctrica rotativa, utilizando métodos numéricos.

Na figura seguinte é possível visualizar dois cenários distintos. No cenário 1 em que o tempo de actuação das protecções foi inferior ao tempo crítico o que tornou o sistema estável. Em contrapartida no cenário 2 o tempo de actuação das protecções excedeu o tempo crítico o que tornou o sistema instável originando um crescimento exponencial do ângulo de carga da máquina síncrona.

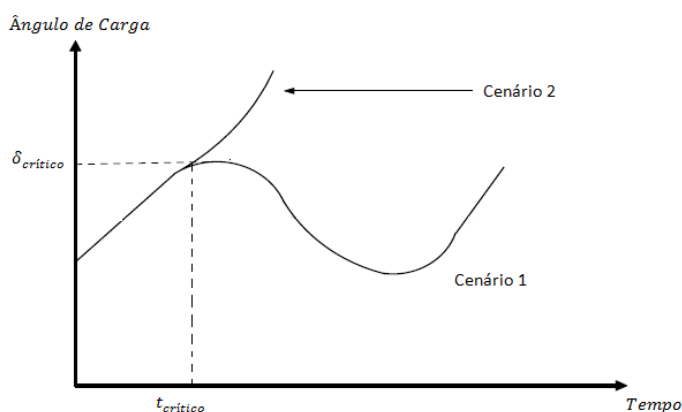


Figura 2.3 - Representação gráfica de $\delta(t)$, num sistema estável e noutro instável [9].

2.4 Sobrevivência a Cavas de Tensão

Uma das consequências da ocorrência de um curto-circuito num determinado ponto da rede é efectivamente a redução dos níveis de tensão verificada nos vários barramentos de uma determinada zona da rede eléctrica, sendo que, em alguns barramentos a redução assume valores bastante significativos. Uma constatação óbvia é que quanto maior for a severidade do curto-circuito maiores serão as quedas de tensão verificadas. Este fenómeno de redução dos níveis de tensão, durante a ocorrência de um curto-circuito, num determinado barramento denomina-se de cava de tensão.

Não há muitos anos atrás os parques eólicos eram projectados e construídos sem ter em consideração a particularidade de sobrevivência a cavas de tensão. A principal razão que levava a este facto resultava de existirem reduzidos volumes de produção eólica na rede eléctrica. Tais volumes de produção eólica faziam com que aquando da ocorrência de um determinado curto-circuito os parques eólicos sujeitos a tal perturbação, fossem retirados de serviço, sem que essa medida acarretasse grandes implicações para a estabilidade transitória do sistema eléctrico de energia assim como para o posterior processo de reposição normal de serviço.

O aumento da integração de produção eólico obrigou a uma mudança de mentalidade uma vez que, contrariamente ao que se sucedia há uns anos atrás, nos dias de hoje os níveis de integração produção eólica na rede eléctrica verificados em certos casos já são consideráveis. Tais volumes de produção eólica integrados na rede eléctrica, perante a ocorrência de um curto-circuito, conduzirão a sérios problemas ao nível da estabilidade apresentada pelo sistema eléctrico. Por esta razão os operadores de rede tem vindo a exigir requisitos aos novos parques eólicos, como por exemplo, a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão é uma particularidade de alguns tipos de parques eólicos, de construção mais recente, que de uma forma sucinta, se resumem a dois procedimentos executados pelos parques eólicos. Primeiramente o parque eólico deverá ter a capacidade de injectar corrente reactiva durante a permanência do defeito de forma a contribuir para o suporte de tensão. Por outro lado, após a eliminação do defeito o parque deverá contribuir para o estabelecimento do equilíbrio entre a geração e o consumo através da injeção imediata de potência activa. Esta capacidade de sobrevivência a cavas de tensão advém do uso de interfaces electrónicas baseadas em electrónica de potência.

Os antigos parques eólicos, mais precisamente aqueles que utilizam máquinas de indução convencionais não possuem esta particularidade de sobreviver a cavas de tensão. Em contrapartida desde há uns anos para cá, que os novos parques eólicos já são dotados com a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, sendo este um dos requisitos exigidos pelos operadores da rede. Dos parques dotados com a capacidade anteriormente referida destacam-se três tipos, equipados com os seguintes tipos de tecnologias: máquinas de indução

duplamente alimentadas, máquinas síncronas de velocidade variável e por último máquinas síncronas de ímanes permanentes.

A seguinte figura ilustra o tipo de curva que caracteriza o requisito da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão para os parques eólicos incluídos no sistema eléctrico Português [24].

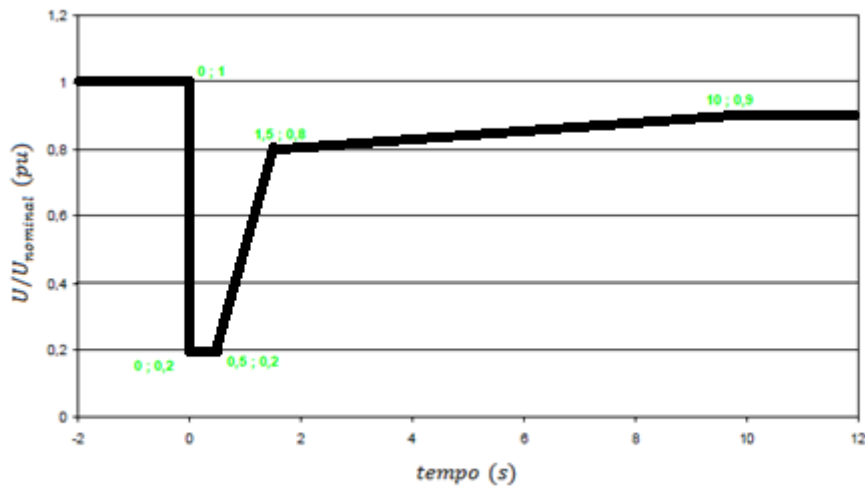


Figura 2.4 - Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão [24]

2.5 Considerações Adicionais

O recurso a conceitos de estabilidade transitória foi utilizado neste estudo para auxiliar na justificação dos resultados obtidos na plataforma de simulação computacional em que se recorre a integração numérica no domínio do tempo, utilizando um modelo detalhado do sistema. Com efeito é possível, utilizando o critério das áreas iguais, compreender o efeito que a integração da produção eólica provoca nas áreas de aceleração e desaceleração e assim compreender qualitativamente a forma como a estabilidade do sistema é afectada nestes casos.

Capítulo 3

Metodologia para Análise do Problema

3.1 Introdução

Neste capítulo descreve-se o problema sob análise, incluindo a rede teste adoptada para proceder aos estudos efectuados. Por fim será efectuada uma análise teórica em relação aos modelos dos geradores adoptados e respectivos sistemas de controlo.

3.2 Descrição do Problema e da Forma de Análise

De uma forma sucinta o problema que foi alvo de análise ao longo deste estudo está directamente relacionado com a avaliação do impacto na estabilidade de um sistema eléctrico de energia em resultado da presença da produção eólica. Para tal foi construído uma pequena rede de teste onde foi simulado um curto-circuito trifásico simétrico num determinado local. Simulado o curto-circuito foi determinado quais as implicações que derivam de um aumento de integração de produção eólica. Para tal foram simulados vários cenários que serão descritos no próximo capítulo. Existem dois grandes grupos de cenários, sendo que a particularidade que os distingue é a forma como a geração convencional é modelizada. Inicialmente foi admitido a geração convencional fosse modelizada por apenas um grupo gerador. Como tal à medida que se verificava um aumento de integração de produção eólica, a potência eléctrica extraída do grupo gerador era cada vez menor. Em relação ao segundo grupo de cenários e com o intuito de os tornar mais verídicos, foi admitido que a geração convencional fosse constituída por um determinado número de grupos geradores, ligados em paralelo, sendo que a definição desse número de geradores depende do nível de produção eólica admitida para determinado cenário e depende ao mesmo tempo do nível de reserva pretendida. A simulação deste último grupo de cenários referidos permitiu a extracção de conclusões em relação às implicações que diferentes níveis de reserva

acarretam na estabilidade do sistema eléctrico de energia perante a ocorrência de um curto-circuito e para diferentes níveis de produção eólica.

Os resultados extraídos em cada cenário permitem a determinação do tempo crítico de actuação das protecções e o cálculo da potência aceleradora e da energia cinética adquirida durante a ocorrência do curto-circuito. A determinação do tempo crítico de actuação das protecções possibilita obter um panorama do impacto na estabilidade do sistema eléctrico de energia para diferentes níveis de integração de produção eólica.

Para estas análises recorreu-se também ao cálculo da energia cinética adquirida durante o defeito e ao cálculo da potência aceleradora no instante inicial do defeito. Estas variáveis foram depois utilizadas para ajudar à compreensão das situações verificadas.

3.3 Determinação do Tempo Crítico de Actuação das Protecções, Cálculo da Potência Aceleradora e da Energia Cinética

No próximo capítulo serão expostos todos os resultados extraídos da simulação dos vários cenários anteriormente descritos.

A determinação do grau de estabilidade do sistema conduz a determinação do seu grau de robustez. Esta avaliação é efectuada recorrendo à determinação do tempo crítico de eliminação de um defeito, que é obtido a partir de simulações efectuadas na plataforma de simulação. O cálculo da potência aceleradora e da energia cinética adquirida pela máquina durante a permanência do curto-circuito será realizada através das suas fórmulas de cálculo que resultam de uma sequência de simplificações que são alvo de exposição nas secções 3.3.1 e 3.3.2.

3.3.1 Potência Aceleradora

O cálculo das potências aceleradoras será baseado na seguinte fórmula [7]:

$$Pac_i = \frac{Pmec_i - Pe_i(t_0^+)}{M_i} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.1)$$

Onde:

Pac_i – Potência aceleradora no instante imediato a ocorrência do curto – circuito;

$Pmec_i$ – Potência mecânica desenvolvida antes da perturbação ocorrer;

$Pe_i(t_0^+)$ – Potência eléctrica no instante imediato a ocorrência do curto – circuito;

M_i – Momento angular.

A potência mecânica e a potencia eléctrica que são utilizadas na equação (3.1) são directamente extraídos da plataforma de simulação em unidades p.u..

No que diz respeito ao valor da grandeza do momento angular, este poderá ser determinado seguindo a formulação que se apresenta de seguida.

O valor da energia cinética num alternador a rodar à velocidade de sincronismo é dado pela seguinte expressão [9]:

$$W_C = S * H \quad (3.2)$$

Onde:

W_C – Energia cinética armazenada pelo sistema alternador/ turbina;

S – Potência aparente nominal do alternador;

H – Constante de inércia do sistema alternador/turbina.

Por outro lado, a energia cinética e dada por [9]:

$$W_C = \frac{1}{2} * I * w^2 \quad (3.3)$$

Onde:

I – Momento de inércia;

w – Velocidade angular do alternador.

Sabendo que o momento angular é dado pela seguinte expressão:

$$M = I * w \quad (3.4)$$

Agregando a expressão (3.3) e (3.4) surge a seguinte formulação:

$$W_C = \frac{1}{2} * M * w \quad (3.5)$$

Utilizando as expressões (3.2) e (3.5) é possível determinar a seguinte relação:

$$S * H = \frac{1}{2} * M * w \quad (3.6)$$

Sabendo que a velocidade angular é dada por $w = 2 * 180 * f$ então:

$$M = \frac{S * H}{180 * f} \quad (3.7)$$

Depois de deduzida a expressão que permite calcular o momento angular e através da aplicação da equação (3.1) é possível apresentar de uma forma pormenorizada como se procede ao cálculo da potência aceleradora.

$$Pac_i = \frac{Pmec_i - Pe_i(t_0^+)}{\frac{S * H}{180 * f}} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.8)$$

Como já foi referido anteriormente, o valor da potência aceleradora será determinada em p.u.. O valor da frequência utilizada será em p.u. sendo o valor frequência de base igual ao valor da frequência nominal do sistema eléctrico (50 Hz). No que diz respeito ao valor da potência aparente o seu valor também será expresso em p.u.. De notar que em cada simulação efectuada o valor da potência de base será determinada pela potência nominal definida na máscara da máquina síncrona representativa da geração convencional no ambiente Matlab Simulink. Como tal, na fórmula do cálculo da potência aceleradora, o valor da potência aparente será sempre 1 p.u.. Uma vez que o valor de potência de base se modifica de simulação para simulação então os valores extraídos da plataforma de simulação para a potência mecânica e eléctrica serão definidos segundo uma determinada base variável. Dito isto será necessário proceder a alteração dos valores determinados da potência aceleradora pela expressão (3.8) para uma potência de base fixa. O valor para a potência de base fixa estipulado foi de 1000 MVA. Tal procedimento foi adoptado para efeitos comparativos uma vez que apenas faz sentido comparar valores calculados segundo o mesmo valor de potência de base. Tal operação foi realizada procedendo a aplicação da seguinte expressão.

$$Pac_{BaseFixa} = \frac{Pac_{BaseVariável} * S_{BaseVariável}}{S_{BaseFixa}} \quad (3.9)$$

Em relação a constante de inércia o valor empregue na equação (3.8) depende do número de grupos geradores convencionais operacionais, uma vez que a constante de inércia é determinada baseado na seguinte expressão [13].

$$H_T = \sum_{i=1}^n H_i \quad (3.10)$$

Onde:

H_T – Valor total da constante de inércia;

H_i – Valor da constante de inércia para um grupo gerador;

3.3.2 Energia Cinética

O cálculo da energia cinética adquirida pela máquina síncrona durante o período de tempo de permanência do curto-circuito é baseado na expressão (3.3):

$$W_C = \frac{1}{2} * I * w^2 \quad (3.3)$$

Uma vez que se pretende o valor da energia cinética em unidades p.u., ou por outras palavras, em relação ao valor da energia cinética de base então termos a seguinte expressão:

$$W_C(p.u.) = \frac{W_{C_{tempo\ crítico}}}{W_{C_{nominal}}} \quad (3.11)$$

Depois de manipulado a equação (3.11) será obtido a fórmula com a qual foi calculado o valor da energia cinética para cada cenário. De seguida é exposto todas as simplificações efectuadas até chegar a fórmula utilizada.

$$W_C = \frac{\frac{1}{2} * I * w_{tempo\ crítico}^2}{\frac{1}{2} * I * w_{nominal}^2} \quad (3.12)$$

$$W_C = \frac{w_{tempo\ crítico}^2}{w_{nominal}^2} \quad (3.13)$$

$$W_C = \frac{2 * \pi * f_{tempo\ crítico}^2}{2 * \pi * f_{nominal}^2} \quad (3.14)$$

$$W_C = \frac{f_{tempo\ crítico}^2}{f_{nominal}^2} \quad (3.15)$$

3.4 Construção de um Modelo de Simulação

Como já foi referido anteriormente, foi construída uma pequena rede de teste da qual foram extraídos resultados e respectivas conclusões em relação a avaliação do impacto na estabilidade de um sistema eléctrico de energia em resultado da presença da produção eólica. A rede de teste adoptada é composta por um grupo gerador equivalente que simboliza a geração convencional existente na área sob análise, um outro grupo gerador que modeliza uma rede infinita, o parque eólico e uma carga.

Nas seguintes figuras são apresentados os esquemas eléctricos relativos a rede de teste sem a presença de produção eólica e com a presença de produção eólica respectivamente.

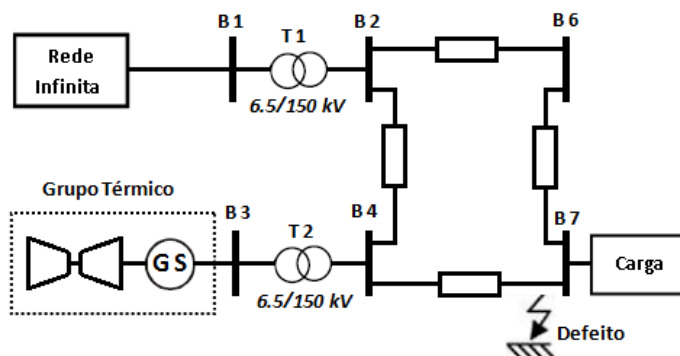


Figura 3.1 - Rede de teste sem produção eólica.

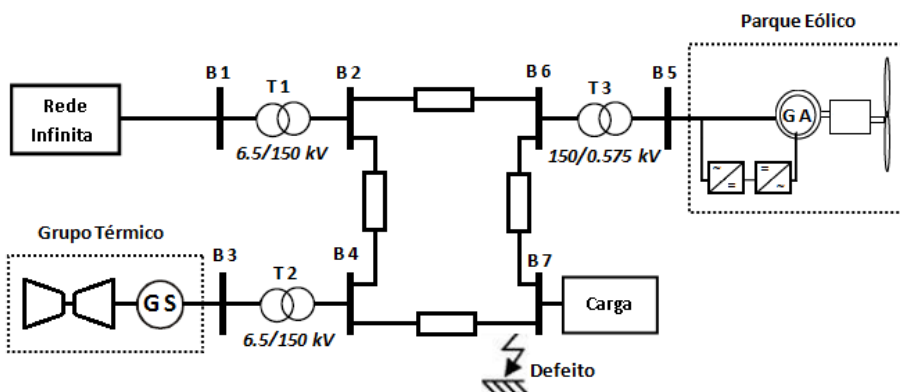


Figura 3.2 - Rede de teste com produção eólica.

Importa frisar que a relação de transformação adoptada para os transformadores que constituem a rede de teste foi com a intenção de ir ao encontro das opções inicialmente definidas para os níveis de tensão que caracteriza a geração convencional, a rede infinita e o parque eólico. Efectivamente os transformadores com as relações de transformação definidas nas figuras 3.1 e 3.2 não se encontram disponíveis no mercado.

3.5 Modelos dos Geradores e seus Sistemas de Controlo

Nesta secção é realizada uma pequena apresentação teórica sobre os modelos matemáticos associados aos vários elementos que constituem a rede de teste exposta nas figuras 3.1 e 3.2.

Primeiramente é abordado o modelo que envolve a geração convencional. Este modelo é constituído pelos seguintes blocos: máquina síncrona, reguladores de velocidade e sistema de regulação de tensão/excitação. De seguida são abordados os pressupostos admitidos para a modelização da rede infinita. Por fim é definido o modelo associado ao parque eólico usado na simulação, mais propriamente o parque eólico utilizando a tecnologia máquina de indução duplamente alimentadas. É dado maior ênfase à máquina de indução e aos controladores do lado do rotor e do lado da rede.

3.5.1 Geração Convencional

A geração convencional é constituída por uma máquina síncrona e respectivos sistemas de controlo, mais propriamente o regulador de velocidade e o sistema de excitação. Para efeitos de modelização da fonte de energia primária referente a geração convencional foi escolhido o grupo gerador térmico por razões que serão alvo de exposição na secção 3.5.1.2.

3.5.1.1 Máquina Síncrona

Em relação ao bloco representativo da máquina síncrona optou-se pela utilização de um bloco disponível na livraria do Matlab/Simulink. Segundo [25, 26, 27] é possível consultar de uma forma detalhada as equações que regem o funcionamento da máquina síncrona.

O modelo do bloco utilizado entra em consideração com a dinâmica do estator, do campo magnético e com o amortecimento dos enrolamentos.

O circuito equivalente segundo os eixos dq adoptado para a implementação da máquina síncrona pode ser visualizado na seguinte figura.

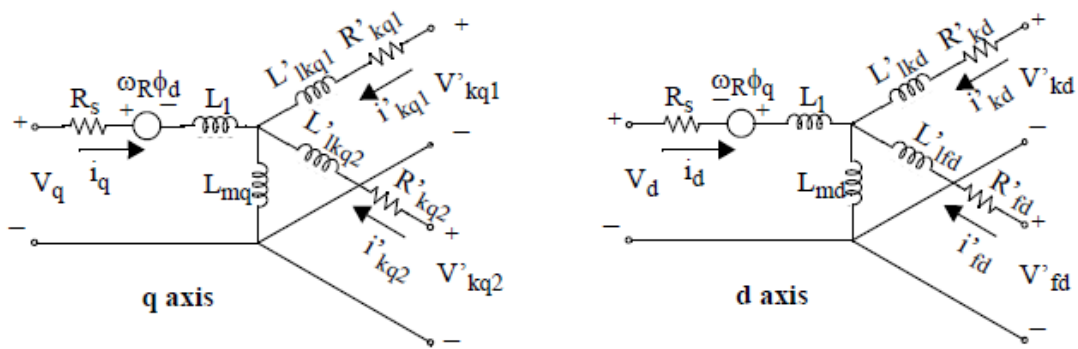


Figura 3.3 - Circuito equivalente da máquina síncrona segundo os eixos dq [26].

Da figura 3.3 é possível extrair as seguintes equações referentes as tensões e fluxos magnéticos.

$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_R \phi_q$ $V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + \omega_R \phi_d$ $V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd}$ $V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd}$ $V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1}$ $V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2}$ <p style="text-align: center;">a)</p>	$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd})$ $\phi_q = L_q i_q + L_{mq} i'_{kq}$ $\phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd})$ $\phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd})$ $\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q$ $\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q$ <p style="text-align: center;">b)</p>
---	---

Figura 3.4 - Equações das tensões (a) e fluxos magnéticos (b) que regem o funcionamento da máquina síncrona [26].

Onde:

Variáveis:

V – Tensão;

i – Corrente;

R – Resistência;

Ψ – Fluxo magnético;

Índices:

d, q – Grandezas referentes ao eixo directo e de quadratura;

R, s – Grandezas do rotor e estator;

l, m – Inductâncias de fuga e magnetização;

f, k – Grandezas dos enrolamentos de campo e amortecedores.

3.5.1.2 Regulador de Velocidade e Grupo Térmico

O regulador de velocidade é um elemento fundamental na garantia da estabilidade global do sistema eléctrico de energia. Na realidade o sistema está sujeito a constantes variações de carga o que obriga a que a produção de energia eléctrica se ajuste consoante as variações verificadas de forma a garantir que, a cada instante, a energia produzida pelos vários grupos geradores seja igual ao valor da energia consumida pela carga.

Em regime permanente o sistema eléctrico deverá apresentar uma frequência que se encontre dentro de uma pequena gama de valores, e que deverá admitir como valor médio o valor da frequência nominal (50 Hz). Admitindo os pressupostos anteriormente mencionados, o regulador de velocidade desempenha um papel crucial na regulação da frequência do sistema.

Como referido no parágrafo anterior, o sistema está constantemente sujeito a variações de carga. Pressupondo que num determinado instante ocorre uma perda súbita da carga, o que se verifica momentaneamente é um excesso de produção, o que implicará inevitavelmente uma aceleração das máquinas síncronas interligadas a rede e consequentemente um aumento efectivo da frequência. Perante este cenário o regulador deverá realizar um ajuste da velocidade da máquina fazendo com que o valor da potência eléctrica produzida pelas máquinas síncronas se adapte ao novo valor da carga.

Em relação a fonte de energia primária, optou-se por modelizar de forma simples um grupo térmico.

O modelo utilizado na modelização do regulador de velocidade e do grupo térmico em ambiente Simulink é uma versão mais simplificada do que o descrito no trabalho [28]. De notar que essa simplificação deriva de algumas considerações efectuadas, considerações essas que não colocaram em causa a validade dos resultados posteriormente obtidos nas simulações. As simplificações admitidas na modelização do regulador de velocidade e grupo térmico foram as seguintes [29]:

- ✓ O rendimento do motor é unitário;
- ✓ As perdas mecânicas verificadas no grupo térmico são nulas;
- ✓ Potência gerada pelo grupo térmico traduz-se directamente na potência mecânica entregue a máquina síncrona;
- ✓ O atraso da resposta do grupo térmico é aproximado a uma função de transferência de primeira ordem.

A figura 3.5 apresenta o diagrama de blocos deste grupo, em conjunto com a malha de regulação de frequência.

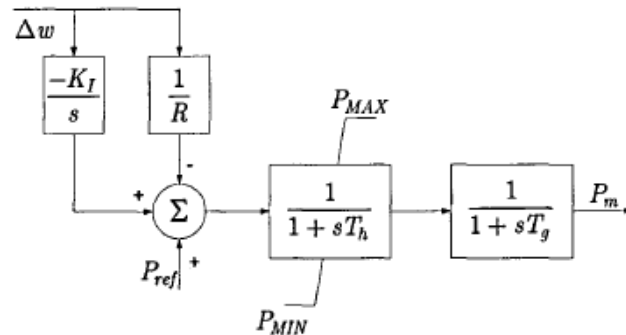


Figura 3.5 - Diagrama de blocos simplificado do regulador de velocidade e grupo térmico [29].

Onde:

K_i – Ganho Integral do regulador de velocidade;

R – Estatismo;

P_{ref} – Valor de referência;

$P_{m\acute{a}x}$ – Potência máxima de saída;

$P_{m\acute{i}n}$ – Potência mínima de saída;

T_h – Constante de tempo do regulador de velocidade;

T_g – Constante de tempo do grupo térmico;

P_m – Potência mecânica de saída;

O ganho integral assegura que a diferença entre a frequência medida a saída do gerador e a frequência nominal do sistema é a mínima possível. A actuação deste ganho está relacionada com o parâmetro K_i . Quanto maior o valor de K_i menor será o valor Δw mas em contrapartida maior será as oscilações verificadas no desempenho do regulador de velocidade e grupo térmico. No que diz respeito ao ganho proporcional através da análise do parâmetro R (estatismo) é possível obter um panorama sobre a sensibilidade do regulador de velocidade, isto é, qual a variação efectiva da frequência no caso ocorrer uma variação de potência de 1p.u. Tanto o regulador de velocidade como a turbina térmica são modelizados através de funções de transferência de 1ª ordem. De notar que a potência mecânica de saída da turbina térmica é limitada pelos valores de $P_{m\acute{a}x}$ e $P_{m\acute{i}n}$.

3.5.1.3 Sistema de excitação

O gerador síncrono carece de um sistema de excitação para gerar e transmitir uma corrente contínua ao enrolamento do rotor responsável pela alimentação do campo magnético. Esta corrente é denominada por corrente de excitação. Para além da criação do campo magnético do entreferro o sistema de excitação tem como função regular e proteger o gerador através do controlo da tensão aplicada ao enrolamento de excitação e, por consequência, da corrente que o percorre [30].

É possível estabelecer um modelo matemático linearizado para um sistema de regulação de tensão usando funções de transferência. Para tal será usado o diagrama de blocos simplificado apresentado na figura 3.6.

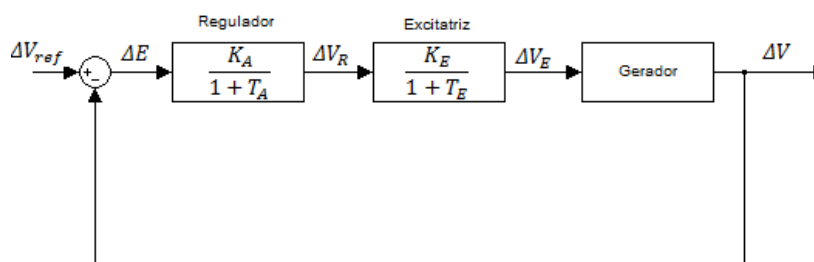


Figura 3.6 - Diagrama de blocos do sistema de regulação de tensão/excitação (adaptado de [30]).

Primeiramente o regulador irá amplificar o erro ΔE , erro este calculado pela diferença entre a tensão de saída do gerador e o valor de referência. Através deste erro o regulador irá comandar um rectificador controlado que por sua vez fornecerá a corrente de excitação da excitatriz. O valor dos parâmetros T_A e K_A correspondem a constante de tempo associada ao regulador e rectificador e o seu ganho conjunto respectivamente [30].

Dito isto é possível extrair a função de transferência que regula o funcionamento do regulador:

$$\frac{\Delta v_R(s)}{\Delta E(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A} \quad (3.17)$$

Em relação à excitatriz, a relação entre a tensão aplicada ao enrolamento de excitação v_R e a respectiva corrente i_E é dado pela equação:

$$\Delta v_R(s) = R_E \Delta i_E + L_E \frac{d\Delta i_E}{dt} \quad (3.17)$$

Onde:

R_E – Resistência do enrolamento

L_E – Indutância do enrolamento

Aplicando a transformada de Laplace à expressão (3.17) temos que:

$$V_E(s) = (R_E + sL_E)\Delta I_E(s) \quad (3.18)$$

Admitindo que para pequenas variações, a tensão de saída da excitatriz v_E é proporcional a corrente i_E então obtemos a seguinte expressão:

$$\Delta v_E(s) = K_E \Delta i_E \quad (3.19)$$

Realizando a transformada de Laplace da expressão (3.19) e combinando-a com a expressão (3.18) obtém-se finalmente a função de transferência da excitatriz:

$$\frac{\Delta v_E(s)}{\Delta v_R(s)} = \frac{K_E}{1 + sT_E} \quad (3.20)$$

Onde:

K_E – ganho da excitatriz

T_E – constante de tempo da excitatriz

O modelo utilizado na plataforma de simulação para modelizar o sistema de excitação será o modelo disponibilizado na livreria do Matlab, sendo este nada mais nada menos que uma versão simplificada do modelo disponibilizado no trabalho [31]. De notar uma vez mais, tal como aconteceu com o modelo do regulador de velocidade, as simplificações derivam de algumas considerações efectuadas, considerações essas que não colocarão em causa a validade dos resultados posteriormente obtidos.

As simplificações do sistema presente em [31], que darão origem ao modelo disponibilizado pelo Matlab são as seguintes:

- ✓ Ausência da função representativa da saturação do sistema e excitação representado pelo parâmetro V_x ;
- ✓ Não é possível entrar em consideração com a entrada V_{UEL} , entrada esta que permite a actuação de um limitador de subexcitação;
- ✓ Devido a simplificação anteriormente mencionada o bloco High Value Gate torna-se então desnecessário.

Depois destas simplificações o diagrama de blocos que modeliza o regulador de tensão /excitação utilizado modelizado será o seguinte.

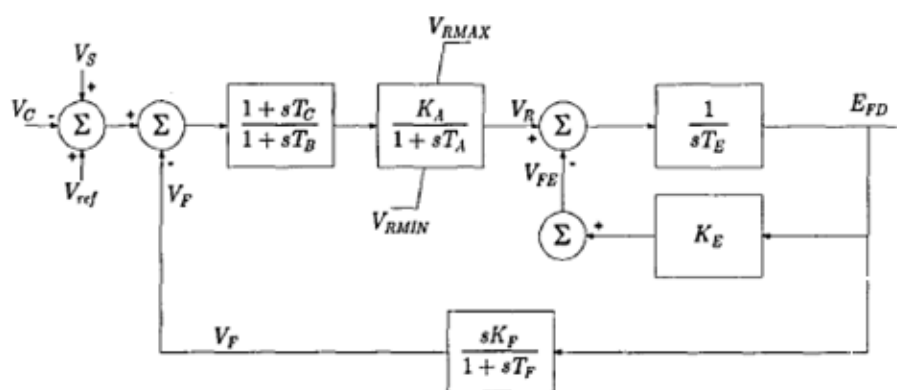


Figura 3.7 - Diagrama de blocos do regulador de tensão/excitação simplificado [31].

A tensão V_C representa a saída de um transdutor de tensão. No caso do modelo utilizado o transdutor de tensão é modelizado por um filtro passa baixo de primeira ordem. A tensão V_{ref} corresponde ao valor da tensão que permite definir o estado inicial do sistema. No que diz respeito ao valor do parâmetro V_s este poderá ser extraído de um PSS (Power System Stabilizer). Os parâmetros T_C e T_B correspondem as constantes de tempo do compensador lag-lead, compensador este destinado a redução do ganho as altas frequências, minimizando desta forma a influência negativa do regulador no amortecimento do sistema. Na zona inferior do esquema da figura 3.7 é possível ver a malha de realimentação destinada a assegurar a estabilidade da regulação da tensão. Esta malha permite ainda minimizar os desvios de fase que derivam dos vários atrasos verificados pelos vários elementos do sistema de excitação. É ainda possível visualizar o amplificador limitado pelo valor máximo e mínimo de saída e definido ainda por um ganho e uma constante de tempo correspondendo respectivamente aos parâmetros K_A e T_A .

3.5.2 Rede Infinita

Em relação a modelização da rede infinita o processo foi análogo ao procedimento adoptado para modelizar a geração convencional. As duas grandes diferenças, que merecem especial destaque estão directamente relacionadas com o valor da constante de inércia e com o valor do ganho integral do regulador de velocidade. Para o valor da constante de inércia foi atribuído um valor bastante elevado, na ordem dos 500 s. Em relação ao ganho integral optou-se por atribuir um valor nulo. Para o valor do estatismo optou-se por manter o valor definido para a geração convencional sendo igual a 0,05.

3.5.3 Parque Eólico

No caso do parque eólico utilizado nas simulações foi utilizado o modelo disponibilizado na biblioteca do SimPowerSystem mais propriamente denominado “Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator”. De seguida é exposto um esquema representativo de um parque eólico equivalente utilizando a máquina de indução duplamente alimentada.

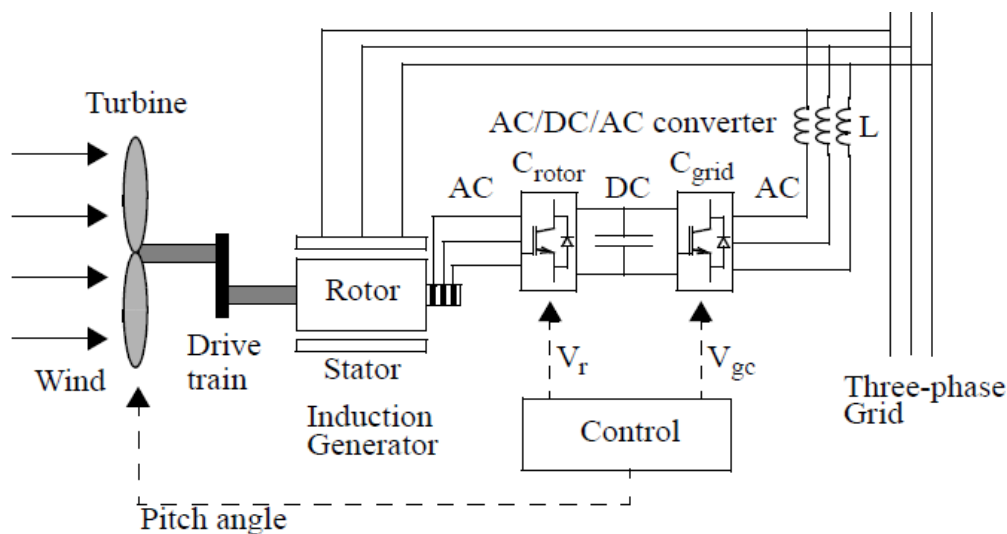


Figura 3.8 - Esquema de um GIDA aplicado numa turbina eólica ligada à rede [32].

Pela análise da figura 3.8 podemos verificar que um gerador de indução duplamente alimentado é nada mais que uma máquina assíncrona trifásica com rotor bobinado cujo circuito rotórico se encontra ligado a rede através de um conversor de frequência AC/DC/AC. Em relação ao estator é possível verificar que este se encontra directamente ligado a rede eléctrica.

3.5.3.1 Máquina de Indução Trifásica

Nesta secção é descrito o modelo dinâmico assim como a característica mecânica associada a máquina de indução trifásica. De seguida é representado o circuito equivalente representativo do modelo dinâmico da máquina de indução trifásica segundo o eixo directo e de quadratura.

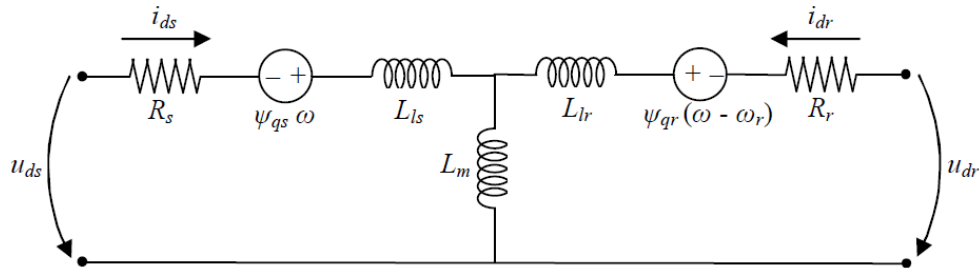


Figura 3.9 - Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões no eixo directo (u_{ds} e u_{dr}) [33].

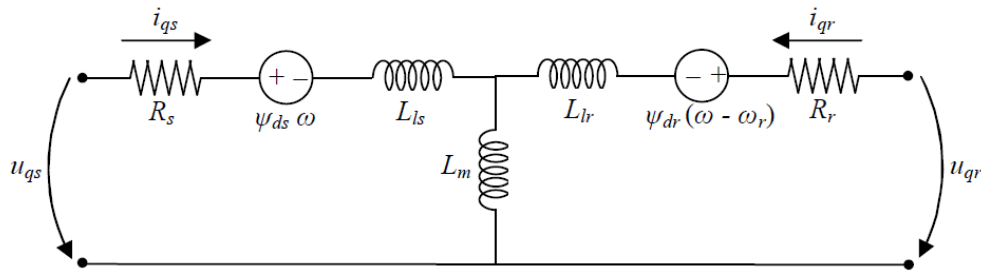


Figura 3.10 - Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões no eixo em quadratura (u_{qs} e u_{qr}) [33].

Das figuras 3.9 e 3.10 é possível extrair um conjunto de equações, expostas de seguida, que traduzem o modelo dinâmico da máquina de indução trifásica no referencial dq.

$$\begin{aligned}
 u_{ds} &= R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \psi_{ds} - \psi_{qs} \omega & \psi_{ds} &= (L_{ls} + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr} \\
 u_{qs} &= R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \psi_{qs} + \psi_{ds} \omega & \psi_{qs} &= (L_{ls} + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr} \\
 u_{dr} &= R_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \psi_{dr} - \psi_{qr} (\omega - \omega_r) & \psi_{dr} &= (L_{lr} + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds} \\
 u_{qr} &= R_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \psi_{qr} + \psi_{dr} (\omega - \omega_r) & \psi_{qr} &= (L_{lr} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs}
 \end{aligned}$$

a) b)

Figura 3.11 - Equações das tensões (a) e fluxos magnéticos (b) que regem o funcionamento da máquina de indução trifásica [33].

Onde:

Variáveis:

u – Tensão;

i – Corrente;

R – Resistência;

Ψ – Fluxo magnético;

Índices:

d, q – Grandezas referentes ao eixo directo e de quadratura;

r, s – Grandezas do rotor e estator;

l, m – Inductâncias de fuga e magnetização;

Ainda referente ao modelo dinâmico é possível determinar a equação do binário electromagnético, que de acordo com [33] é dado pela seguinte expressão:

$$T_e = \Psi_{qr} i_{dr} - \Psi_{dr} i_{qr} \quad (3.21)$$

No que diz respeito a característica mecânica, e segundo a equação do movimento de rotação de Newton é possível definir a seguinte relação [30]:

$$J \frac{d w_r}{dt} = T_m - T_e \quad (3.22)$$

Multiplicando ambos os membros da equação (3.22) pela velocidade angular (w_r) chegamos a seguinte expressão:

$$J w_r \frac{d w_r}{dt} = P_{mec} - P_e \quad (3.23)$$

É possível extrair o valor da constante de inércia através do momento de inércia segundo a seguinte relação:

$$H = \frac{W_C}{S_{nominal}} = \frac{\frac{1}{2} J w^2}{S_{nominal}} \Leftrightarrow J = \frac{2H}{w^2} S_{nominal} \quad (3.24)$$

Por fim considerando a potência P_f ($T_D * w_r$) correspondente ao binário de amortecimento, o qual varia linearmente com a velocidade de rotação, é possível definir a equação (3.22) da seguinte forma:

$$\frac{2H}{w^2} \frac{dw_r}{dt} = T_m - T_e - D w_r \quad (3.25)$$

Onde:

w_r – Velocidade angular do rotor;

T_e – Binário Electromagnético;

T_m – Binário mecânico no veio;

H – Constante de inércia do rotor combinado com a carga;

D – Coeficiente de atrito.

3.5.3.2 Sistema de controlo do conversor do lado da rede

A função do conversor do lado da rede é de regular a tensão na ligação DC de modo a garantir que este valor se mantenha praticamente constante [33].

O sistema de controlo para o este tipo de conversor esta descrito através da malha de controlo ilustrada na seguinte figura.

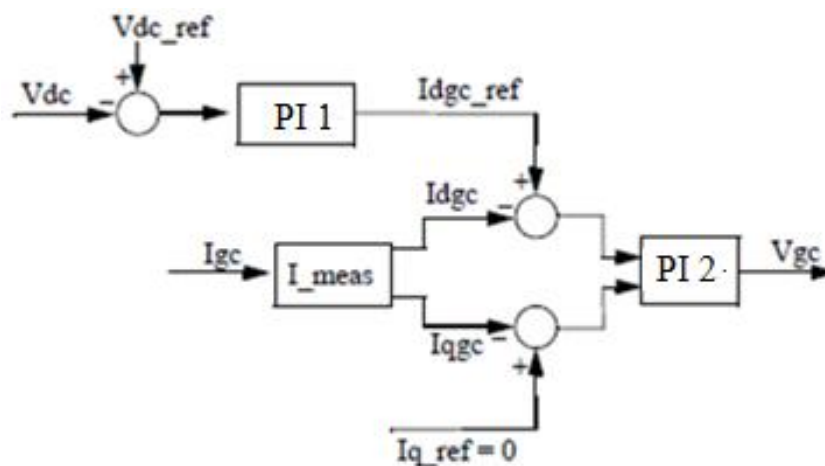


Figura 3.12 - Sistema de controlo do conversor do lado da rede (adaptado de [32]).

O regulador PI1 irá reduzir o erro verificado entre o valor medido na ligação DC e o valor de referência pré definido. Da sua saída irá resultar um valor da corrente de referência (I_{dgc_ref}).

O regulador PI2 por sua vez irá controlar a magnitude e a fase da tensão gerada pelo conversor do lado da rede (V_{gc}). O controlo irá ser realizado através da análise de dois sinais. O primeiro sinal é dado pela diferença entre o valor de saída do regulador PI1 e o valor da componente directa da corrente medida pelo conversor. O segundo sinal é obtido pela diferença entre um valor especificado de referência da corrente de quadratura e o valor da componente de quadratura efectivamente medido no conversor do lado da rede. Por norma a componente em quadratura da corrente de referência (I_{q_ref}) é nula para que o conversor funcione reactivamente em modo neutro [34].

3.5.3.3 Sistema de controlo do conversor do lado do rotor

A função do conversor do lado do rotor é regular o fluxo de potência activa e reactiva.

O controlo da potência activa é feito de forma a acompanhar uma a curva característica que relacionada a potência mecânica de saída da turbina com a sua velocidade. A figura seguinte ilustra a curva característica referente ao parque eólico simulado, curva está extraída directamente da “mask” relativa ao bloco do parque eólico.

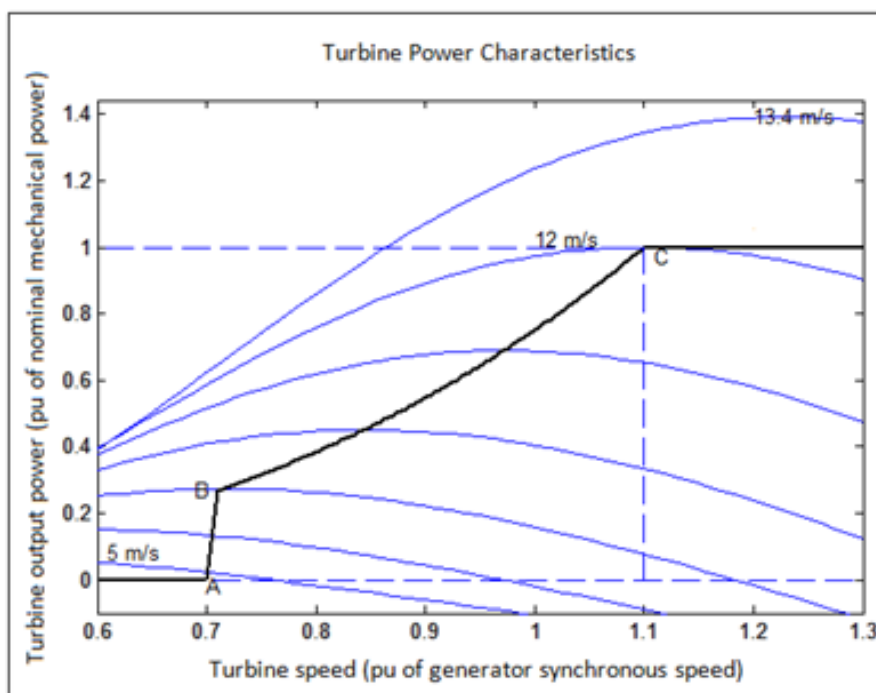


Figura 3.13 - Curva de seguimento potência - velocidade.

Pela análise da 3.13 é possível observar que a característica de seguimento potência - velocidade é definida por três pontos: A, B e C. Quando o rotor se encontra a rodar a uma velocidade inferior a 0,7 p.u a potência mecânica à saída da turbina é nula. Do ponto A ao ponto B a linha é representada por um segmento de recta. O intervalo de funcionamento

óptimo é dado pela recta que une o ponto B ao ponto C. Por fim a partir do ponto C a potência de saída mantêm-se constante assumindo o valor de 1 p.u. A malha de controlo do conversor do lado do rotor pode ser ilustrada pela seguinte figura.

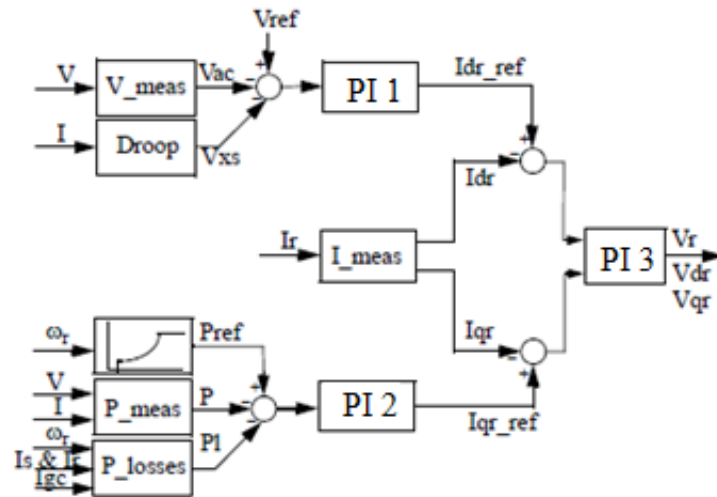


Figura 3.14 - Sistema de controlo do conversor do lado do rotor [32].

A potência eléctrica é medida aos terminais do gerador com a rede, mais propriamente no ponto de conexão do parque eólico à rede eléctrica. O controlador PI2 é utilizado para tornar o erro nulo. À saída do controlador PI1 será obtido o valor de referência para a corrente do rotor I_{qr_ref} . O valor real da corrente do rotor I_{qr} , é medido e comparado com o respectivo valor de referência. A diferença obtida é reduzida a zero através da actuação do regulador PI3 sendo que à sua saída será obtido o valor da tensão V_r , sendo esta a tensão gerada pelo conversor do lado do rotor.

O controlo da potência reactiva, gerado ou absorvido pelo conversor do lado do rotor permite o controlo da tensão nos terminais da rede mais propriamente a tensão no ponto de conexão do parque eólico à rede eléctrica. A troca da potência reactiva realizada entre o conversor e a rede é efectuada pelo gerador, sendo que no processo de troca o gerador absorve uma percentagem dessa potência para alimentar quer as indutâncias mútuas quer as indutâncias de fuga. O excesso verificado da potência reactiva é enviado para a rede eléctrica ou para o conversor. Enquanto a corrente reactiva se mantiver dentro dos limites $(-I_{max}, I_{max})$ impostos pelo conversor a tensão é regulada pela tensão de referência.

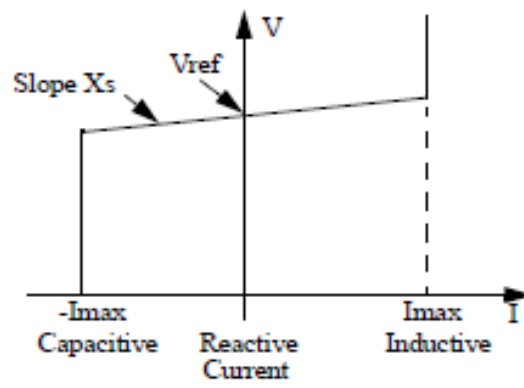


Figura 3.15 - Característica $V - I$ da turbina [32].

Capítulo 4

Plataforma de Simulação

4.1 Introdução

Neste capítulo são descritos todos os pressupostos adoptados para realizar as simulações. São também definidos todos os cenários de simulação de uma forma detalhada. Por fim são abordados os aspectos relacionados com a implementação da plataforma de simulação em ambiente Matlab/Simulink onde são agrupados todos os modelos descritos no capítulo anterior e que possibilitam a construção da plataforma de simulação da qual são extraídas conclusões acerca das implicações resultantes de grandes volumes de integração de produção eólica no comportamento da estabilidade do sistema eléctrico de energia.

4.2 Pressupostos Adoptados

Ao longo do capítulo 2 foram referidos e foi efectuada uma análise teórica dos pressupostos mais relevantes que foram tidos em consideração nestes estudos. Relembrar uma vez mais que um dos pressupostos admitidos é o da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão por parte do parque eólico sendo que o outro pressuposto está directamente relacionado com a condição que conduz a que numa determinada simulação o sistema eléctrico seja ou não considerado estável após a ocorrência de um curto-circuito. Neste capítulo será feito uma contextualização desses mesmos pressupostos, mas desta vez, do ponto de vista da plataforma de simulação

4.2.1 Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão

Para ser respeitado este pressuposto foi garantido que ao longo das várias simulações e durante a ocorrência do curto-circuito que o valor da tensão aos terminais do parque eólico nunca fosse inferior a uma determinada percentagem do valor da tensão nominal, mais precisamente 20% do valor nominal da tensão.

É do conhecimento geral que quanto menor o valor da resistência de curto-circuito mais severo será os efeitos que advém da sua ocorrência. O mesmo será dizer que quanto maior a severidade do curto-circuito maior será a atenuação dos níveis da tensão verificados praticamente em todos os barramentos constituintes da rede de teste. Dito isto é possível manipular o valor da amplitude da cava de tensão verificada aos terminais do parque eólico através da alteração do valor da resistência de curto-circuito De seguida são apresentadas duas figuras representativas do efeito de curto-circuitos de intensidades diferentes sendo que na figura 4.1 verifica-se que não é respeitado a condição de sobrevivência a cavas de tensão contrariamente ao que se sucede na figura 4.2.

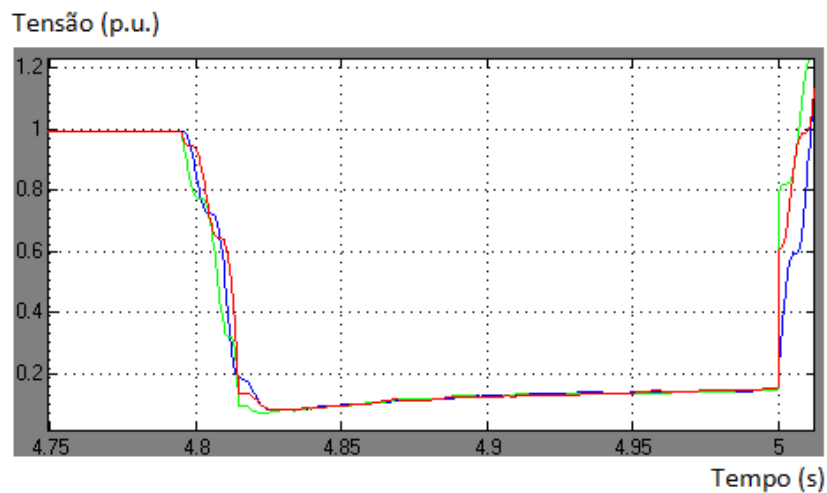


Figura 4.1 - Cava de tensão verificada aos terminais do parque eólico admitindo um valor da resistência de curto-circuito de 0.1Ω .

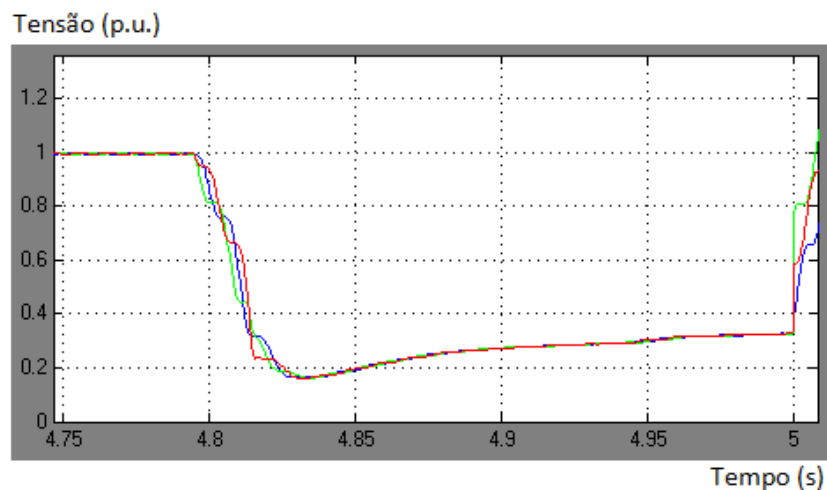


Figura 4.2 - Cava de tensão verificada aos terminais do parque eólico admitindo um valor da resistência de curto-circuito de 1.6Ω .

As figuras anteriormente expostas permitem visualizar de uma forma evidente o impacto que resulta, para um determinado sistema eléctrico de energia, da ocorrência de um curto-circuito nos dois cenários distintos. No primeiro caso o curto-circuito é mais severo do que na segunda situação sendo o valor da resistência de curto-circuito que caracteriza ambos as situações de 0,1 ohm e 1,6 ohm respectivamente.

Através da visualização da figura 4.1, situação onde o curto-circuito é mais severo, é possível verificar uma maior queda dos níveis de tensão aos terminais do parque quando comparado com o que se sucede na figura 4.2. É possível também averiguar que no primeiro caso os valores da tensão, durante a ocorrência do curto-circuito, são inferiores a 0,2 p.u., valores estes que não respeitam o pressuposto da capacidade de sobrevivência a cavas e tensão. Em contrapartida ao que se sucede na primeira situação, a figura 4.2 é representativa de um caso em que o valor do nível de tensão, durante a ocorrência do curto-circuito, é sempre maior que 0,2 p.u. respeitando desta forma a condição que evita a saída de serviço dos aerogeradores durante o período de defeito.

4.2.2 Protecção Máximo e Mínimo de Frequência

Admitindo que a geração convencional se encontra equipada com o tipo de protecção de máximo e mínimo de frequência então será admitido que, durante e após a ocorrência de uma perturbação na rede eléctrica, a geração convencional seja retirado de serviço sempre que a frequência aos seus terminais exceda um determinado intervalo de valores de frequência pré estipulado. No caso de tal situação ocorrer então será admitido que o sistema se tornou instável devido a ocorrência de uma determinada perturbação. Caso as variações de frequência não ultrapassem o intervalo pré definido então será admitido que o sistema se mantém estável mesmo perante a ocorrência de uma determinada perturbação. Importante referir que o intervalo que caracteriza as condições de estabilidade da geração convencional e de segurança dinâmica do sistema é determinado pelo seguinte intervalo: [48, 52] Hz.

A determinação do tempo crítico da actuação é aqui efectuada utilizando uma metodologia baseada em “tentativa erro”. Por outras palavras, para um determinado cenário é simulado o curto-circuito onde se varia o tempo de duração do mesmo. Desta forma é possível determinar o instante em que se verifica a transição da estabilidade para instabilidade do sistema eléctrico em causa. O intervalo das transições do tempo de duração do defeito adoptadas é de 5ms de tentativa para tentativa.

De seguida são apresentadas dois casos distintos. Contrariamente ao que se averigua na primeira situação, no segundo caso é possível visualizar um cenário em que ocorre a perda de estabilidade do sistema eléctrico levando a necessidade de retirar de serviço a geração convencional.

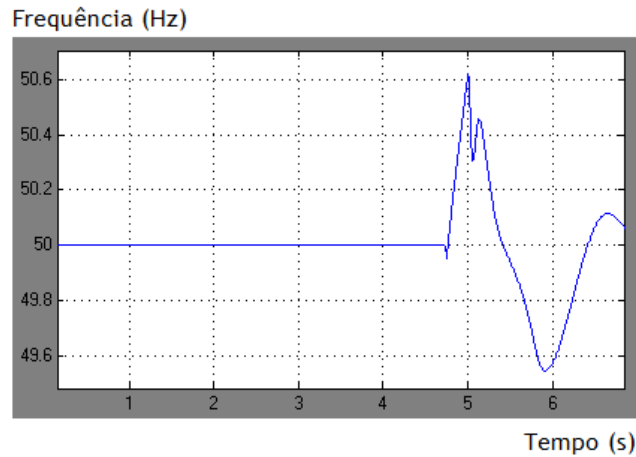


Figura 4.3 - Situação em que não se verifica a perda da geração convencional.

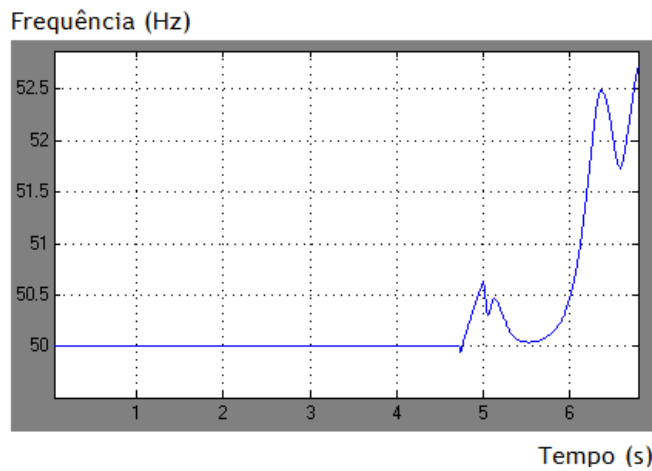


Figura 4.4 - Situação em que se verifica a perda da geração convencional.

Pela análise da figura 4.3 é possível verificar que o sistema eléctrico permanece estável mesmo após a ocorrência do curto-circuito uma vez que a frequência medida aos terminais da geração convencional variou entre os 50,55 Hz e os 49,65 Hz, estando estes valores compreendidos no interior do intervalo que define a área de estabilidade da geração convencional. Já no segundo caso é possível verificar que o valor da frequência medida aos terminais da geração convencional ultrapassa os 52 Hz originando a retirada de serviço da geração convencional.

4.3 Cenários

Neste ponto são descritos os vários cenários utilizados e quais as particularidades que os diferenciam. De referir que ao longo das várias simulações foi admitida uma carga constante e de valor igual a 500 MW.

Os primeiros seis cenários representam o bloco da geração convencional como sendo uma central constituído apenas por um grupo gerador com uma potência total instalada de 500MW. A tabela seguinte ilustra o despacho estabelecido para a geração convencional assim como para o parque eólico para os primeiros seis cenários.

Tabela 4.1 - Cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Potência Fornecida (MW)	Reserva (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 1	500	500	0	0
Cenário 2	500	450	50	50
Cenário 3	500	400	100	100
Cenário 4	500	350	150	150
Cenário 5	500	300	200	200
Cenário 6	500	250	250	250

Num propósito de aproximar a rede de teste ao que se sucede na realidade definiu-se que nos próximos cenários a geração convencional seria caracterizada não apenas por um grupo gerador mas sim por vários grupos geradores ligados em paralelo. De realçar que os grupos geradores utilizados para simbolizar a geração convencional apresentam todas as mesmas características, sendo que a potência nominal de cada grupo é de 50 MW.

Tabela 4.2 - Cenários 7, 8, 9, 10, 11 e 12.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Potência Fornecida (MW)	Reserva (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 7	500	500	0	0
Cenário 8	450	450	0	50
Cenário 9	400	400	0	100
Cenário 10	350	350	0	150
Cenário 11	300	300	0	200
Cenário 12	250	250	0	250

Nos cenários seguintes considerou-se que os grupos síncronos em serviço deveriam garantir o fornecimento da carga e ainda um determinado nível de reserva definido como uma percentagem da carga. No caso dos cenários 13, 14, 15, 16, 17e 18 o valor da reserva foi de cerca de 10% do valor da carga. Já no que diz respeito aos cenários 19, 20, 21, 22, 23,e 24 o valor da reserva será cerca de 20% do valor da carga.

A simulação destes últimos cenários, mais propriamente os resultados extraídos, irá permitir obter uma melhor perspectiva do impacto que a reserva acarreta para o comportamento da estabilidade do sistema eléctrico de energia perante a ocorrência de um curto-circuito.

As tabelas 4.3 e 4.4 especificam o despacho estipulado para a geração convencional e do parque eólico relativamente aos cenários 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, e 24.

Tabela 4.3 - Cenários 13, 14, 15, 16, 17 e 18.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Potência Fornecida (MW)	Reserva (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 13	550	500	50	0
Cenário 14	500	450	50	50
Cenário 15	450	400	50	100
Cenário 16	400	350	50	150
Cenário 17	350	300	50	200
Cenário 18	300	250	50	250

Tabela 4.4 - Cenários 19, 20, 21, 22, 23 e 24.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Potência Fornecida (MW)	Reserva (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 19	600	500	100	0
Cenário 20	550	450	100	50
Cenário 21	500	400	100	100
Cenário 22	450	350	100	150
Cenário 23	400	300	100	200
Cenário 24	350	250	100	250

4.4 Plataforma de Simulação

Nesta secção são descritos todos os modelos utilizados em termos da plataforma de simulação em ambiente Matlab/Simulink.

De referir que a maior parte dos modelos utilizados na plataforma de simulação são os modelos disponibilizados na biblioteca do Matlab no ambiente Simulink e que se podem encontrar na secção SimPowerSystem. O único modelo que não provém dessa biblioteca mencionada anteriormente é o regulador de velocidade aqui utilizado.

De seguida apresentam-se, do ponto de vista da plataforma de simulação, as redes de teste referenciadas nas figuras 3.1 e 3.2 onde se podem visualizar as redes sem a presença de produção eólica e com a presença de produção eólica.

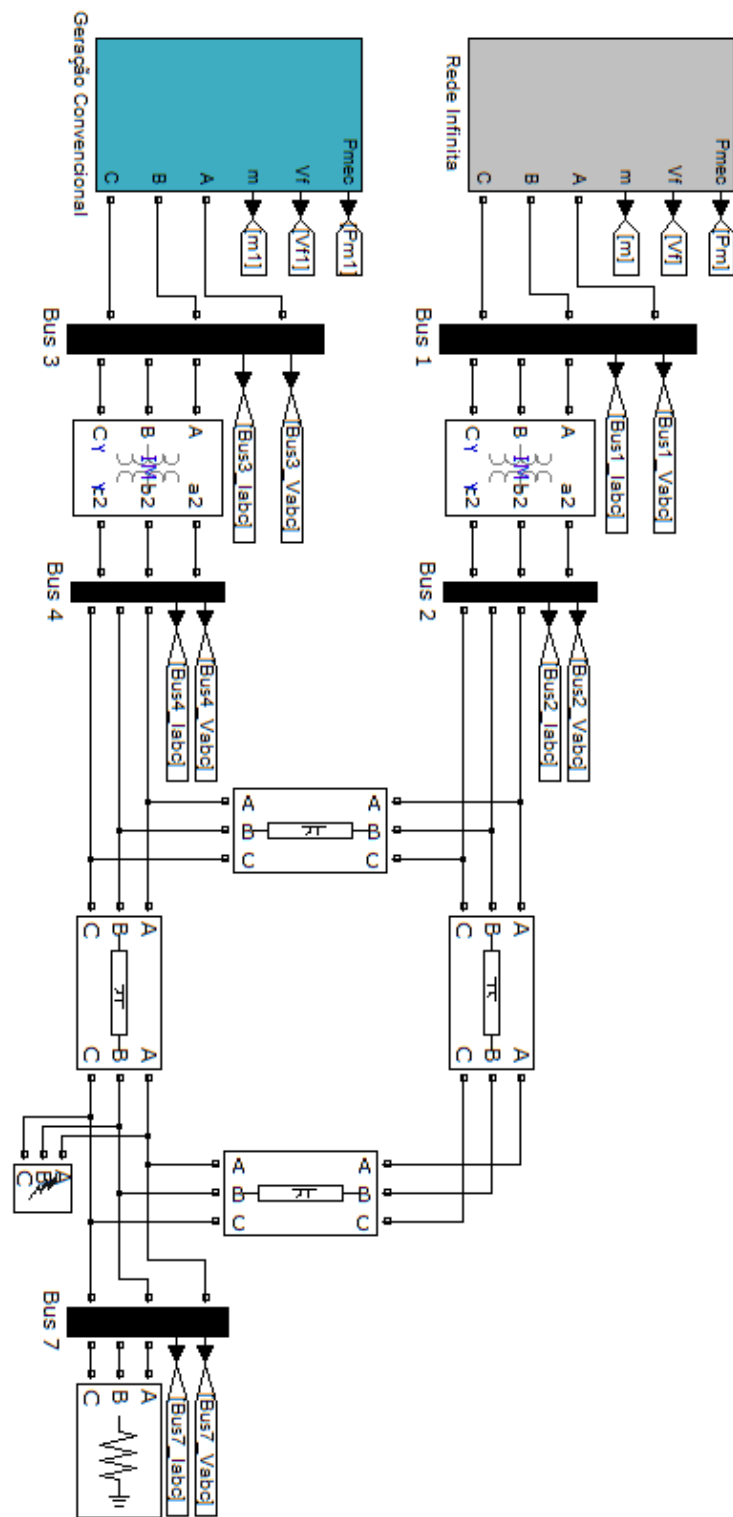


Figura 4.5 - Plataforma de simulação sem produção eólica.

4.4.1 Geração Convencional

O grupo gerador responsável por representar a geração convencional é de importância crucial neste trabalho devido ao desempenho associado a regulação da frequência do sistema eléctrico.

Como já foi referido no capítulo anterior a geração convencional é constituído uma máquina síncrona, um grupo térmico que modeliza a fonte primária, um regulador de velocidade e por fim o sistema de excitação.

Na figura 4.7 pode-se visualizar a distribuição e ligação dos vários blocos que juntamente modelizam a geração convencional.

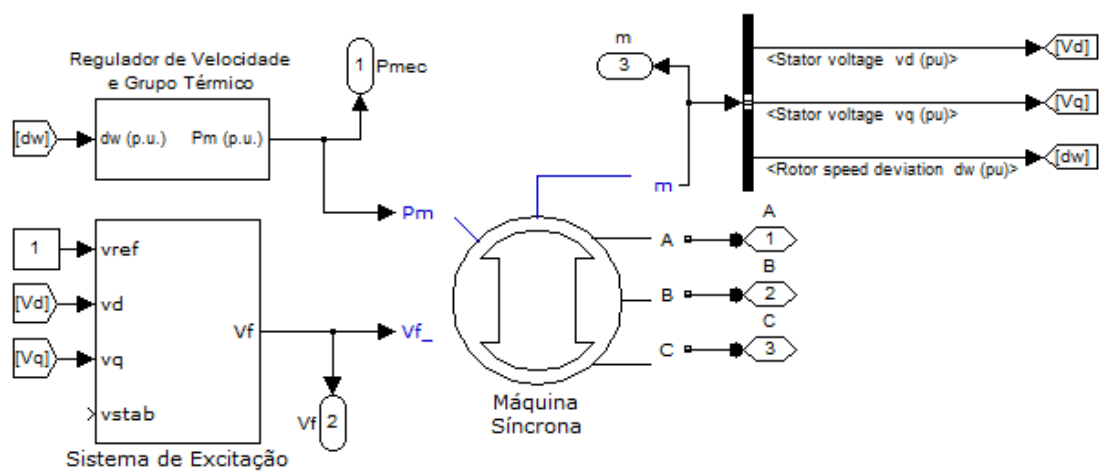


Figura 4.7 - Plataforma de simulação Matlab/Simulink da geração convencional.

4.4.1.1 Máquina Síncrona

Em relação ao bloco representativo da máquina síncrona optou-se pela utilização de um bloco disponível na livraria do Matlab/Simulink. O modelo escolhido denomina-se de “Synchronous Machine pu Standard”.

Importante referir que o Matlab disponibiliza três blocos de máquinas síncronas, cada um com a sua particularidade. Apesar do modelo internamente modelizado ser o mesmo a diferença entre os três blocos está relacionado com a forma como se insere na “mask” (mascara associada a um determinado bloco) os vários parâmetros característicos da máquina síncrona. A escolha recaiu sobre o modelo mencionado no parágrafo anterior devido ao facto de ser neste bloco que se introduzem os valores característicos da máquina síncrona em pu. Os parâmetros inseridos em pu serão referenciados sobre a base que o utilizador definir com sendo a potência nominal da máquina. Isto será uma mais-valia pois permite de uma forma

prática definir diferentes máquinas síncronas com potências instaladas distintas sem ter necessidade de alterar os restantes parâmetros, como por exemplo, os valores das reactâncias e resistências que caracterizam a máquina síncrona.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização da máquina síncrona.

Synchronous Machine (mask) (link)
Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame.
Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Configuration Parameters Advanced

Preset model: No

Mechanical input: Mechanical power Pm

Rotor type: Salient-pole

Mask units: per unit standard parameters

Configuration Parameters Advanced

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:
[500e6 6500 50]

Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xl] (pu):
[2.057 0.21 0.132 1.022 0.236 0.083]

d axis time constants: Short-circuit

q axis time constants: Short-circuit

Time constants [Td' Td'' Tq''] (s):
[0.012 0.003 0.003]

Stator resistance Rs (pu):
0.003

Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [H(s) F(pu) p]:
[5 0.004354 2]

Initial conditions [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:
[0 -50.4296 0.988458 0.988458 0.988458 -11.1679 -131.168 108.832 2.347]

Figura 4.8 - Parâmetros utilizados na máquina síncrona

-*Preset model*: Fornece um conjunto de máquinas síncronas segundo a classificação de vários parâmetros, nomeadamente potência nominal, frequência, tensão fase-fase e rotações por minuto;

-*Mechanical input*: Possibilita seleccionar o tipo de entrada imposta a máquina síncrona (Potência Mecânica ou Velocidade);

-*Rotor type*: Seleccionar o tipo de rotor (Cilíndrico ou de Pólos Salientes);

-*Nominal Power, line-to-line voltage, frequency [Pn (VA) Vn (Vrms) fn (Hz)]*: Potência aparente total trifásica (VA), tensão fase-fase (Vn) e frequência (Hz);

-*Reactances* [$X_d X_d' X_d'' X_q X_q' X_q'' X_l$]: Reactâncias no eixo d síncrona (X_d), transitória (X_d') e subtransitória (X_d''). Reactâncias no eixo q síncrona (X_q) e subtransitória (X_q''). Reactância de fugas (X_l);

d axis time constants e q axis time constants: É possível especificar o tipo de constantes de tempo que se pretende fornecer para cada eixo (circuito aberto ou curto-circuito);

-*Time constants* [$T_d T_d'' T_q''$] (s): Constante de tempo no eixo d em curto circuito transitória (T_d') e subtransitória (T_d''). Constante de tempo no eixo q em curto-circuito subtransitória (T_q'');

-*Stator Resistance* R_s (pu): Resistência do estator (R_s);

-*Inertia coefficient, friction factor, pole pairs* [H (s) F (pu) p]: Coeficiente de inércia (H), coeficiente de atrito (F) e número de pólos (p);

-*Initial conditions* [dw (%) θ (deg) i_a, i_b, i_c (pu) ϕ_a, ϕ_b, ϕ_c (deg) V_f (pu)]: desvio da velocidade inicial (dw), amplitude inicial das correntes (i_a , i_b e i_c), ângulos de fase (ϕ_a , ϕ_b e ϕ_c) e da tensão aplicada ao enrolamento de campo (V_f).

4.4.1.2 Regulador de Velocidade e Grupo Térmico

Como já foi dito anteriormente, na secção 4.4, o regulador de velocidade e o grupo térmico foram os únicos modelos que não foram extraídos da biblioteca disponibilizada no Matlab/Simulink. A implementação em Simulink do regulador de velocidade e grupo térmico corresponde concretamente ao modelo apresentado no capítulo anterior, nomeadamente o modelo exposto na figura 3.4.

A implementação em Simulink do regulador de velocidade e grupo térmico pode ser visualizado na seguinte figura.

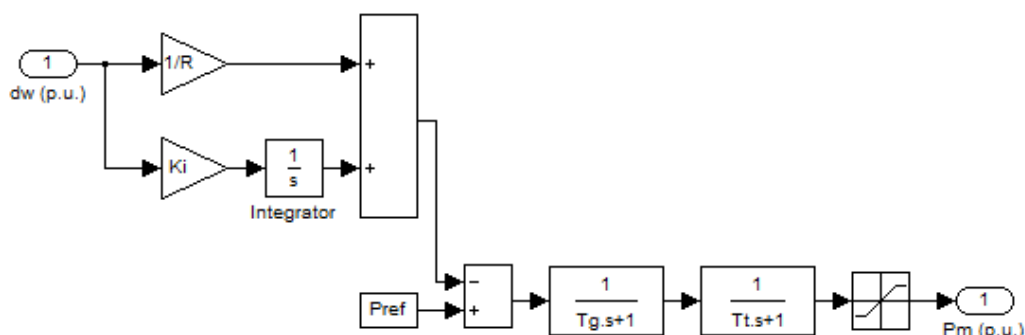


Figura 4.9 - Implementação em Simulink do regulador de velocidade e grupo térmico.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização do regulador de velocidade e grupo térmico.

Regulador de Velocidade e Grupo Térmico (mask)	
Este bloco modeliza um regulador de velocidade e grupo térmico.	
Parameters	
Ganho Integral	<input type="text" value="2"/>
Estatismo	<input type="text" value="0.05"/>
Constante de tempo regulador velocidade	<input type="text" value="0.1"/>
Constante de tempo motor diesel	<input type="text" value="1.5"/>
Potência máxima (pu)	<input type="text" value="2"/>
Potência mínima (pu)	<input type="text" value="0"/>
Valor de referência	<input type="text" value="0"/>

Figura 4.10 - Parâmetros utilizados no regulador de velocidade e grupo térmico.

4.4.1.3 Sistema de Excitação

Uma vez mais recorde que no caso do sistema de excitação se utiliza um modelo disponibilizado no Matlab que implementa um regulador de tensão combinado com o sistema de excitação da máquina síncrona. De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização do sistema de excitação.

Excitation System (mask) (link)	
Implements an IEEE type 1 synchronous machine voltage regulator combined to an exciter.	
The output of the block is the field voltage v_{fd} , in pu, to be applied to the Vf Simulink input of a Synchronous Machine block.	
Connect the Vd and Vq measurements signals of the Synchronous Machine block (signals 9 and 10) to the Vd and Vq inputs of the Excitation System block.	
Parameters	
Low-pass filter time constant T_r (s):	<input type="text" value="20e-3"/>
Regulator gain and time constant [$K_a()$ T_a (s)]:	<input type="text" value="[40 0.01]"/>
Exciter [$K_e()$ T_e (s)]:	<input type="text" value="[1, 0]"/>
Transient gain reduction [T_b (s) T_c (s)]:	<input type="text" value="[0, 0]"/>
Damping filter gain and time constant [$K_f()$ T_f (s)]:	<input type="text" value="[0.01 0.1]"/>
Regulator output limits and gain [E_{fmin} , E_{fmax} (pu), $K_p()$]:	<input type="text" value="[0, 3, 0]"/>
Initial values of terminal voltage and field voltage [V_{t0} (pu) V_{f0} (pu)]:	<input type="text" value="[1, 1]"/>

Figura 4.11 - Parâmetros utilizados no sistema de excitação.

- Low-pass filter time constant T_r (s)*: Constante de tempo (T_r) do sistema de primeira ordem que representa o transdutor de tensão aos terminais do estator;
- Regulator gain and time constant [K_a () T_a (s)]*: Ganho (K_a) e constante de tempo (T_a) do sistema de primeira ordem representativo do regulador principal;
- Exciter [K_e () T_e (s)]*: Ganho (K_e) e constante de tempo (T_e), do sistema de primeira ordem representativo da excitatriz;
- Transient gain reduction [T_b (s) T_c (s)]*: Constantes de tempo (T_b e T_c), do sistema de primeira ordem que representa o compensador lead-leg;
- Damping filter gain and constant time [K_f () T_f (s)]*: Ganho (K_f) e constante de tempo (T_f), do sistema de primeira ordem representativo da realimentação diferencial;
- Regulator output limits and gain [E_{fmin} , E_{fmax} (pu), K_p ()]*: Limite mínimo (E_{fmin}) e máximo (E_{fmax}), impostos a saída do regulador de tensão;
- Initial values of terminal voltage and field voltage [V_{t0} (pu) V_{f0} (pu)]*: Valores Iniciais da tensão aos terminais do estator (V_{t0}) e da tensão aplicada ao enrolamento de campo (V_{f0}).

4.4.2 Parque Eólico

Em relação ao bloco representativo parque eólico simulado optou-se pela utilização de um bloco disponível na livreria do Matlab/Simulink. O modelo escolhido denomina-se de “Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator”. De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização do sistema de excitação.

Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type) (mask)	
This block implements a phasor model of a doubly-fed induction generator driven by a wind turbine.	
Parameters	
Display:	Generator data
Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA), Vn(Vrms), fn(Hz)]:	[50e6 575 50]
Stator [Rs,Lls] (pu):	[0.00706 0.171]
Rotor [Rr',Llr'] (pu):	[0.005 0.156]
Magnetizing inductance Lm (pu):	2.9
Inertia constant, friction factor, and pairs of poles [H(s) F(pu) p]:	[5.04 0.001 3]
Initial conditions [s0 th(deg) Is(pu) ph_Is(deg) Ir(pu) ph_Ir(deg)]:	[0.2 0 0 0 0]

Figura 4.12 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Generator data”.

-*Nom. Power, L-L volt. and freq. [Pn (VA), Vn (Vrms), fn (Hz)]*: Potência Nominal (VA), tensão nominal fase-fase (Vn) e frequência nominal do sistema (Hz);

-*Stator [Rs, Lls] (pu)*: Resistência [Rs] e reactância de fugas (Xls) do estator;

-*Rotor [Rr', Llr'] (pu)*: Resistência [Rr] e reactância de fugas (Xls) do rotor referida ao estator;

-*Magnetizing inductance Lm (pu)*: Indutância magnetizante [Lm];

-*Inertia constant, friction factor and pole pairs [H (s) F (pu) p]*: Constante de inércia (H), coeficiente de atrito (F) e número de pólos (p);

-*Initial conditions [s () th (deg) Is () ph_Is (deg) Ir (pu) ph_ir (deg)]*: Valor inicial do deslizamento (s), do ângulo eléctrico (th), da magnitude da corrente fasorial do estator e respectivo ângulo (Is, ph_Is) e da magnitude da corrente fasorial do rotor e respectivo ângulo (Ir, ph_Is)

Display: Converters data
Converter maximum power (pu): 0.5
Grid-side coupling inductor [L (pu) R (pu)]: [0.15 0.15/100]
Coupling inductor initial current: [IL(pu) ph_IL(deg)] [0 90]
Nominal DC bus voltage (V): 1200
DC bus capacitor (F): 10000e-6

Figura 4.13- Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Converters data”.

-*Converter maximum power (pu)*: Estipula a máxima potência dos conversores do lado da rede e do lado do rotor;

-*Grid-side coupling inductor [L (pu), R (pu)]*: Indutância de acoplamento do conversor do lado da rede;

-*Coupling inductor initial current [IL (pu) ph_IL (deg)]*: Valor inicial para a indutância de acoplamento (IL) e respectivo ângulo (ph_IL);

-*Nominal DC bus voltage (V)*: Tensão nominal pretendida no barramento DC;

-*DC bus capacitor (F)*: Valor da capacidade do condensador no barramento DC.

Display:	Control parameters
Mode of operation:	Voltage regulation
<input type="checkbox"/> External grid voltage reference:	
Reference grid voltage V_{ref} (pu):	1.0
<input type="checkbox"/> External reactive current I_{q_ref} for grid-side converter:	
Grid-side converter generated reactive current reference (I_{q_ref}) (pu):	0
Grid voltage regulator gains: [Kp Ki]	[1.25 300]
Droop X_s (pu):	0.02
Power regulator gains: [Kp Ki]	[1 100]
DC bus voltage regulator gains: [Kp Ki]	[0.002 0.05]
Grid-side converter current regulator gains: [Kp Ki]	[1 100]
Rotor-side converter current regulator gains: [Kp Ki]	[0.3 8]
Maximum rate of change of reference grid voltage (pu/s):	100
Maximum rate of change of reference power (pu/s):	1
Maximum rate of change of converter reference currents (pu/s):	200

Figura 4.14 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Control parameters”.

- Mode of operation*: É possível estabelecer o modo de operação que se pretende explorar do parque eólico. Existe dois modos de operação distintos, nomeadamente, o modo de regulação da tensão ou o modo de regulação da potência reactiva;
- Reference grid voltage V_{ref} (pu)*: Valor da tensão de referência utilizada no regulador de tensão;
- Grid-side converter generated reactive current reference (I_{q_ref}) (pu)*: Valor de referência da corrente reactiva para o conversor do lado da rede;
- Grid voltage regulator gains [Kp Ki]*: Ganhos do regulador de tensão AC;
- Droop X_s (pu)*: Valor da reactância que define a inclinação da curva característica V-I;
- Power regulator gains [Kp Ki]*: Ganhos do regulador de potência;
- DC bus voltage regulator gains [Kp Ki]*: Ganhos do regulador de tensão do barramento DC responsáveis por controlar a tensão que percorre o condensador existente no barramento DC;
- Grid-side converter current regulator gains [Kp Ki]*: Ganhos do regulador de corrente no conversor do lado da rede;
- Rotor-side converter current regulator gains [Kp Ki]*: Ganhos do regulador de corrente no conversor do lado do rotor;

- Maximum rate of change of reference grid voltage (pu/s)*: Taxa máxima de variação da tensão de referencia, quando a tensão externa de referência é utilizada;
- Maximum rate of change of reference power (pu/s)*: Taxa máxima de variação da potência de referência;
- Maximum rate of change converter reference currents (pu/s)*: Taxa máxima de variação da corrente de referência para os conversores do lado da rede e do rotor;

Figura 4.15 - Parâmetros utilizados no parque eólico na secção “Turbine data”.

- Nominal wind turbine mechanical output power (W)*: Potencia mecânica nominal da turbina;
- Tracking characteristic speeds [speed_A (pu) ... speed_A (pu)]*: Especifica os valores das velocidades desde o ponto A ao ponto D;
- Power at point C (pu/mechanical power)*: Valor da potência correspondente ao ponto C;
- Wind speed at point C (m/s)*: Valor da velocidade do vento correspondente ao ponto C;
- Pitch angle controller gain (Kp)*: Ganho do controlado do ângulo de pitch;
- Maximum pitch angle (deg)*: Valor máximo estipulado para o ângulo de pitch;
- Maximum rate of change pitch angle (deg/s)*: Taxa máxima de variação do ângulo de pitch.

Capítulo 5

Simulação e Resultados

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados extraídos da plataforma de simulação Matlab/Simulink, sendo feita também uma interpretação dos mesmos recorrendo ao critério das áreas iguais. O critério das áreas iguais ajuda a compreender os resultados obtidos através de simulação numérica no domínio do tempo. Não foi contudo efectuada uma análise quantitativa dado que o sistema representado na plataforma de simulação é um sistema variante no tempo, ou seja, algumas das suas variáveis (potencia mecânica e f.e.m) variam também no tempo. Como já foi referido no capítulo anterior, os resultados extraídos serão baseados na determinação do tempo crítico da actuação das protecções e no cálculo das potências aceleradoras e das energias cinéticas.

Ainda neste capítulo foi apresentado, para efeitos ilustrativos, o comportamento de algumas variáveis, nomeadamente, a frequência, a potência mecânica, da potência eléctrica medida aos terminais dos grupos geradores que modelizam a geração convencional.

De notar que os resultados extraídos serão apresentados segundo tabelas e gráficos em conjuntos de 6 cenários. Este número de cenários resulta dos diferentes níveis de volume de produção eólica admitidos para cada configuração da rede. Em cada seis cenários existe um deles em que a presença de produção eólica é nula. Nos restantes cinco cenários os níveis de penetração de produção eólica considerados são de 10%, 20%, 30%, 40% e 50% em relação ao valor da carga. Importante mencionar que para todos os cenários o valor da carga foi de 500MW.

5.2 Comportamento da Frequência, Potência Mecânica e da Potência Eléctrica da Geração Convencional

Nesta secção são apresentados, para efeitos ilustrativos, o comportamento de algumas variáveis, nomeadamente, da frequência, da potência mecânica e da potência eléctrica, variáveis estas medidas aos terminais dos grupos geradores que modelizam a geração convencional. Para cada variável, anteriormente mencionada, foi apresentado e analisado o seu comportamento para duas situações distintas. No primeiro caso o sistema permanecerá estável contrariamente ao que se sucederá na segunda situação. Como já foi referido no capítulo 4, mais propriamente na secção 4.2.2, será admitido que o sistema se torna instável sempre que, perante a ocorrência de um curto-circuito, se verifique um desvio de frequência aos terminais da geração convencional superior a 2 Hz relativamente a frequência nominal. Na situação em que o sistema permanece estável o tempo de duração do curto-circuito foi de 260 ms. Relativamente a segunda situação em que efectivamente se admite que o sistema perde a estabilidade, o tempo de duração do curto-circuito foi de 265 ms.

5.2.1 Frequência

De seguida é apresentado o comportamento da frequência para as duas situações descritas na secção 5.2.

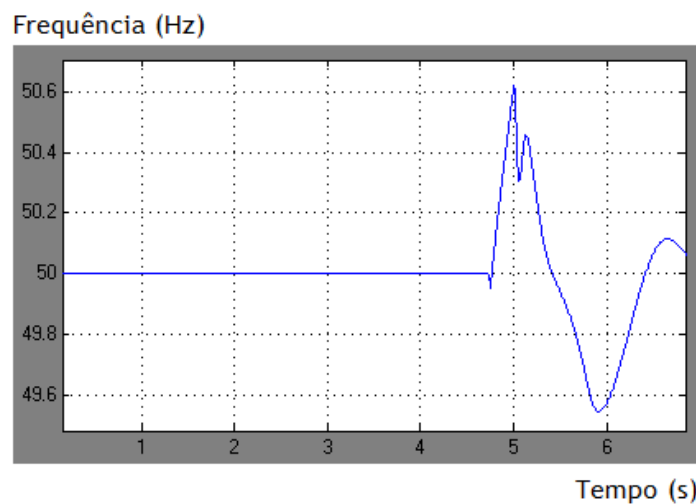


Figura 5.1 - Comportamento da frequência na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.

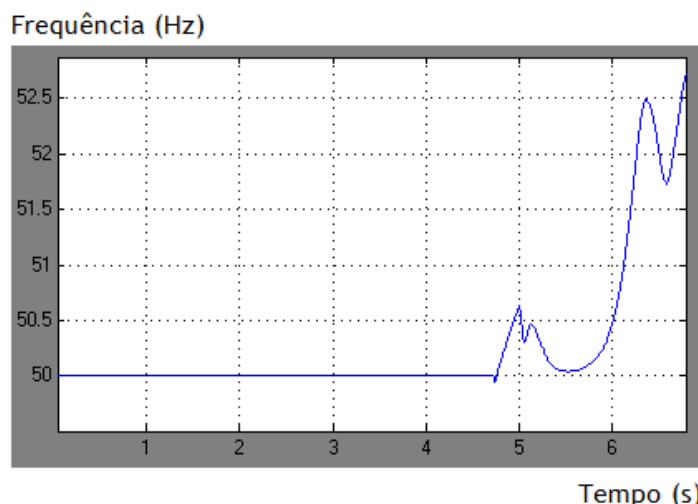


Figura 5.2 - Comportamento da frequência na situação em que se verifica a perda da geração convencional.

Na primeira situação (figura 5.1) é possível observar que a variação da frequência não excede os 2 Hz relativamente ao valor da frequência nominal. Como tal está respeitada a condição que determina a estabilidade do sistema, perante a ocorrência de um curto-circuito. Em contrapartida na segunda situação (figura 5.2) é possível observar a perda de estabilidade do sistema, uma vez que a frequência excede os 52 Hz, originando posteriormente a actuação das protecções de máximo e mínimo de frequência que equipam a geração convencional, o que conduziria ao colapso desta área de controlo.

5.2.2 Potência Mecânica

De seguida é apresentado o comportamento da potência mecânica para as duas situações descritas na secção 5.2.

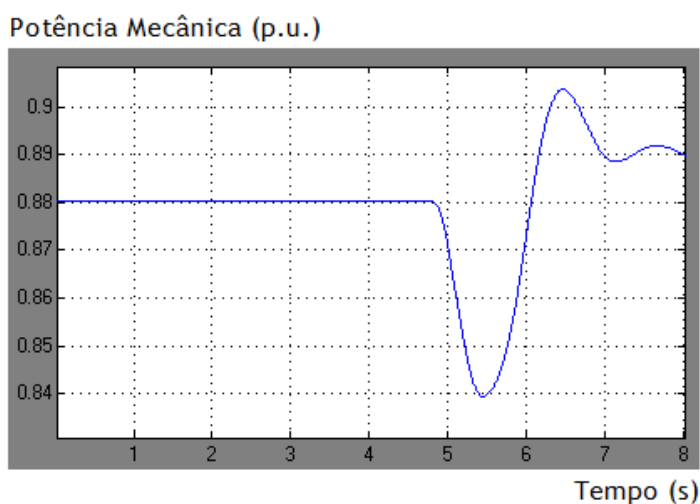


Figura 5.3 - Comportamento da potência mecânica na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.

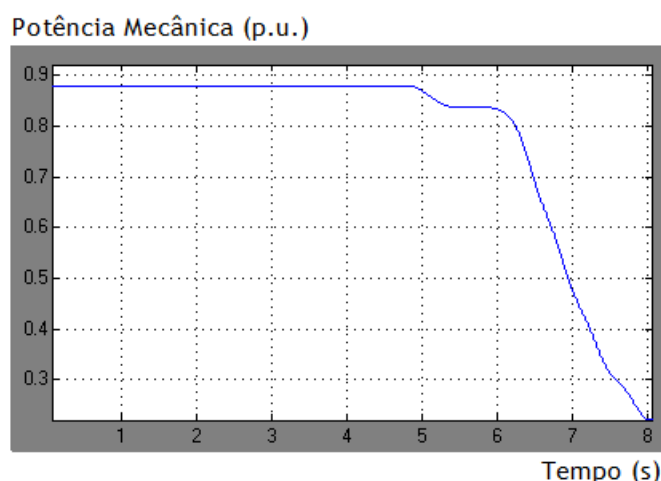


Figura 5.4 - Comportamento da potência mecânica na situação em que se verifica a perda da geração convencional.

Pela análise da figura 5.3 é possível verificar que a partir do instante inicial do curto-circuito a potência mecânica aos terminais da geração convencional decresce até ± 5.5 s. A partir desse instante, a potência mecânica tende a aumentar como resposta as perdas de geração ocorridas durante a permanência do curto-circuito.

No que diz respeito à situação em que se admite a perda de estabilidade do sistema, é possível verificar, através da análise da figura 5.4 que a partir do instante inicial do curto-circuito a potência mecânica apresenta um comportamento continuamente decrescente traduzindo o facto de, nesta situação, ser necessário retirar de serviço a geração convencional.

5.2.3 Potência Eléctrica

De seguida é apresentado o comportamento da potência eléctrica para as duas situações descritas na secção 5.2.

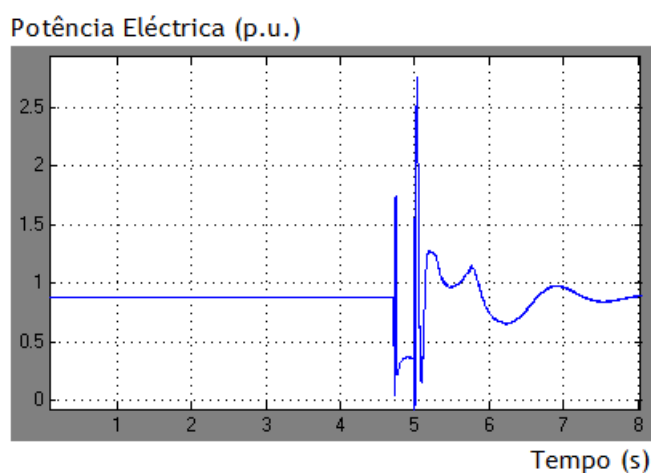


Figura 5.5 - Comportamento da potência eléctrica na situação em que não se verifica a perda da geração convencional.

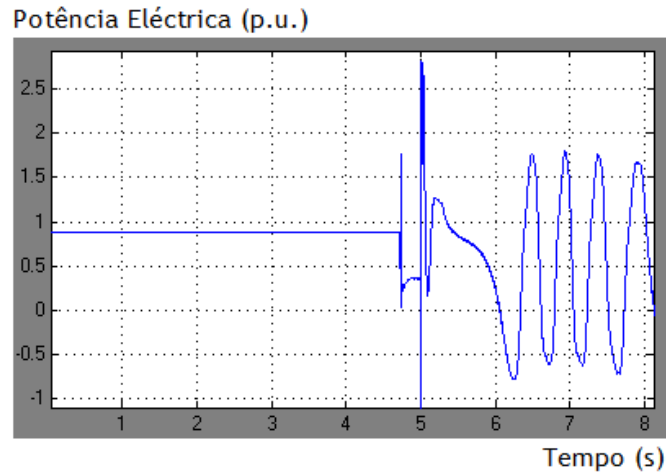


Figura 5.6 - Comportamento da potência eléctrica na situação em que se verifica a perda da geração convencional.

Pela análise da figura 5.5 é possível verificar que a partir do instante inicial do curto-circuito a potência eléctrica aos terminais da geração convencional oscila, como seria de esperar, durante a ocorrência do curto-circuito. Após o instante da eliminação do curto-circuito é possível observar um comportamento oscilatório amortecido com uma tendência para o valor que caracterizava o funcionamento da geração convencional antes da ocorrência do curto-circuito.

No que diz respeito à situação em que se admite a perda de estabilidade do sistema, é possível verificar, através da análise da figura 5.6, que a partir do instante em que se verifica a eliminação do defeito, a potência eléctrica apresenta um comportamento oscilatório contudo não manifestando qualquer tendência como é visível na situação em que não se verifica a perda de estabilidade do sistema.

5.3 Cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6

A particularidade destes primeiros seis cenários é que a geração convencional é modelizada por apenas um grupo gerador com uma capacidade instalada de 500 MW. Como tal, à medida que os níveis de volume de produção eólica aumentam, a potência eléctrica extraída do grupo gerador, que simboliza a geração convencional, será cada vez menor. Uma vez que a potência eléctrica fornecida será menor consequentemente a potência mecânica aplicada a máquina síncrona será cada vez menor.

De seguida são expostas duas tabelas, sendo que na primeira tabela é descrito o despacho estipulado para cada cenário e na segunda tabela estão referidos os valores extraídos directamente da plataforma de simulação que possibilitam o cálculo da potência aceleradora. Para o cálculo da potência aceleradora foi necessário extrair os valores da potência mecânica

no instante antes da ocorrência do defeito, do valor da potência eléctrica no momento imediato à ocorrência do defeito. Por fim é necessário determinar o valor da constante de inércia para cada cenário simulado. Esse valor irá depender do número de grupos geradores em funcionamento e do valor da reserva pretendida. Nestes primeiros seis cenários, estando a modelizar a geração convencional por apenas um grupo gerador equivalente, a constante de inércia utilizada no cálculo da potência aceleradora é constante e de valor igual a 50 s.

Tabela 5.1 - Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.

	Geração Convencional		Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada MW	Potência Fornecida MW	Potência Fornecida MW
Cenário 1	500	500	0
Cenário 2	500	450	50
Cenário 3	500	400	100
Cenário 4	500	350	150
Cenário 5	500	300	200
Cenário 6	500	250	250

Tabela 5.2 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.

	Potência Fornecida (MW)	Pmec (t0-) (p.u.)	Pel (t0+) (p.u.)	Potência Aceleradora (p.u.)
Cenário 1	495	0,9905	0,0451	3,4034
Cenário 2	440	0,8802	0,0435	3,0121
Cenário 3	396	0,7913	0,0370	2,7155
Cenário 4	344	0,6888	0,0265	2,3843
Cenário 5	296	0,5912	0,0346	2,0038
Cenário 6	250	0,4992	0,0325	1,6801

Através da análise da tabela 5.2, é possível concluir que a potência aceleradora diminui à medida que o volume de produção eólica aumenta.

De seguida é apresentado um gráfico que permite visualizar a evolução do tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador em função dos diferentes níveis e integração eólica definidos na tabela 5.1.

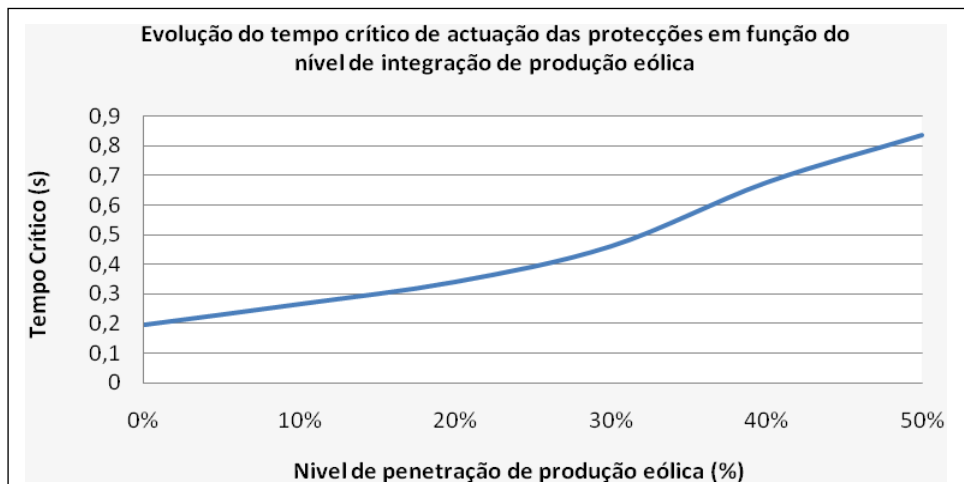


Figura 5.7 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica

Para este caso é possível verificar, através da observação da figura 5.7, que o tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador aumenta à medida que os níveis de integração de produção eólica também aumentam. O mesmo será dizer que à medida que os níveis de integração de produção eólica aumentam se verifica um aumento do nível de estabilidade do sistema eléctrico e consequentemente um aumento do grau de robustez apresentado pelo mesmo.

Para realizar uma fundamentação baseada no critério das áreas iguais foi aplicado este mesmo método de análise a um sistema similar ao sistema simulado na plataforma de simulação. A figura seguinte identifica, a “luz” do critério das áreas iguais, as curvas $P_e(\delta)$ (potencia eléctrica em função do ângulo de carga) aplicado ao modelo simulado na plataforma de simulação.

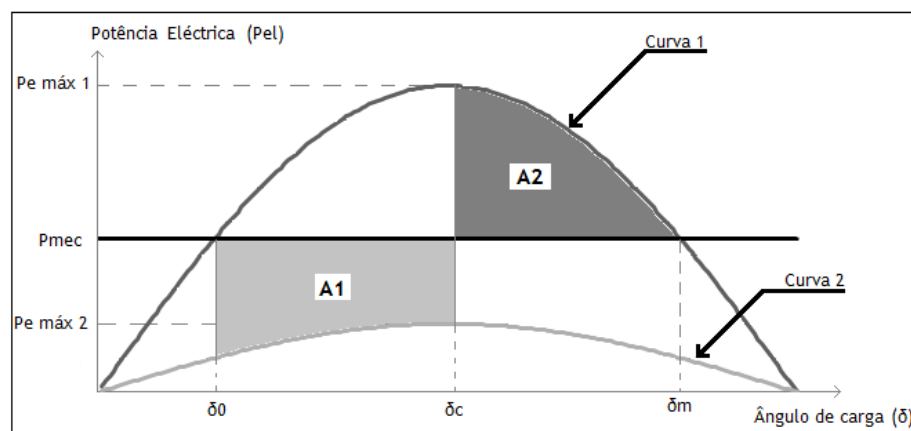


Figura 5.8 - Aplicação do critério das áreas iguais ao sistema semelhante ao sistema adoptado na plataforma de simulação.

O ponto de funcionamento inicial do grupo gerador caracteriza-se por uma igualdade entre a potência eléctrica fornecida e a potência mecânica que está aplicada na máquina síncrona. Quando ocorre o curto-circuito a potência eléctrica do grupo gerador diminui, passando a potência eléctrica a ser representada pela curva 2. Para um determinado δ_c (ângulo crítico), correspondendo ao instante em que verifica a eliminação do defeito, a potência eléctrica aumenta passando a ser representado pela curva 1. O valor de δ_c é estabelecido quando efectivamente se verifica uma igualdade entre a área A1 (área representativa da energia cinética adquirida pelo grupo gerador durante a permanência do curto-circuito) e a área A2 (área expressiva da energia potencial).

De seguida é apresentado um gráfico que permite obter uma perspectiva da evolução da área de aceleração à medida que a potência mecânica, que caracteriza o ponto de exploração do grupo gerador, varia.

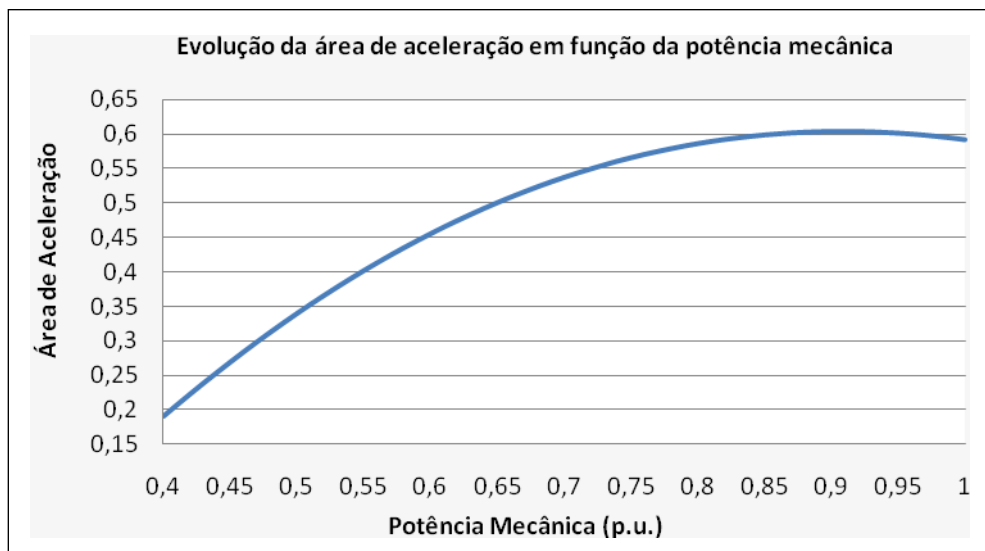


Figura 5.9 - Evolução da área de aceleração em função da potência mecânica aplicando o critério das áreas iguais.

O gráfico exposto na figura 5.9 é fundamental para demonstrar o comportamento que se verifica nos vários cenários exposto ao longo deste capítulo. Através da sua análise é possível verificar que implicações na variação da potência mecânica, em que a máquina síncrona se encontra a ser explorada, acarretam no comportamento da área correspondente a área de aceleração.

No intervalo $[0,4, \pm 0,9]$ p.u., onde a potência mecânica varia, é possível constatar que à medida que a mesma aumenta, a área de aceleração também acompanha a mesma tendência. Tal ocorre devido a diminuição da reserva que se verifica à medida que a potência mecânica aumenta, tornando a área de aceleração cada vez maior e consequentemente tornando os níveis de estabilidade apresentados pelo grupo gerador cada vez menores. Outra

observação, que merece especial destaque, é o facto de verificar-se que a área de aceleração a partir de um determinado valor de potência mecânica altera o seu comportamento. Se é verdade que o comportamento apresentado pela área de aceleração é crescente desde os 0,4 p.u. até aproximadamente os 0,9 p.u., outro facto é que a partir dos 0,9 p.u. a área de aceleração apresenta um comportamento decrescente. Esta conclusão é essencial para justificar o comportamento observados nos cenários apresentados na secção 5.4 (cenários 7,8,9,10,11 e 12).

Pela análise da figura 5.7, é possível verificar um aumento dos níveis de estabilidade do grupo gerador à medida que aumenta os níveis de integração de produção eólica. Tal fenómeno ocorre, uma vez que, à medida que os níveis de integração de produção eólica aumentam a potência eléctrica fornecida pelo grupo gerador diminui e conseqüentemente a potência mecânica a que a máquina síncrona se encontra sujeita também diminui. Tal acontecimento conduz a que a reserva aumente. Este aumento efectivo da reserva acarreta um aumento na estabilidade do grupo gerador levando ao aumento da estabilidade do sistema eléctrico. Esta situação ocorre dado que se admite que a potência instalada não se altera com a integração da produção eólica.

5.4 Cenários 7, 8, 9, 10, 11 e 12

Com o intuito de tornar o sistema simulado mais próximo com o que acontece na realidade, contrariamente ao que sucedeu com os cenários indicados na secção 5.2, os próximos cenários estão associados a uma situação em que a geração convencional é definida por um conjunto de grupos geradores ligados em paralelo que pode ser alterado à medida que se procede ao aumento da integração da produção eólica. Importante referir que todos os grupos que constituirão a geração convencional apresentam as mesmas características. Tal decisão não colocará em causa a validade dos resultados extraídos tornando o problema mais simples do ponto de vista de simulação.

É importante referir que para os cenários apresentados nesta secção não é admitida reserva nos grupos geradores que modelizam a geração convencional. Nos cenários expostos nas seguintes secções a geração convencional apresenta contudo, um determinado valor de reserva pré-estipulado. O principal objectivo da simulação dos cenários referidos nas secções 5.4, 5.5 e 5.6, cada conjunto com um específico valor de reserva atribuído, foi de constatar qual o efeito que a reserva, proveniente da geração convencional, acarreta para os níveis de estabilidade dos sistema eléctrico em causa, ou por outras palavras, qual o impacto no nível de robustez apresentado pelo sistema simulado.

De seguida são expostas três tabelas, sendo que na primeira tabela será descrito o despacho estipulado para cada cenário, na segunda tabela estão referidos os valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora e por fim a terceira tabela contendo os valores que permitem o cálculo da

energia cinética adquirida pelos grupos geradores durante o período de permanência do curto-circuito.

Tabela 5.3 - Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Nº de Grupos Geradores Ligados em Paralelo	Potência Fornecida (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 7	500	10	500	0
Cenário 8	450	9	450	50
Cenário 9	400	8	400	100
Cenário 10	350	7	350	150
Cenário 11	300	6	300	200
Cenário 12	250	5	250	250

Tabela 5.4 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.

	Potência Fornecida (MW)	Pmec (t0-) (p.u.)	Pel (t0+) (p.u.)	Constante de Inércia (s)	Potência Aceleradora (p.u.) BV	Potência Aceleradora (p.u.) BS
Cenário 7	495	0,9906	0,0551	50	3,3678	1,6839
Cenário 8	445	0,9878	0,0615	45	3,7052	1,6673
Cenário 9	390	0,9760	0,0503	40	4,1657	1,6663
Cenário 10	341	0,9742	0,0505	35	4,7505	1,6627
Cenário 11	290	0,9675	0,0540	30	5,4810	1,6443
Cenário 12	241	0,9625	0,0499	25	6,5707	1,6427

Tabela 5.5 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.

	Freq (tcrítico) (Hz)	Velocidade Angular (tcrítico) (p.u.)	Energia Cinética (tcrítico) (pu) BV	Energia Cinética (tcrítico) (p.u.) BS
Cenário 7	50,564	1,0113	1,02269	0,5113
Cenário 8	50,558	1,0112	1,02244	0,4601
Cenário 9	50,558	1,0112	1,02244	0,4090
Cenário 10	50,627	1,0125	1,02524	0,3588
Cenário 11	50,526	1,0105	1,02115	0,3063
Cenário 12	50,512	1,0102	1,02058	0,2551

De notar que os valores referentes à potência aceleradora e à energia cinética são calculados segundo uma base variável e depois convertidos para uma base fixa definida

inicialmente. A conversão dos valores calculados na base variável para a base fixa ocorre para efeitos comparativos. A base variável é definida e igual ao valor da potência total instalada na geração convencional. Em relação à potência fixa definiu-se como sendo igual a 1000MVA.

Através da análise da tabela 5.4 e 5.5, é possível concluir que a potência aceleradora e a energia cinética diminuem à medida que o volume de produção eólica aumenta.

De seguida será apresentado um gráfico que permite visualizar a evolução do tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador em função dos diferentes níveis e integração eólica definidos na tabela 5.3.

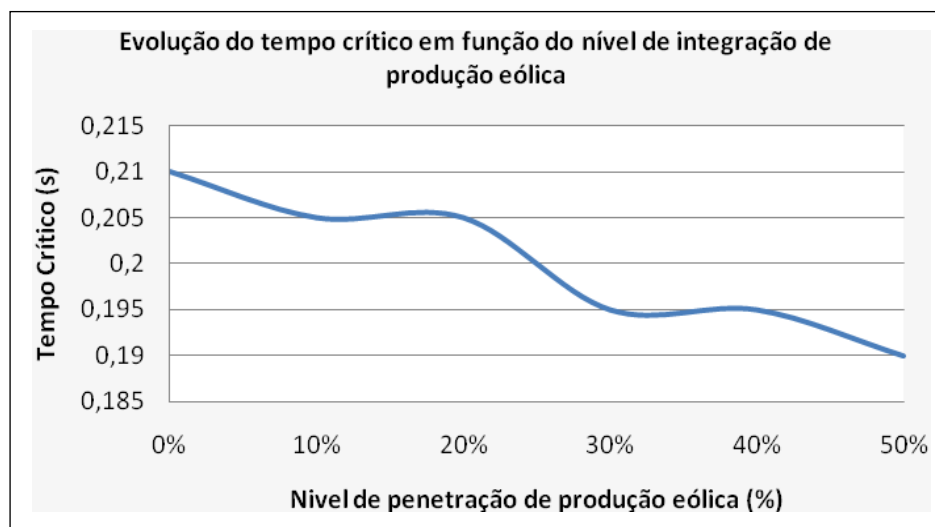


Figura 5.10 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.

É possível verificar, através da visualização da figura 5.10, que o tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador diminui à medida que os níveis de integração de produção eólica aumentam. O mesmo será dizer que à medida que os níveis de integração de produção eólica aumentam se verifica uma diminuição dos níveis de estabilidade do sistema eléctrico e consequentemente uma diminuição do grau de robustez apresentado pelo mesmo.

Segundo a tabela 5.4 é possível verificar que em todos os cenários a potência mecânica extraídas dos grupos geradores encontram-se num intervalo de valores bastante reduzido e próximo do valor 1.p.u.

De seguida é apresentado um “zoom” da figura 5.9 que permite ter uma melhor perspectiva das variações da área de aceleração que resulta de variações da potência mecânica compreendidos entre os 0,8 p.u. e 1p.u.

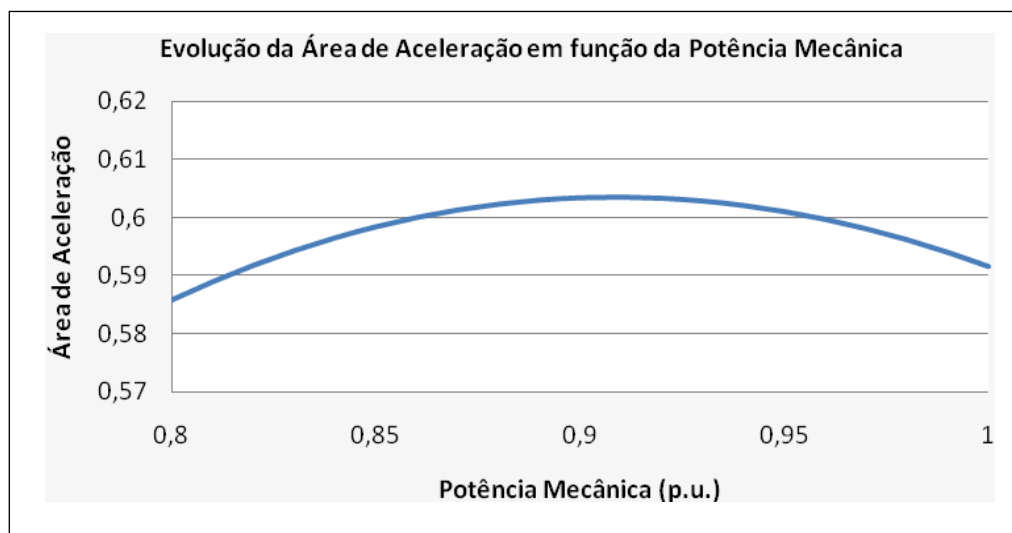


Figura 5.11 - Zoom da figura 5.9 (Evolução da área de aceleração em função da potência mecânica aplicando o critério das áreas iguais).

Da análise destes resultados verifica-se que os valores da potência mecânica dos cenários apresentados nesta secção se encontram no interior de um intervalo de valores compreendidos entre $[0,9625, 0,9906]$ exibindo um comportamento praticamente decrescente à medida que os níveis de integração eólica aumentam. Dito isto e através da análise do gráfico 5.5 podemos concluir a para o intervalo da potencia mecânica definido por $[\pm 0,9, 1]$ p.u a área de aceleração tenderá a aumentar à medida que a potencia mecânica diminui no intervalo anteriormente indicado. Para os cenários expostos nesta secção à medida que os níveis de integração eólica aumentam a potência mecânica diminui mas dentro do intervalo $[\pm 0,9, 1]$. Como tal à medida que os níveis de integração de produção aumentam a área de aceleração aumenta e os tempos de actuação das protecções diminuem, como se pode observar pela figura 5.10, originando que a geração convencional apresente níveis de estabilidade cada vez mais reduzidos.

5.5 Cenários 13, 14, 15, 16, 17 e 18

Contrariamente aos caos expostos na secção anterior, os cenários que serão apresentados de seguida têm a particularidade de incorporar na geração convencional um determinado valor de reserva. O valor da reserva é determinado por uma percentagem do valor da carga. Para os cenários desta secção o valor da reserva estipulada será de 10% do valor da carga. Sendo o valor da carga constante e igual a 500 MW então o valor da reserva para cada o conjunto de cenários definidos nesta secção será de 50MW.

De seguida são expostas três tabelas, sendo que na primeira tabela será descrito o despacho estipulado para cada cenário, na segunda tabela estão referidos os valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora e por fim a terceira tabela contendo os valores que permitem o cálculo da

energia cinética adquirida pelos grupos geradores durante o período de permanência do curto-circuito.

Tabela 5.6 - Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.

	Geração Convencional		Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Potência Fornecida (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 13	550	500	0
Cenário 14	500	450	50
Cenário 15	450	400	100
Cenário 16	400	350	150
Cenário 17	350	300	200
Cenário 18	300	250	250

Tabela 5.7 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.

	Potência Fornecida (MW)	Pmec (t0-) (p.u.)	Pel (t0+) (p.u.)	Potência Aceleradora (p.u.) BV	Potência Aceleradora (p.u.) BS
Cenário 13	491	0,8925	0,0483	2,7628	1,5196
Cenário 14	440	0,8794	0,0475	2,9948	1,4974
Cenário 15	385	0,8554	0,0451	3,2412	1,4585
Cenário 16	342	0,8549	0,0440	3,6491	1,4596
Cenário 17	292	0,8335	0,0405	4,0783	1,4274
Cenário 18	242	0,8082	0,0372	4,6260	1,3878

Tabela 5.8 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.

	Freq (tcrítico) (Hz)	Velocidade Angular (tcrítico) (p.u.)	Energia Cinética (tcrítico) (pu) BV	Energia Cinética (tcrítico) (p.u.) BS
Cenário 13	50,595	1,0119	1,02394	0,5632
Cenário 14	50,601	1,0120	1,02418	0,5121
Cenário 15	50,594	1,0119	1,02390	0,4608
Cenário 16	50,582	1,0116	1,02342	0,4094
Cenário 17	50,581	1,0116	1,02338	0,3582
Cenário 18	50,577	1,0115	1,02321	0,3070

Através da análise da tabela 5.7 e 5.8, é possível concluir que a potência aceleradora e a energia cinética diminuem à medida que o volume de produção eólica aumenta.

De seguida é apresentado um gráfico que permite visualizar a evolução do tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador em função dos diferentes níveis e integração eólica definidos na tabela 5.6.

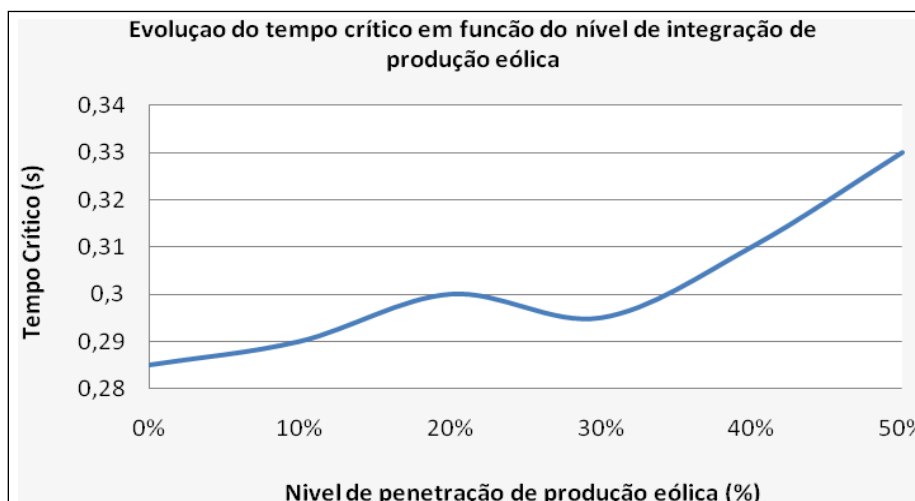


Figura 5.12 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.

É possível verificar através da análise do gráfico exposto na figura 5.12, que o tempo crítico de actuação das protecções de uma forma geral aumenta à medida que os níveis de integração eólica aumentam. A excepção ocorre da passagem do cenário 15 (20% de Produção Eólica) para o cenário 16 (30% de Produção Eólica). Tal situação verifica-se devida ao pequeno aumento da potência mecânica verificado aquando da passagem dos dois cenários anteriormente indicados, como se pode constatar através da análise da tabela 5.7. Apesar do ligeiro aumento da potência mecânica verificado, tal comportamento é o suficiente para acarretar um ligeiro declínio dos níveis de estabilidade apresentado pela geração convencional.

5.6 Cenários 19, 20, 21, 22, 23 e 24

A particularidade do grupo de cenários pertencentes a esta secção relativamente aos cenários definidos na secção anterior resulta do facto de existir um aumento do valor do nível da reserva adoptada. Para este grupo de cenários a reserva adoptada é cerca de 20% do valor da carga. Uma vez que a carga é de 500MW o valor da reserva é agora de 100MW.

De seguida são expostas três tabelas, sendo que na primeira tabela será descrito o despacho estipulado para cada cenário, na segunda tabela estão referidos os valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora e por fim a terceira tabela contendo os valores que permitem o cálculo da energia cinética adquirida pelos grupos geradores durante o período de permanência do curto-circuito.

Tabela 5.9 - Despacho estipulado para a geração convencional e para o parque eólico.

	Geração Convencional			Parque Eólico DFIM
	Potência Instalada (MW)	Nº de Grupos Geradores Ligados em Paralelo	Potência Fornecida (MW)	Potência Fornecida (MW)
Cenário 19	600	12	500	0
Cenário 20	550	11	450	50
Cenário 21	500	10	400	100
Cenário 22	450	9	350	150
Cenário 23	400	8	300	200
Cenário 24	350	7	250	250

Tabela 5.10 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da potência aceleradora.

	Potência Fornecida (MW)	Pmec (t0-) (p.u.)	Pel (t0+) (p.u.)	Constante de Inércia (s)	Potência Aceleradora (p.u.) BV	Potência Aceleradora (p.u.) BS
Cenário 19	498	0,8305	0,0471	60	2,3502	1,4101
Cenário 20	437	0,7947	0,0633	55	2,3937	1,3165
Cenário 21	384	0,7678	0,0589	50	2,5520	1,2760
Cenário 22	343	0,7617	0,0465	45	2,8608	1,2874
Cenário 23	293	0,7321	0,0360	40	3,1325	1,2530
Cenário 24	244	0,6969	0,0435	35	3,3603	1,1761

Tabela 5.11 - Valores extraídos directamente da plataforma de simulação e que possibilitam o cálculo da energia cinética.

	Freq (tcrítico) (Hz)	Velocidade Angular (tcrítico) (p.u.)	Energia Cinética (tcrítico) (pu) BV	Energia Cinética (tcrítico) (p.u.) BS
Cenário 19	50,603	1,0121	1,02427	0,6146
Cenário 20	50,606	1,0121	1,02439	0,5634
Cenário 21	50,598	1,0120	1,02406	0,5120
Cenário 22	50,586	1,0117	1,02358	0,4606
Cenário 23	50,568	1,0114	1,02285	0,4091
Cenário 24	50,552	1,0110	1,02220	0,3578

Através da análise da tabela 5.10 e 5.11, é possível concluir que a potência aceleradora e a energia cinética diminuem à medida que o volume de produção eólica aumenta.

De seguida é apresentado um gráfico que permite visualizar a evolução do tempo crítico de actuação das protecções do grupo gerador em função dos diferentes níveis e integração eólica definidos na tabela 5.9.

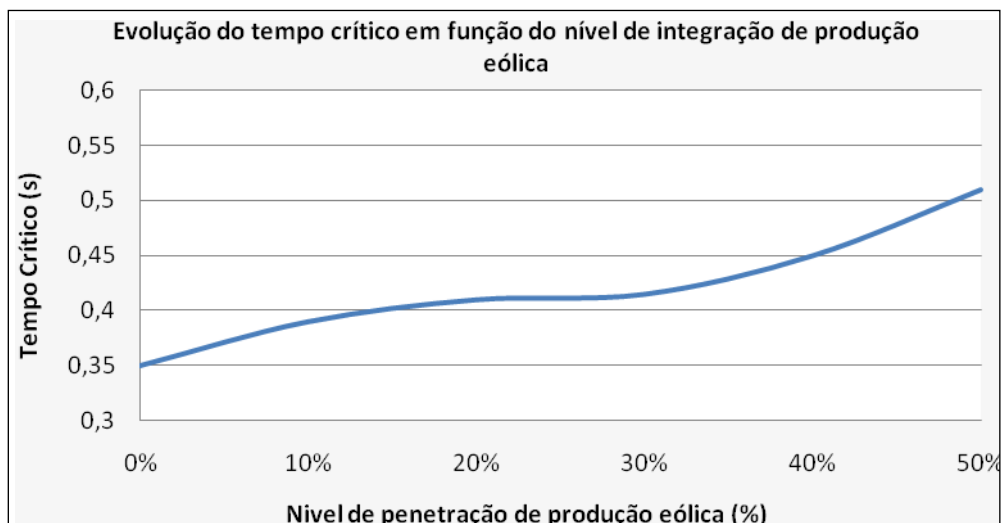


Figura 5.13 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.

É possível verificar através da análise do gráfico exposto na figura 5.13, que o tempo crítico de actuação das protecções de uma forma geral aumenta à medida que os níveis de integração eólica aumentam. Também é possível verificar, pela análise da tabela 5.10 que à medida que os níveis de integração de produção eólica aumentam a potência mecânica diminui e, como já foi referido nos cenários indicados nas secções 5.2 e 5.4, verifica-se um aumento dos níveis de estabilidade apresentado pela geração convencional.

5.7 Efeito da Reserva na Estabilidade do Sistema

Os cenários referentes as secções 5.3, 5.4 e 5.5 foram concebidos tendo em vista dois grandes objectivos:

1. O interesse em tornar os sistema eléctrico simulado mais próximo da realidade, isto é, fazer com que a geração convencional fosse modelizada por mais que um grupo gerador;
2. O interesse de saber quais os efeitos que a reserva acarretaria para os níveis de estabilidade apresentados pelos grupos geradores.

De seguida é apresentado um gráfico que permite obter um panorama global dos efeitos que diferentes valores de reserva acarretam para os níveis de estabilidade apresentados pelos grupos geradores.

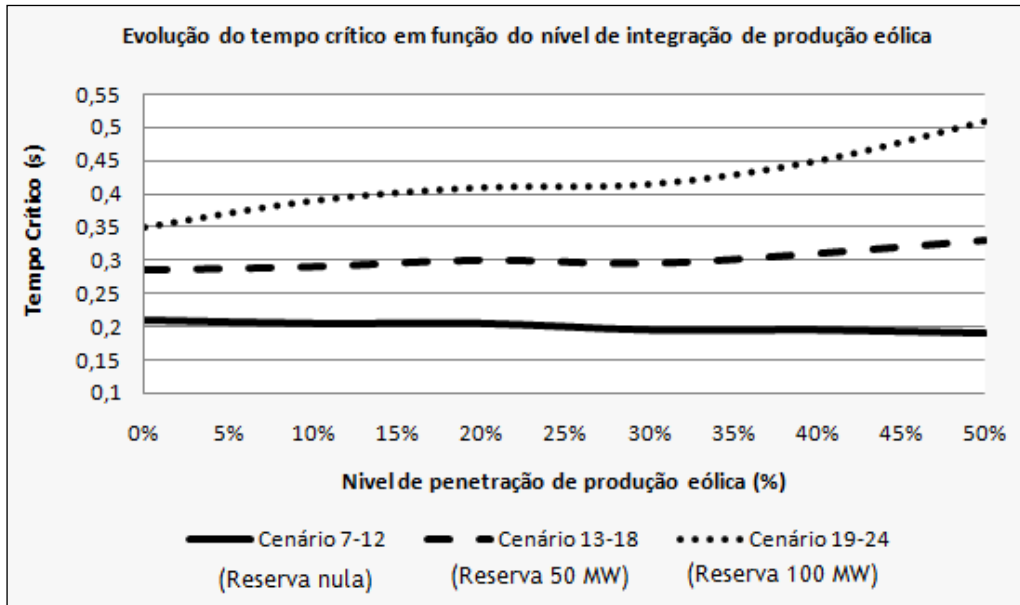


Figura 5.14 - Evolução do tempo crítico de actuação das protecções em função do nível de integração de produção eólica.

De seguida é apresentado um gráfico que permite obter um panorama global dos efeitos que diferentes valores de reserva acarretam para a evolução da potência aceleradora calculada no instante imediato a ocorrência do defeito.

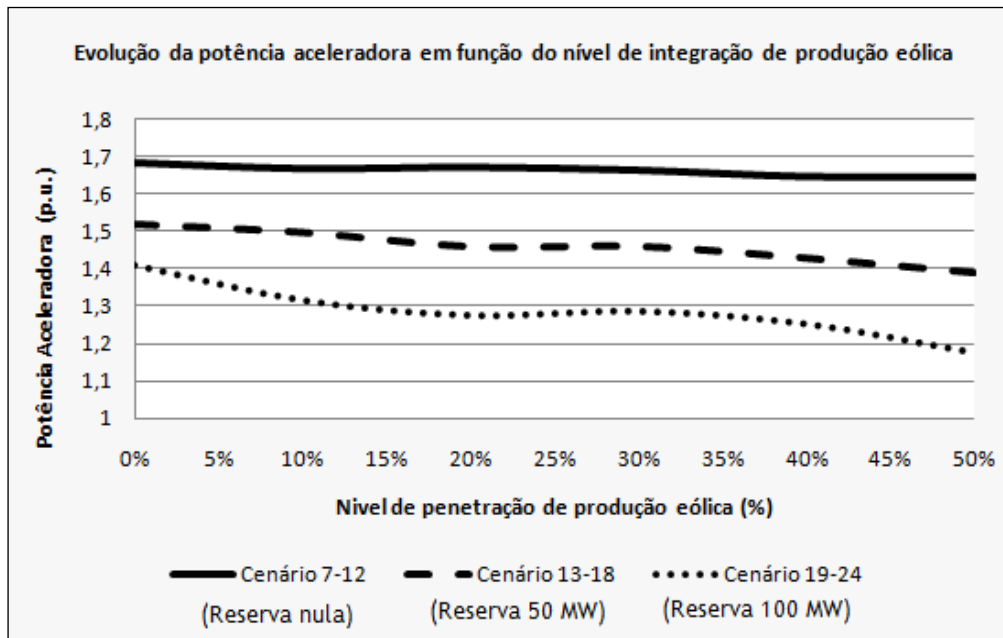


Figura 5.15 - Evolução da potência aceleradora em função do nível de integração de produção eólica.

De seguida é apresentado um gráfico que permite obter um panorama global dos efeitos que diferentes valores de reserva acarretam para a evolução da energia cinética adquirida pelos grupos geradores durante a permanência do defeito.

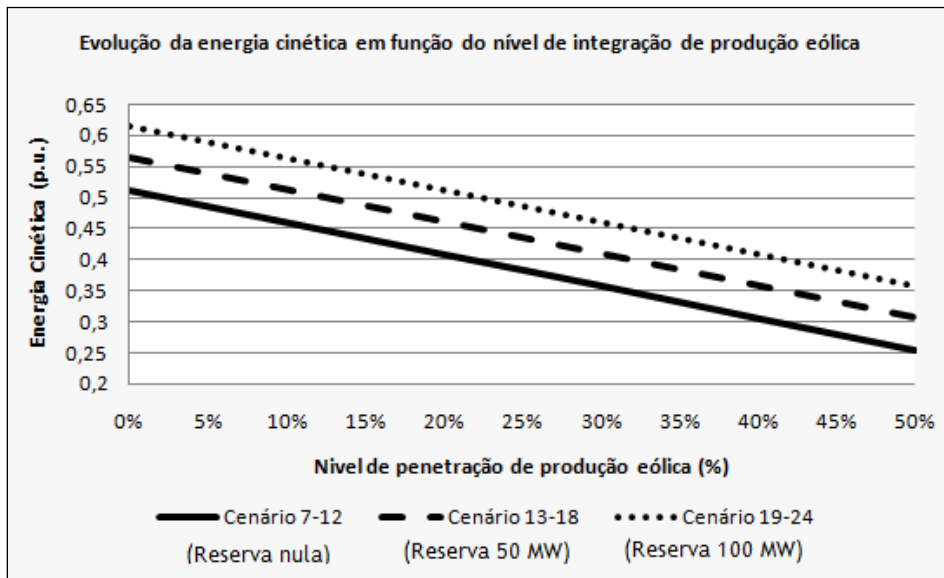


Figura 5.16 - Evolução da energia cinética em função do nível de integração de produção eólica.

Através da análise do gráfico exposto na figura 5.14 é possível verificar que à medida que o nível de reserva adoptada para a geração convencional aumenta, também os tempos críticos de actuação das protecções que equipam os grupos geradores que modelizam a geração convencional aumentam. Este aumento dos tempos críticos traduz-se num aumento dos níveis de estabilidade apresentado pelo sistema eléctrico em estudo.

Em relação a potência aceleradora é possível verificar, através da observação do gráfico exposto na figura 5.15, uma diminuição à medida que o volume de produção eólica aumenta. Outra conclusão que se pode retirar é a diminuição da potência aceleradora à medida que os níveis de reserva adoptados aumentam.

Em relação a energia cinética calculada no instante de eliminação do defeito é possível concluir, através da análise da figura 5.16 que à medida que os níveis de produção eólica aumentam a energia cinética diminui. Contudo é possível observar que a energia cinética aumenta à medida que o nível de reserva admitido aumenta.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Conclusões Principais

Neste trabalho procurou-se analisar e avaliar o impacto do volume de produção eólica na estabilidade de um sistema eléctrico de energia, para uma determinada configuração de exploração. Para tal, inicialmente foi desenvolvido um racional de análise baseado num sistema equivalente a partir do qual foi possível construir uma pequena rede de teste, realizando a sua a simulação utilizando o software Matlab Simulink.

É importante referir que nos estudos realizados se admitiu que a produção eólica em exploração na rede se encontrava dotada de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, não saindo de serviço aquando a ocorrência de curto-circuitos na rede e desde que a tensão aos seus terminais não fosse inferior a 0,2 p.u..

No que diz respeito aos cenários simulados é possível distinguir dois grandes grupos de cenários em que a particularidade que os distingue é a forma como a geração convencional é modelizada. No primeiro grupo constituído pelos cenários referidos na secção 5.4. a geração convencional é modelizada por apenas um grupo gerador. Em relação ao segundo grande conjunto, composto pelos cenários referidos na secção 5.5, 5.6, e 5.7 a geração convencional é modelizada por um determinado número de grupos geradores, ligados em paralelo, sendo que a definição desse número de geradores depende do nível de produção eólica admitida para determinado cenário e depende ao mesmo tempo do nível de reserva pretendida. A adopção desta nova metodologia permite aproximar o sistema simulado mais próximo do que sucede na realidade.

Em relação ao primeiro conjunto de cenários foi possível concluir que à medida que o volume de integração de produção eólica aumenta, também os níveis de estabilidade apresentados pelo sistema aumentam. A principal razão que provoca tal comportamento é o facto de à medida que os níveis de produção eólica aumentam a reserva existente torna-se cada vez maior. O mesmo será dizer que à medida que os níveis de produção eólica

aumentam, a potência eléctrica fornecida pela geração convencional diminui e consequentemente a potência mecânica aplicada ao grupo gerador também diminui. O facto de a potência mecânica diminuir faz com que a reserva existente na geração convencional aumente traduzindo-se num aumento dos tempos de actuação das protecções perante a ocorrência de um defeito na rede eléctrica.

Numa intenção de consolidar a conclusão anteriormente referida foi simulado o segundo conjunto de cenários. A particularidade que distingue os três conjuntos de cenários referidos nas secções 5.5, 5.6 e 5.7 é o facto de, a cada conjunto ser atribuído um específico valor de reserva. A concepção destes três conjunto de cenários advém do interesse em saber quais os efeitos que diferentes valores de reserva acarretam para os níveis de estabilidade apresentados pelos grupos geradores que modelizam a geração convencional. Uma vez mais conclui-se que à medida que os níveis de reserva aumentam também se verifica um acréscimo nos níveis de estabilidade apresentado pelo sistema. A única excepção é quando se admite o valor de reserva nula. Nesta circunstância verifica-se uma ligeira redução dos níveis de estabilidade apresentados pelo sistema à medida que o volume de produção eólica aumenta. Tal comportamento justifica-se atendendo ao facto de os grupos geradores se encontrarem a ser explorados num regime em que o valor da potência eléctrica fornecida se encontra muito próximo do valor da potência instalada.

De notar que as conclusões descritas nos parágrafos anteriores estão associados à rede de teste adoptada na realização deste estudo que se caracteriza por uma determinada topologia e por uma estrutura do sistema electroprodutor muito específica condicionada pelos parâmetros eléctricos e mecânicos dos grupos. Por este motivo não é possível generalizar as conclusões obtidas, recomendando-se antes que se proceda a análises caso a caso.

Em suma é possível concluir para o caso de estudo adoptado, e considerando que na realidade, todos os grupos geradores síncronos responsáveis pela regulação da frequência do sistema são dotados de um determinado valor de reserva, o aumento dos níveis de produção eólica acarreta um aumento dos níveis de estabilidade para o sistema eléctrico. Por outras palavras o aumento do volume de integração de produção eólica traduz-se num aumento do nível de robustez do sistema perante a ocorrência de um determinado defeito.

6.2 Perspectivas de Trabalho Futuro

Um obstáculo com que me deparei ao longo da realização desta dissertação, mais propriamente na fase de pesquisa, foi com a ausência de estudos que descrevessem as implicações na estabilidade do sistema eléctrico de energia que decorrem da presença de elevados níveis de produção eólica. Apesar de encontrar um número considerável de estudos referentes a análise da estabilidade transitória de sistemas de geração eólica, utilizando a mais variada tecnologia de máquinas eléctricas, não foram encontrados estudos em que se

efectuasse uma análise do impacto da estabilidade no sistema eléctrico quando nele se encontram em operação elevados níveis de produção eólica.

De seguida será apresentado, a título de exemplo, algumas perspectivas de trabalho como continuidade desta dissertação:

- Modelização e inclusão de novos parques eólicos na rede de teste, nomeadamente, os parques eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável ou máquinas síncronas de ímanes permanentes.

- Adopção de uma rede de testes mais extensa, adicionando mais barramentos e possibilitando a inserção de mais que um tipo de aerogeradores na mesma rede de teste.

- Admitir a possibilidade dos aerogeradores disponibilizarem reserva ao sistema, recorrendo-se para isso ao seu funcionamento abaixo da curva de extracção de potência óptima.

Referências

- [1] <http://www.iea.org/stats/surveys/mes.pdf>. Consultado em 17 de Novembro de 2010.
- [2] Barbosa, Fernando Pires Maciel, “Gestão de Energia : Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores”, Porto : FEUP - Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2009
- [3] Acetatos do Professor Peças Lopes da disciplina Energia Eólica e Solar pertencente ao curso Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2009/2010.
- [4] Ackermann, T., “Wind Power in Power Systems”, John Wiley & Sons, England, 2005
- [5] World Wind Energy Association, WWEA, “World Wind Energy Report 2009, WWEA”, 2010; Disponível em: <http://www.wwindea.org>. Consultado em 23 de Novembro de 2010.
- [6] http://www.wwindea.org/home/index2.php?option=com_jce&task=popup&img=images/stories/top10mid2010s.jpg&title=&w=400&h=314&mode=0&print=0&click=0. Consultado em 23 de Novembro de 2010.
- [7] Lopes, J. A. P. - Estabilidade transitória de sistemas de produção e transporte de energia: Monitorização e Definição de Medidas de Controlo Preventivo em Ambiente de Tempo Real, Porto, Faculdade de Engenharia a Universidade do Porto, 1988, Dissertação de Doutoramento.
- [8] - Pavella, M.; Murthy, P. G. - Transient Stability of Power Systems (Theory and Practice), UK., John Wiley & Sons, 1994.
- [9] - Fernando Maciel Barbosa, “Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia”, Porto, 2008
- [10] - Sandra Cristina Marchiori - Desenvolvimento de um Sistema para Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas de Energia Eléctrica via Redes Neurais, Ilha Solteira, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2006, Dissertação de Doutoramento.
- [11] Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira - Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas Eléctricos de Energia Utilizando Métodos Híbridos, Porto, Faculdade de Engenharia a Universidade do Porto, 2005, Dissertação de Doutoramento.
- [12] Kundur, P., “Power System Stability and Control”, New York, USA, Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, 1994.

- [13] Pavella, M., Ernst, D., Ruiz-Vega, D., *Transient Stability of Power Systems - A Unified Approach to Assessment and Control*, Boston, USA, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [14] Pai, M. A., *Power System Stability: Analysis by the Direct Method of Lyapunov*, Amsterdam, The Netherlands, North-Holland Publishing Company, 1981.
- [15] Fouad, A. A., Vittal, V., *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, New Jersey, USA, Prentice Hall, 1992.
- [16] Pai, M. A., *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Boston, USA, Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [17] Xue, Y., Custsem, T., Ribbens-Pavella, M., Real-time analytic sensitivity method for transient security assessment and preventive control, *IEE Proceedings Pt. C*, Vol. 135, No. 2, March 1988, pp. 107-117.
- [18] Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., *Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligence Applications*, New York, USA, Marcel Dekker, 2000.
- [19] L. Wehenkel, "Automatic Learning Techniques in Power Systems", ISBN: 0792380681, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [20] J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, V. Miranda, L. B. Almeida, "Fast assessment of transient stability margins by a neural network approach", *Proc. 11th PSCC*, Avignon, France, Aug. 1993.
- [21] Helena Vasconcelos, J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, "A General Approach for Security Monitoring and Preventive Control of Networks with Large Wind Power Production", *Proc. Of PSCC '02 - 14th Power Systems Computation Conference*, Sevilla - Spain, June 2002.
- [22] Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira - Análise da Estabilidade Transitória de um Sistemas Eléctricos de Energia - Método das Áreas Iguais Generalizado, Porto, Faculdade de Engenharia a Universidade do Porto, 1995, Dissertação de Mestrado.
- [23] Wehenkel, L., Evaluation de la sécurité en temps réel: approche par arbres de décision, *Journée d'Etudes SEE-SRBE, Intégration des Techniques de l'Intelligence Artificielle dans la Conduite et la Gestion des Réseaux Electriques*, Paris, 25 Mars 1993.
- [24] J.Pinto, A.Pitarma, F. Batista e T. Rodrigues, REN, SA Rede Eléctrica Nacional, Portugal, "Desafios e soluções para a integração de 7500 mw de potencia, eólica na rede portuguesa", Maio, 2009
- [25] P.M. Anderson and A.A Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.
- [26] TransEnergie Technologies and Hydro-Quebec, *SimPowerSystems User's Guide Version 2: The MathWorks*, 2002
- [27] Krause, P.C., *Analysis of Electric Machinery*, McGraw-Hill, 1986, Section 1
- [28] G. S. Stavrakakis and G. N. Kariniotakis, "A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel - Wind Turbines Systems Interaction. Part I: A General Multimachine Power System Model," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, pp. 577-583, 1995.

[29] Nuno José Abreu e Sousa Cabete Gil, “Elaboração de Procedimentos e Critérios para a Definição de Limites de Elegibilidade de Aceitação de Produção Renovável em Redes Isoladas”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2003.

[30] Paiva, José Pedro Sucena, “Redes de energia eléctrica : uma análise sistémica”, Lisboa : IST Press, cop. 2005.

[31] "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," in *IEEE Standard 421.5-1992*, 1992.

[32] Gagnon, R., et al., *Modeling and Real-Time Simulation of a Doubly-Fed Induction Generator Driven by a Wind Turbine*. Montreal, Canada : International Conference on Power Systems Transients, 2005.

[33] Jorge Filipe da Silva Barros Ferreira, “Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas”, Dissertação de Mestrado, Universidade Nova de Lisboa, 2009.

[34] Akhmatov, Vladislav. *Induction Generators for Wind Power*. s.l. : Multi-Science Publishing Company, Ltd., 2007.

Anexo A

Neste anexo são apresentados os dados referentes a todos os modelos empregues na rede de teste exposta no capítulo 3. Efectivamente no capítulo 4 foram apresentados os dados utilizados referentes aos principais modelos que constituem a rede de tese, nomeadamente, os dados da geração convencional e do parque eólico. Contudo, foram utilizados outros modelos, designadamente o caso das linhas trifásicas de transmissão, dos transformadores e da carga. Em relação a este último conjunto de modelos referidos, apesar de não terem sido alvo de uma descrição ao longo da elaboração desta dissertação, a sua utilização veio-se a revelar indispensável para a elaboração e construção da plataforma de simulação da rede de teste.

A-1 Linha de transmissão

Em relação ao modelo utilizado para modelizar as linhas de transmissão foi seleccionado um bloco disponível na livraria do Matlab/Simulink mais propriamente o bloco denominado de “Three-Phase PI Section Line”.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização da linha de transmissão.

Three-Phase PI Section Line (mask) (link)	
This block implements a three-phase PI section line to represent a three-phase transmission line. This block represents only one PI section. To implements more that one PI section, you simply need to connect copies of this block in series.	
Parameters	
Frequency used for R L C specification (Hz) :	50
Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [R1 R0] :	[0 0]
Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [L1 L0] :	[0.09337e-3 4.1264e-3]
Positive- and zero-sequence capacitances (F/km) [C1 C0] :	[12.74e-9 7.751e-9]
Line section length (km) :	50

Figura A.1 - Parâmetros utilizados na máquina síncrona

- *Frequency used for R L C specification (Hz)*: Frquencia usada para a especificação dos parâmetros da linha. Esta é gualmente a frequência nominal do sistema (50 (Hz));
- *Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/Km) [R1 R0]*: Resistência de sequência positiva (R1) e resistência de sequência zero (R0);
- *Positive- and zero-sequence inductances (H/Km) [L1 L0]*: Indutância de sequência positiva (L1) e indutância de sequência zero (L0);
- *Positive- and zero-sequence capacitances (F/Km) [C1 C0]*: Capacidade de sequência positiva (L1) e indutância de sequência zero (L0);
- *The line section length (km)*: Comprimento da linha de transmissão em quilômetros;

A-2 Transformador

Em relação ao bloco representativo do transformador simulado uma vez mais optou-se pela utilização de um bloco disponível na livreria do Matlab/Simulink. O modelo escolhido denomina-se de “Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type”.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização do sistema de excitação.

Three-Phase Transformer Inductance MatrixType (Two Windings) (mask) (link)

This three-phase transformer model represents inductive coupling between windings located on different phases of a three-limb or a five-limb core. It also allows modelling of a three-phase transformer built with three single-phase units (no coupling between phases). The transformer R L parameters are obtained from no-load excitation tests and short-circuit tests in positive- and zero-sequence. When "Three-limb or five-limb" core type is specified, the transformer is modelled by 6 coupled windings; otherwise, it is modelled by 3 sets of 2 coupled windings ($Z_0=Z_1$).

Configuration Parameters

Core type Three single-phase cores

Winding 1 connection Y

Winding 2 connection Y

Figura A.2 - Parâmetros utilizados no transformador na secção "Configuration".

- *Core type*: É possível escolher a geometria do núcleo do transformador;
- *Winding 1 connection*: Seleccionar o tipo de ligação do primário do transformador (estrela ou triângulo);
- *Winding 2 connection*: Seleccionar o tipo de ligação do secundário do transformador (estrela ou triângulo).

Three-Phase Transformer Inductance MatrixType (Two Windings) (mask) (link)

This three-phase transformer model represents inductive coupling between windings located on different phases of a three-limb or a five-limb core. It also allows modelling of a three-phase transformer built with three single-phase units (no coupling between phases). The transformer R L parameters are obtained from no-load excitation tests and short-circuit tests in positive- and zero-sequence. When "Three-limb or five-limb" core type is specified, the transformer is modelled by 6 coupled windings; otherwise, it is modelled by 3 sets of 2 coupled windings ($Z_0=Z_1$).

Configuration Parameters

Nominal power and frequency [$P_{nom}(VA)$ $F_{nom}(Hz)$]
[1e9 50]

Nominal line-line voltages [V_1 V_2] (V_{rms})
[6500 150000]

Winding resistances [R_1 R_2] (pu)
[0.01 0.01]

Positive-sequence no-load excitation current (% of I_{nom})
2

Positive-sequence no-load losses (W)
1e5

Positive-sequence short-circuit reactance X_{HL} (pu)
0.06

Figura A.3 - Parâmetros utilizados no transformador na secção "Parameters".

- *Nominal power and frequency [P_{nom} (VA) F_{nom} (Hz)]*: Potência nominal (P_{nom}) e frequência nominal (F_{nom});

- *Nominal line-line voltages [V1 V2] (Vrms)*: Tensão nominal fase-fase do lado primário (V1) e do secundário (V2);
- *Winding resistances [R1 R2] (pu)*: Resistência do enrolamento primário (R1) e secundário (R2);
- *Positive-sequence no-load excitation current (% of Inom)*: Corrente de carga correspondente a uma percentagem da corrente nominal quando é aplicada a qualquer enrolamento do transformador a tensão de sequência zero nominal;
- *Positive-sequence no-load losses (W)* - Perdas verificadas no núcleo quando é aplicada a qualquer enrolamento do transformador a tensão de sequência zero nominal;
- *Positive-sequence short-circuit reactance XHL (pu)*: Reactância de sequência zero em p.u. quando a reactância é medida a partir do enrolamento primário estando o enrolamento secundário em curto-circuito.

A-3 Carga

Em relação ao modelo utilizado para modelizar as linhas de transmissão foi seleccionado um bloco disponível na livraria do Matlab/Simulink mais propriamente o bloco denominado de “Three-Phase Parallel RLC Load”.

De notar que o apenas foi considerado consumo de potencia activa em detrimento do consumo de potencia reactiva. Este tipo de consideração foi adoptado uma vez que o consumo verificado no sistema eléctrico é maioritariamente de potência activa.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização da carga.

Three-Phase Parallel RLC Load (mask) (link)
Implements a three-phase parallel RLC load.
Parameters
Configuration <input type="text" value="Y (grounded)"/>
Nominal phase-to-phase voltage V_n (Vrms)
<input type="text" value="150000"/>
Nominal frequency f_n (Hz):
<input type="text" value="50"/>
Active power P (W):
<input type="text" value="500e6"/>
Inductive reactive Power Q_L (positive var):
<input type="text" value="0"/>
Capacitive reactive power Q_c (negative var):
<input type="text" value="0"/>

Figura A.4 - Parâmetros utilizados na carga.

- Configuration: É possível seleccionar o tipo de configuração da ligação adoptado para a carga (ligação em estrela com sem neutro acessível ou ligação em triângulo);
- *Nominal phase-to-phase voltage V_n (Vrms): Tensão nominal fase-fase (V_n);*
- *Nominal frequency f_n (Hz):* Frequência nominal (f_n);
- *Active Power P (W):* Potência activa consumida (P);
- *Inductive reactive power Q_L (positive var):* Potência reactiva indutiva consumida (Q_L);
- *Capacitive reactive power Q_c (negative var):* Potência reactiva capacitiva consumida (Q_c).