



Diogo Gomes Carrilho

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Metodologias para testes de conformidade de modelos de geradores eólicos para controlo de tensão e de frequência em redes de energia elétrica

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em:

Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri: Prof. Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

novembro 2020



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Metodologias para teste de conformidade de modelos de geradores eólicos para controlo de tensão e de frequência em redes de energia elétrica.

Copyright © Diogo Gomes Carrilho, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de congratular todo o serviço prestado pela casa, a gloriosa Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, e seus colaboradores, que me receberam muito bem e me ensinaram tanto ao longo destes cinco anos.

Em segundo lugar, um agradecimento especial ao orientador desta dissertação, Prof. Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis. Pela confiança que colocou em mim na atribuição deste desafio e pela atenção prestada ao longo de todo o percurso desta dissertação, que se mostrou essencial para o desenvolvimento da mesma.

Agradecer também ao Eng.º Aleksandr Egorov, que se mostrou disponível para esclarecer dúvidas referentes à utilização do *software* de simulação utilizado e quanto à estrutura e funcionamento dos modelos dinâmicos.

Não menos importante, mostrar a minha gratidão à minha família, incluindo aqueles aos quais me orgulho de chamar de amigos. O seu apoio foi incansável, não só durante o período da dissertação, mas também ao longo de todo o meu percurso académico.

A todos, um muito obrigado !

Resumo

O principal objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia que permita avaliar um modelo de um determinado gerador eólico, seus componentes, características e dinâmica de operação nas componentes de controlo de tensão e controlo de frequência.

A metodologia de testes realizados teve como base os testes de conformidade de um operador de rede de transporte e do CEI (Comité Eletrotécnico Internacional) adaptada a este contexto.

Nesses testes, não só a capacidade de continuar conectado à rede elétrica na presença de cavas de tensão -*Fault Ride Through*, mas também a capacidade de resposta a variações de frequência -*Frequency Sensitive Mode*- foram as principais características analisadas, sendo estas propriedades reconhecidas como fundamentais no perfil de um aerogerador para a sua contribuição para a segurança e estabilidade da rede elétrica.

Com base nos resultados alcançados, é realizada uma apreciação do desempenho esperado do aerogerador com base nos requisitos estipulados pela legislação Portuguesa, Portaria nº73/2020, e é concluído se o mesmo se encontra conforme os parâmetros exigidos.

Da análise dos resultados foi possível testar a conformidade dos modelos dos aerogeradores testados quando comparados com os requisitos definidos pelo código de rede.

Palavras-chave: Controlo de tensão; Controlo de frequência; Capacidade de suportar cavas de tensão; Modo sensível à frequência; Metodologias de teste de aerogeradores.

Abstract

The main goal of this dissertation is the development of a methodology that allows to evaluate a model of a determined wind generator, their components, characteristics and dynamics of operation in relation to different types of control. These are grouped in voltage control and frequency control.

The testing methodology developed was based on the conformity tests carried out by a transport system operator and IEC (International Electrotechnical Committee).

In those tests not only the capacity of being connected to the grid during a voltage droop -Fault Ride Through (FRT)- but also the activation of the frequency sensitive mode (generator response to system frequency deviations) are the main characteristics analyzed, being these fundamental properties in the profile of a wind turbine for the contribution of safety and stability of the electric grid.

Based on the results achieved, a performance assessment of the wind turbine is carried out based on the requirements stipulated by Portuguese legislation, Portaria No. 73/2020, and it is concluded whether it meets the required parameters.

From the analysis of the results, it was possible to confirm whether the models tested were within the requirements defined by the network code.

Keywords: Voltage control; Frequency control; Fault ride through; Frequency sensitive mode; Wind turbine generators test procedures.

Conteúdo

Agradecimentos	V
Resumo.....	VII
Abstract	IX
Lista de Tabelas.....	XV
Lista de Figuras.....	XVII
Lista de Fluxogramas	XXI
Lista de Abreviaturas.....	XXIII
Introdução	1
1.1 Enquadramento	2
1.1.1 Caso Europeu	3
1.1.2 Caso Português	4
1.2 Motivação e Objetivos	5
1.3 Estrutura do Documento	8
Tipologias Eólicas	9
2.1 Modelos Genéricos	10
2.1.1 Tipo 1 - SCIG	11
2.2.2 Tipo 2 - WRIG	12
2.2.3 Tipo 3 - DFIG.....	14
2.2.4 Tipo 4 – PMSG WRSG WRIG	16
2.2 Metodologias de Teste de Aero geradores	18
2.2.1 Testes de Conformidade para Controlo de Potência Reativa	19
2.2.2 Testes de Conformidade para Controlo de Potência Ativa	22
2.2.3 Testes de Conformidade para Capacidade de FRT	24
Requisitos Técnicos de Ligação	25
3.1 Regulamentação Europeia	26

3.1.1 Determinação de Significância SGU	28
3.1.2 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo A	29
3.1.3 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo B	31
3.1.4 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo C	34
3.1.5 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo D	40
3.2 Regulamentação Portuguesa	43
3.2.1 Requisitos da Capacidade de <i>Fault Ride Through</i> (FRT)	44
3.2.2 Requisitos de Corrente Reativa	45
3.2.3 Requisitos de Controlo de Frequência	49
Módulos de Simulação Dinâmica para Controlo de Tensão	51
4.1 Rede de Teste	52
4.2 Metodologia de Simulação do Controlo de Tensão	52
4.2.1 Parametrização para Controlo de Tensão	54
4.3 Metodologia de Simulação de FRT	64
4.3.1 Avaliação de Desempenho	70
Módulos de Simulação Dinâmica para Controlo de Frequência	75
5.1 Rede de Teste	76
5.2 Metodologia de Simulação de Controlo de Frequência	76
5.2.1 Parametrização para Controlo de Frequência	78
5.3 Metodologia de Simulação do MLSF	84
5.3.1 Impacto Inercial	85
5.3.2 Avaliação de Desempenho	88
Conclusão	93
6.1 Conclusões	94
6.2 Trabalho Futuro	97
A. Ficheiros DYP.....	1-A
A1. Controlo de Tensão.....	1-A
A2. Controlo de Frequência	2-A

B.	Dados da Rede Teste	1-B
C.	Modelos de Simulação.....	1-C
	C1. WT4G2	1-C
	C2. WT4E2.....	2-C
	C3. REGCA1	3-C
	C4. REECA1.....	4-C
	C5. REPCA1.....	5-C
	C6. WTDTA1	6-C
D.	Plataforma de Simulação	1-D
E.	Artigo	1-E

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Requisitos gerais para geradores eólicos.	27
Tabela 2 - Valores referentes à significância de cada tipo de gerador.....	28
Tabela 3 - Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede.	29
Tabela 4 - Parâmetros da figura 14 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos geradores síncronos de tipo B.	32
Tabela 5 - Parâmetros da figura 14 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos de parque gerador de tipo B.	33
Tabela 6 - Parâmetros para a resposta da potência ativa à frequência em modo sensível à frequência para módulos geradores do tipo C.....	35
Tabela 7 - Parâmetros para a ativação plena da resposta da potência ativa à frequência resultante de escalões de frequência para módulos geradores do tipo C [16].	37
Tabela 8 - Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador de tipo D tem de ser capaz de funcionar, sem se desconectar.	41
Tabela 9 - Parâmetros da figura 14 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos geradores síncronos do tipo D.....	42
Tabela 10 - Parâmetros da figura 14 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos de parque gerador do tipo D.	43
Tabela 11 - Intervalos de Significância [15].....	45
Tabela 12 - Parâmetros a aplicar ao modo sensível à frequência.....	50
Tabela 13 - Comparação entre os diferentes tipos de turbinas eólicas [25].....	52
Tabela 14 - Resultados do teste de <i>set-points</i> de potência ativa e reativa.....	60
Tabela 15 - Resultados de Teste de Controlo de Fator de Potência.	63
Tabela 16 - Variáveis de desempenho	73
Tabela 17 - Tabela de testes de frequência.	88
Tabela 18 - Resultados da bateria de testes realizados ao modo sensível à frequência.	90

Lista de Figuras

Figura 1 - Mix de geração de energia elétrica a nível global por cenário [1].	3
Figura 2 - Geração elétrica total a partir de fontes renováveis de todos os estados membros da UE [11].	4
Figura 3 - Mix de geração de energia em Portugal continental entre novembro de 2017 e novembro de 2019 [3].	5
Figura 4 - Principais fabricantes de turbinas em Portugal (2018) [4].	6
Figura 5 - Lista de produtos identificados como requisitos técnicos [24].	7
Figura 6 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 1 [6].	11
Figura 7 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 1 [5].	11
Figura 8 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 2 [6].	12
Figura 9 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 2 [7].	13
Figura 10 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 3 [6].	14
Figura 11 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 3 [8].	15
Figura 12 - Configuração típica de um aerogerador do tipo 4 [6].	16
Figura 13 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 4 [22].	17
Figura 14 - Exemplo de regulação automática de tensão [13].	19
Figura 15 - Exemplo de regulação de potência reativa [13].	20
Figura 16 - Exemplo de regulação de fator de potência [13].	21
Figura 17 - Exemplo de regulação de potência ativa[13].	22
Figura 18 - Exemplo de regulação de frequência [13].	23
Figura 19 - Rede de teste de conformidade para FRT [9].	24

Figura 20 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência dos módulos geradores de tipo A e B em modo MLSF-O.....	30
Figura 21 - Redução da capacidade de potência máxima em função da queda de frequência para módulos geradores do tipo A e B [16].	30
Figura 22 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão de um módulo gerador [16].	32
Figura 23 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência dos módulos geradores de tipo C e D em modo MLSF-U [16].....	35
Figura 24 - Capacidade de resposta da potência ativa dos módulos geradores à frequência em modo sensível à frequência, ilustrando o caso de banda morta zero e de insensibilidade zero para o módulo gerador do tipo C e D.	36
Figura 25 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência para o módulo gerador do tipo C e D.	36
Figura 26 - Perfil U-Q/Pmax de um módulo gerador do tipo C e D [16].	38
Figura 27 - Diagrama P-Q definido para os tipos C e D [16].....	39
Figura 28 - Capacidade exigida de produção eólica para suportar cavas de tensão.....	44
Figura 29 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG dos tipos B e C.	45
Figura 30 - Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações eólicas perante cavas de tensão.....	46
Figura 31 - Valores mínimos de injeção de corrente reativa.	47
Figura 32 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa dos tipos C e D..	48
Figura 33 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa com a potência ativa dos tipos C e D – Variantes 1 e 2.....	49
Figura 34 - Rede Teste.	52
Figura 35 - Diagrama de conectividade do modelo WT4 [22, 26].....	53
Figura 36 - Módulo de controlo de tensão WindVar (WT4E2) [27].	55
Figura 37 - Resultados da simulação por comandos de tensão.	57
Figura 38 - Evolução da injeção/consumo de potência reativa.	57
Figura 39 - Módulo de controlo de potência reativa (WT4E2) [27].	58

Figura 40 - Módulo de controlo de potência ativa (WT4E2) [27].....	59
Figura 41 - Módulo de controlo de potência reativa [27].	61
Figura 42 - Rede Teste.	64
Figura 43 - Pontos da curva FRT testados.	66
Figura 44 - Cava de 0,15 pu com duração $t = 0,4$ s e $X = -0.2E+4$ pu no barramento “Load”.	66
Figura 45 - Saída de funcionamento por parte do aerogerador face ao acionamento das proteções no barramento da carga.	67
Figura 46 - Pormenor do aumento do nível de tensão durante a duração da falha.	68
Figura 47 - Valores mínimos de injeção de corrente reativa [31].	69
Figura 48 - Perfil da corrente reativa sobre a corrente pré-defeito.....	69
Figura 49 - Resumo dos níveis de injeção de corrente reativa para todos os pontos da curva FRT testados.	70
Figura 50 - Configuração Europeia com Módulo WindVAR.	71
Figura 51 - Comparação das simulações com configurações K_{qi} e K_{vi} diferentes.	72
Figura 52 - Injeção de corrente reativa (%) face as diferentes configurações de desempenho.	73
Figura 53 - Velocidades de injeção de reativa ($\Delta U = -0.15$ pu).	74
Figura 54 - Rede Teste.	76
Figura 55 - Diagrama de conectividade [23].	77
Figura 56 - Módulo de controlo de potência ativa (REECA1) [27].....	81
Figura 57 - Módulo de controlo de potência ativa (REPCA1) [27].....	82
Figura 58 - Resposta em frequência dos módulos configurados.	83
Figura 61 - Retas de estatismo para os níveis de reserva a testar.	85
Figura 59 - Impacto da inércia da rede numa excursão de frequência.....	86
Figura 60 - Impacto do droop do aerogerador numa excursão de frequência.	87

Lista de Fluxogramas

Fluxograma 1 – Metodologia de teste para controlo por comandos de tensão.....	56
Fluxograma 2 – Metodologia de teste de control por comandos de potência reativa....	59
Fluxograma 3 – Metodologia de teste de control por fator de potência.....	62
Fluxograma 4 – Metodologia de teste de FRT.....	65
Fluxograma 5 – Metodologia de teste para controlo de potência ativa.....	82
Fluxograma 6 – Metodologia de teste para o MLSF.....	89

Lista de Abreviaturas

DFIG	<i>Doubly Feed Induction Generator</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
GE	<i>General Electrics</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Council</i>
MPG	Módulo de Parque Gerador
MLSF	Modo Limitadamente Sensível à Frequência
MLSF-O	Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Sobrefrequências
MLSF-U	Modo Limitadamente Sensível à Frequência em Subfrequências
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
ORD	Operador de Rede de Distribuição
ORT	Operador de Rede de Transporte
PdE	Ponto de Entrega
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
RfG	<i>Requirements for Generators</i>
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SGU	<i>Significance for Generator Units</i>
UE	União Europeia
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>
WTG	<i>Wind Turbine Generator</i>

Introdução

O crescimento económico a nível global tem como principal alicerce a energia elétrica, e com a eletrificação do mundo moderno, existe uma crescente procura por esse mesmo recurso. Com o aumento generalizado do consumo de energia elétrica resulta um acréscimo da sua produção, vulgarmente a partir de combustíveis fósseis [1]. Contudo, o setor energético além de ter como obrigação corresponder às necessidades para o dia a dia civilizacional, têm ainda o papel de diminuir a emissão de gases carbónicos para a atmosfera. Estas tecnologias de geração encontram-se na vanguarda na luta contra as alterações climáticas, e são apelidadas de geração renovável.

Neste capítulo é feita uma breve introdução ao tema que é endereçado nesta dissertação. São igualmente indicados os objetivos que se pretendem atingir e indicada a estrutura da dissertação.

Conteúdo:

- 1.1 Enquadramento.
- 1.2 Motivação e Objetivos.
- 1.3 Estrutura do Documento.

1.1 Enquadramento

As mudanças climáticas tornam imperativas, no que concerne à dinamização e aceleração do desenvolvimento sustentável, a proliferação de energias renováveis. Estas energias tem o potencial suficiente para contribuir para o encontro das necessidades energéticas de muitos países, dadas as suas características limpas, competitivas e de natureza abundante (consoante a região geográfica e o período anual).

O crescimento e desenvolvimento de todas as economias mundiais têm uma forte interdependência com o setor energético. A eletricidade é uma ferramenta necessária, e mais que uma ferramenta, é um bem necessário para o funcionamento normal de uma sociedade. As fontes de energia estão envolvidas em todos os pilares nos quais uma sociedade se assenta, sendo no setor dos transportes, saúde, indústria, telecomunicações, áreas habitacionais, entre outras.

O aumento da procura da eletricidade é das principais razões para o pico atingido no ano de 2018 relativamente a emissões de gases poluentes (responsáveis pelo efeito de estufa) como o CO₂, e essa é uma das razões pela qual se manifesta cada vez mais o propósito de se providenciar fontes de energia limpa de maneira a substituir centrais elétricas clássicas cuja fonte são combustíveis fósseis. Investimentos em projetos de produção de eletricidade proveniente de fontes não poluentes mostram-se cada vez mais negócios interessantes na ótica dos investidores, tornando o mercado da eletricidade mais competitivo, e por essa mesma razão, é mais fácil aferir acesso à eletricidade a um maior número de pessoas [1].

De acordo com o documento *World Energy Outlook 2019*, publicado pela IEA (*International Energy Agency*), as fontes de energia a nível global - num cenário onde se aplicam políticas atuais *versus* políticas sustentáveis - vão distribuir-se da seguinte maneira (figura 1).

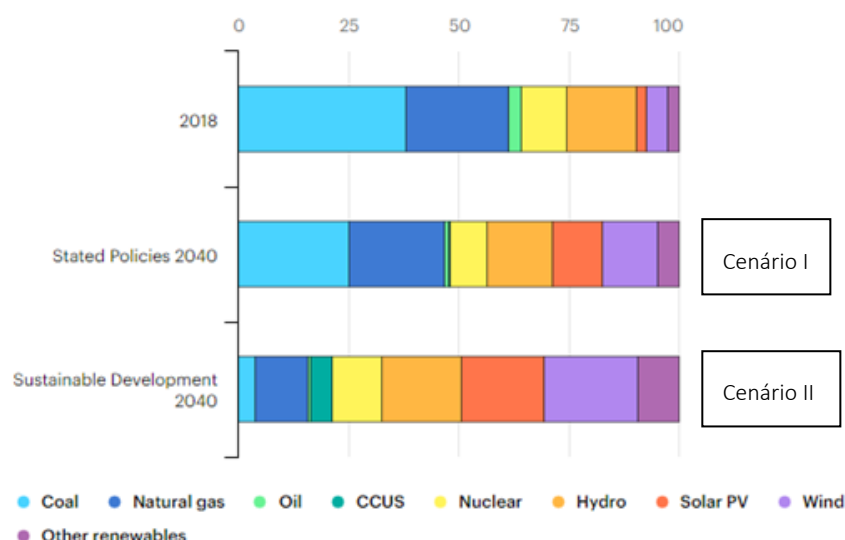


Figura 1 - Mix de geração de energia elétrica a nível global por cenário [1].

É de evidenciar que num cenário com a realidade atual (com os apoios e políticas existentes – Cenário I) a produção renovável representa 33 % da produção global em 2040, e, em contraste, num cenário sustentável (Cenário II) com políticas de apoio e algum investimento, 65 % da produção é proveniente de energias renováveis. Um dos fatores que mais contribui para esse montante é o que decorre da desativação de centrais a carvão que é uma consequência derivada do auxílio de uma política sustentável. Independentemente dos cenários políticos seguidos num futuro próximo, é assegurado um crescimento da penetração das energias renováveis, nomeadamente da energia eólica, num contexto global [1].

1.1.1 Caso Europeu

Nos últimos 20 anos a UE (União Europeia) tem sido o principal interveniente na luta pelo combate à emissão de gases causadores de efeito de estufa, desenvolvendo objetivos ambiciosos para todos os estados membros relativamente à emissão desses gases já para 2020. Este objetivo de redução de GHG na atmosfera afeta principalmente o setor energético e por essa mesma razão é imperativa a aplicação de energias renováveis na rede Europeia, bem como regras e critérios que abrangem toda a geração renovável estabelecidos em regulamentação técnica – *Grid Codes* ou Códigos de Rede.

Segundo o Pacto Ecológico Europeu ("*European Green Deal*"), a UE estabelece a meta de alcançar a neutralidade climática para 2050, e até 2030, reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, para, pelo menos, 50 %. Estas políticas têm como base uma estratégia que se foca principalmente nos transportes, na indústria e no apoio à integração de sistemas de energia renováveis [2]. Contudo, apesar da crescente aposta nas energias renováveis na última década (principalmente na energia eólica – Figura 2),

a UE ainda não está a caminho do aumento pretendido da quota de energias renováveis para 32% (que era de 18% em 2018), nem de poupanças de eficiência energética de 32,5% até 2030 [11].

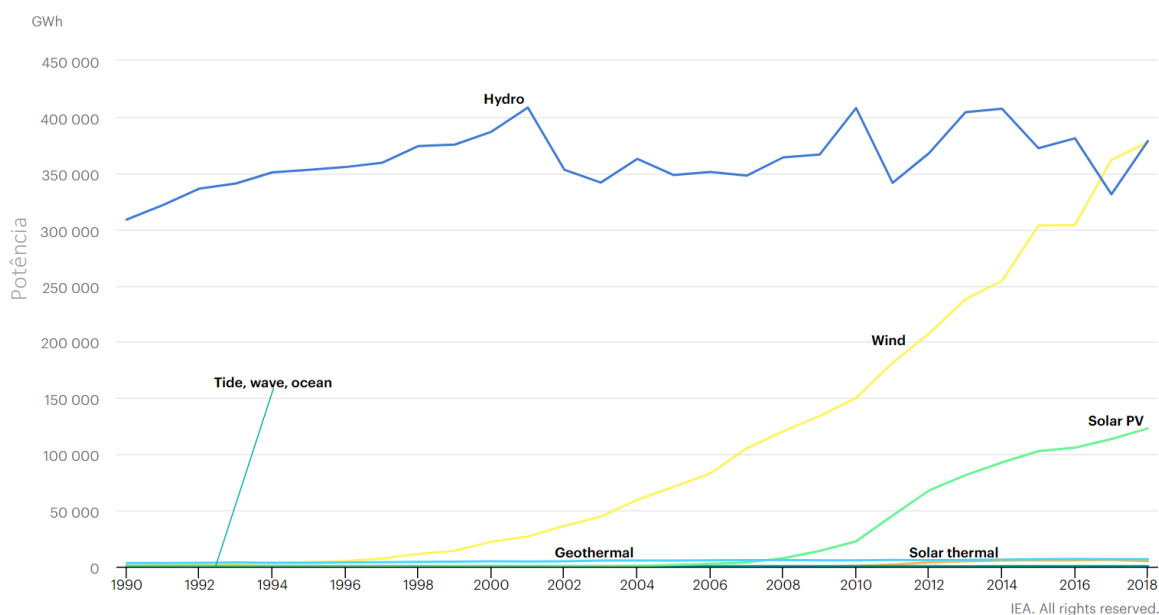


Figura 2 - Geração elétrica total a partir de fontes renováveis de todos os estados membros da UE [11].

1.1.2 Caso Português

Relativamente ao caso concreto Português, registaram-se entre janeiro e novembro do ano de 2019 em Portugal continental uma produção de 23 TWh (num total de 43,2 TWh) só com geração renovável, contribuindo assim com 53,3 % da produção total nesse espaço de tempo. É também importante referir que no mês de novembro (2019) se registou a maior incorporação de renovável já registada, com um valor de cerca de 66,6 %. No que diz respeito à repartição das fontes de energia renovável, e focando apenas na energia eólica, esta registou um índice de produtividade um pouco acima de valores registados em períodos homólogos, com um valor de 1,06, com uma geração total de 11,9 TWh, mais 6 valores percentuais que no ano anterior. Ainda dentro do período em análise, a 22 de novembro de 2019 ocorreu um pico histórico de geração eólica, com o valor de 103,1 GWh, superior ao valor também recorde de 102,5 GWh atingido a 1 de fevereiro desse mesmo ano (2019) [3].

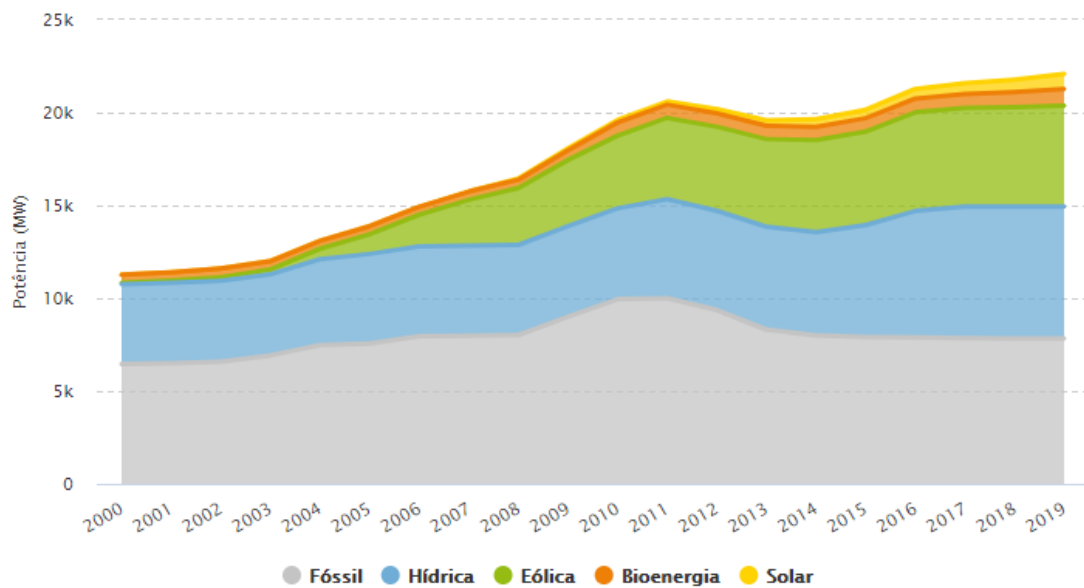


Figura 3 - Mix de geração de energia em Portugal continental entre novembro de 2017 e novembro de 2019

Da análise das Figuras apresentadas anteriormente (Figuras 1,2 e 3) podemos concluir que a energia eólica tem tido um crescente impacto a nível global, europeu e até mesmo nacional. Contudo, dada a sua natureza estocástica, visto que a velocidade do vento não é constante, existirá sempre uma variação inerente à produção de energia no que toca a características de tensão e frequência por parte desta fonte, o que faz surgir novos desafios aos operadores da rede de transporte (ORT) e aos operadores de rede de distribuição (ORD). A integração de parques eólicos em redes elétricas requer um estudo das dinâmicas dos geradores no ponto de ligação à rede, de maneira a perceber se esta nova fonte de energia garante um controlo de tensão e frequência em conformidade com os requisitos plasmados na regulamentação europeia e no regulamento da rede de transporte nacional.

1.2 Motivação e Objetivos

O tema da dissertação enquadra-se no âmbito do estudo de modelos de turbinas eólicas, com o intuito de testar nas suas componentes o controlo de tensão e frequência, de maneira a perceber se apresentam a capacidade solicitada plasmada no código de rede.

Existem diversos fabricantes cujos seus modelos de turbinas eólicas operam no nosso país. A potência total instalada corresponde a 5459,5 MW distribuídos por 2769 unidades de aerogeradores (dados de novembro de 2018), maioritariamente situados no centro e norte do país [3, 4].

Dada a previsão de crescimento da penetração de energias renováveis na rede nacional de transporte e europeia, nomeadamente da energia eólica, e a diversificação de aerogeradores presentes no mercado nacional (Figura 4), é impreterível estudar o comportamento destes geradores perante distúrbios que possam ocorrer na rede elétrica a que se encontra conectados, e perceber se estes respeitam as normas de qualidade e segurança impostas pelas normas Europeias e pelos ORT respetivos no que diz respeito à contribuição para o controlo de tensão e frequência nos pontos a que os parques geradores se encontram conectados (PdE).

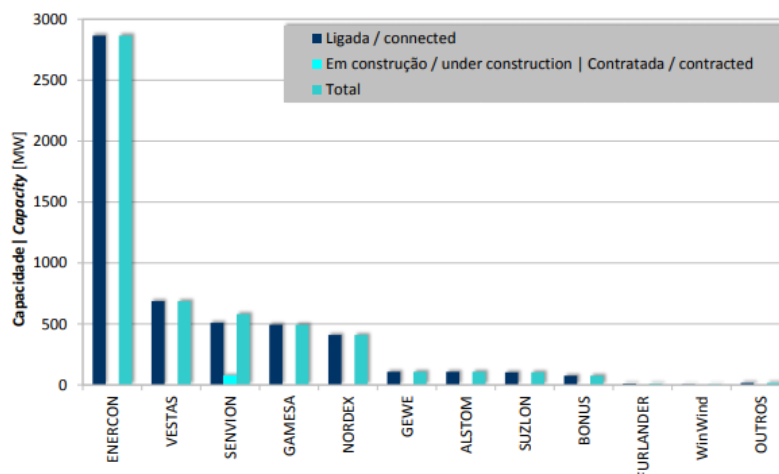


Figura 4 - Principais fabricantes de turbinas em Portugal (2018) [4].

Este crescente aumento de potência instalada de natureza eólica tanto em Portugal como na Europa e no Mundo representam desafios técnicos para os ORT. Entre estes desafios identificados em [24] destacam-se principalmente o controlo de frequência e controlo de tensão (Figura 5).

Com o objetivo de contornar estes desafios técnicos, foram requisitados serviços energéticos (ilustrados na figura 5) a nível global de maneira a garantir robustez para a operação futura das redes de transporte, com o intuito de possibilitar um aumento da penetração de energias renováveis e ao mesmo tempo assegurar a qualidade da energia e a segurança de todo o sistema elétrico, evitando assim escassezes técnicas introduzidas pela geração renovável. Estes produtos, tem como principal foco combater a escassez do controlo de frequência, seguido do controlo de tensão [24].

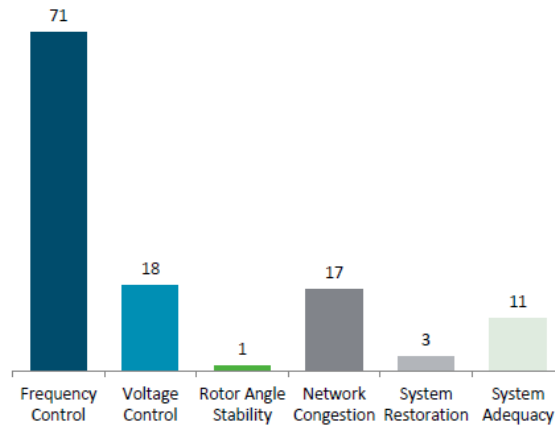


Figura 5 - Lista de produtos identificados como requisitos técnicos [24].

Estes produtos vêm responder à necessidade de cumprir com normas (requisitos para geradores- RfG [16]) estabelecidas para a integração de aerogeradores na rede elétrica. Normas estas que têm como objetivo [5, 18]:

- Uniformizar características de manufatura e desenvolvimento de aerogeradores, definindo requisitos mínimos de operação em situações de operação normal e em casos de contingência após cavas de tensão ou desvios de frequência. Criar uma posição comum para a indústria;
- Facilitar um comércio global de energia e de produtores de geradores eólicos;
- Criar um conjunto de requisitos não exaustivos e coerentes de maneira a atender aos desafios futuros.

É no âmbito da análise do código de rede para aerogeradores e dos principais serviços prestados pelos mesmos que surge o presente tema de dissertação, com o principal objetivo de testar modelos de aerogeradores segundo as normas requisitadas pelo código de rede nacional para controlo de tensão e frequência, de maneira a averiguar se os modelos testados são adequados para esse efeito.

Para isso, foi desenvolvida uma metodologia que permite de forma automática avaliar se um determinado modelo de um aerogerador consegue mapear os requisitos plasmados na regulamentação europeia [16] e portuguesa [31] no que concerne à capacidade de suportar cavas de tensão (FRT) e a capacidade de contribuir para a regulação de frequência.

Para realização deste estudo foi necessário o programa de simulação PSS®E para estudo de sistemas de energia com o objetivo de simular redes de transmissão de energia elétrica em condições estáticas e em condições de escalas de tempo dinâmicas, PSS®E. Este tem presente na sua biblioteca diversos modelos genéricos de aerogeradores que abrangem todos os tipos existentes até ao momento.

1.3 Estrutura do Documento

A estrutura do presente documento encontra-se dividida nos seguintes capítulos:

No capítulo 2 apresenta-se de forma sucinta conceitos teóricos que abrangem as tecnologias existentes de aerogeradores, desde a sua caracterização eletromecânica até à própria categorização de cada gerador. São também referidos testes de conformidade existentes para servirem como base para a metodologia de testes desenvolvida nos capítulos 4 e 5 a aplicar aos modelos dos aerogeradores testados.

O capítulo 3 introduz o código/regulamento de rede, europeu e nacional no que diz respeito aos requisitos de controlo de tensão, controlo de frequência, controlo da potência ativa e reativa que os aerogeradores devem cumprir no ponto de ligação à rede.

O capítulo 4 identifica a rede de teste, apresenta o modelo do aerogerador e descodifica as suas possíveis configurações e modos de funcionamento, e com base nas metodologias apresentadas no capítulo 2 e segundo os regulamentos apresentados no capítulo 3, explora as capacidades de controlo de tensão e capacidade de FRT por parte do modelo testado.

O capítulo 5 ilustra à semelhança do capítulo anterior a rede de teste, seguida da apresentação do modelo do aerogerador utilizado, suas configurações e funcionamento do mesmo. Tendo em conta os testes de conformidade apresentados no capítulo 2 relativos ao controlo de potência ativa e controlo de frequência, o modelo é ensaiado perante os requisitos apresentados no capítulo 3.

Para finalizar, o capítulo 6 expõe as principais conclusões dos aspetos focados nos capítulos anteriores, sendo apresentados também possíveis futuros temas a abordar no domínio do controlo de tensão e frequência por parte dos aerogeradores.

Tipologias Eólicas

A atenção perante a tecnologia eólica é cada vez maior tendo em consideração os desenvolvimentos não só nos aerogeradores, mas também na eletrónica de potência utilizada e nos controladores inseridos nestes sistemas de forma a operarem de maneira eficiente e segura. Neste capítulo é feita referência a essas tecnologias fazendo uma introdução teórica dos elementos que os constituem cada tipo de aerogerador, bem como as metodologias recomendadas para avaliação das mesmas em conformidade com os requisitos técnicos plasmados em códigos de rede.

Conteúdo:

- 2.1 Modelos Genéricos.
- 2.2 Metodologias de Teste de Aerogeradores.

2.1 Modelos Genéricos

Como referido no capítulo 1, a demanda generalizada por muitos países no que toca à produção de energia elétrica devido ao grande desenvolvimento de metrópoles por todo o mundo tem um grande impacto na pegada carbónica que marcamos no nosso planeta. Devido à consciencialização de muitas sociedades perante o problema agravado pela queima de combustíveis fósseis principalmente para a produção de eletricidade, os governos optam por recorrer cada vez mais a energias limpas, nomeadamente à energia eólica.

A ideia de extração de potência mecânica através da força do vento não é recente, porém o primeiro mecanismo com capacidade de converter a energia mecânica do vento em energia elétrica, injetando-a na rede, surgiu no início da última década do sec. XX [6]. A partir desta data foram desenvolvidas diversas tecnologias de geradores, cada uma com as suas ideologias e objetivos específicos. De maneira a organizar essas mesmas tecnologias desenvolvidas, é possível agrupá-las nos seguintes tipos:

- Tipo 1 – Gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG).
- Tipo 2 – Gerador de indução de rotor bobinado (WRIG).
- Tipo 3 – Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).
- Tipo 4 – Unidade de conversão total de frequência (PMSG/WRSG/WRIG).

As descrições dos modelos genéricos neste capítulo correspondem à classificação mencionada acima. Estes modelos eólicos genéricos foram projetados principalmente para estudos relacionados com a sua simulação para possível integração dos aerogeradores testados no sistema elétrico.

O princípio de funcionamento de qualquer turbina eólica tem como base dois processos, dependentes um do outro. O primeiro processo será a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica, utilizando as pás juntamente com diversos métodos de controlo da potência mecânica a fim de controlar a potência captada pelo aerogerador, e no segundo processo, a conversão eletromecânica da energia através do gerador presente na turbina eólica. Sendo este o princípio geral de operação das turbinas eólicas, as suas classificações podem ser assentes em duas características principais, sendo elas o tipo de gerador associado à conversão eletromecânica (SCIG, WRIG, DFIG, PMSG) e a eletrónica de potência associada. Cada configuração denota assim uma combinação das três componentes acima referidos [14].

2.1.1 Tipo 1 - SCIG

O aerogerador de tipo 1 (velocidade fixa) apresentado na figura 6 denota um aerogerador que possui um gerador de indução em gaiola de esquilo (SCIG), cujo se encontra diretamente conectado à rede. A sua velocidade é fixa à frequência da rede, e dado a que se trata de um gerador de indução, este por natureza consome potência reativa da rede. Por esta razão possui uma bateria de condensadores para compensar a potência reativa absorvida pelo mesmo. De maneira a suavizar o seu arranque, este aerogerador é dotado de alguma eletrónica de potência (*soft-starter*, permite a disponibilização gradual de energia ao aerogerador para início do seu funcionamento), que tem como função aumentar gradualmente a tensão eficaz aplicada aos terminais do gerador [6, 14]. Devido à conexão direta à rede elétrica, este aerogerador contribui para a resposta inercial do sistema elétrico a excursões de frequência [12].

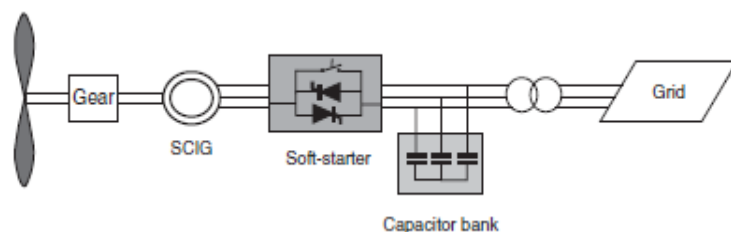


Figura 6 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 1 [6].

Numa perspetiva de simulação do tipo de aerogerador de tipo 1, encontra-se ilustrado abaixo (figura 7) o modelo presente na biblioteca do *software* PSS® que representa o modelo genérico de aerogeradores do tipo 1.

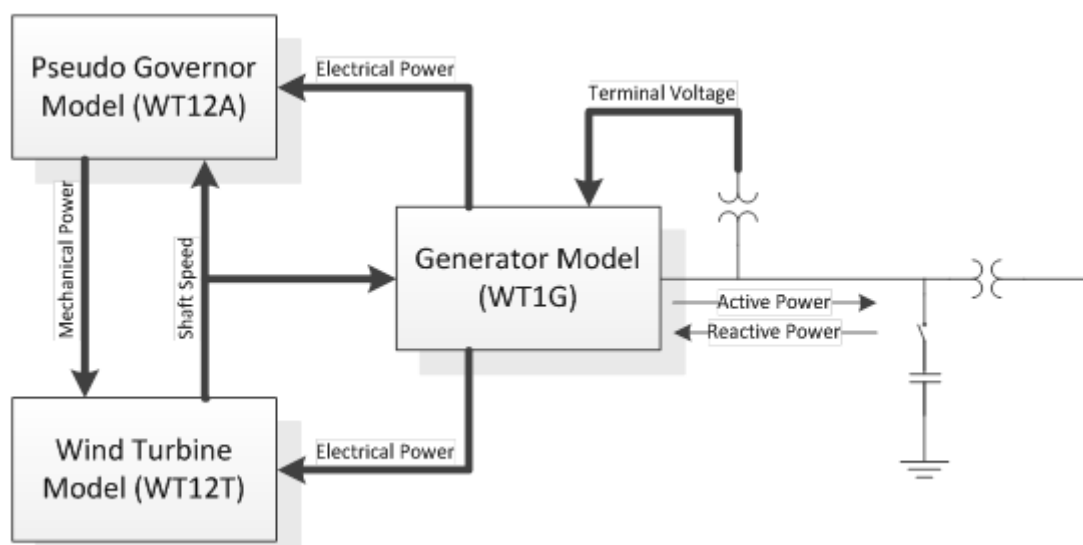


Figura 7 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 1 [5].

O modelo genérico de tipo 1 consiste em três componentes, sendo eles [5]:

- Modelo do pseudo-regulador de velocidade WT12A.

O modelo do pseudo-regulador de velocidade WT12A recebe como variáveis de entrada a potência ativa que esta a ser gerada aos terminais do aerogerador, através do modelo do gerador WT1G, e a velocidade do rotor através do modelo da turbina eólica WT12T. Como resultado do processamento dessas mesmas variáveis o modelo do pseudo-regulador de velocidade envia para o modelo da turbina eólica WT12T a potência mecânica.

- Modelo da turbina eólica WT12T.

Recebe a potência mecânica presente no rotor, mas também a potência ativa que esta a ser gerada de momento pelo modelo do gerador WT1G. Com estas variáveis de entrada recalcula a velocidade do eixo do rotor antes da caixa de velocidades, que é enviado para o pseudo-regulador de velocidade WT12A, e para o modelo do gerador WT1G.

- Modelo do gerador WT1G – Modelo CIMTR3.

Ao receber a velocidade do rotor como variável de entrada é calculada a potência ativa a injetar na rede, bem como a potência reativa. No caso da inicialização do aerogerador, o modelo do gerador calcula a potência reativa necessária para o arranque do mesmo e adiciona uma injeção de potência reativa através de uma bateria de condensadores conectados antes do transformador elevador.

2.2.2 Tipo 2 - WRIG

O aerogerador de tipo 2 (velocidade variável limitada) representado na figura 8 corresponde a um aerogerador que possui como conversor eletromecânico um gerador de indução com rotor bobinado (WRIG). Possui uma resistência variável conectada aos enrolamentos do rotor, que permite controlar a força eletromotriz induzida no estator (através do controlo da corrente que gera os campos magnéticos no rotor, e por sua vez, a força eletromotriz induzida), manipulando a velocidade e o binário deste gerador

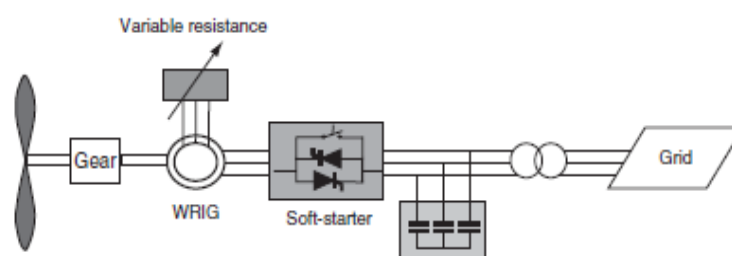


Figura 8 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 2 [6].

(tipicamente entre 0% e 10% acima da velocidade de sincronismo), e consequentemente a potência gerada e absorvida pelo gerador. Semelhante ao aerogerador de tipo 1, este possui um *soft starter* para controlar a tensão eficaz injetada no gerador e um banco de condensadores para compensar o fator de potência [6, 14]. Mais uma vez a sua conexão direta e o baixo valor de escorregamento permite que este possa contribuir para a inércia da rede elétrica [12].

Em meio de simulação, um aerogerador de tipo 2 define-se com quatro componentes característicos ilustrados na figura 9.

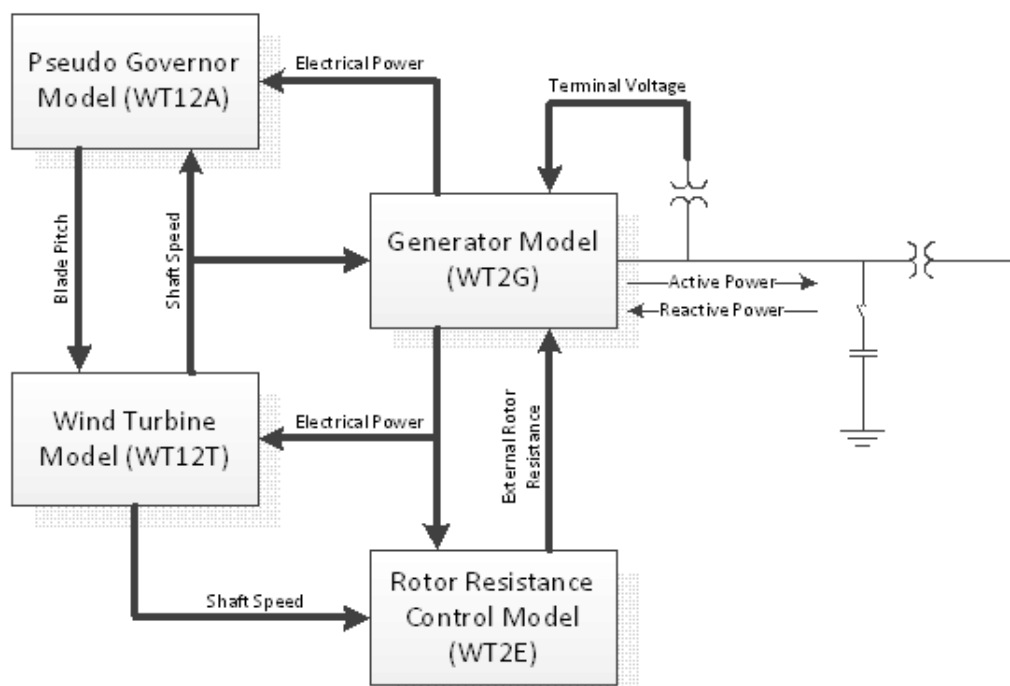


Figura 9 – Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 2 [7].

Este tipo de aerogerador opera de maneira muito semelhante aos aerogeradores de tipo 1, com a diferença da presença de um bloco que realiza a modelação do controlo da resistência variável WT2E associada a aerogeradores do tipo 2. O diagrama de blocos apresentado na figura acima é composto por [7]:

- Modelo do pseudo-regulador de velocidade WT12A¹.
- Modelo da turbina eólica WT12T¹.
- Modelo do gerador WT2G.
- Modelo da resistência variável WT2E.

O modelo do gerador WT2G, que apesar de baseado no gerador CIMTR3, semelhante ao modelo WT1G, apresenta logica adicional de controlador de potência de maneira a

¹ Módulos apresentados em 2.2.1.

acolher o sinal da resistência externa estabelecido pelo modelo WT2E. A partir do valor recebido, o modelo WT2G converte o valor da resistência num valor de escorregamento a que o rotor iria operar, e a partir da curva potência-escorregamento, define o valor de potência ativa a gerar.

- Modelo do controlo da resistência variável WT2E.

Aufere ao gerador a possibilidade de operar fora da velocidade de sincronismo. Recebendo como variáveis de entrada a potência ativa gerada pelo gerador, e a velocidade do rotor, o modelo de controlo da resistência variável WT2E calcula qual o valor a estabelecer para a resistência do rotor e envia o valor calculado para o modelo do gerador WT2G.

2.2.3 Tipo 3 - DFIG

Um aerogerador do tipo 3 (velocidade variável com conversor de escala parcial de frequência) representado pela figura 10, é comumente apelidado de gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), e é fundamental neste tipo de aerogerador. A eletrónica de potência presente neste gerador permite controlar a velocidade do rotor numa gama típica entre -30% e +30% da velocidade nominal. Além de uma maior gama de operação, o conversor permite também compensar a potência reativa consumida pelo gerador durante o arranque do mesmo, assegurando uma conexão mais suave e segura [6, 14]. O modelo de tipo 3 possui eletrónica de potência entre o gerador e a rede, e por essa mesma razão, não contribuem para a inércia da rede elétrica a que se encontram conectados [12].

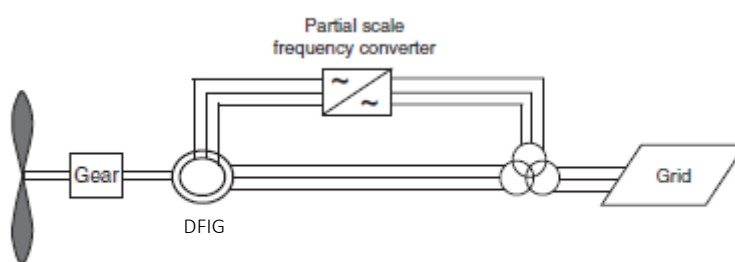


Figura 10 - Configuração típica de um aerogerador de tipo 3 [6].

O modelo genérico e seu comportamento dinâmico pode ser ilustrado pelo seguinte diagrama de blocos (figura 11).

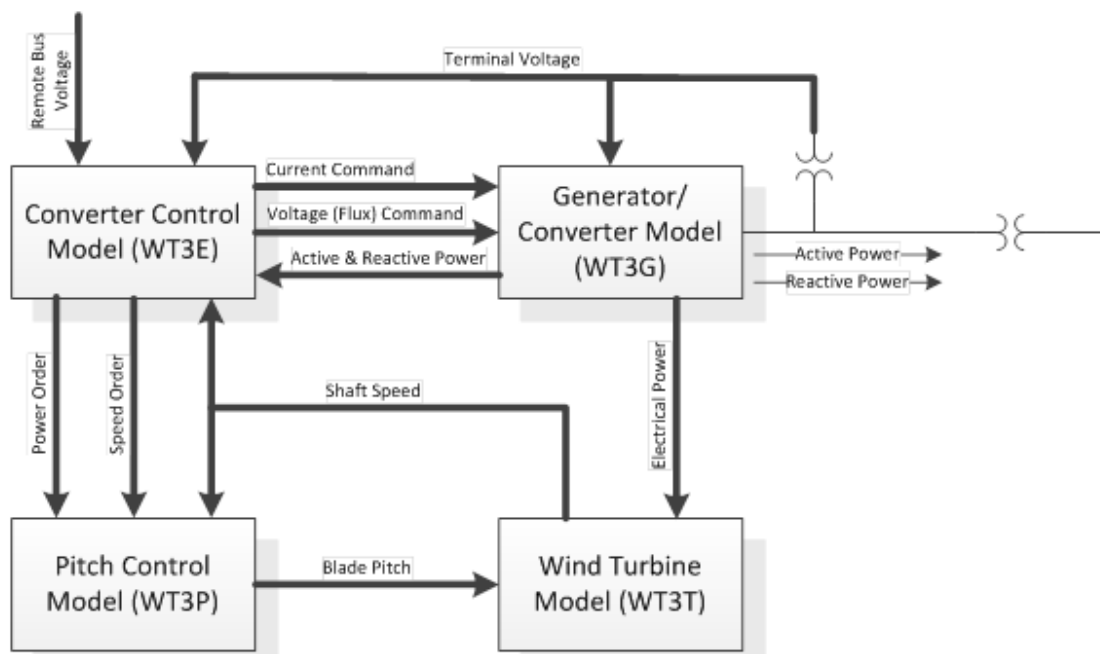


Figura 11 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 3 [8].

O modelo genérico de tipo 3² é constituído pelos seguintes módulos [8]:

- Modelo do gerador/conversor WT3G.

O modelo do gerador WT3G recebe o nível de tensão de referência a atingir no PdE, que é traduzido na componente de corrente reativa, e o comando de corrente ativa a injetar na rede. Ambas as variáveis são processadas em blocos de logica (limitadores de corrente) de maneira a realizar o seu controlo em casos de sobretensão ou subtensão. Depois desta análise os valores são injetados na rede e essa informação é dada aos modelos da turbina eólica WT3T e ao modelo de controlo do conversor elétrico WT3E.

- Modelo do controlo do conversor elétrico WT3E.

O modelo de controlo do conversor elétrico WT3E têm como variáveis de entrada a tensão no PdE do aerogerador, ou dependendo da configuração do mesmo, a tensão num barramento remoto. Além dos níveis de tensão, recebe ainda por parte do modelo do gerador WT3G os comandos de potência ativa e reativa de referência. Do modelo da turbina eólica WT3T, WT3E obtém a velocidade do rotor. Com estas informações, o modelo WT3E envia para o modelo do gerador WT3G a potência ativa e reativa de referência a injetar na rede consoante o modo de controlo definido. Envia também para

² O modelo genérico representativo do tipo 3 acima apresentado refere-se ao modelo de 2ª geração, sendo que WT3G e WT3E se referem respetivamente a WT3G2 e WT3E2.

o modelo de *pitch* WT3P a potência ativa de referência, bem como a velocidade do rotor necessária para atingir a potência ativa requisitada.

- Modelo do controlador de *Pitch* WT3P.

Com a potência ativa e a velocidade do rotor, WT3P calcula a regulação a aplicar ao ângulo das pás do aerogerador, enviando para o modelo da turbina eólica WT3T o novo valor do ângulo de ataque das mesmas.

- Modelo da turbina eólica WT3T.

A partir deste valor o modelo da turbina recalcula o binário mecânico proveniente do eixo da turbina eólica, que juntamente com a potência a ser gerada pelo modelo do gerador WT3G, é calculada nova velocidade de rotação do rotor, que é atualizada novamente para o modelo de controlo do conversor elétrico WT3E, e para o modelo de controlo de *pitch* WT3P.

2.2.4 Tipo 4 – PMSG | WRSG | WRIG

Este tipo de aerogerador (velocidade variável com conversor de escala total de frequência) ilustrado pela figura 12, consegue operar com ou sem uma caixa de velocidades, sendo este último caso denominado por *direct-drive*. São geradores com um maior número de par de polos para atingir diferentes velocidades de funcionamento. Este gerador encontra-se conectado da rede através de um conversor de escala total de frequência, que mais uma vez realiza a compensação de reativa e uma conexão à rede mais suave, contudo, não contribui para a inércia da rede [12]. Pode ter uma excitação elétrica no caso de ser um WRSG/WRIG ou magnética no caso de ser um PMSG [6, 14].

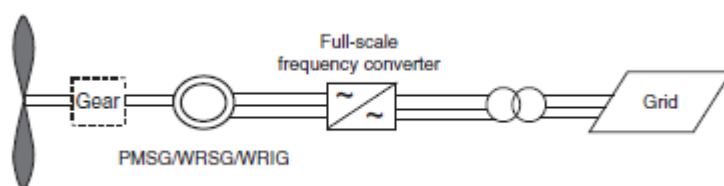


Figura 12 - Configuração típica de um aerogerador do tipo 4 [6].

O diagrama de blocos correspondente ao modelo genérico de um aerogerador de tipo 4 é representado abaixo.

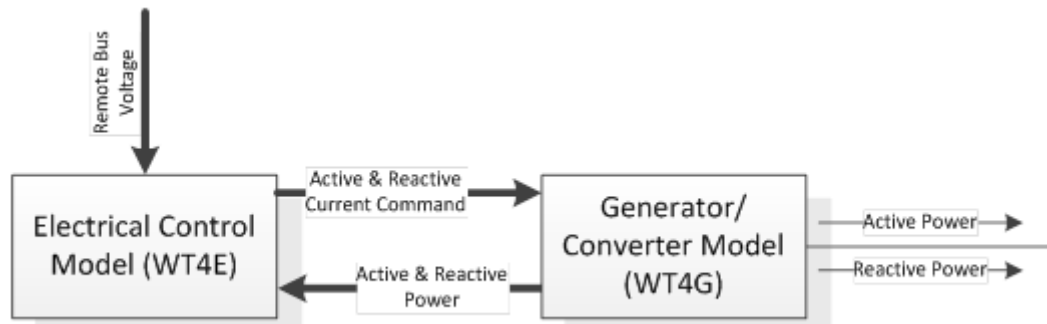


Figura 13 - Diagrama de blocos referente ao modelo genérico do aerogerador de tipo 4 [22].

O modelo genérico de tipo 4³ é constituído por dois módulos principais [22]:

- Modelo do gerador/conversor WT4G.

O modelo do gerador WT4G opera de maneira semelhante ao modelo do gerador WT3G, com a grande diferença de receber como variáveis de entrada ambos as componentes de corrente a injetar na rede, ativa e reativa. Ao receber estas variáveis do modelo do controlador elétrico WT4E, o modelo do gerador WT4G possui blocos de lógica condicional consoante as condições de operação do mesmo, sendo elas condições sobretensão ou subtensão. Só depois da análise dos valores de corrente a injetar na rede por esses mesmos blocos é que a corrente é injetada na rede. Ao contrário de um modelo de gerador convencional, este não apresenta quaisquer variáveis mecânicas.

- Modelo do controlador do conversor elétrico WT4E.

O modelo elétrico WT4E, inclui vários métodos de controlo de potência ativa e reativa disponíveis. Com os níveis de tensão e os níveis de potência a serem injetados na rede, e com um modo de controlo selecionado (dependente da configuração do modelo) o controlador elétrico calcula- com auxílio de um bloco de lógica limitadora dos valores de corrente- os comandos das componentes da corrente a injetar na rede, e envia esses valores de referência novamente para o modelo do gerador WT4G.

³ O modelo genérico representativo do tipo 4 acima apresentado refere-se ao modelo de 2ª geração, sendo que WT4G e WT4E se referem respetivamente a WT4G2 e WT4E2.

2.2 Metodologias de Teste de Aerogeradores

As metodologias de teste para aerogeradores têm como objetivo avaliar o desempenho elétrico de aerogeradores de maneira a identificar posteriormente se estes se encontram em conformidade com o código de rede estipulado. Esta avaliação abrange diversos aspetos do desempenho do aerogerador, como o comportamento elétrico durante a produção de potência ativa, potência reativa, capacidade de FRT, qualidade da energia gerada, teste de proteções, entre outros [28, 30, 34].

Para o tema em questão, as especificações técnicas a serem estudadas e os testes a serem realizados serão apenas relacionados com o controlo e produção de potência ativa, potência reativa e a capacidade de FRT do aerogerador. Estes testes de conformidade permitem determinar se o desempenho do aerogerador vai ao encontro dos padrões requisitados pelos códigos de rede propostos pelos diversos operadores de rede. No geral, os testes de conformidade podem ser classificados em três categorias diferentes, sendo elas ⁴ [13]:

- Teste – Atividade de teste com o objetivo de demonstrar a conformidade com as especificações exigidas de um aerogerador no terreno ou em laboratório;
- Simulação - Atividade de teste com o objetivo de demonstrar a conformidade com as especificações exigidas por parte do aerogerador em ambiente de simulação, especialmente quando existe risco de danificar elementos da rede elétrica ou mesmo do próprio aerogerador;
- Monitorização – Atividade de monitorização da conformidade do aerogerador com as especificações exigidas durante o seu ciclo de vida;

Para os testes de conformidade de controlo de potência ativa e reativa foram tidos em conta dois testes de conformidade cujos autores são a EirGrid e a IEC, respetivamente [28, 34]. Ambos apresentam metodologias de teste como ferramentas para identificação da conformidade do desempenho dos aerogeradores com o código de rede, porém com abordagens diferentes. A EirGrid apresenta uma metodologia passo a passo para um ambiente de simulação no terreno/laboratório, no qual define as condições iniciais e os critérios de certificação em cada um dos testes a realizar, sendo eles para controlo de potência ativa ou reativa. A metodologia de testes produzida pela IEC é apresentada de uma maneira mais geral para cada tipo de controlo, contudo aborda diversos ambientes de simulação seja ele no terreno, em simulação ou monitorização.

⁴ Dado o material e o período de tempo disponível para a realização dos testes descritos acima, o foco principal será a realização de testes por simulação, através do *software* de simulação disponível PSS®E.

2.2.1 Testes de Conformidade para Controlo de Potência Reativa

O controlo de potência reativa pode ser realizado através dos próprios pontos de funcionamento de potência reativa, através da flutuação dos níveis de tensão na rede elétrica, ou através do fator de potência do aerogerador [13].

2.2.1.1 Regulação de Tensão Automática

A regulação de tensão automática é um tipo de controlo de potência reativa cuja metodologia de testes é abordada pela EirGrid. Através do centro de controlo são emitidos diversos *set-points* de tensão, acima e abaixo do valor nominal, de maneira que o aerogerador demonstre a capacidade de “*Automatic Voltage Regulation Mode*” (figura 14). Esta capacidade deve-se ao facto de o controlador interno do aerogerador conseguir calcular qual o ΔQ a gerar de maneira a alcançar o ΔU requisitado. Para o teste de conformidade são realizados os seguintes passos [28]:

1. Conectar o controlador automático de tensão e assegurar que o aerogerador se encontra num ponto de operação de 0 Mvar.
2. Para uma determinada relação $\frac{\Delta Q}{\Delta U}$, requisitar ao aerogerador um ΔU e aguardar 1 minuto. Após esse minuto, diminuir o nível de tensão com valor simétrico de ΔU anterior e aguardar novamente 1 minuto.
3. Repetir o passo anterior para a relação $\frac{\Delta Q}{\Delta U}$ desejada.
4. Regressar às condições iniciais.

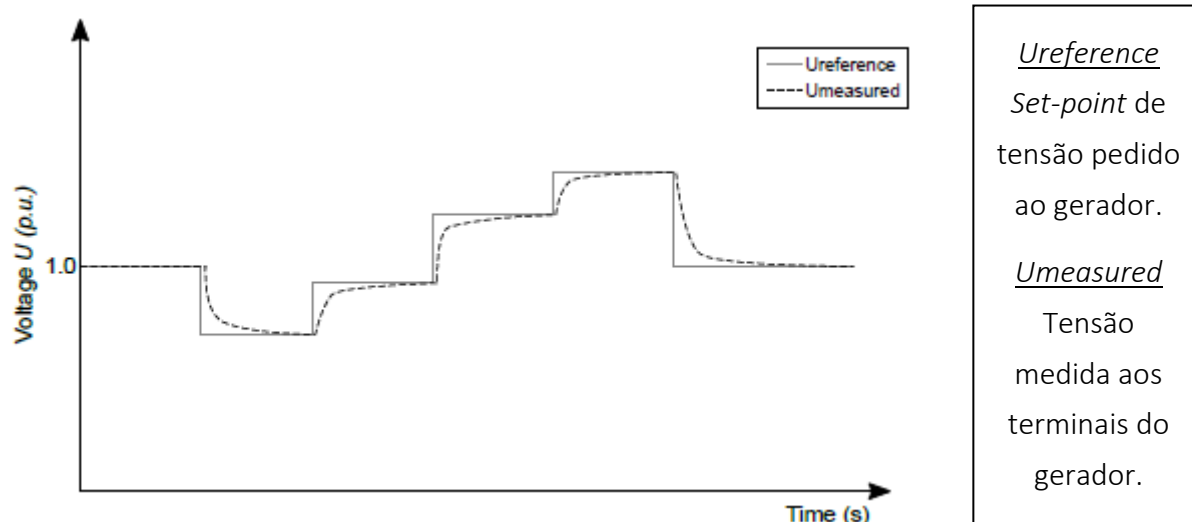
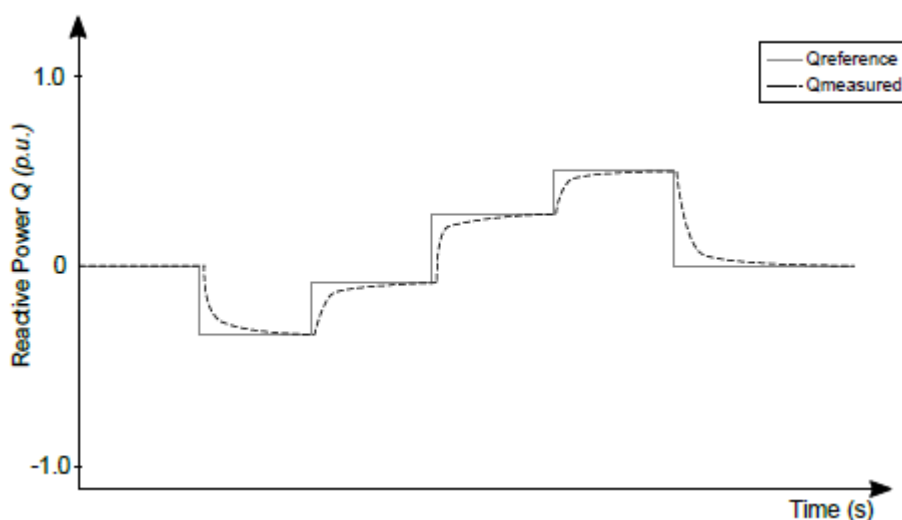


Figura 14 - Exemplo de regulação automática de tensão [13].

2.2.1.2 Regulação de Potência Reativa

A regulação de potência reativa através da atribuição direta de novos pontos de funcionamento de potência reativa é outro dos tipos de controlo necessários a um aerogerador. A metodologia aqui apresentada para o efeito de teste deste tipo de controlo é denominada por “*Mvar Control Mode*” e é da autoria da EirGrid. A capacidade de definir o ponto de funcionamento da potência reativa do aerogerador deve-se em particular ao facto do controlador elétrico conseguir analisar o valor requisitado e caso este se encontre dentro dos limites do aerogerador, proceder à atualização do mesmo (figura 15). O teste de conformidade é realizado da seguinte maneira [28]:

1. Ligar o controlo de potência reativa e assegurar que o ponto de funcionamento definido para a potência reativa do aerogerador é de 0 Mvar.
2. Requisitar variações positivas de 25%, 60% e 10% da capacidade máxima de potência reativa do aerogerador, espaçadas de minuto a minuto, e regressar aos 0 Mvar.
3. Repetir o passo anterior, mas para variações negativas de potência reativa da capacidade máxima do aerogerador (-25%, -60% e -10%).
4. Regressar às condições iniciais.



Qreference
Set-point de
potência
reativa pedida
ao gerador.

Qmeasured
Potência
reativa medida
aos terminais
do gerador.

Figura 15 - Exemplo de regulação de potência reativa [13].

2.2.1.3 Regulação de Fator de Potência

A regulação do fator de potência é o último tipo de controlo pertencente aos controlos de potência reativa. É novamente apresentada metodologia de testes da EirGrid, neste caso referente à regulação do fator de potência, metodologia essa apelidada de “*Power Factor Control Mode*”. Este tipo de controlo resulta do cálculo do *set-point* de potência reativa através do fator de potência introduzido. O teste permite averiguar se o aerogerador reage conforme os fatores de potência introduzidos (figura 16). Para a realização do teste em questão é necessário seguir as seguintes diretrizes [28]:

1. Garantir que o modo de controlo do fator de potência se encontra conectado e que o fator de potência inicial é igual a 0° ($\cos(\phi)=1$).
2. Realizar incrementos no ângulo do fator de potência para $+8^\circ$ ($\cos(\phi)=0,99$) e $+12^\circ$ ($\cos(\phi)=0,98$) e aguardar um minuto entre cada um dos valores testados.
3. Repetir passo anterior, mas para os fatores de potência simétricos, isto é -8° ($\cos(\phi)=0,99$) e -12° ($\cos(\phi)=0,98$).
4. Repetir passo 2 e 3 para 100% e 30% da capacidade máxima da potência ativa do aerogerador.
5. Regressar às condições iniciais.

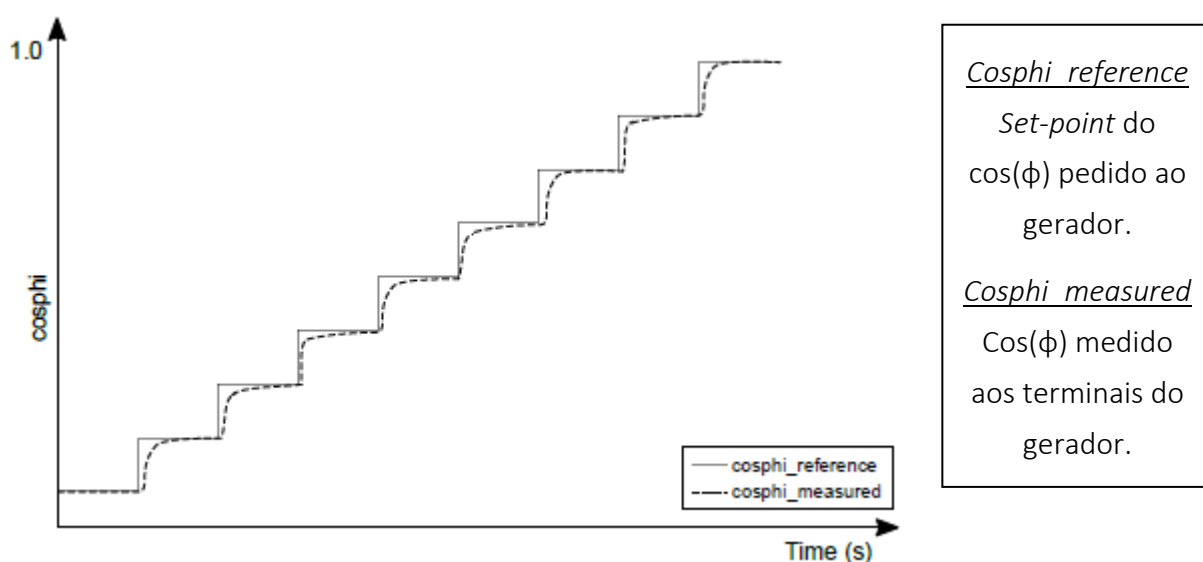


Figura 16 - Exemplo de regulação de fator de potência [13].

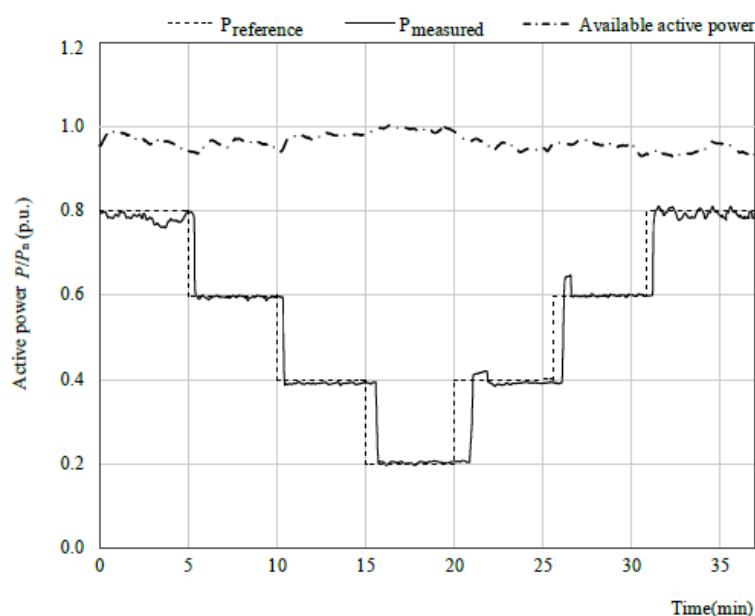
2.2.2 Testes de Conformidade para Controlo de Potência Ativa

O controlo da potência ativa pode ser controlado tanto por um dado ponto de funcionamento estipulado previamente, ou pela resposta a variações de frequência da rede elétrica [13].

2.2.2.1 Regulação de Potência Ativa

A regulação de potência ativa através da atribuição direta de novos pontos de funcionamento de potência ativa funciona de maneira muito semelhante à regulação de potência reativa mencionada anteriormente (figura 17). A metodologia é da autoria da EirGrid e verifica se os pontos de funcionamento de potência ativa requisitados à máquina são correspondidos corretamente. O teste é intitulado de “*Active Power Control*”. A atribuição do valor requisitado como novo *set-point* de potência é atribuído ao controlo elétrico do aerogerador caso este se encontre dentro dos limites da máquina. O teste deve realizar-se segundo os seguintes procedimentos [30]:

1. Ligar o controlador de potência ativa e operar a pelo menos 50% da sua capacidade máxima.
2. Requisitar ao aerogerador pontos de operação como 0 MW, 60% e 100% da sua capacidade máxima de potência ativa. Todos estes *set-points* emitidos devem ter um espaçamento de 3 minutos.
3. Regressar as condições iniciais.



Preference
Set-point de
potência ativa
pedido ao
gerador.

Pmeasured
Potência ativa
medida aos
terminais do
gerador.

Figura 17 - Exemplo de regulação de potência ativa [13].

2.2.2.2 Regulação de Frequência

A regulação automática dos níveis de frequência é um tipo de controlo dependente da disponibilidade do aerogerador de fornecer potência ativa aos seus terminais. A EirGrid elaborou uma metodologia chamada “*Frequency Control*” em que se injetam diversos níveis de frequência na rede elétrica com o objetivo de observar se a potência injetada pelo aerogerador é corretamente alterada consoante os níveis de frequência recebidos pelo controlador elétrico (figura 18). Este controlo resulta da regulação de ΔP para atingir um Δf , cujo valor de resposta para o efeito de compensação do desequilíbrio gerado depende da curva *droop* definida $(\frac{\Delta P}{\Delta f})$. Para o ensaio da metodologia mencionada, é necessário proceder ao seguinte [10]:

1. Conectar módulo de controlo de frequência do aerogerador e estabelecer um ponto de funcionamento de pelo menos 40% da capacidade máxima de potência ativa do mesmo. Introduzir um sinal de 50 Hz.
2. Injetar na rede níveis de frequência que oscilem entre 48 Hz e 52 Hz, sendo que entre cada *set-point* aguardar que se estabeleça o equilíbrio da potência ativa gerada pelo aerogerador (entre 1 e 5 minutos).
3. Repetir 1 e 2 para outra curva de *droop* $(\frac{\Delta P}{\Delta f})$.
4. Regressar às condições iniciais.

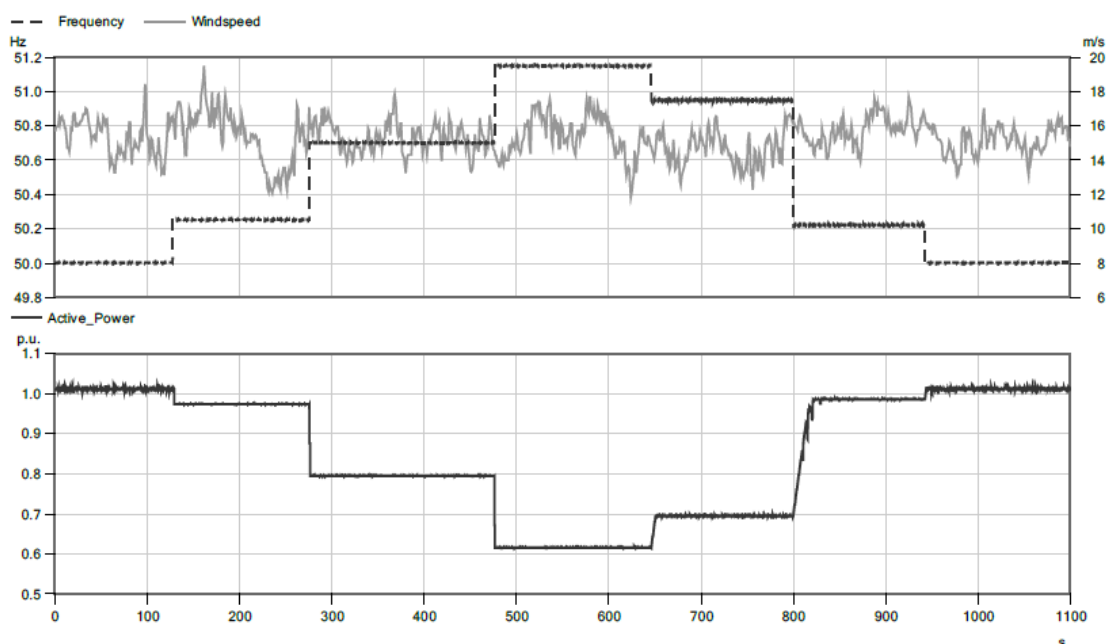


Figura 18 - Exemplo de regulação de frequência [13].

2.2.3 Testes de Conformidade para Capacidade de FRT

A metodologia definida pela EirGrid tem como objetivo demonstrar que o aerogerador é capaz de cumprir com os requisitos de FRT definidos pelo mais recente código de rede, que varia entre zonas geográficas, e por essa mesma razão, os parâmetros de cada teste variam. Contudo, a metodologia baseia-se na simulação de uma falha trifásica com uma impedância de falha (Z_f) que regule o nível de tensão para as cavas a serem atingidas, bem como a sua duração (figura 19). Os resultados a serem registados são os níveis de tensão aos terminais do aerogerador, potência ativa e reativa injetada e a percentagem de corrente reativa gerada pelo aerogerador visto que é um dos principais componentes de teste de conformidade no que diz respeito aos requisitos do código de rede relativamente ao FRT. Abaixo encontra-se representada a rede teste utilizada, em que à direita se encontra descrito o modelo do aerogerador até ao PdE (CP na figura 19), e nesse mesmo barramento está disposta Z_f e do lado esquerdo a rede ao qual o aerogerador está conectado (figura 19) [9].

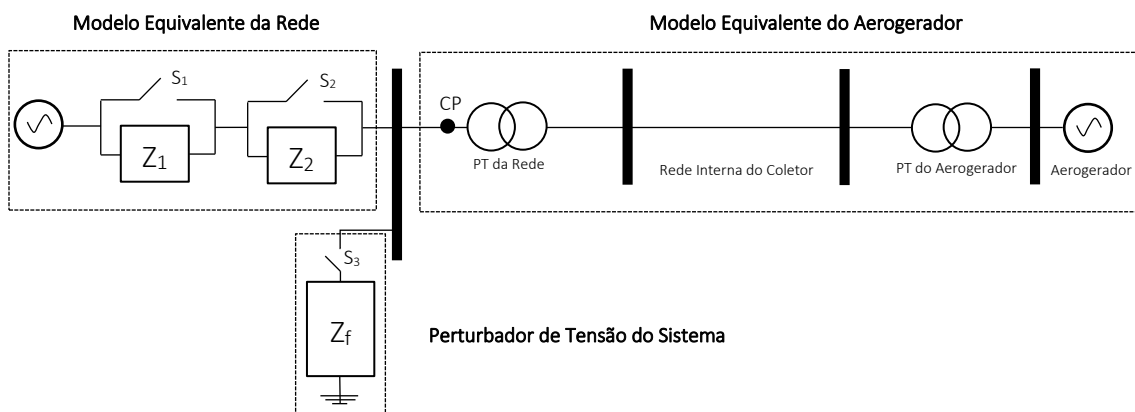


Figura 19 - Rede de teste de conformidade para FRT [9].

Com as impedâncias Z_1 e Z_2 , a metodologia criada pretende também simular uma impedância pré-falha (S_1 fechado, S_2 aberto) e uma impedância pós-falha (S_1 aberto, S_2 fechado), de maneira a refletir a desconexão de uma das linhas de transmissão, sendo $Z_1 < Z_2$. Relativamente à impedância de falha, Z_f , esta deve ser calculada consoante o nível de cava de tensão desejada aos terminais do aerogerador, tal como os tempos conexão e desconexão da mesma através de S_3 [9].

Requisitos Técnicos de Ligação

Com a crescente procura de energia elétrica e o respetivo aumento da introdução de energias renováveis, nomeadamente da energia eólica, foi sentida a necessidade de criar regulamentação de maneira a que os ORT consigam fazer a integração de aerogeradores sem correr o risco de comprometer a operação da rede.

A legislação recentemente publicada pela Comissão Europeia (CE) em 2016 pretende normalizar e definir um quadro jurídico claro para novas ligações de geradores para todos os países membros.

Para o efeito é solicitado à ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) o desenvolvimento de um conjunto de regulamentação técnica (*network codes*) que abrangem diversas áreas desde a operação ao planeamento e mercado. Um dos regulamentos diz respeito aos requisitos de ligação que os geradores devem apresentar no ponto de ligação. Esta regulamentação Europeia é depois transportada para a lei Portuguesa na forma de RRT (Regulamento da Rede de Transporte) e RRD (Regulamento da Rede de Distribuição).

Serão apresentados neste presente capítulo os requisitos técnicos principais em vigor em Portugal, em especial em parques aerogeradores, com particular ênfase no controlo da potência ativa e frequência, controlo da potência reativa e da tensão e a sua capacidade de permanecer ligado perante a ocorrência de cavas de tensão *Fault Right Through* (FRT).

Conteúdo:

- 3.1 Regulamentação Europeia.
- 3.2 Regulamentação Portuguesa.

3.1 Regulamentação Europeia

O Regulamento Europeu [16] enumera um conjunto de requisitos assentes num racional que pode ser resumido nos seguintes pontos:

- Os módulos geradores têm um impacto fundamental na segurança e qualidade da energia elétrica que é transmitida pela rede de transporte, por isso, estes devem ser dotados de alguma robustez para ajudar a evitar colapsos após falhas graves. Essa robustez tem como objetivo fixar com a menor variância possível os valores de referência de tensão e frequência dos barramentos aos quais estão ligados.
- Devido ao facto de a União Europeia abranger uma larga região geográfica, é necessário ter em conta as características de cada país de maneira a poder adaptar os requisitos requeridos aos geradores. Cada país tem então uma portaria que rege de uma maneira mais concisa quais os requisitos realmente pretendidos.
- O grupo de geração é caracterizado então pelo nível de tensão a que estão conectados e pelo seu valor máximo de capacidade de produção, sendo eles divididos entre geradores do tipo A, B, C e D, que mais à frente são descritos de forma mais detalhada (Determinação de Significância). Esta classificação tem em consideração o montante em MW a injetar por parte do gerador bem como o nível de tensão a que se liga.
- De maneira a garantir a segurança e a qualidade da energia injetada na rede, todos os módulos geradores presentes numa zona síncrona devem permanecer nos parâmetros de tensão e frequência indicados, de modo também a não causar fluxos transfronteiriços desnecessários. (efeito *cross-border*).

Todos estes princípios servem como base para todo o *grid code* existente que estabelece as características técnicas para todos os grupos geradores, sejam eles módulos de geradores síncronos, módulos de parque gerador (assíncronos à rede) e módulos de parque gerador ao largo (*Offshore*).

Tabela 1 - Requisitos gerais para geradores eólicos [19].

Requisitos gerais para geradores eólicos	
Controlo de Potência Ativa	Essencial para assegurar uma frequência estável em todo o sistema.
Controlo de Frequência	Mantém a frequência dentro dos limites de segurança, garantindo a qualidade da energia elétrica.
Tolerância de Funcionamento	Banda de valores requeridos que define o intervalo geométrico (tensão, frequência) de bom funcionamento.
Controlo de Tensão	Implica requisitos de compensação de controlo de potência reativa, visto que são conceitos intrinsecamente relacionados.
Modelação de Aerogeradores	De maneira a confirmar as capacidades dos aerogeradores, estes modelos devem ser facultados aos ORT para serem testados. Além disso os aerogeradores requerem equipamento incorporado para leitura das suas características durante a sua operação para monitorização.
Comunicações e Controlo Externo	Um requerimento unanime em todos os estados membros é definitivamente a comunicação entre os aerogeradores e ORT de maneira a que este possa atuar sobre estes em caso de necessidade, como conexões e desconexões dos mesmos da rede.

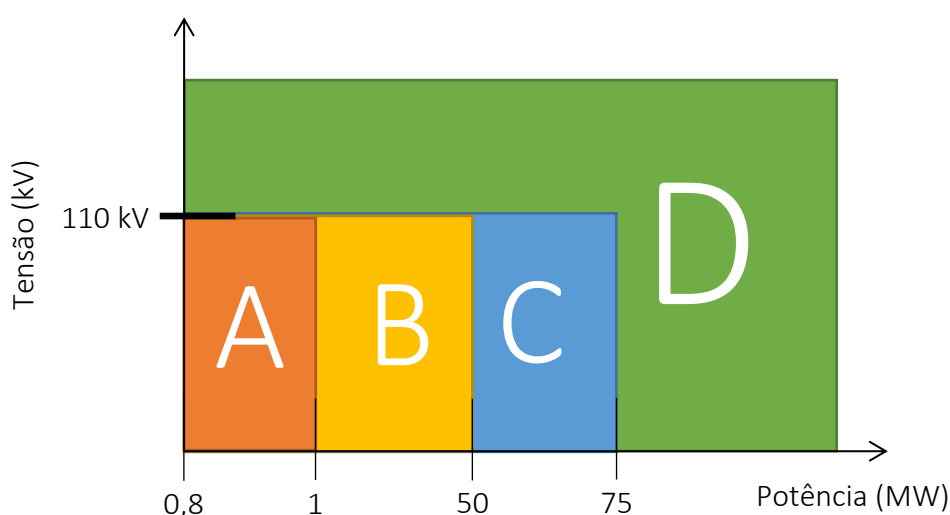
Existem ainda outros requisitos gerais para todos os geradores eólicos, contudo, o seu conteúdo não apresenta contribuição para o tema a abordar. Estes requisitos são a emissão máxima de *flicker* e harmónicas para a rede elétrica, a regulação de tomadas em transformadores para controlo local de tensão (não acontece em Portugal), e ainda o sistema de proteção de aerogeradores eólicos (disjuntores, relés).

3.1.1 Determinação de Significância | SGU

No código europeu foi introduzido o conceito de significância (SGU – *significance for generator units*) de forma a identificar e agrupar geradores para garantir que cada categoria tenha um conjunto de requisitos não exaustivos, cuja exigência aumente consoante o seu impacto na rede elétrica (nível de tensão e potencia envolvida). Para Portugal, a tabulação dos níveis de significância para os diferentes tipos de aerogeradores é a seguinte [16, 21]:

Tabela 2 - Valores referentes à significância de cada tipo de gerador [16].

Zona Síncrona	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
<i>Portugal Continental</i>	< 110 kV $0,8 \leq \text{kW} < 1000$	< 110 kV $1 \leq \text{MW} < 50$	< 110 kV $50 \leq \text{MW} < 75$	$\geq 110 \text{ kV}$ $\geq 75 \text{ MW}$



Os requisitos que o aerogerador do tipo A tem a cumprir são os menos exigentes. O aerogerador do tipo D deve cumprir todos os requisitos dada a complexidade e potencial impacto que este pode representar para o ORT/ORD no ponto de ligação. O esquema de significância ilustrado acima demonstra o efeito “cebola” existente no regulamento criado.

Estas classificações definem critérios específicos para cada tipo de gerador em conjunto com a variante destes serem módulos de geradores síncronos, módulos de parque gerador (assíncrono) e módulos de parque gerador ao largo (Offshore).

3.1.2 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo A

3.1.2.1 Requisitos de Estabilidade de Frequência

De acordo com [16, 21], no que toca a requisitos de estabilidade de frequência, os módulos geradores do tipo A devem satisfazer períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede. Estas gamas e períodos de tempo são acordadas entre o ORT e o proprietário da instalação, de maneira a garantir o melhor uso possível das capacidades técnicas dos módulos geradores.

Tabela 3 - Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador tem de ser capaz de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede [16].

Zona Síncrona	Gama de Frequência	Período de Funcionamento
Europa Continental	47,5 Hz – 48,5 Hz	A definir pelo ORT superior a 30 min.
	48,5 Hz – 49,0 Hz	A definir pelo ORT superior ao período de tempo estipulado pela gama 47,5 Hz – 48,5 Hz.
	49,0 Hz – 51,0 Hz	Tempo Ilimitado.
	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 min.

3.1.2.2 Modo Limitadamente Sensível à Frequência

No que toca à capacidade de resposta da potência ativa à frequência dos módulos geradores em modo limitadamente sensível à frequência em sobrefrequências (MLSF-O), a resposta da potência ativa deve encontrar-se entre os limites ilustrados na figura 20, limites estes definidos pelo ORT. Para complementar as informações do diagrama: o limiar da frequência deve encontrar-se entre 50,2 Hz e 50,5 Hz, e o estatismo deve encontrar-se regulado num intervalo de 2 % a 12 % (Hz pu / MW pu). O atraso à resposta da potência ativa relativamente à frequência não deverá ser superior a 2 segundos. Caso o tempo de resposta seja superior a 2 segundos, o proprietário da instalação deverá apresentar provas técnicas ao ORT competente de maneira a justificar a ocorrência. Durante o funcionamento em modo MLSF-O, este modo de regulação deve suplantar-se a todos os outros, e quando atingido o mínimo regulado, o ORT competente pode decidir que o módulo gerador continue em operação a esse nível de funcionamento, ou que reduza ainda mais a potência ativa gerada [16, 21].

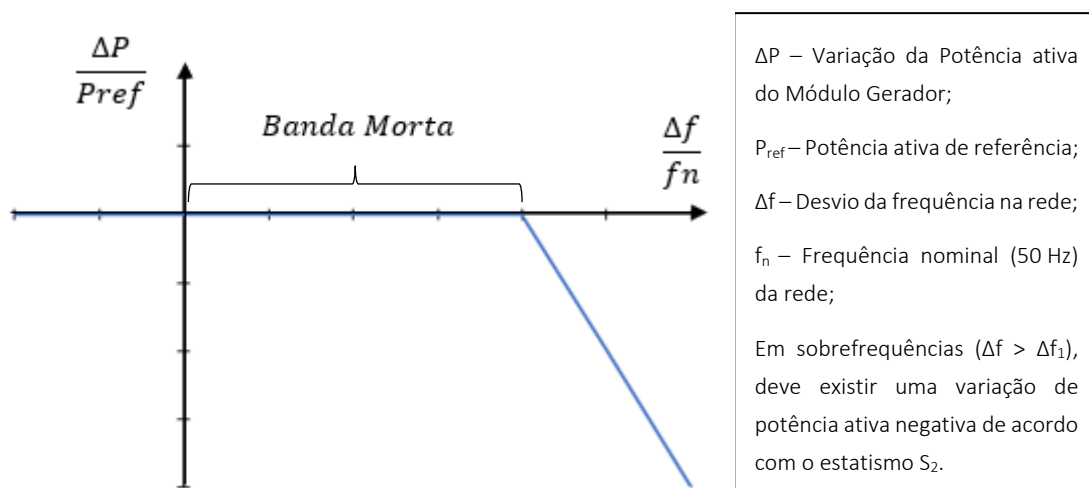


Figura 20 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência dos módulos geradores de tipo A e B em modo MLSF-O [16].

Em caso de queda de frequência na zona de controlo do gerador (MLSF-U), a sua potência ativa também irá diminuir. Contudo esta diminuição deverá ocorrer conforme os parâmetros definidos pelo ORT, dentro dos limites da figura 21. O limite superior (com iguais características do RRT) especifica uma linha que cruza o eixo da frequência em 49 Hz, e apresenta uma queda de 2 % da capacidade máxima do gerador a 50 Hz por cada unidade de frequência. O limite inferior especifica uma linha que cruza o eixo da frequência em 49,5 Hz e apresenta uma queda de 10 % da capacidade máxima do gerador a 50 Hz por cada unidade de frequência. O gráfico seguinte especifica a gama nos quais o ORT pode especificar a redução da capacidade de potência máxima em função da queda de frequência [16, 31].

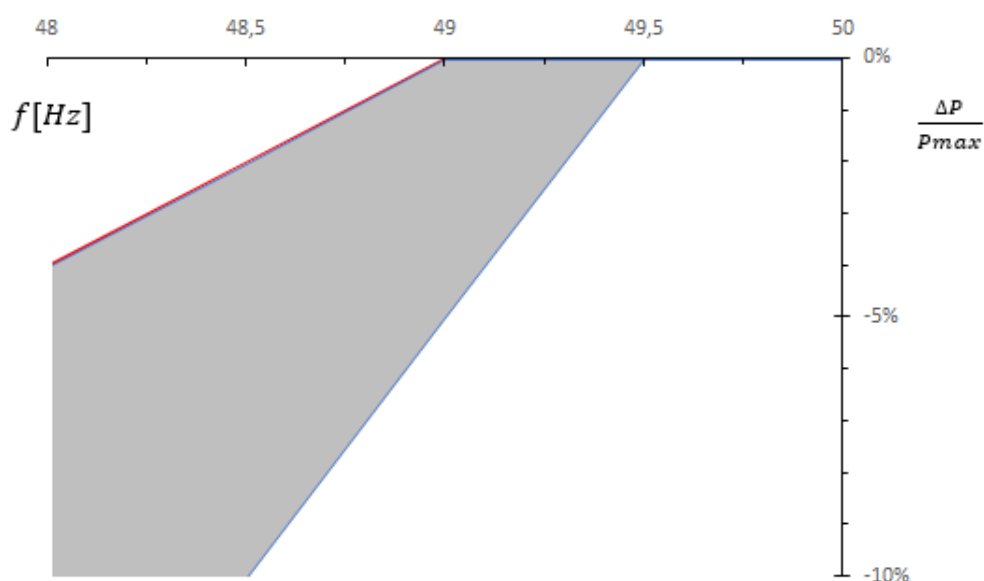


Figura 21 - Redução da capacidade de potência máxima em função da queda de frequência para módulos geradores do tipo A e B [16].

O ORT tem ainda a capacidade de especificar as condições em que os geradores se conectam à rede automaticamente, nomeadamente a gama de frequências em que estas se conectam, o tempo que o demoram a fazer e a taxa de aumento máxima da potência ativa que estes fornecem. Além da conexão automática à rede, o ORT poderá ainda terminar o fornecimento de potência ativa por parte do gerador através de uma interface lógica presente nos módulos geradores, cujo cessamento deve ocorrer no menor período de tempo, com um teto máximo de 5 segundos. Esta operação poderá ocorrer à distância, ou não [16].

3.1.3 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo B

Os módulos geradores de tipo B partilham os mesmos requisitos dos módulos de tipo A, à exceção da alínea referente à desconexão e reconexão dos módulos geradores a frequências aleatórias acima de um limiar de frequência determinado pelo ORT [16].

3.1.3.1 Requisitos de Estabilidade de Frequência

Estes módulos geradores possuem alguns requisitos extra no que toca à questão do controlo da frequência e da sua robustez quando conectados à rede. Relativamente ao controlo de frequência, além dos requisitos enumerados em A, e com a exceção do requisito mencionado inicialmente, o gerador terá de ter incorporado uma porta lógica que permita reduzir a potência ativa injetada na rede. Caso sejam usados equipamentos auxiliares para controlo da potência ativa à distância, o ORT terá a possibilidade também de definir os requisitos desses mesmos equipamentos [16].

3.1.3.2 Requisitos de Robustez para Cavas de Tensão

No que toca à robustez do equipamento, estes módulos geradores devem suportar cavas de tensão. O ORT será responsável pela escolha do perfil tensão-tempo que descreva a área em que os geradores deverão permanecer conectados à rede (área de desconexão a cinzento, área de funcionamento a branco) depois de uma perturbação na rede, ao contrário dos aerogeradores de tipo A, que são automaticamente desconectados.

Esta área deverá estar em conformidade com a figura 22 onde são descritos os limites mínimos de tensão em estado de operação de um aerogerador perante a cava [16].

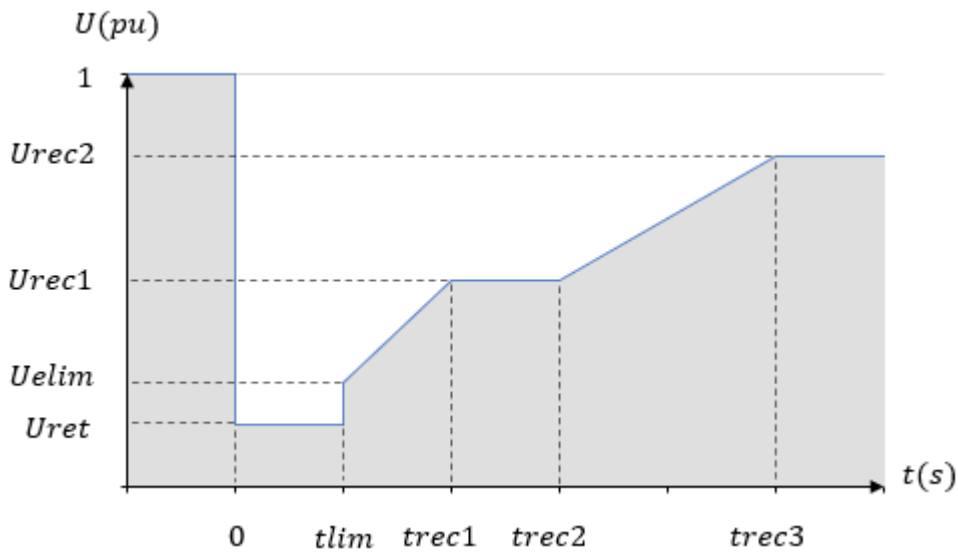


Figura 22 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão de um módulo gerador [16].

Os parâmetros que definem esta curva devem encontrar-se na gama de valores apresentados na tabela 4 e 5.

Tabela 4 - Parâmetros da figura 22 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos geradores síncronos de tipo B [16].

Parâmetros de Tensão [pu]		Parâmetros de Tempo [segundos]	
U_{ret}	0,05 - 0,3	t_{elim}	0,14 - 0,15 (ou 0,14 - 0,25 se a proteção da rede e a segurança do funcionamento o exigirem)
U_{elim}	0,7 - 0,9	t_{rec1}	t_{elim}
U_{rec1}	U_{elim}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85 - 0,9 e $\geq U_{elim}$	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Tabela 5 - Parâmetros da figura 22 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos de parque gerador de tipo B [16].

<i>Parâmetros de Tensão [pu]</i>		<i>Parâmetros de Tempo [segundos]</i>	
U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{elim}	0,14 - 0,15 (ou 0,14 - 0,25 se a proteção da rede e a segurança do funcionamento o exigirem)
U_{elim}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{elim}
U_{rec1}	U_{elim}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 – 3,0

As condições pré-defeito e pós-defeito são especificadas por cada ORT competente. Estas condições são: a potência de curto-circuito mínima, o nível de tensão, potência ativa e reativa em condições pré-defeito e a potência de curto-circuito mínima pós-defeito. Todos estes valores são medidos e calculados para o barramento ao qual os módulos geradores se encontram conectados [16].

Os módulos geradores devem permanecer em funcionamento durante um defeito simétrico sem se desconectarem da rede a menos que algum dos parâmetros das condições pré-defeito, pós-defeito ou a tensão fase-fase não estejam de acordo com os valores requeridos, ou caso uma proteção interna do grupo gerador impeça a continuidade desta conexão à rede. Contudo, estas proteções de defeitos internos do grupo não devem afetar a capacidade de suportar cavas de tensão. Em caso de defeitos assimétricos, é o ORT que define as capacidades de suportar cavas de tensão. Em caso de defeitos simétricos, a proteção de subtensão é fixada pelo proprietário da instalação geradora, tendo em conta as capacidades do módulo gerador [16].

3.1.3.3 Requisitos de Restabelecimento da Rede

Cada ORT deve ainda especificar os requisitos para reconexão dos módulos geradores após uma desconexão accidental ou após uma perturbação na rede. Só pode ocorrer nova religação depois da aprovação do operador de rede competente perante as condições requisitadas pelo ORT [16].

3.1.3.4 Requisitos Gerais de Gestão de Rede

Relativamente às proteções requeridas para proteção elétrica, ao operador de rede competente compete executar a regulação da proteção da rede, tendo em conta as características do módulo gerador. As configurações de proteção relevantes para o

módulo gerador já são responsabilidade do operador de rede e o proprietário da instalação geradora, tendo sempre em conta que esta proteção do módulo gerador não deverá pôr em causa o seu desempenho em situações de funcionamento durante cavas de tensão. É importante também salientar que esta proteção elétrica deve ter prioridade em relação à execução de comandos de funcionamento, salvaguardando sempre a segurança da rede, do equipamento gerador e do público consumidor. Existem diversos aspetos que abrangem variadas configurações de proteção, contudo, não serão enumeradas visto não serem o foco principal do nosso caso de estudo. Ainda assim, as organizações destes dispositivos de segurança seguem uma prioridade interessante de conhecer. A sua enumeração (de ordem crescente para decrescente em termos de prioridade) é: proteção da rede e do módulo gerador; inércia sintética, se for caso disso; controlo de frequência (ajuste de potência ativa); restrição de potência; condicionamento do gradiente de potência [16].

A comunicação entre o ORT ou o operador de rede competente e o módulo gerador deverá ser em tempo real ou com uma periodicidade rápida, no qual o conteúdo da informação trocada deverá ser especificado pelo ORT ou pelo operador de rede [16].

3.1.4 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo C

À semelhança do módulo gerador do tipo B, o tipo C partilha requisitos semelhantes aos do tipo A, à exceção alínea referente à desconexão e reconexão dos módulos geradores a frequências aleatórias acima de um limiar de frequência determinado pelo ORT, mas também partilha dos requisitos extra introduzidos em B, com a ressalva da alínea referente aos requisitos de estabilidade de frequência, que em C são mais exigentes [16].

3.1.4.1 Requisitos de Estabilidade de Frequência

Para a estabilidade de frequência de módulos geradores de tipo C, mais concretamente em relação à capacidade de controlo e à gama de controlo da potência ativa, é requisitado ao controlador do módulo gerador que encontre um ponto de funcionamento conforme o ponto de regulação da potência ativa pedido pelo operador de rede competente ou pelo ORT. A tolerância (tempo e novo ponto de regulação) são especificados pelo ORT, contudo, estes estão altamente dependentes da disponibilidade da máquina motriz primária. Caso este controlo não seja possível de aplicar à distância, o ORT deve transmitir para a entidade reguladora o tempo e a tolerância necessária que sejam aplicados estes requisitos manualmente no local. O Modo MLSF-U toma também requisitos extra além dos já presentes no tipo A e B. A resposta da potência ativa à frequência passa agora a atuar em limiares de 49,8 Hz e 49,5 Hz, porém com os mesmos limites de estatismo, que são entre 2 % a 12 % (Tabela 6). Esta resposta deve ter em conta

claro as condições ambientais e a disponibilidade das suas fontes de energia primária, visto que quando em operação em modo MLSF-U, os módulos geradores devem operar imediatamente (a não ser que exista uma justificação para que não se dê o seu funcionamento nestas condições) em potência máxima e de maneira estável [16, 21].

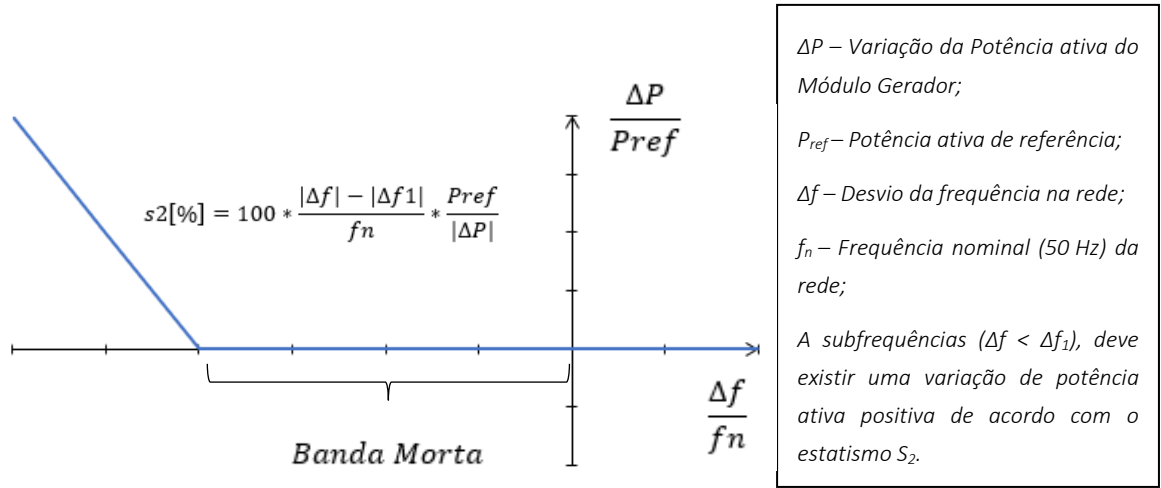


Figura 23 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência dos módulos geradores de tipo C e D em modo MLSF-U [16].

Quando em modo sensível à frequência, em caso de sobrefrequências, a resposta da potência ativa encontra-se limitada pelo valor mínimo regulado, ao contrário do caso de subfrequências, cuja resposta da potência ativa está limitada pelo nível máximo de capacidade do módulo gerador. É importante ter em conta que esta resposta está sempre dependente das condições ambientais e disponibilidade da fonte primária de energia [16].

Tabela 6 - Parâmetros para a resposta da potência ativa à frequência em modo sensível à frequência para módulos geradores do tipo C [16].

Parâmetros	Intervalos
Intervalo da potência ativa comparativamente à capacidade máxima, $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5 % - 10 %
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $ 10 mHz – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ 0,02 % - 0,06 %
Banda morta de resposta às frequências	0 mHz – 500 mHz
Estatismo, s_1	2 % - 12 %

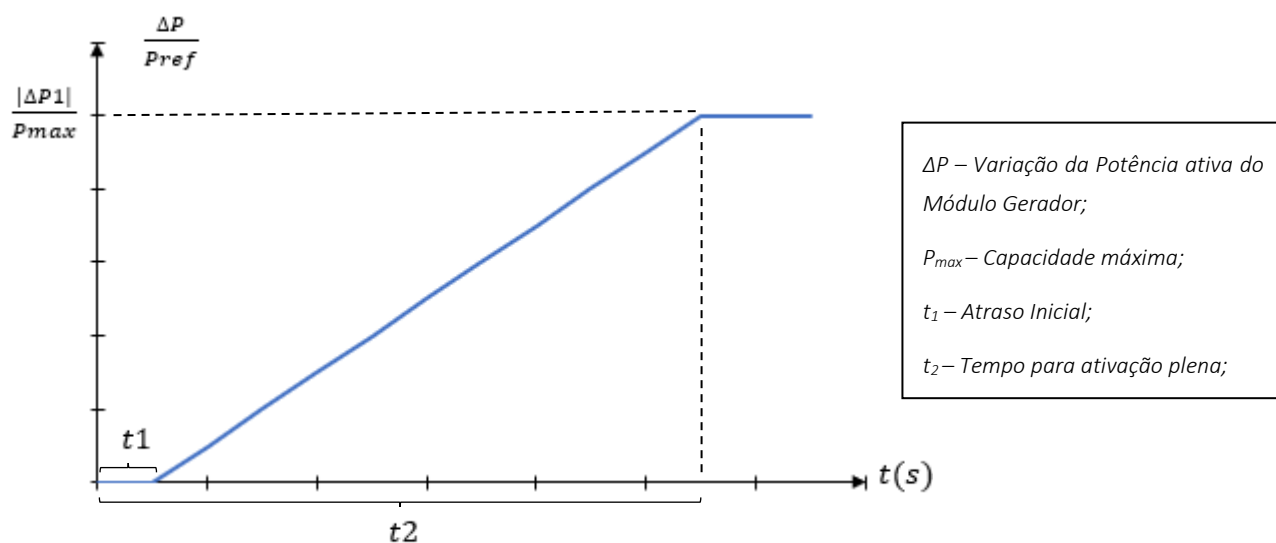


Figura 24 - Capacidade de resposta da potência ativa dos módulos geradores à frequência em modo sensível à frequência, ilustrando o caso de banda morta zero e de insensibilidade zero para o módulo gerador do tipo C e D.

A capacidade de resposta em pleno da potência ativa deve ser mantida durante um período entre 15 e 30 minutos, sendo que este período é escolhido pelo ORT tendo em conta as reservas de potência ativa e a sua fonte de energia primaria do módulo gerador [16].

Para o caso de o módulo gerador operar em modo sensível á frequência, com banda zero e de insensibilidade zero, este deve operar de acordo com os dados da tabela 6 e conforme a figura 24. Importante salvaguardar que o estatismo e a banda morta de frequência devem ser selecionados repetidamente.

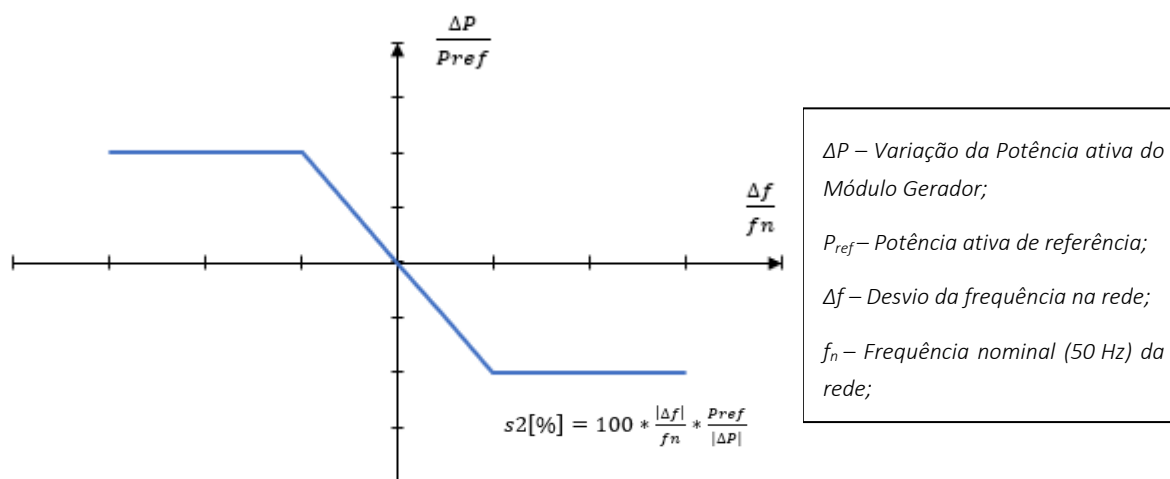


Figura 25 - Capacidade de resposta da potência ativa à frequência para o módulo gerador do tipo C e D.

No caso da variação de frequência por escalão, a resposta plena da potência ativa deve ser sempre igual ou superior ao valor marcado pela linha da figura 25, de acordo com os parâmetros tabelados. As especificações dos parâmetros exigidos devem ter em conta mais uma vez as limitações tecnológicas de cada módulo gerador. Contudo, os estes não podem injustificadamente retardar a resposta da potência ativa.

Se o atraso exceder os 2 segundos, o proprietário do módulo gerador deverá apresentar provas técnicas que comprovem o motivo do atraso. No caso de módulos geradores sem inércia, o ORT pode estabelecer um período inferior a 2 segundos, e caso esse período seja ultrapassado, o proprietário tem novamente de comprovar o sucedido [16].

Tabela 7 - Parâmetros para a ativação plena da resposta da potência ativa à frequência resultante de escalões de frequência para módulos geradores do tipo C [16].

Parâmetros	Intervalos Valores
Intervalo de potência ativa comparativamente à capacidade máxima (intervalo da resposta à frequência),	1,5 % - 10 %
No caso dos módulos geradores com inércia, atraso inicial máximo admissível, t_1 (salvo justificação com provas técnicas)	2 segundos
No caso dos módulos geradores sem inércia, atraso inicial máximo admissível, t_1 (salvo justificação com provas técnicas)	Especificado pelo ORT
Máximo admissível que pode ser escolhido para o tempo de ativação plena, t_2 , salvo se o ORT competente autorizar períodos de ativação mais longos por razões de estabilidade do sistema	30 segundos

Em termos de monitorização do modo limitadamente sensível à frequência, a instalação geradora deve ter a capacidade de transmitir em tempo real para o centro de controlo da rede do operador competente ou para o ORT, quando requisitado. Os sinais a transmitir (obrigatórios) são: MLSF (ligado/desligado), potência ativa programada, valor efetivo de potência ativa, regulações efetivas dos parâmetros da resposta da potência ativa à frequência, estatismo e banda morta. Caso sejam necessários mais dados, o operador de rede competente ou o ORT especificam quais os sinais extra necessários, de

maneira a verificar detalhadamente o desempenho dos módulos geradores quando necessária uma resposta da potência ativa à frequência [16].

3.1.4.2 Requisitos de Estabilidade de Tensão

Os níveis de estabilidade da tensão devem ser especificados pelo operador da rede competente ou pelo ORT. Quando atingido algum dos limites impostos, os módulos geradores do tipo C devem desconectar-se da rede automaticamente. Os termos aplicados para esta desconexão são discutidos entre o ORT e o operador de rede competente [16].

Caso o módulo gerador não se situar conectado diretamente ao ponto de ligação, o operador de rede pode ainda requisitar uma potência reativa suplementar a fornecer à rede elétrica de maneira a realizar a compensação da requisição de potência ativa da linha que realiza a conexão desde os terminais do transformador elevador e os terminais do conversor deste [16].

Num contexto de níveis de tensão variáveis, o ORT deve ainda especificar um perfil de operação dentro da área presente na figura abaixo, delineando a capacidade de fornecimento de potência reativa face o nível de tensão no ponto de ligação. As amplitudes máximas definidas de $Q/P_{\max}$ e $U(\text{pu})$ são respetivamente 0,75 e 0,225 para a Europa Continental [16].

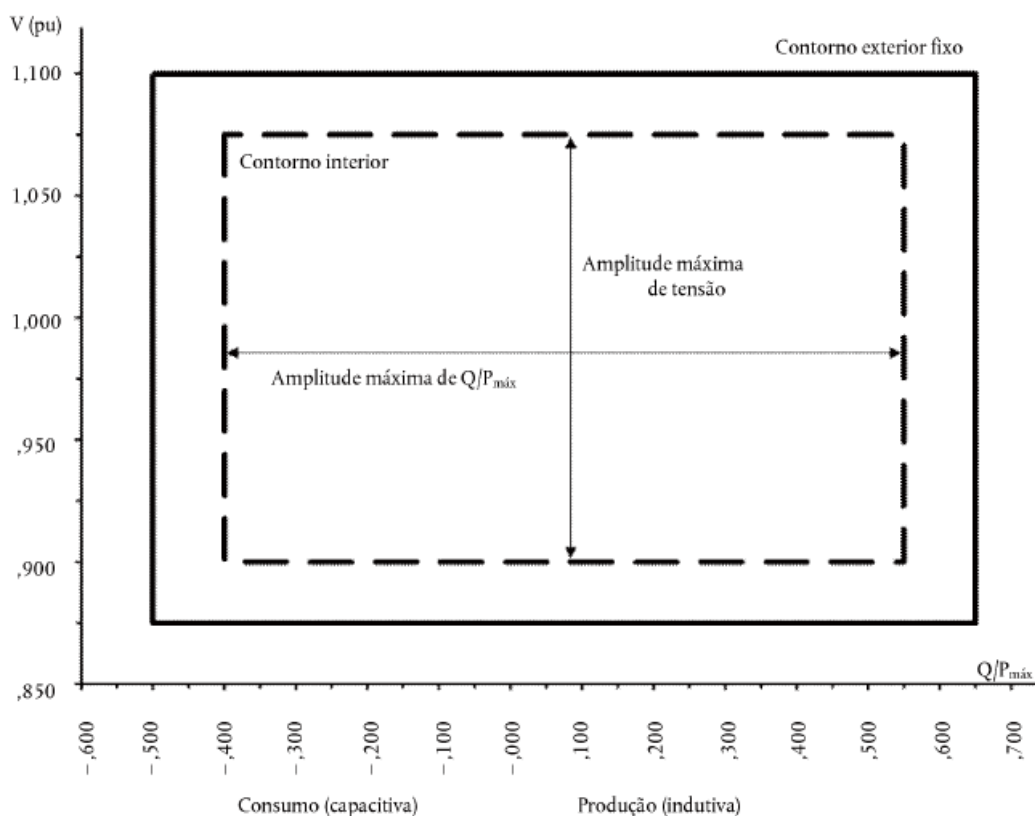


Figura 26 - Perfil U-Q/Pmax de um módulo gerador do tipo C e D [16].

3.1.4.3 Requisitos de Robustez

Relativamente à robustez deste tipo de módulos geradores, devem operar de maneira estável de qualquer ponto de funcionamento dentro do diagrama de capacidades P-Q (Figura 27), mesmo em caso de oscilações de potência. Enquanto os módulos geradores operarem nos limites especificados de tensão e frequência, devem permanecer conectados sem qualquer redução de potência dentro desse mesmo diagrama. O mesmo acontece durante religações automáticas, cuja capacidade deve ser discutida de maneira a receber autorização do operador de rede e respeitar os requisitos do ORT [16].

Abaixo encontra-se o diagrama P-Q, limitando os pontos de operação disponíveis para os módulos geradores tanto do tipo C como do tipo D [16].

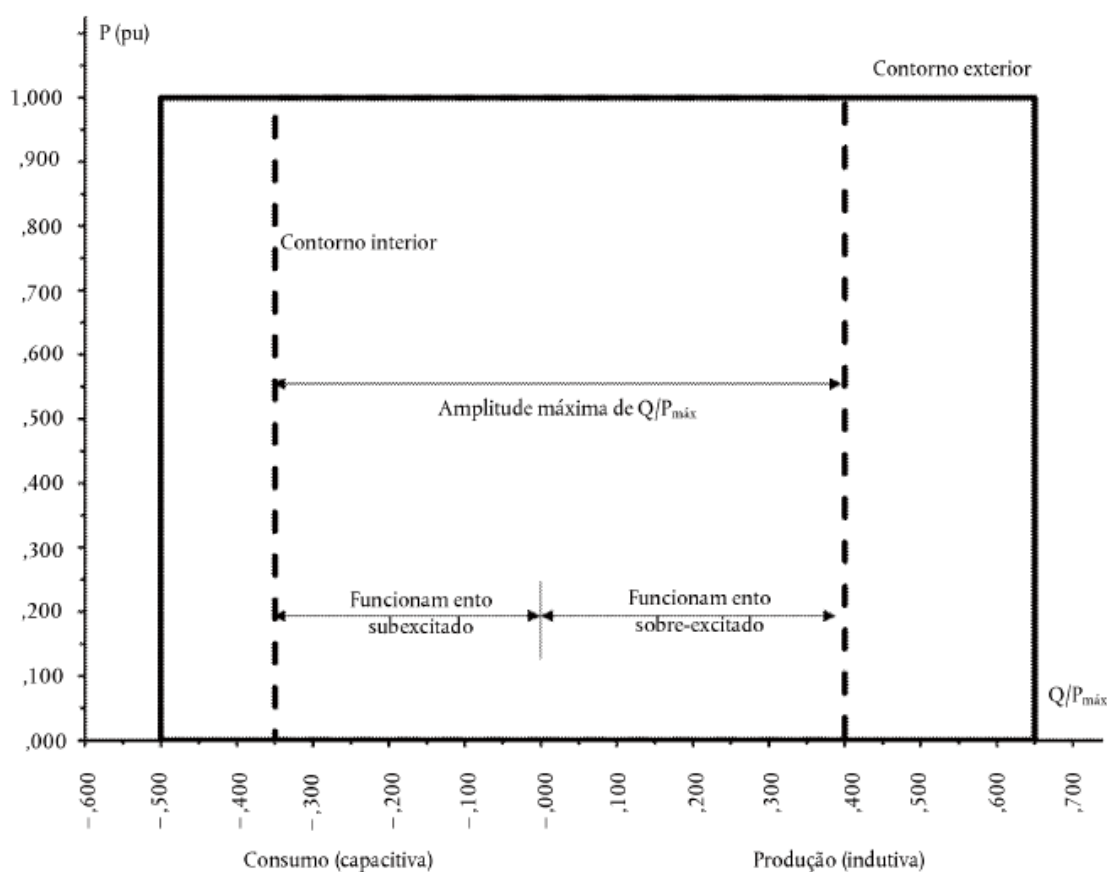


Figura 27 - Diagrama P-Q definido para os tipos C e D [16].

3.1.4.4 Requisitos Gerais de Gestão de Rede

Quanto à gestão da própria rede, existem alguns requisitos que devem ser satisfeitos pelos módulos geradores do tipo C. Estas devem ser capazes de se desligar automaticamente da rede em caso de instabilidade angular ou perda de controlo para assegurar a segurança da rede e da instalação geradora. Os critérios que definem se o

módulo gerador opera em instabilidade ou não são definidos entre o proprietário da instalação geradora, entre o operador de rede competente e o ORT. Para monitorização e avaliação do próprio equipamento gerador, é necessário que exista equipamento de registo de cavas de tensão para estudo do seu comportamento dinâmico durante esta perturbação. Para isso o equipamento responsável pelo seu registo terá de ser capaz de registar tensão, potência ativa, potência reativa e sua frequência. As regulações deste aparelho, bem como os critérios de desencadeamento e a taxa de leitura de amostras devem ser acordadas mais uma vez entre o proprietário da instalação geradora, entre o operador de rede competente e o ORT. É necessário também um leitor que detete oscilações de potência mal amortecidas e meios para que este sensor e outros com funcionalidades de amostragem de qualidade do fornecimento de energia ou de monitorização dinâmica de comportamento operem. Estes equipamentos e protocolos de comunicação para troca de informação é feita entre os 3 intervenientes (proprietário da instalação geradora, operador de rede competente e ORT) [16].

Os modelos de simulação são também algo requerido pelo operador de rede competente e pelo ORT, que inclui sempre a requisição do formato dos modelos a fornecer, a apresentação da documentação por meio de modelos e de diagramas de blocos, uma estimativa da potência de curto-circuito mínima e máxima (expressa em MVA) no ponto de ligação, como equivalente da rede. Estes devem simular e descrever os modelos dos módulos geradores de forma apropriada. Os modelos devem conter os submodelos (caso existam dentro do módulo gerador) do alternador e máquina motriz primária, controlo de velocidade e potência, controlo de tensão incluindo, se for o caso, a função “estabilizador de potência” e o sistema de controlo de excitação, modelos de proteção dos módulos geradores, tal como acordado entre o operador de rede competente e o proprietário da instalação geradora e modelos de conversor, no caso dos módulos de parque gerador [16].

O ORT e o operador de rede competente devem ainda especificar os limites de oscilação da potência ativa (limites de rampa) dos módulos geradores, tendo em consideração as características específicas da máquina motriz primária [16].

3.1.5 Requisitos Gerais dos Módulos Geradores de Tipo D

Os módulos geradores do tipo D partilham requisitos do tipo A, tipo B e tipo C, contudo existem algumas alíneas desses tipos que não se aplicam ao tipo D, como é o caso de [16]:

Tipo A - Exceção de alguns pontos como a possível desconexão e reconexão automática dos módulos parque geradores a frequências aleatórias, a imposição da presença de uma

interface lógica que permita desligar a produção de energia ativa e relativamente às condições de ligação automática à rede, que não são as mesmas.

Tipo B - Comparativamente com o tipo B, estes módulos geradores adotam também alguns dos seus requisitos, excluindo a alínea que define os padrões que estes devem satisfazer relativamente à estabilidade de frequência, nomeadamente a existência de uma porta de entrada no módulo gerador que serve como interface lógica para redução da potência ativa e suas especificações.

Tipo C – No que se refere à estabilidade de tensão, os módulos geradores do tipo D apresentam outros requisitos no que concerne à capacidade de se desligarem automaticamente da rede quando a tensão atinge níveis especificados pelo operador de rede competente ou pelo ORT.

3.1.5.1 Requisitos de Estabilidade de Tensão

Para cumprir requisitos de estabilidade de tensão estes módulos geradores devem permanecer conectados à rede e em funcionamento durante um período de tempo, segundo as gamas de tensão presentes na tabela 8. Estes períodos podem ser encurtados pelo ORT em caso de sobretensão e subfrequências simultâneas ou subtensão e sobrefrequências simultâneas.

Tabela 8 - Períodos mínimos durante os quais um módulo gerador de tipo D tem de ser capaz de funcionar, sem se desconectar [16].

Zona Síncrona	Tensão Base	Gama de Tensão	Período de Funcionamento
<i>Europa Occidental</i>	110 kV – 300 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
		0,90 pu – 1,118 pu	Tempo ilimitado
		1,118 pu – 1,15 pu	A especificar pelo ORT 20 < minutos < 60
	300 kV – 400 kV	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutos
		0,90 pu – 1,05 pu	Tempo ilimitado
		1,05 pu – 1,10 pu	A especificar pelo ORT 20 < minutos < 60

Estes períodos de funcionamento e gamas de tensão podem sofrer alterações (gamas mais amplas e períodos de tempo mais alargados) devido a razões técnicas ou

económicas. O operador de rede e o ORT competente devem ainda especificar os níveis de tensão para os quais os módulos geradores devem reconcertar-se automaticamente ao ponto de ligação à rede. Os termos de desconexão são acordados entre o operador de rede competente e o proprietário da instalação [16].

3.1.5.2 Requisitos de Robustez

No que diz respeito à capacidade de suportar cavas de tensão, estes requisitos dividem-se em dois níveis de tensão, superiores ou iguais a 110 kV e inferiores a 110 kV. A tabela 9 e tabela 10 especificam os parâmetros de tensão e os parâmetros de tempo para módulos geradores do tipo D com níveis de tensão maiores ou iguais a 110 kV, de maneira a construir a curva representada na figura 22. Para valores inferiores a 110 kV, os critérios aplicados são os da tabela 4 e da tabela 5 caso sejam geradores síncronos ou assíncrono. A curva de tensão representa a evolução da tensão composta após um defeito na rede sentido no ponto de ligação do módulo gerador. As condições requeridas no período antecessor e ao período posterior à perturbação na rede é tornado publico pelo ORT. Estas condições de pós-defeito e pré-defeito consiste na atribuição de diversos valores como: limite da potência de curto-circuito mínima pré-defeito, expresso em MVA, potência ativa, potência reativa, valor da tensão no ponto de ligação e potência de curto circuito mínima pós-defeito. Em caso de defeitos assimétricos, cada ORT é responsável pela definição desses requisitos [16].

Tabela 9 - Parâmetros da figura 22 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos geradores síncronos do tipo D [16].

Parâmetros de Tensão [pu]		Parâmetros de Tempo [segundos]	
U_{ret}	0	t_{elim}	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 se a proteção da rede e a segurança do funcionamento o exigirem)
U_{elim}	0,25	t_{rec1}	$t_{elim} - 0,45$
U_{rec1}	0,5 – 0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85 – 0,9 e $\geq U_{elim}$	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Tabela 10 - Parâmetros da figura 22 relativos à capacidade de suportar cavas de tensão dos módulos de parque gerador do tipo D [16].

Parâmetros de Tensão [pu]		Parâmetros de Tempo [segundos]	
U_{ret}	0	t_{elim}	0,14 – 0,15 (ou 0,14 – 0,25 se a proteção da rede e a segurança do funcionamento o exigirem)
U_{elim}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{elim}
U_{rec1}	U_{elim}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 – 3,0

3.2 Regulamentação Portuguesa

A regulamentação Portuguesa que contém os requisitos e características dos geradores presentes na rede de transporte e distribuição está afixada no documento da Portaria nº 596/2010 de 30 de julho. Este apresenta as condições técnicas de ligação que regem requisitos como [20]:

- Intervalo de frequência no qual devem conseguir operar sem desconectar da rede. São estes entre 47,5 Hz e 51,5 Hz.
- Capacidade de FRT, cujos geradores devem permanecer conectados à rede.
- Níveis de injeção de potência ativa e reativa antes e após a verificação do defeito para ligações à rede nacional de transporte (RNT) ou à rede nacional de distribuição (RND).

Este documento sobrepõe-se ao regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, dada a necessidade de manter uma regulamentação atualizada e comum a todos os estados membros. Cada ORT tem a liberdade de aceitar os requisitos lançados pelo regulamento europeu de acordo com a região geográfica, ou lançar uma proposta de código de rede interno para legislação do mesmo, como é o caso do Despacho nº7 Português, que data 24 de janeiro de 2018, e mais recentemente a Portaria nº73/2020, de 16 de março de 2020 [15, 16, 31].

3.2.1 Requisitos da Capacidade de *Fault Ride Through* (FRT)

No que toca à capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão, as instalações devem permanecer ligadas à rede para cavas de tensão oriundas de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos, acima da curva tensão-tempo ilustrada na figura 28 (área de desconexão a cinzento). Durante este defeito, a instalação geradora eólica não poderá consumir potência reativa ou ativa proveniente da rede durante o período de regeneração da tensão. Relativamente à recuperação da potência ativa após a eliminação do defeito, esta deve recuperar com uma taxa de crescimento não inferior a 5 % da sua potência nominal por segundo [20, 21].

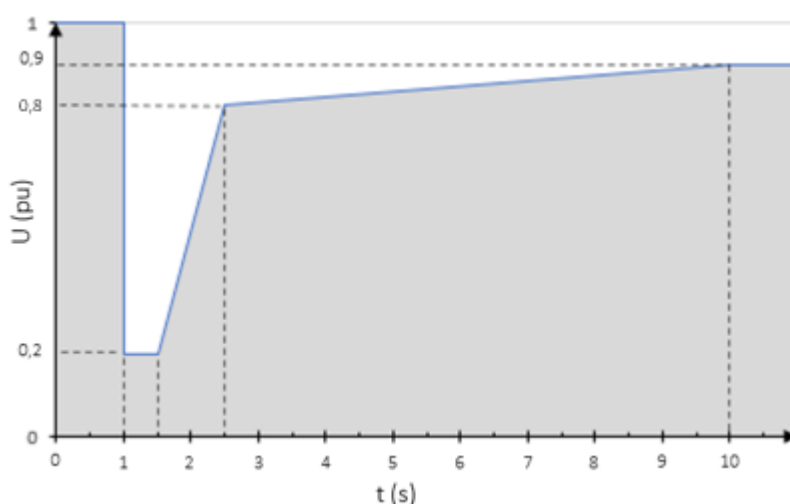


Figura 28 - Capacidade exigida de produção eólica para suportar cavas de tensão [20].

De salientar que para a rede de distribuição aplicam-se os mesmos critérios, mas apenas para aerogeradores com potência instalada superior a 6 MVA [20].

O objetivo de existir este critério da “sobrevivência” de aerogeradores a cavas de tensão é a criação de uma norma de segurança que tende a minimizar os efeitos de perturbações como curto-circuitos na rede, que levariam à saída de serviço de todos os grupos gerador e um possível *blackout*, ou seja, o colapso total da rede de energia.

O caso da Portaria nº73/2020 apresenta uma nova norma que especifica os requisitos instaurados pelo Regulamento Europeu no que toca à atribuição dos limites de determinação de significância de cada tipo de aerogerador e revoga os intervalos de significância definidos pelo Despacho nº7 de janeiro de 2019 [15].

Tabela 11 - Intervalos de Significância [15].

Zona Síncrona	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Portugal	< 110 kV	< 110 kV	< 110 kV	≥ 110 kV
	$0,8 \leq \text{kW} < 1000$	$1 \leq \text{MW} < 10$	$10 \leq \text{MW} < 45$	≥ 45 MW

Sendo assim, Portugal define os seus intervalos de significância como apresentados na tabela 11. Esta nova classificação dá uma nova perspetiva de requisitos a serem instaurados a cada tipo de aerogerador, com o objetivo de não serem muito exaustivos para aerogeradores com menos influência na rede, algo que não acontecia na Portaria nº 596/2010 de 30 de julho. Esta SGU tem como visão instaurar o controlo de tensão e o controlo de frequência a todos os geradores envolvidos na rede elétrica, com diferentes patamares de exigência, tal como acontece na regulamentação europeia.

Para o caso particular do aerogerador a ser testado no capítulo seguinte, que se define como um aerogerador do tipo C, dadas as suas características do PdE e de potência, o perfil de capacidade de tensão a ser respeitado pelo mesmo encontra-se ilustrado na figura 29.

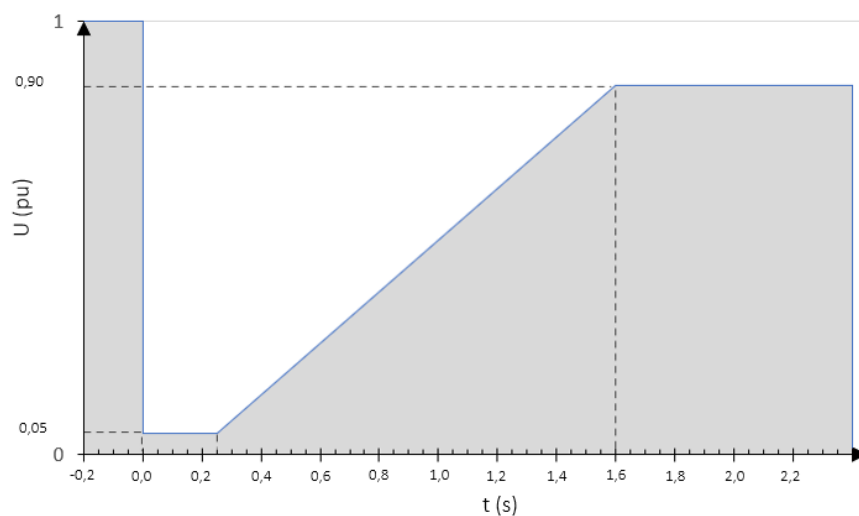


Figura 29 - Perfil de capacidade de suportar cavas de tensão para MPG dos tipos B e C [31].

3.2.2 Requisitos de Corrente Reativa

Durante o defeito, segundo a Portaria nº 596/2010, as instalações eólicas devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão de modo a suportar os níveis de tensão no barramento a que estão conectados, conforme mostra a figura 30. O tempo de produção mínima de potência reativa durante afundamentos de tensão deve iniciar-se no máximo 50 milissegundos após a deteção da cava de tensão. Mais uma vez, estes

requisitos aplicam-se a da mesma maneira para a rede de distribuição, porém apenas para aerogeradores com uma potência instalada superior a 6 MVA [20]. A injeção de corrente reativa durante cavas de tensão permite evitar a desconexão dos grupos geradores em serviço. Como dito anteriormente, caso ocorra a desconexão, pode dar-se o caso de *blackout*.

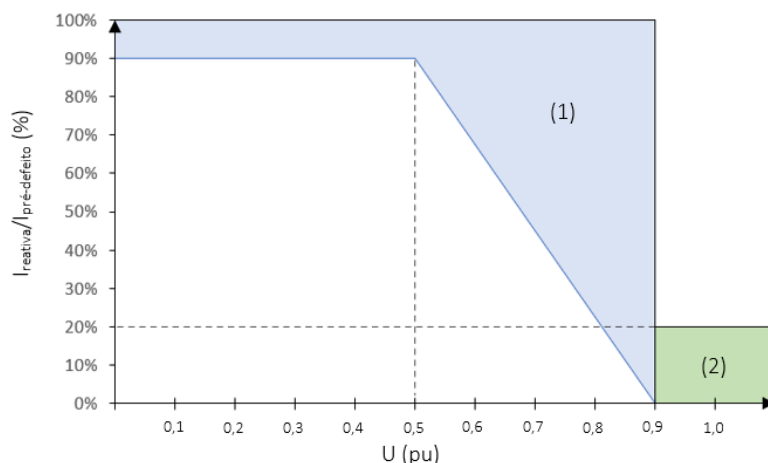


Figura 30 -Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações eólicas perante cavas de tensão [20].

A Figura 30 delimita duas zonas nas quais o aerogerador deverá operar em caso de cava de tensão, neste caso ilustrando os níveis de corrente reativa em função da tensão ao qual este se encontra conectado. A zona nº1 delimita toda a área de operação em defeito e recuperação do aerogerador. Caso a cava de tensão seja superior a 10 %, o gerador entra automaticamente na zona nº1, na qual a percentagem de corrente reativa deve ser sempre superior à curva indicada. A zona nº2 corresponde à zona de funcionamento normal do aerogerador, na qual se aplicam as regulamentações pré-defeito [20, 21].

Com o surgimento da portaria mais recente (Portaria nº73/2020) a curva de fornecimento rápido de corrente reativa a injetar por uma instalação eólica perante uma cava de tensão variou simplesmente no sentido de requisitar um aumento da corrente adicional à situação pré-defeito, passando para 100% para cavas inferiores ou iguais a 0,5 pu no PdE (em contraste com os 90 % exigidos na Portaria nº 596/2010), como ilustrado na figura seguinte. Contudo, este requisito apresenta-se menos exaustivo do ponto de vista em que é possível escolher um gradiente “k”, que define o limite mínimo de injeção para o valor de uma determinada cava. Em situação de sobretensão, o nível de corrente a ser injetada também é diferente, sendo que os devem agora absorver parte da corrente da rede, de maneira a reduzir a potência reativa em excesso.

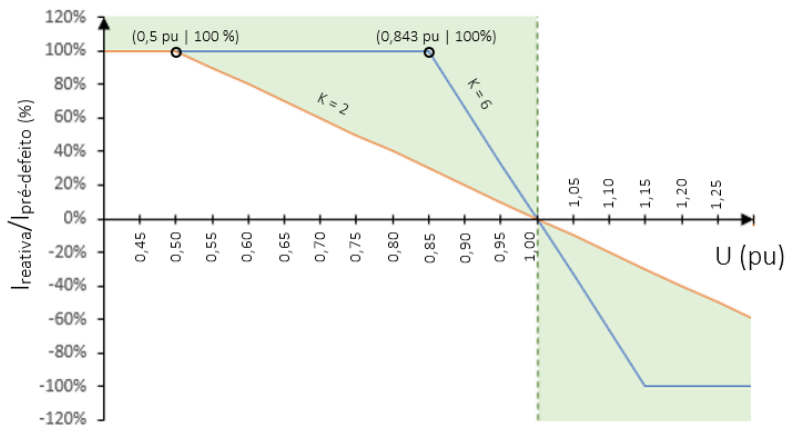


Figura 31-Valores mínimos de injeção de corrente reativa [31].

Relativamente aos tempos de resposta após ocorrência do defeito [31]:

- 1) Tempo de deteção até 20 ms (tempo máximo até que se inicie a injeção de corrente reativa);
- 2) Tempo de resposta até 50 ms após falha (tempo desde que se deteta a falha e se injeta corrente reativa até que a mesma atinja 90 % da corrente requisitada);
- 3) Tempo de estabelecimento é de 60 ms após injeção (tempo desde que se inicia a injeção de corrente reativa até que a mesma permaneça dentro da banda de tolerância da resposta esperada).

Em casos de oscilação dos níveis de tensão e em sua atenuação através de controlo por comandos de potência reativa, o aerogerador em questão deverá sempre respeitar a área de funcionamento definida pelo diagrama $U-Q/P_{\max}$, cujo diagrama representa os possíveis pontos de funcionamento para um determinado nível de tensão no barramento ao qual se encontra conectado.

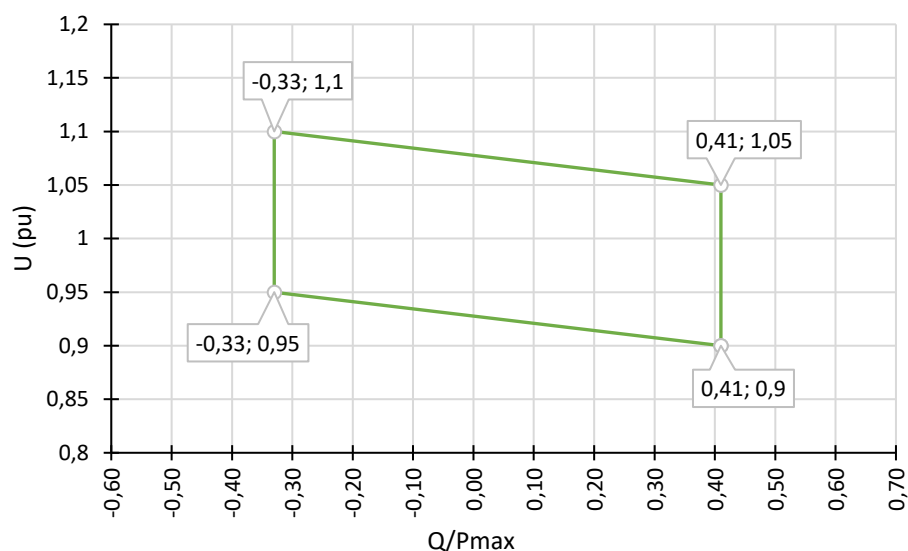
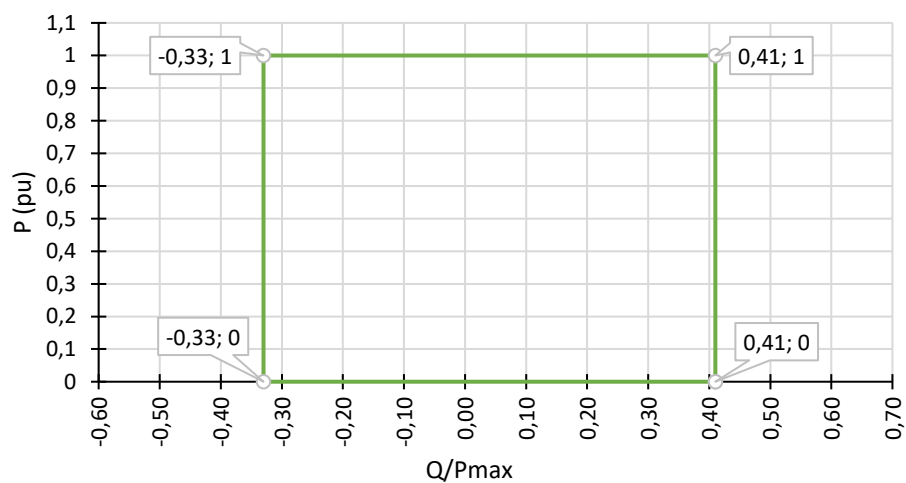


Figura 32 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa dos tipos C e D [31].

Para acompanhar o diagrama U - $Q/P_{\max}$, o diagrama P - $Q/P_{\max}$ define a capacidade de fornecer e absorver potência reativa na situação de funcionamento abaixo da sua capacidade máxima. Nestes termos, os módulos geradores devem ter a capacidade de providenciar potência reativa, no mínimo, em qualquer ponto de funcionamento dentro dos limites definidos nos diagramas P - $Q/P_{\max}$ seguintes:

P-Q/P_{max} | Variante 1



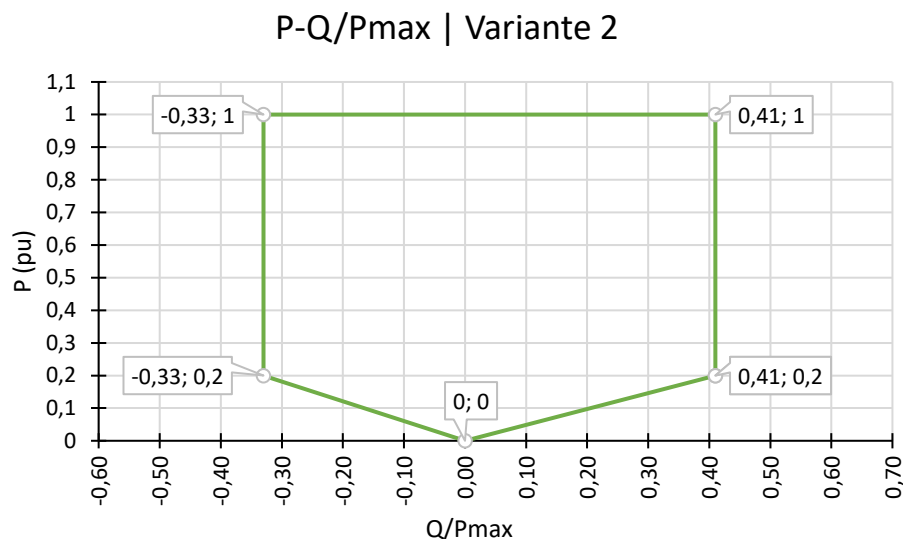


Figura 33 - Perfil de capacidade de fornecimento de potência reativa com a potência ativa dos tipos C e D [31] – Variantes 1 e 2.

O diagrama $P\text{-}Q/P_{\max}$ referentes à variante 1 aplicam-se a todos os módulos de parque gerador, contudo, como alternativa à variante 1, é permitido aplicar aos módulos de parque gerador do tipo eólico os diagramas $P\text{-}Q/P_{\max}$ referentes à variante 2, sendo que esta transição é reavaliada após um período mínimo de três anos subsequente à publicação destes requisitos [31].

3.2.3 Requisitos de Controlo de Frequência

A nível nacional, os únicos requisitos a nível de controlo de frequência a exigir aos aerogeradores até à presente Portaria nº73/2020 que se encontravam em vigor eram os limites máximos e mínimos de frequência nos quais estes se deveriam desconectar caso fossem ultrapassados. A nova portaria vem por isso instaurar algo novo à parte dos requisitos das proteções a instalar nos próprios aerogeradores face a excursões de frequência já existentes. A seguinte tabela apresenta valores importantes para construir os limites a impor aos aerogeradores de maneira a realizarem controlo de frequência, como o intervalo de potência ativa comparativamente à sua capacidade máxima, estatismo, a banda morta a impor, e a rampa de estatismo a exigir. A insensibilidade de resposta à frequência representa a banda de “erro” que o aerogerador pode tomar quando se exige um determinado valor de potência ativa a injetar/consumir para repor os níveis de frequência, executando o controlo primário.

Tabela 12 - Parâmetros requisitados ao modo sensível à frequência.

Parâmetros	Intervalos
Intervalo da potência ativa comparativamente à capacidade máxima, $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	5 %
Insensibilidade de resposta à frequência	$ \Delta f_i $ 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$ 0,02 %
Banda morta de resposta às frequências	0 mHz
Estatismo, s_1	4 % - 6 %

Estes requisitos tabelados acima são acompanhados também por [15]:

- O referido módulo gerador deve ser capaz de gerar uma resposta plena da potência ativa à frequência durante um período mínimo de 15 min;
- Limite máximo de atraso de ativação da injeção da potência ativa à frequência, no caso de aerogeradores sem inercia de 500 milissegundos, e com inercia um limite de 2 segundos.

Módulos de Simulação Dinâmica para Controlo de Tensão

A tensão em qualquer nó da rede de energia elétrica é determinada sobretudo pela interação entre a dinâmica da potência reativa (consumo e geração), topologia da rede e o nível de tensão dos seus barramentos. O controlo de tensão passa principalmente pelo controlo da potência reativa, controlo este que foi identificado como um dos principais serviços que os ORT requerem. O seu controlo tanto pode ser manual como automático, e tem como objetivo manter os níveis de tensão ou os níveis de potência reativa conforme o ponto de funcionamento definido pelo ORT [17, 24].

Neste capítulo, utilizando o software de simulação PSS®E é possível analisar o comportamento dinâmico de um modelo de um aerogerador (disponibilizado na biblioteca do programa) e ilustrar as suas capacidades de controlo de tensão numa rede elétrica, verificando a conformidade dos pontos de operação do mesmo, como indicado nos requisitos descritos pela UE e pela legislação Portuguesa (RRT).

Foi igualmente desenvolvida metodologia que permite averiguar a conformidade de um determinado modelo de um aerogerador em cumprir com os requisitos inscritos no código de rede.

Conteúdo:

- 4.1 Rede de Teste.
- 4.2 Metodologia de Simulação do Controlo de Tensão.
- 4.3 Metodologia de Simulação de FRT.

4.1 Rede de Teste

A rede utilizada para ilustrar esta capacidade de controlo de tensão será denominada rede teste (figura 34) e tem por base um sistema simples de 3 barramentos (baseada na rede de testes da EirGrid para teste de controlo de potência reativa [28]), cujas características das mesmas se encontram em anexo [1-B].

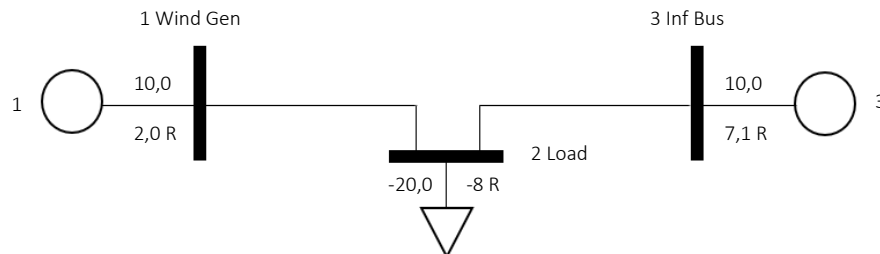


Figura 34 - Rede Teste.

4.2 Metodologia de Simulação do Controlo de Tensão

Para o desenvolvimento de uma metodologia é essencial conhecer o modelo do aerogerador utilizado. O interesse da utilização do modelo WT4 (que representa um aerogerador do tipo 4) surgiu devido ao facto de este ser o único modelo com parâmetros que permitem caracterizar a resposta do aerogerador em casos onde seja necessária a ativação da capacidade de *Fault Ride Through* [26, 27]. Um outro motivo para a escolha deste modelo prende-se com o facto de, segundo a tabela 13, geradores do tipo 4 são dos mais capazes no que toca ao suporte do controlo de tensão da mesma, além de serem o tipo mais comum em Portugal continental, segundo a APREN [3, 25].

Tabela 13 -- Comparação entre os diferentes tipos de turbinas eólicas [25].

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
Gama de Velocidades ⁵				
Potência				
Capacidade de Geração de Potência Reativa				
Velocidade de Resposta ⁶				

Legenda:

Excelente	
Muito Bom	
Bom	
Moderado	
Pobre	

⁵ Gama de velocidades de operação do aerogerador permite abranger uma maior gama de frequências.

⁶ Velocidade de reação do aerogerador a estímulos como tensão e frequência, para controlo dos mesmos.

Em seguida, desenvolve-se com maior detalhe o modelo WT4. Este é composto por dois módulos, WT4G2- Gerador/Conversor Elétrico e WT4E2 - Controlador Elétrico (figura 35).

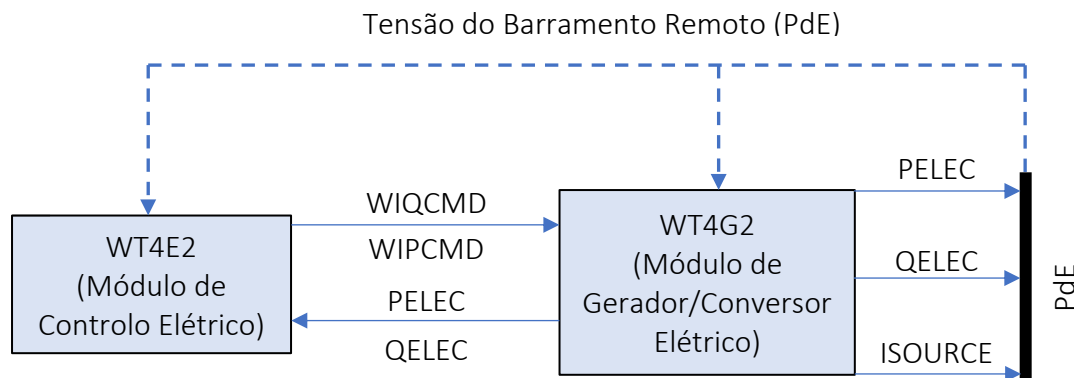


Figura 35 - Diagrama de conectividade do modelo WT4 [22, 26].

Módulo do Gerador/Conversor Elétrico: Realiza um papel de interface entre o aerogerador e a rede e é responsável pelo cálculo da corrente a injetar (ISOURCE) no PdE. Este cálculo tem como dados de entrada os comandos de potência ativa e reativa provenientes do módulo de controlo elétrico (WIQCMD e WIPCMD), e através de lógica “especial” - nomeadamente filtros de condições de alta/baixa tensão- o cálculo é processado consoante as condições do módulo em questão [22, 26]. O diagrama de blocos de WT4G2 encontra-se discriminado no anexo [1-C].

Módulo de Controlo Elétrico: Está encarregue de gerir informação proveniente do exterior, nomeadamente os tipos de controlo possíveis do aerogerador, sendo eles: controlo de tensão, controlo do fator de potência e controlo da potência reativa, que consoante estas condições, gera um comando de potência ativa e reativa a solicitar ao módulo do gerador (WIPCMD e WIQCMD). O controlo da potência ativa não foi desenhado neste modelo para simulações dinâmicas, pelo que a sua injeção está meramente dependente de condições da lógica “especial” presente no módulo do gerador/conversor elétrico. Existe um outro bloco de lógica adicional presente no módulo de controlo elétrico que gere os limites de injeção tanto de potência ativa e reativa na rede, dependendo da prioridade definida pelo utilizador [22, 26]. O módulo WT4E2 encontra-se anexado [2-C].

Os parâmetros utilizados para modelizar o comportamento de cada modelo são propriedade da SIEMENS, que serviram para criar o ficheiro .dvr [26].

4.2.1 Parametrização para Controlo de Tensão

Como descrito anteriormente, o modelo WT4 presente na biblioteca do PSS®E permite diversos tipos de controlo para a operabilidade do mesmo. As configurações e condições de funcionamento são inteiramente estabelecidas pelo ficheiro. *dyr* (*Dynamics data file*), que possui todos os dados relativos às características de simulação dinâmica necessárias ao modelo. A estrutura deste ficheiro é definida pela Siemens, contudo, os dados e as características do modelo podem ser alterados pelo utilizador. Para o controlo dinâmico do modelo WT4, foram utilizados parâmetros pré-definidos presentes no manual da Siemens [26].

Para configurar o método de funcionamento dos módulos a utilizar é necessário atribuir valores as *flags* (também no ficheiro *.dyr*), visto que estas definem a resposta do aerogerador a comandos como WIPCMD e WIQCMD. Para os modelos utilizados, existem as seguintes *flags*:

WT4E2

- *Remote Bus* (WindVar): Número de identificação do barramento para regularização do nível de tensão caso seja utilizado o tipo de controlo por comandos de tensão;
- VARFLG (Módulo de Controlo de Potência Reativa): 0 ou 1. '0' para definir o controlo de potência reativa através do módulo WindVar. '1' para definir o controlo de potência reativa através do módulo de controlo de potência reativa;
- PFAFLG (Módulo de Controlo de Potência Reativa): 0 ou 1. '0' para atribuir diretamente um valor de referência a injetar de potência reativa. '1' caso seja necessário realizar controlo de potência com base no fator de potência pretendido;
- PQFLG (Módulo limitador de Corrente): 0 ou 1. '0' define prioridade da corrente reativa sobre a corrente ativa. '1' define prioridade da corrente ativa sobre a corrente reativa.

Com o objetivo de melhor conhecer o funcionamento dos módulos intervenientes nos diversos tipos de controlo, foram realizados testes tendo por base os procedimentos descritos no relatório de testes de aerogeradores da EirGrid e IEC, testes que permitem identificar as variáveis chaves de simulação que permitem implementar um determinado teste de conformidade [28, 34].

4.2.1.1 Controlo por Comandos de Tensão.

A integração de comandos de tensão para controlo da mesma é realizada pelo módulo WT4E2, mais precisamente pela área do diagrama de blocos apelidado de *WindVar* (Figura 36).

- (1) Esta parte do diagrama de blocos está estruturada de maneira a medir os níveis de tensão num barramento em particular, e comparando esse nível de tensão com o comando de tensão desejado introduzido pelo utilizador VAR(L), regula o valor de potência reativa a injetar na rede. Esta comparação é afetada pelo nível de atraso introduzido pela variável T_{RV} (sensor de tensão).
- (2) O regulador deste módulo é um controlador PI (controlador proporcional integrador) sendo K_{IV} o ganho do integrador, K_{PV} o ganho proporcional e T_V o respetivo atraso proporcional.
- (3) Após o Controlador PI encontram-se os limitadores Q_{MX} e Q_{MN} que, seguidos de um atraso T_{fv} , limitam o comando gerado, originando Q_{cmd} .

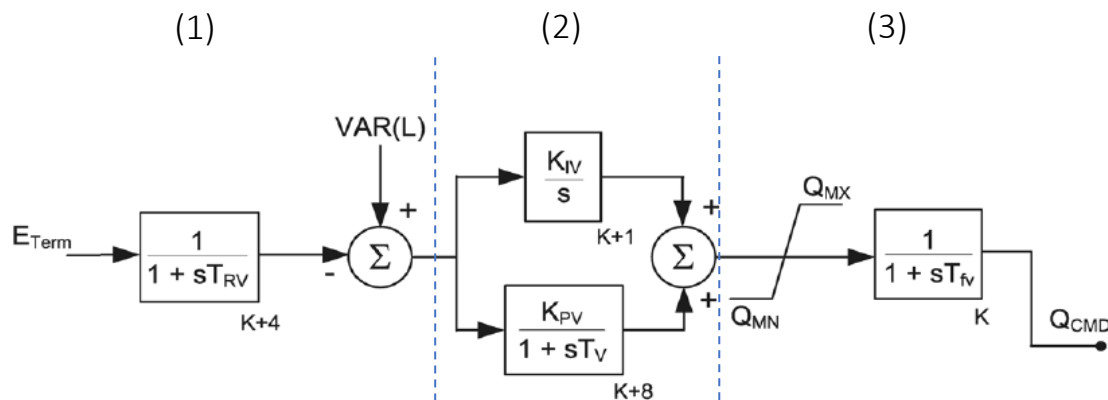


Figura 36 - Módulo de controlo de tensão WindVar (WT4E2) [27].

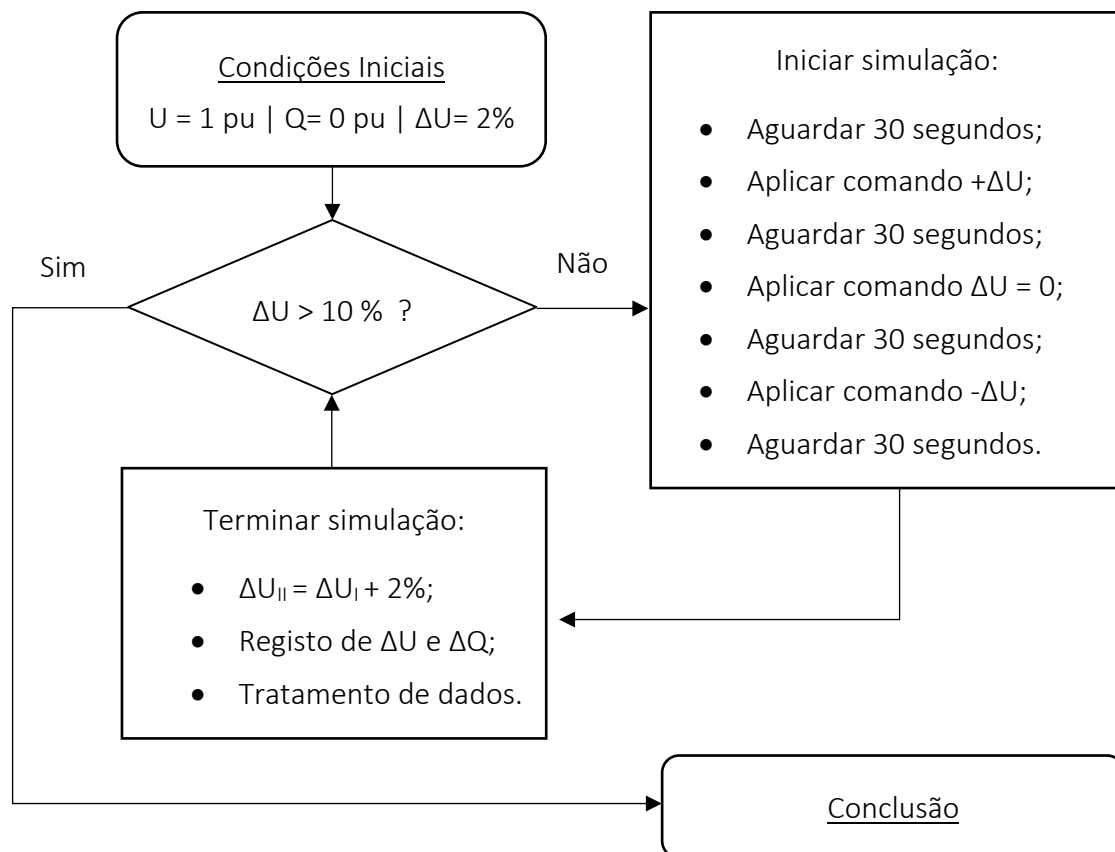
Deste módulo é então enviado o comando Q_{cmd} que representa o comando de potência reativa requisitado pelo *WindVar*. Posteriormente, Q_{cmd} será modificado pelo diagrama limitador de corrente e por variáveis como K_{VI} e K_{QI} (ganhos de ajuste de desempenho do controlador) em WIQCMD, ou seja, no comando de corrente a injetar na rede, comando este que entra como *input* no módulo WT4G2 [29]. Como referido anteriormente, estes módulos funcionam com a atribuição de *flags* para que seja possível realizar um controlo sobre os mesmos e obter resultados de funcionamento pretendidos. Para habilitar o controlo do aerogerador por comandos de tensão é necessário ter a seguinte configuração de *flags* (consultar anexo [2-C]):

- *Remote Bus* : 1 → Realiza Controlo de Tensão do *Bus* pretendido;
- *VARFLG* : 1 → Para Controlo de Potência Reativa através do módulo WindVar;

- PFAFLG : Sem efeito (0 ou 1) → Desligado pelo VARFLG;
- PQFLG : 0 → Definida prioridade da corrente reativa sobre a corrente ativa.

Com o objetivo de verificar o funcionamento do módulo, foi realizado um teste tendo por base a metodologia “Automatic Voltage Regulation Mode” descrita no relatório de testes de aerogeradores da EirGrid, mas também tendo como referência o método do teste de controlo de potência reativa mencionado no relatório do IEC [28, 34]. Este teste tem por base o incremento/decremento de comandos enviados ao aerogerador para estabelecer um determinado nível de tensão no ponto de ligação. Estes incrementos/decrementos foram realizados com um intervalo de 30 segundos de forma a ilustrar o tipo de controlo. O fluxograma seguinte resume a metodologia criada.

Fluxograma 1 - Metodologia de teste para controlo por comando de tensão.



Como seria de esperar, o controlo direto de tensão gerou um incremento/decremento de potência reativa injetada no PdE consoante ΔU requisitado ao aerogerador. Esta potência reativa é resultado do Q_{cmd} que devido à diferença entre o valor ETERM (valor de referência) e o valor requisitado por comando (VAR(L)), é alterado, consoante a necessidade de injetar um maior nível de potência reativa na rede para a incrementar o nível de tensão no PdE, ou absorver potência reativa da rede de maneira a cumprir o *set-point* requisitado (figura 37 e 38).

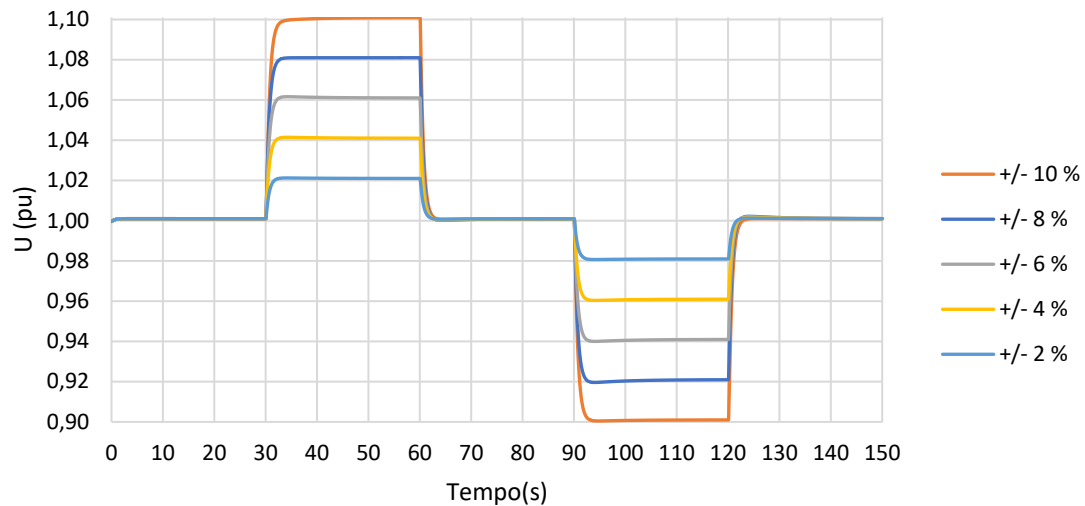


Figura 37 - Resultados da simulação por comandos de tensão.

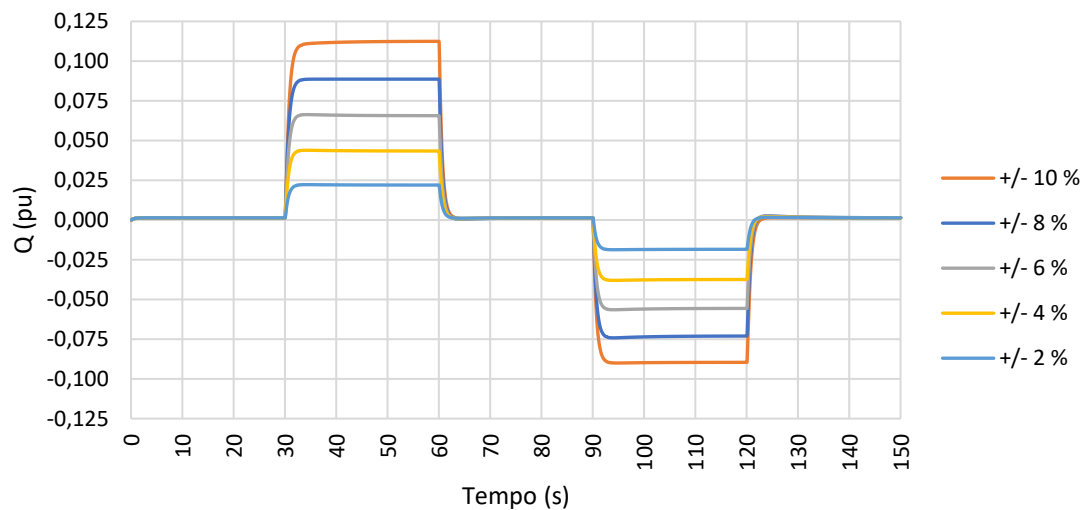


Figura 38 - Evolução da injeção/consumo de potência reativa.

Dos resultados acima alcançados é possível concluir que o aerogerador consegue responder aos *set-points* na banda de +/- 10 % do valor de referência de 1 pu e, portanto, que é possível realizar o controlo de tensão através do Módulo *WindVar*. Da análise da figura 37 podemos verificar que a evolução da potência reativa coincide com os níveis de tensão da figura 38, sendo o nível de tensão do PdE resultado dessa mesma injeção/consumo. Para variações da mesma amplitude de tensão, registou-se ainda uma discrepância de variações de potência reativa. Esta deve-se ao facto de que, para variações positivas (injeção de potência reativa), ou seja, níveis de tensão mais elevados, existem maiores perdas na rede, e por isso, quanto mais elevado for o *set-point* requisitado, mais perdas terá o aerogerador de suportar. Tomando o exemplo do caso +/- 2 %, para elevar o nível de tensão 0,02 pu, foi necessária uma injeção de 0,025 pu de

potência reativa, ou seja, 2,5 MVAR (base 100 MVA), contudo, para reduzir o PdE para 0,98 pu, bastou absorver aproximadamente 2 MVAR (Figura 38).

4.2.1.2 Controlo por Comandos de Potência Reativa

O controlo de comandos por potência reativa é outro dos controlos possíveis para controlo de tensão no PdE presente no módulo WT4E2. Este tipo de controlo é algo menos preciso visto que não é possível perceber diretamente qual o impacto que determinada injeção/consumo de reativa terá no nível de tensão aos terminais do aerogerador (controlo indireto de tensão).

Para regularização da potência reativa é utilizado o módulo de controlo de potência reativa (Figura 39).

Em termos de *flags*, a configuração é a seguinte:

- *Remote Bus* : Sem efeito → Inutilizado por VARFLG;
- VARFLG : 0 → Controlo de potência reativa através do seu set-point;
- PFAFLG : 0 → Controlo de potência reativa através de um valor concreto;
- PQFLG : 0 → Definida prioridade da corrente reativa sobre a corrente ativa.

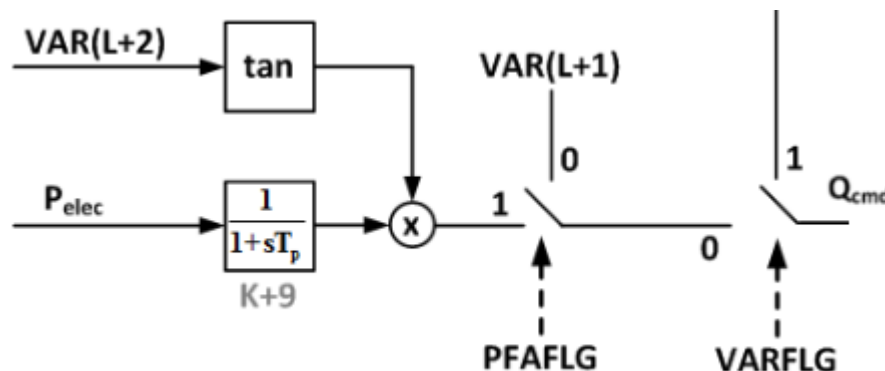


Figura 39 - Módulo de controlo de potência reativa (WT4E2) [27].

Esta secção do módulo do controlo elétrico, com as configurações acima mencionadas, recebe por $VAR(L+1)$ o valor concreto a exigir ao gerador no que toca à potência reativa. Todo o restante módulo é ignorado devido a $PFAFLG$. O valor do *set-point* introduzido em $VAR(L+1)$ toma a forma de Q_{cmd} e tal como no controlo por comandos de tensão, é modificado pelas variáveis de desempenho K_{V1} e K_{Q1} e por fim é enviado para o gerador - passando primeiro pelo limitador de corrente- como comando $WIQCMD$.

Para manter a relação de tangente(ϕ), foram também inseridos novos comandos de potência ativa, mantendo assim o equilíbrio entre a geração das duas potências a requisitar ao gerador. O módulo responsável pelo controlo de potência ativa é representado na figura seguinte.

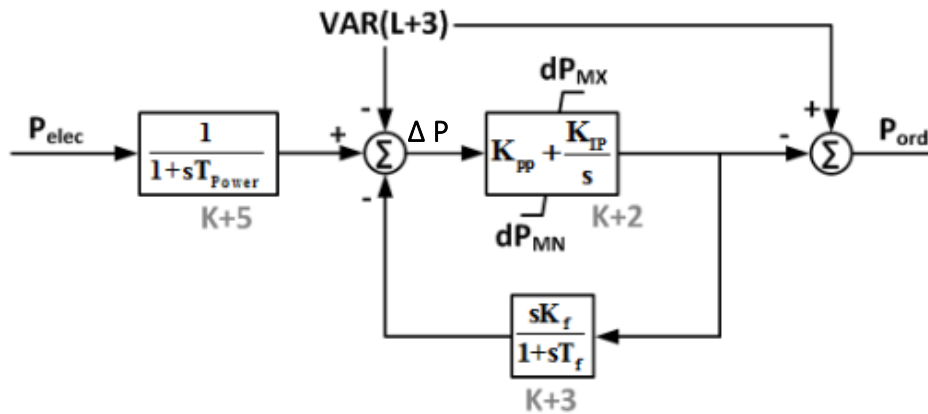
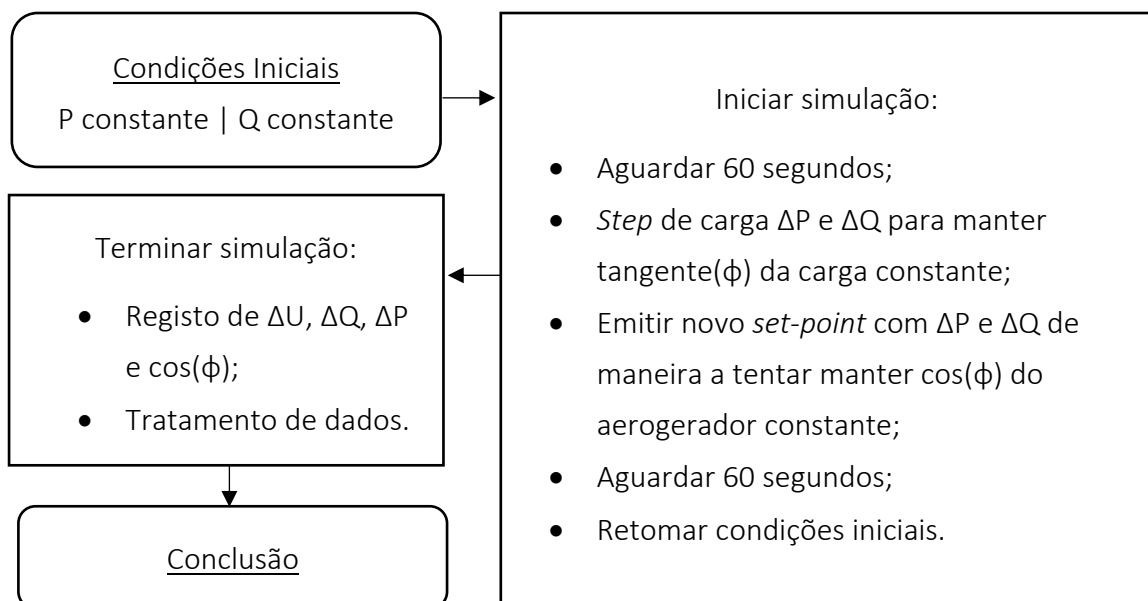


Figura 40 - Módulo de controlo de potência ativa (WT4E2) [27].

O módulo de controlo de potência ativa (figura 40) funciona de maneira muito semelhante ao módulo WindVar, que neste caso, ao invés de haver uma comparação entre o valor de tensão da rede e o valor de tensão requisitado, é comparado o valor de potência ativa que está a ser injetado na rede com um atraso T_{Power} , o valor de ajuste resultante do bloco controlador PI (através de um *feedback loop*), criando assim um ΔP . Este ΔP é limitado por dP_{MX} e dP_{MN} e modificado por variáveis presentes no *feedback loop* como K_f e T_f e pelas constantes integrantes de potência ativa K_{pp} e K_{ip} , seguindo como P_{ord} para o limitador de corrente e posteriormente transformado em WIPCMD [26, 27, 29].

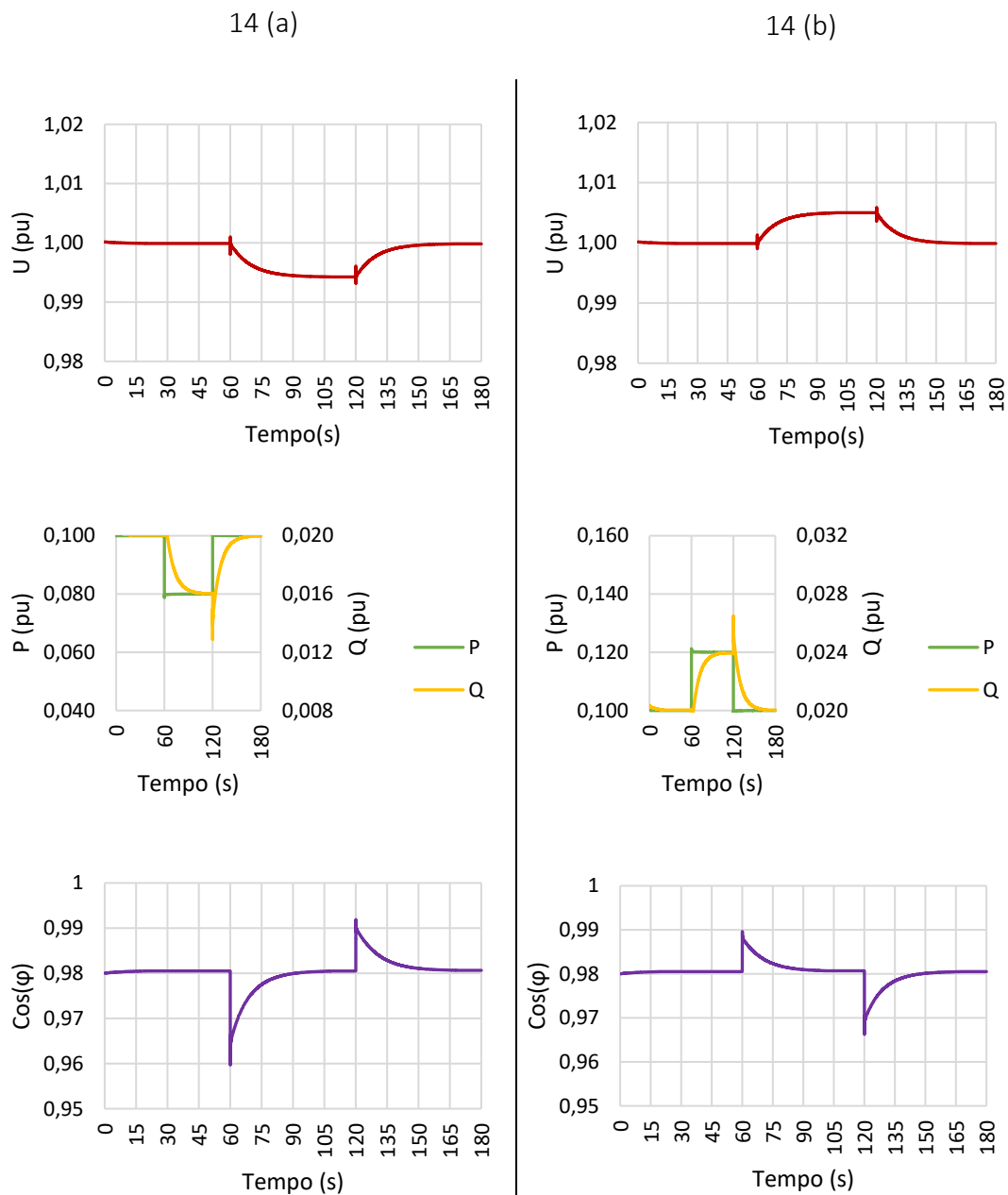
Com o objetivo de ilustrar a capacidade do aerogerador para controlo de tensão por comandos de potência reativa, foram realizados uma série de procedimentos, tendo em conta o modelo de testes da EirGrid, denominado por “MVAR Control Mode” [28]. O fluxograma seguinte ilustra a metodologia criada.

Fluxograma 2 - Metodologia de teste de controlo por comandos de potência reativa.



Foram realizados pedidos de pontos de funcionamento através de *set-points* de potência ativa e reativa, com relações de $\tan(\phi)$ constantes ($\tan(\phi) = 0,2$). Estes *set-points* foram realizados com base nos resultados da simulação da rede de teste, sendo que o aerogerador tem como ponto inicial de funcionamento 10 MW e 2 MVAR. A amplitude de ΔP e ΔQ a aplicar devem encontrar-se dentro dos limites do próprio aerogerador, e em conformidade com o requisitado pela carga.

Tabela 14 - Resultados do teste de *set-points* de potência ativa e reativa.



Os testes da tabela 14 resultam da operação do aerogerador em diferentes pontos de funcionamento, sendo que esses pontos de funcionamento partilham a mesma tangente(ϕ) mas com *set-points* de potência ativa e reativa diferentes.

É então possível verificar que para o ponto de operação com um *set-point* de potência reativa inferior, estabelecido na coluna 14 (a), existe um declínio do nível de tensão no PdE. O oposto verifica-se para o *set-point* de potência reativa estabelecido na coluna 14 (b), em que o incremento da injeção de potência reativa na rede origina um aumento do nível de tensão aos terminais do aerogerador (tabela 12). Relativamente ao $\cos(\phi)$ do aerogerador, este não se mantém constante dado à diferença de velocidades de alterações de *set-points* de ambas as potências a injetar na rede, contudo, tendem sempre para o valor de $\cos(\phi)=0,98$.

4.2.1.3 Controlo por Fator de Potência

O Controlo por comandos de fator de potência é um dos sistemas presentes no módulo WT4E2 que permite realizar o controlo indireto de tensão devido ao seu impacto sobre a potência reativa.

De maneira a manipular o fator de potência que o aerogerador pratica, existe um bloco de lógica que recebe como entradas: VAR(L+2) que representa o ângulo do $\cos(\phi)$ desejado (em radianos) e P_{elec} , que é a potência ativa que está a ser injetada no PdE. O bloco em questão encontra-se ilustrado na figura 41.

Para esta configuração temos:

- *Remote Bus* : Sem efeito → Inutilizado por VARFLG;
- VARFLG : 0 → Controlo de potência reativa através do seu *set-point*;
- PFAFLG : 1 → Controlo de potência reativa através do fator de potência;
- PQFLG : 0 → Definida prioridade da corrente reativa sobre a corrente ativa.

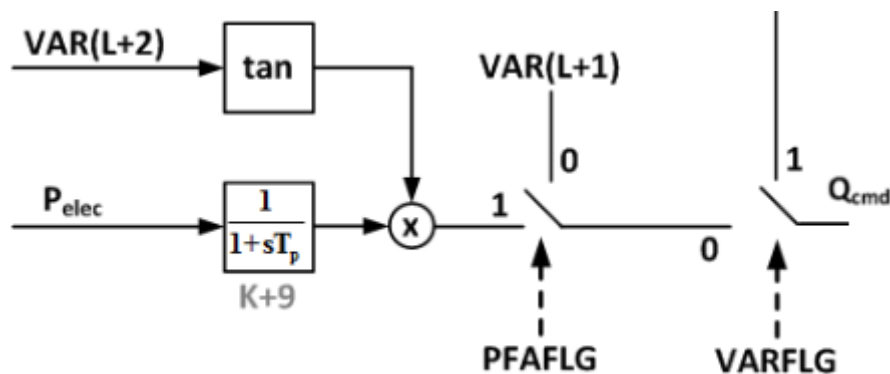


Figura 41 - Módulo de controlo de potência reativa [27].

Da análise dos blocos presentes na figura anterior entende-se que o ângulo recebido por VAR(L+2) entra no bloco $\tan(\phi)$, e que a potência ativa, P_{elec} , é multiplicada por essa mesma $\tan(\phi)$, sendo assim criado um comando de potência reativa, dado que $Q = P * \tan(\phi)$.

À saída destes blocos o comando Q_{cmd} sofre algumas modificações (as mesmas que ocorrem nos outros tipos de controlo) antes de chegar ao módulo WT4G2 como WIQCMD, de modo a tentar representar o desempenho e a capacidade de resposta do aerogerador a esses mesmos comandos requisitados (variáveis de desempenho K_{qi} e K_{vi}) [29].

Para teste deste mesmo tipo de controlo foi novamente tido em conta a série de procedimentos presente no manual de testes de aerogeradores da EirGrid, neste caso em concreto para teste do modo de controlo de fator de potência, denominado por “Power Factor Control Mode” [30]. O método representativo da metodologia criada para a execução do seguinte teste encontra-se ilustrada no fluxograma abaixo.

Fluxograma 3 - Metodologia de teste do controlo de fator de potência.

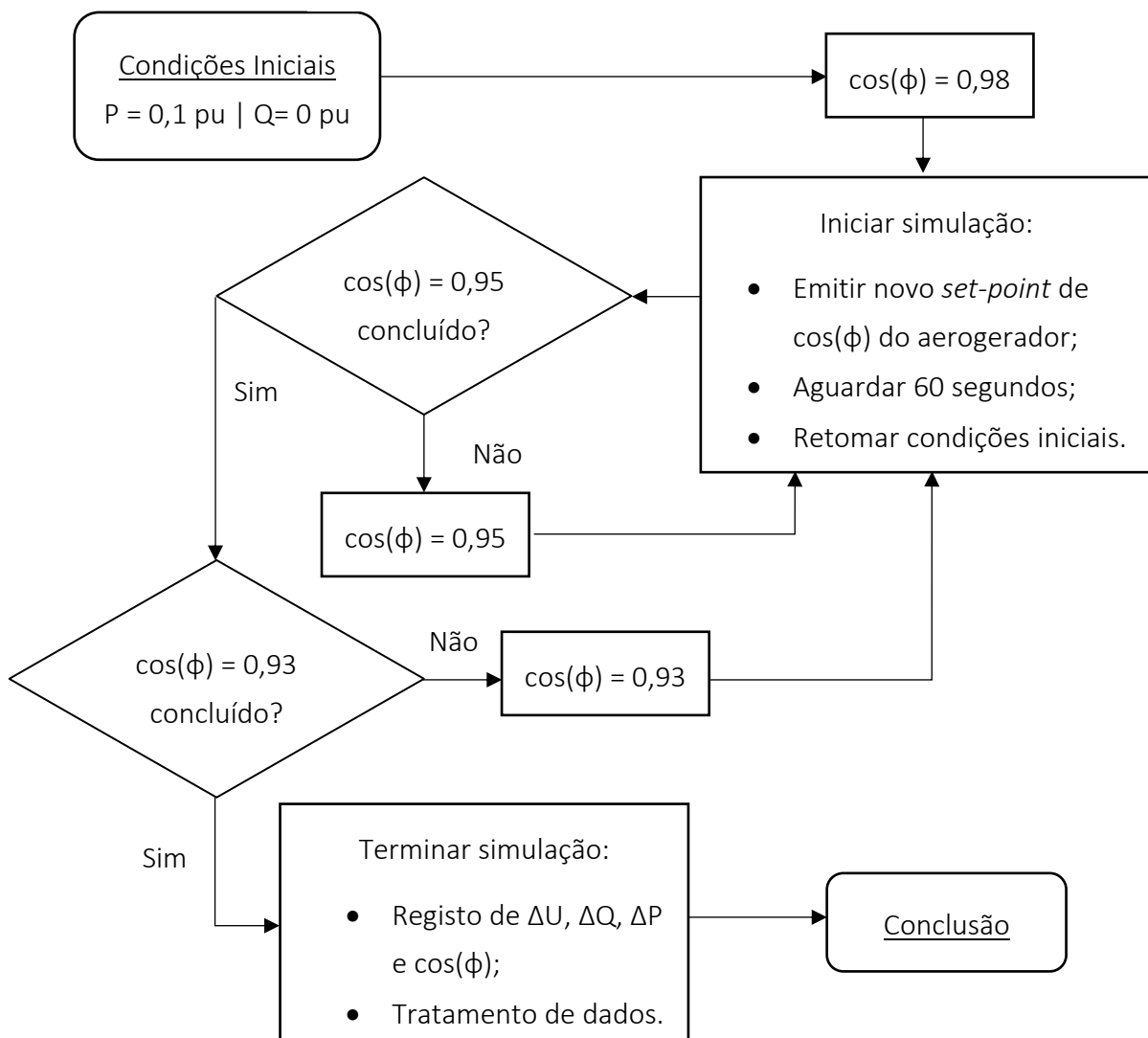
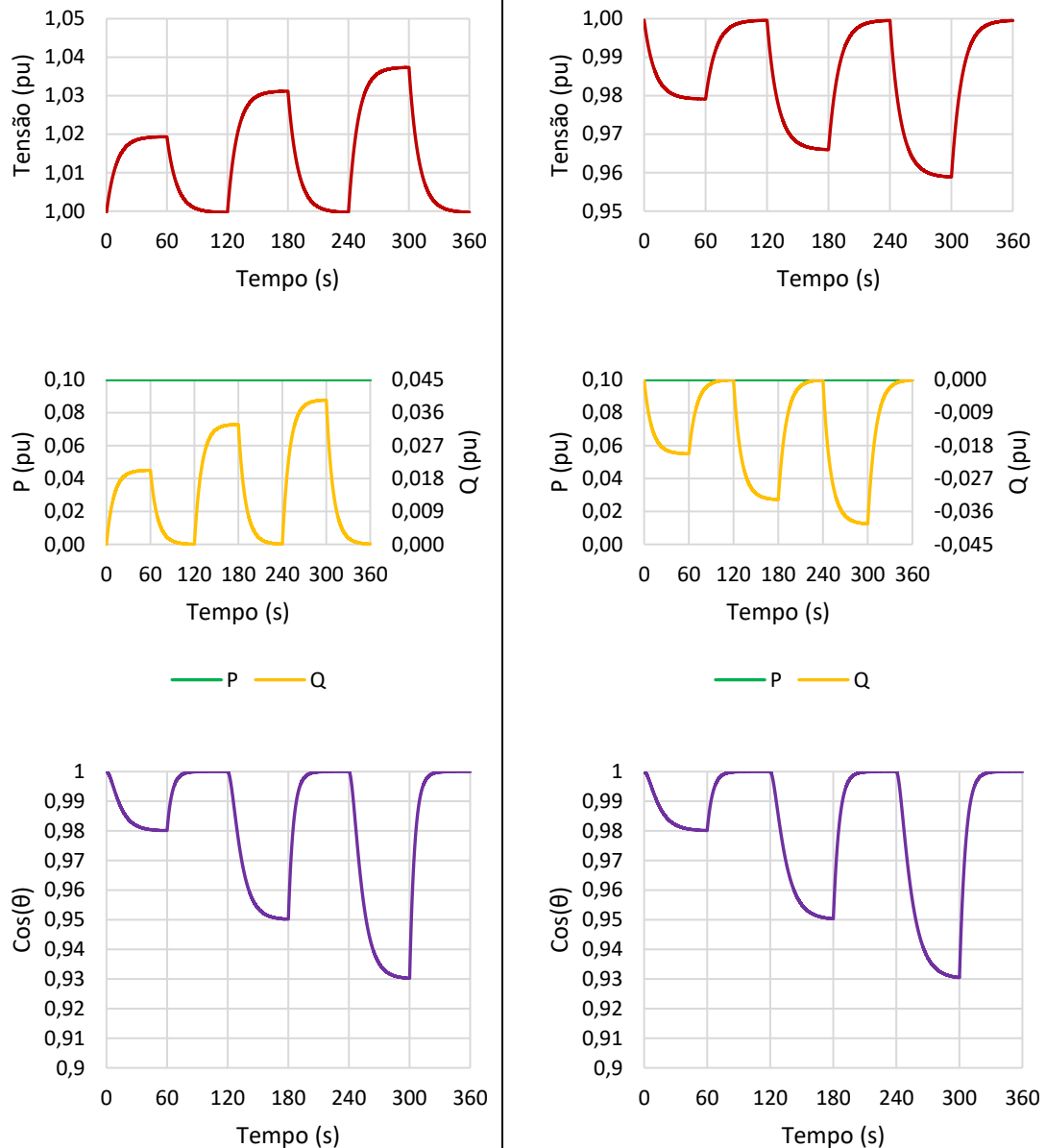


Tabela 15 - Resultados de teste de controlo de fator de potência.



O teste realizado consta da requisição ao aerogerador de pontos de funcionamento diferentes definidos pelo fator de potência, sendo que estes variam de minuto a minuto. Através da observação dos resultados obtidos (tabela 15) é possível perceber que a requisição de diferentes fatores de potência apenas gerou variação nos níveis de potência reativa no PdE. A lógica associada à manipulação do fator de potência faz uma gestão do mesmo através da alteração da injeção/consumo de potência reativa, e não realiza quaisquer alterações aos níveis de potência ativa. Assim, ao controlar o fator de potência do aerogerador ocorre um controlo indireto dos níveis de tensão ao barramento a que se encontra conectado.

4.3 Metodologia de Simulação de FRT

A capacidade de FRT representa a capacidade de um gerador elétrico permanecer conectado à rede em casos de eventuais falhas na rede por curtos períodos. Estas falhas no sistema elétrico podem gerar cavas de tensão de tal magnitude que podem originar uma perda generalizada de geração a nível nacional. Para que tal não aconteça, FRT é um dos requisitos exigidos aos geradores de forma a reduzir ainda mais eventuais situações de colapso de tensão generalizada.

Como mencionado no capítulo 3, a capacidade de FRT faz parte dos requisitos de robustez de um aerogerador, seja qual for o seu tipo, contudo, esses requisitos variam consoante as características do mesmo, mas também de ORT para ORT. A capacidade de contribuição para o controlo de tensão de um determinado gerador num determinado local na rede elétrica vai depender da potência instalada e do nível de tensão no barramento ao qual se encontra conectado. A capacidade de FRT é responsável por um aumento de entre 5 – 10 % no preço dos aerogeradores, e quanto maior for a sua capacidade de contribuição desse aerogerador, maior será o custo implicado na sua compra, daí as variações entre os requisitos dos diversos tipos de aerogeradores (tipo A, B, C e D) [6, 19]. A grande intenção de especificações como a de requisitos de robustez é garantir que as turbinas eólicas tenham as propriedades essenciais para operar no sistema elétrico.

Devido a esta funcionalidade, foi criada legislação que estipula uma curva apelidada de curva de FRT, que delimita as áreas de operação e de desconexão dos geradores. Foi também criado um requisito que estipula parâmetros de injeção rápida de corrente reativa por parte dos módulos geradores.

De maneira a perceber se o módulo gerador testado cumpre os requisitos requeridos pelo documento Portaria nº 73/2020 (16 de março de 2020), foram criadas na rede teste (figura 42) diversas falhas trifásicas no barramento 2 “Load” com diversas durações de maneira a conseguir atingir diversos pontos da curva FRT, como ilustrado na figura 43.

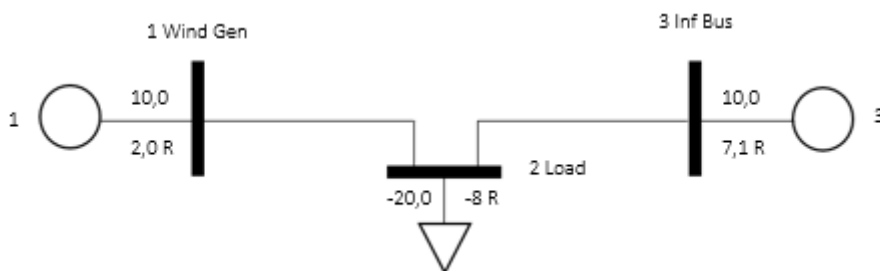


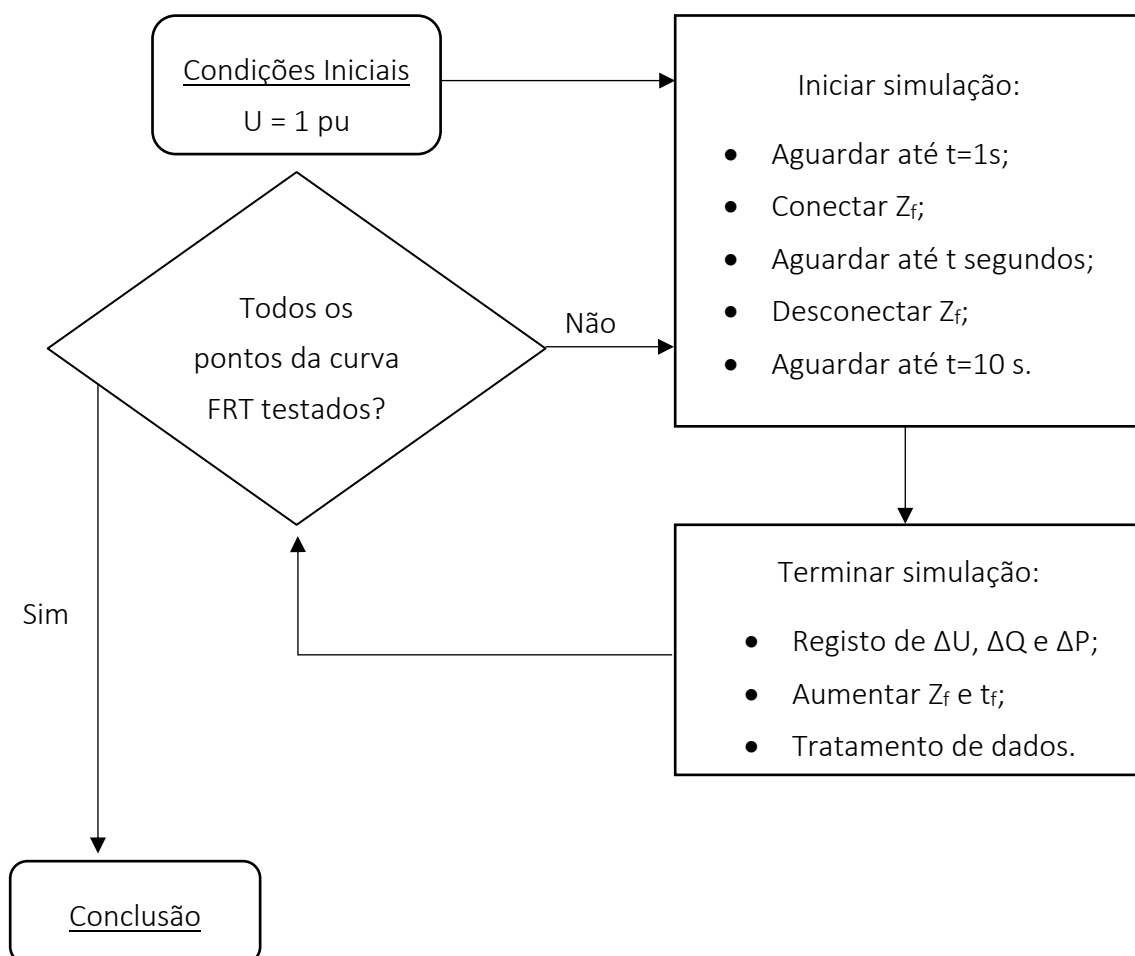
Figura 42 - Rede Teste.

Na figura 43 encontra-se descrita a amarelo a curva que delimita a área de funcionamento pleno do aerogerador da área de desconexão do mesmo, face a um evento que crie uma cava de tensão.

Como apresentado no capítulo anterior, a curva a amarelo ilustrada baseia-se nos requisitos de um aerogerador do tipo C, dadas as características do aerogerador a ser testado.

Anteriormente a $t = 1s$ é a zona pré-defeito, a partir desse instante foram geradas falhas na rede de diversas magnitudes de maneira a atingir diversos pontos dessa mesma curva e assim conseguir testar outro dos requisitos fundamentais, que são os níveis de injeção rápida de corrente reativa. A metodologia utilizada baseia-se na simulação de uma falha trifásica com uma impedância de falha (Z_f), localizada no barramento da carga, que regule o nível de tensão para as cavas a serem atingidas, bem como a sua duração (t_f). O fluxograma apresentado abaixo apresenta a lógica responsável pelas cavas testadas apresentadas na figura 43.

Fluxograma 4 - Metodologia de teste de FRT.



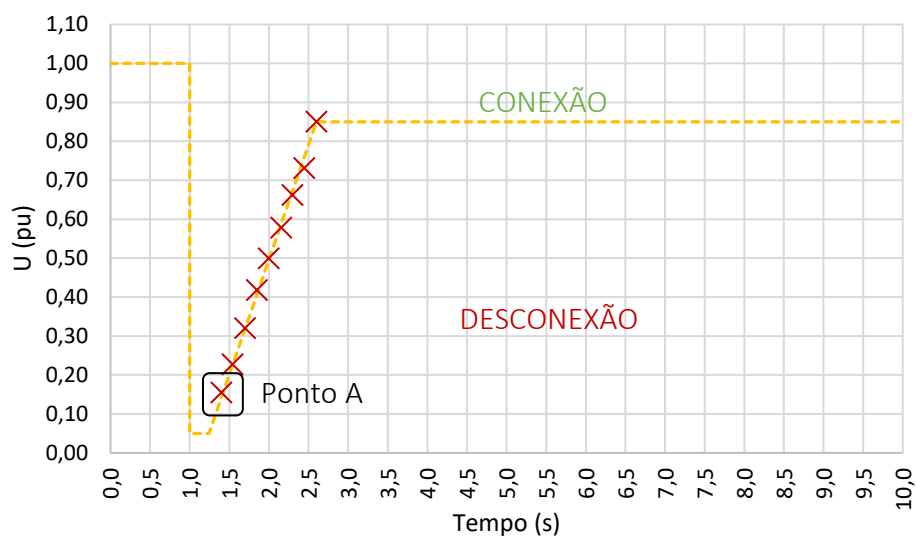


Figura 43 - Pontos da curva FRT testados.

A figura abaixo ilustra o teste realizado para o ponto selecionado acima (Ponto A), com uma cava de 0,16 pu com duração de 0,4 segundos.

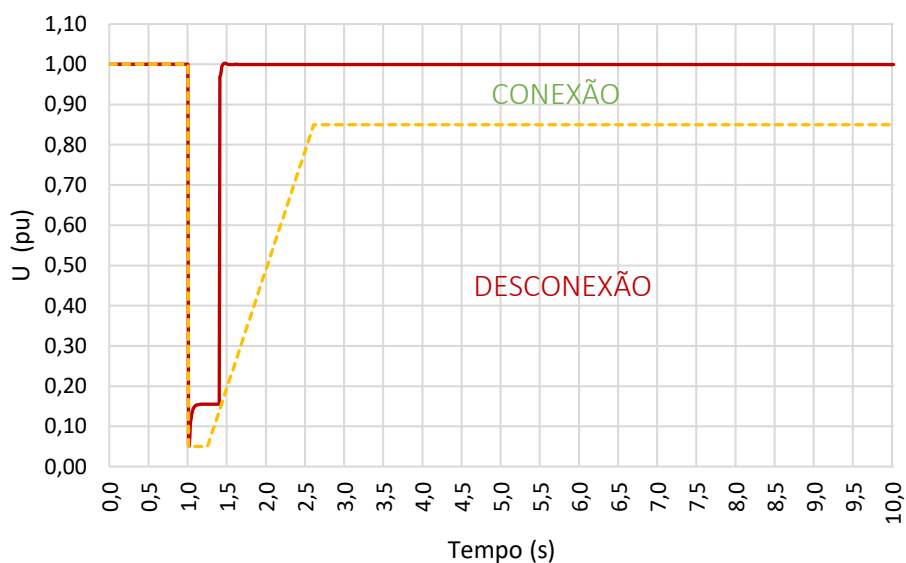


Figura 44 – Cava de 0,16 pu com duração $t = 0,4$ s e $X = -0,2E+4$ pu no barramento “Load”.

A vermelho encontra-se ilustrado a flutuação do nível de tensão no PdE do aerogerador. Esta flutuação foi originada graças ao defeito (curto circuito) no barramento “Load”, onde a carga se encontra situada. Através desta, foi possível simular diversas falhas de diversas intensidades, sendo que para o exemplo da figura 44, foi aplicada uma falha com uma impedância igual a $0,2E+4 - j0,2E+4$. Só assim, variando esta impedância, é possível variar o nível do impacto da falha nos níveis de tensão da rede de teste.

De maneira a salvaguardar o funcionamento seguro do aerogerador e a respeitar os requisitos de FRT, o aerogerador encontra-se equipado por proteções que impedem que

este entre num ponto de funcionamento dentro da área de desconexão do mesmo. O modelo conectado ao aerogerador tem por nome “VTGTPAT” e funciona como um disjuntor que é acionado quando a tensão se encontra abaixo de um certo nível durante um determinado período de tempo. Para ilustrar o funcionamento da proteção do aerogerador, é representado na figura abaixo a saída de funcionamento do aerogerador dado o incumprimento do ponto de operação do aerogerador face aos requisitos de permanecer dentro da área de bom funcionamento. A figura 45 ilustra o funcionamento do disjuntor para o efeito de desconexão do aerogerador quando este opera fora da linha de capacidade de suportar cavas de tensão.

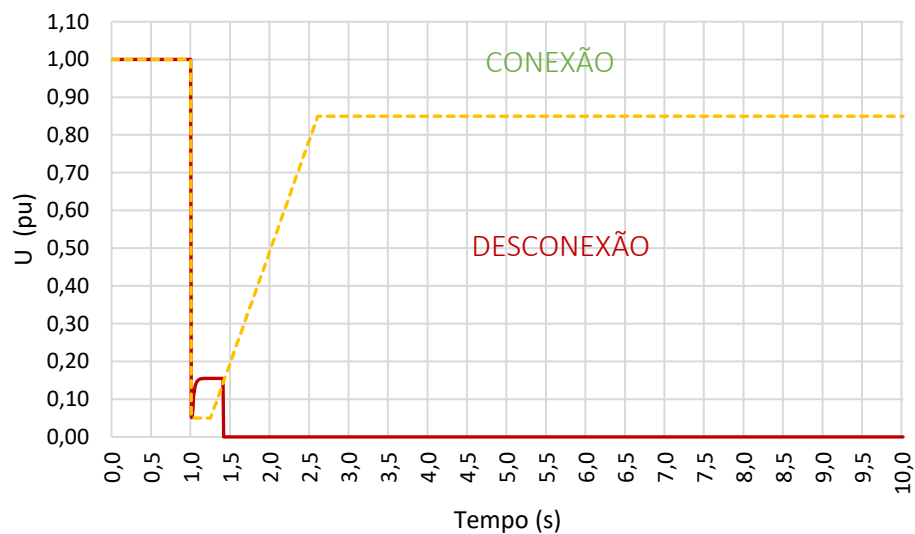


Figura 45 - Saída de funcionamento por parte do aerogerador face ao acionamento das proteções no barramento da carga.

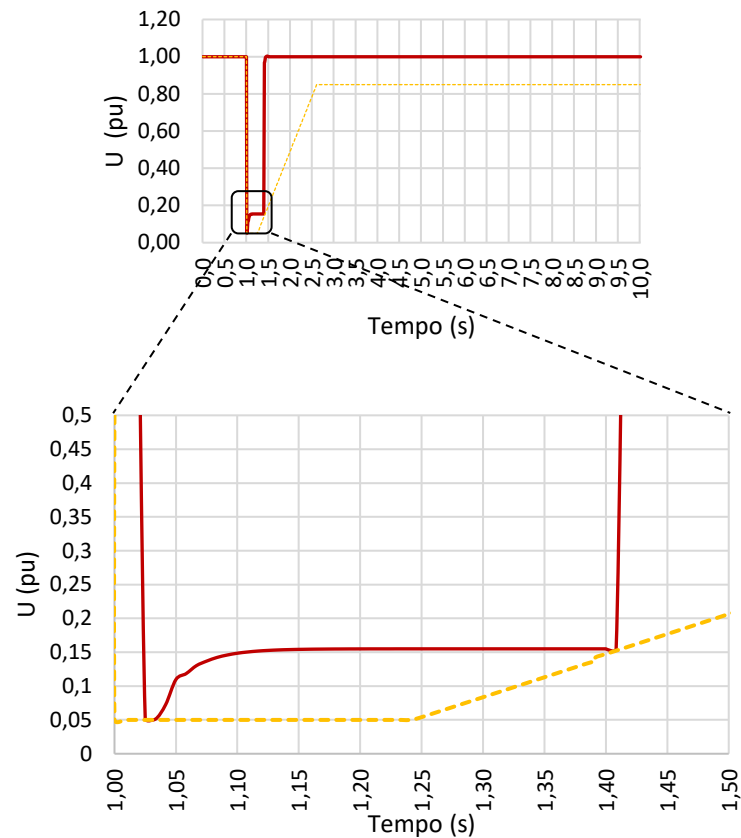


Figura 46 - Pormenor do aumento do nível de tensão durante a duração da falha.

Num momento pós-falha, é possível observar a limitação do afundamento da tensão no barramento, seguido de uma subida de nível de tensão para um valor estável (figura 46). Este elevar da tensão aos terminais do aerogerador é consequência da rápida injeção de potência reativa por parte do aerogerador, que como realçado anteriormente, é um dos principais requisitos do RfG.

Como ilustrado na figura 47, existe um limite mínimo de injeção rápida de corrente reativa. Para o presente exemplo, para uma cava de tensão inferior a 0,50 pu, que é o caso, é necessária uma injeção de 100 % de corrente reativa face à corrente injetada pré-falha. Na figura 48 é apresentado o perfil dessa mesma corrente durante a falha.

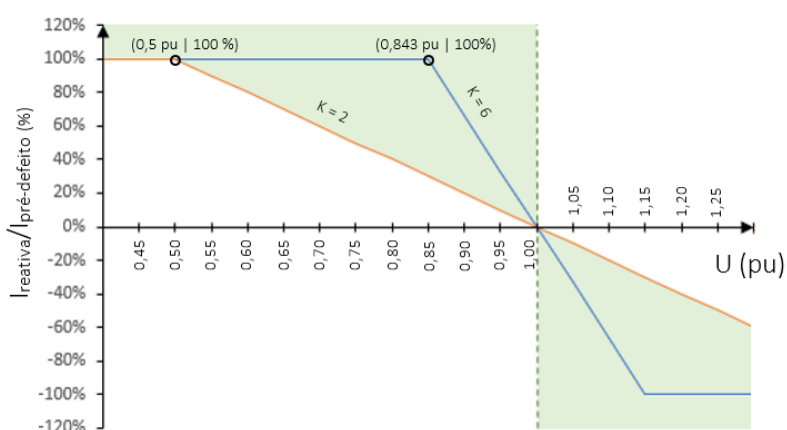


Figura 47 -Valores mínimos de injeção de corrente reativa [31].

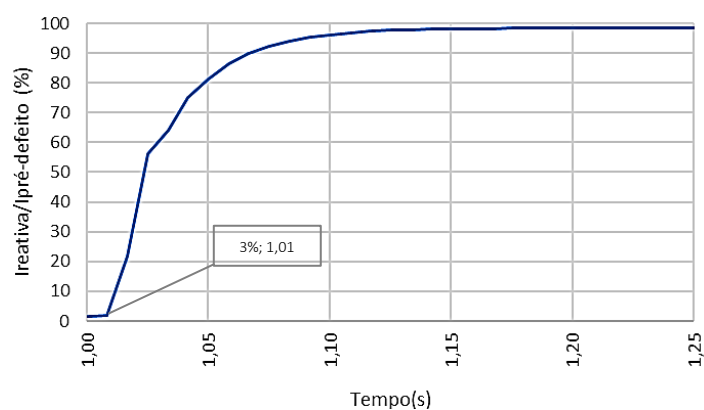


Figura 48 - Perfil da corrente reativa sobre a corrente pré-defeito.

Da análise da figura 48 é possível observar que a detecção ocorre sensivelmente aos 10 ms e a resposta ocorre dentro dos primeiros 50 ms, como solicitado na Portaria nº73/2020, contudo, o desempenho do aerogerador no que diz respeito à injeção de corrente para conter a queda de tensão não é a suficiente. A relação entre a corrente reativa e a corrente pré-defeito atinge neste caso em concreto um nível de 98%, abaixo dos 100% requisitados para esta queda de tensão. O caso do ponto A ilustrado não é o único que fica aquém das necessidades regulamentarizadas, como é possível observar na figura abaixo.

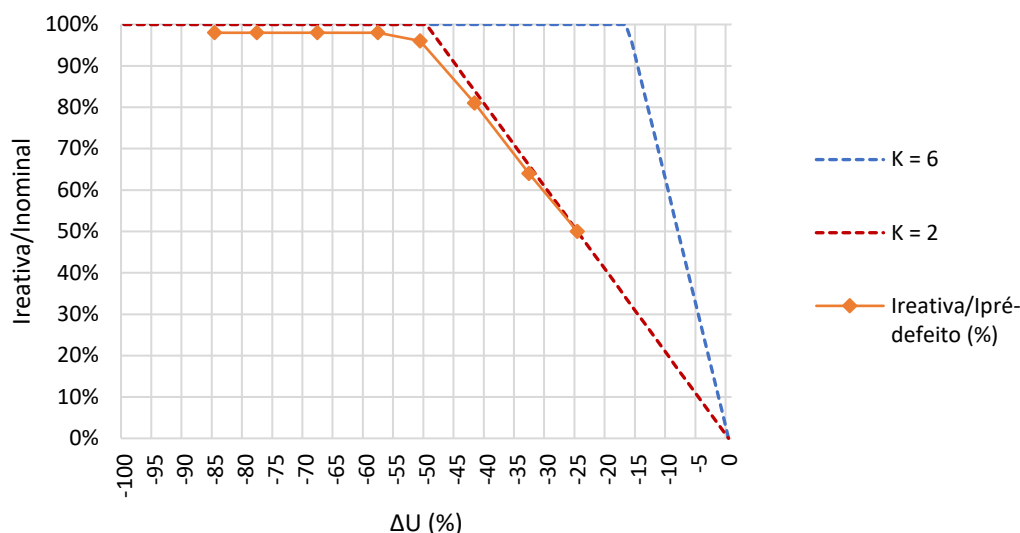


Figura 49 - Resumo dos níveis de injeção de corrente reativa para todos os pontos da curva FRT testados.

A partir da figura 49 é possível concluir que os níveis de corrente injetados para controlo de cavas de tensão numa situação de FRT não cumprem com os requisitos legislados, exceto o caso particular do último ponto da curva testado ($\Delta U \approx -0.24$ pu) que se encontra dentro do limite mínimo de injeção. Contudo, o desempenho do aerogerador resulta diretamente da configuração descrita no ficheiro dyr, responsável pelo comportamento dinâmico do mesmo, e por essa mesma razão, é possível realizar um ajuste às características do aerogerador de maneira a que o seu desempenho compactue com o regulamento Português.

4.3.1 Avaliação de Desempenho

Como mencionado anteriormente, o funcionamento de qualquer módulo presente no modelo do aerogerador, neste caso do modelo WT4, é caracterizado pelo ficheiro *dynamics* (dyr). Com o intuito de melhorar os resultados atingidos no subcapítulo anterior, foram alterados parâmetros chave como o K_{qi} e K_{vi} que influenciam diretamente o módulo que controla a injeção de reativa na rede, mas também variáveis como MAX IQ e IQ Gain, variáveis influenciadores do comportamento particular do funcionamento em FRT. Segundo o manual “*Model Library*” que se refere aos modelos do programa de simulação dinâmica da Siemens, PSS®E, existem quatro configurações distintas para o utilizador escolher para o modelo elétrico (WT4E2), nomeadamente para as variáveis K_{qi} e K_{vi} . Este manual apresenta-nos quatro possíveis configurações⁷ [27, 29]. A escolha da configuração assenta na área geográfica relevante ao estudo e teste dos aerogeradores.

⁷ Configurações em anexo [2-C].

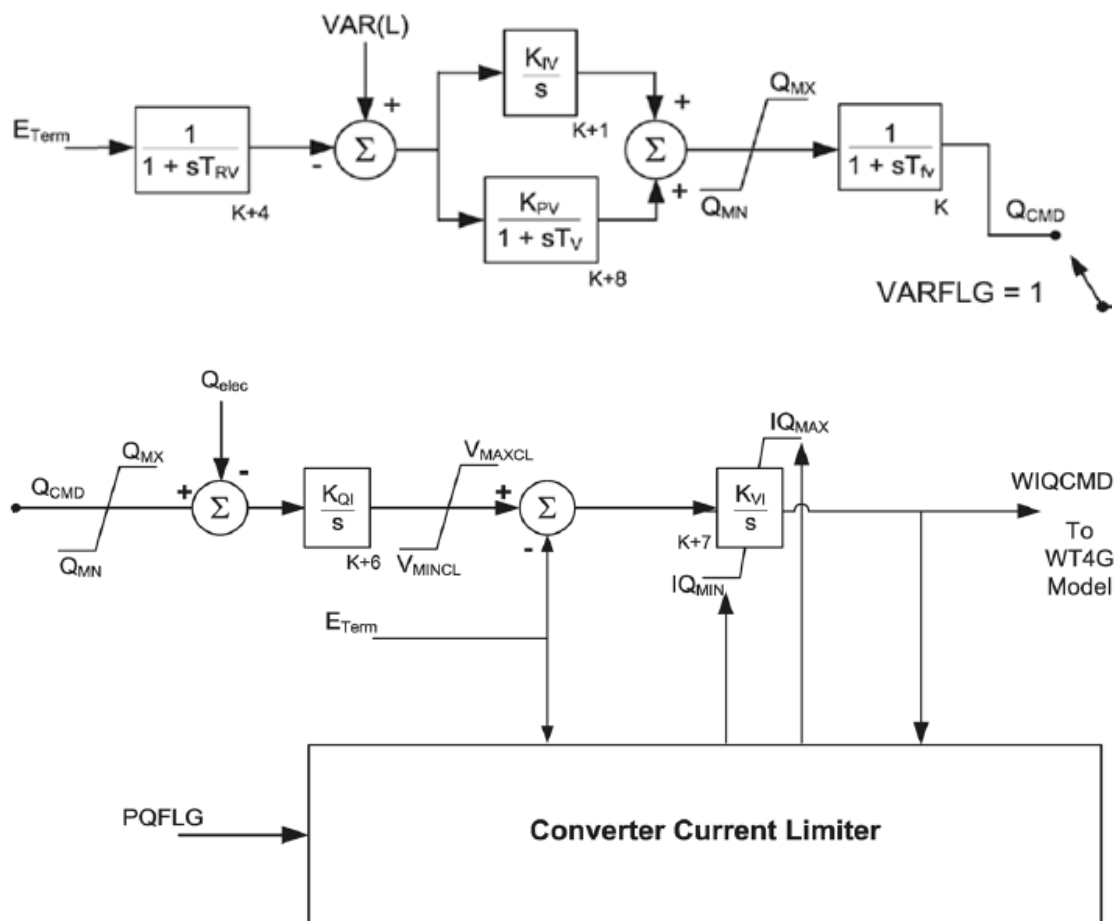


Figura 50 - Configuração Europeia com Módulo WindVAR.

O módulo WT4E2 na configuração Europeia com o módulo WindVAR conectado (figura 50) monitoriza a potência ativa e reativa do gerador com base na tensão aos terminais do aerogerador, E_{term} , para calcular o comando de potência reativa a enviar para o modelo WT4G2 comando necessário para atender ao comando Q_{cmd} do Controle de potência reativa. O sinal Q_{cmd} gerado pelo módulo WindVAR é comparado à potência reativa gerada pelo conversor Q_{elec} , e o erro resultante é multiplicado por um ganho K_{qi} , para gerar uma tensão de referência. Assim, o comando de potência reativa é implementado por meio de uma referência de tensão que muda lentamente. O bloco subsequente é significativamente mais rápido. A referência de tensão é comparada à tensão terminal real e o erro de tensão resultante é multiplicado por um ganho e integrado para calcular o comando de tensão WIQCMD. Assim, uma queda na tensão aos terminais do aerogerador, por exemplo, em resposta a uma falha do sistema, resulta um grande diferencial de tensão imediato e um comando reativo aumentado. A magnitude do ganho determina a constante de tempo efetiva associada à malha de controle de tensão. Contudo, estas variáveis não deverão sofrer ajustes bruscos visto que estas tendem a refletir as restrições eletromecânicas.

Comparando parâmetros como K_{qi} e K_{vi} , para condições idênticas à da figura 50, foi realizada a mesma cava de tensão, porém com parâmetros K_{qi} e K_{vi} diferentes ($K_{qi}=0,01$ e $K_{vi}=100$ face aos originais $K_{qi}=0,001$ e $K_{vi}=55$) como pede a Siemens para uma configuração Europeia com WindVAR. Os resultados são mostrados abaixo.

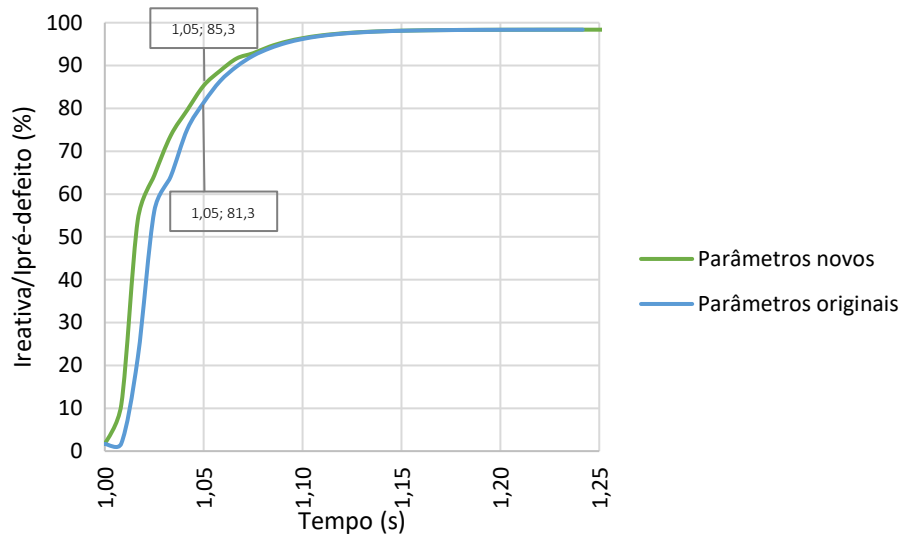


Figura 51 - Comparação das simulações com configurações K_{qi} e K_{vi} diferentes.

Pela análise da figura 51, é possível perceber o impacto destes dois ganhos associados ao diagrama de blocos do conjunto de controlo eléctrico do aerogerador. Estes ganhos permitem fluir uma maior quantidade de energia num menor espaço de tempo, permitindo uma resposta mais pronta do aerogerador face a problemas na rede que exijam rápida injeção na rede eléctrica de corrente reativa.

Neste caso em concreto, os requisitos nacionais exigem uma injeção de 100 % (para a cava de tensão em questão, que é inferior a 0,5 pu) num período de 60 ms após injeção de corrente reativa, contudo, este requisito não é respeitado em nenhum dos casos testados. Porém, para o mesmo período de tempo, 50 ms após a falha, existe um acréscimo de 4 % na corrente reativa injetada face às variáveis *default* do teste anterior dado ao facto da resposta desta nova configuração ser mais rápida.

Ignorando possíveis limitações eletromecânicas que um aerogerador em específico possa ter, foram realizadas duas simulações, ambas com os valores de K_{qi} e K_{vi} corrigidos para a configuração europeia com WindVAR sendo os valores das variáveis a utilizar nos testes as seguintes:

Tabela 16 - Variáveis de desempenho.

Variáveis de desempenho	Default	Teste 1	Teste 2
K_{qi}	0,001	0,01	0,01
K_{vi}	55	100	100
MAX IQ (pu)	1	1,5	1,5
IQ Gain (pu)	2	2	2,5

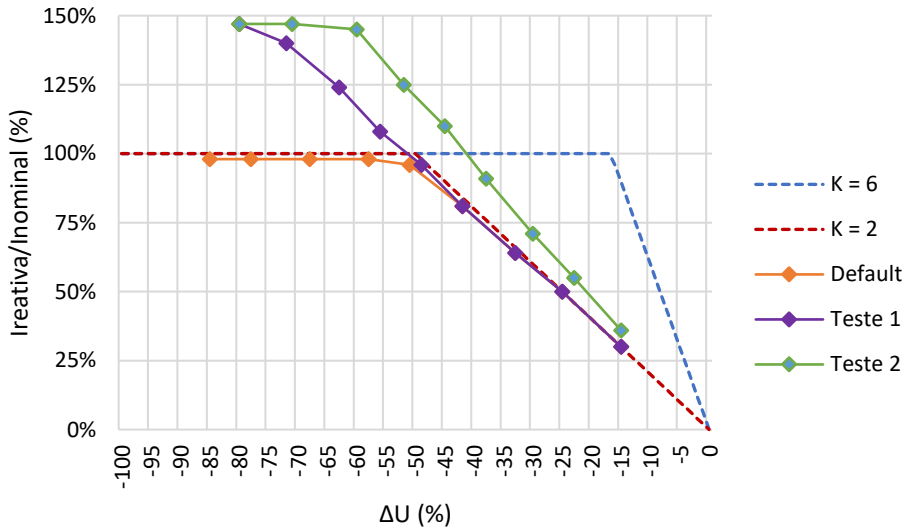


Figura 52 - Injeção de corrente reativa (%) face as diferentes configurações de desempenho.

A partir da figura 52 é possível retirar diversas conclusões face aos parâmetros MAX IQ e IQ Gain:

Com a realização do Teste 1, existe uma variação das variáveis K_{qi} e K_{vi} , que variam a velocidade de resposta do aerogerador e MAX IQ, que como o próprio nome indica, define o valor máximo de corrente reativa que flui para os terminais do mesmo. Aumentando MAX IQ para 1,5 pu, o aerogerador foi capaz de atingir um valor de injeção de corrente reativa de 147 %. Esta variável permitiu controlar o limite máximo de injeção de reativa no PdE durante uma cava de tensão e aprovou quatro dos primeiros pontos

testados, pontos que necessitavam de romper o limite anteriormente estipulado por $\text{MAX IQ} = 1 \text{ pu}$ para entrar em conformidade com o regulamento.

Comparativamente ao Teste 2, onde não existe qualquer variação de K_{qi} , K_{vi} nem de MAX IQ , mas sim de IQ GAIN , que representa uma variável que controla o ganho de corrente reativa durante uma cava de tensão, esta é a primeira configuração que se encontra conforme os requisitos necessários para uma possível integração do modelo na rede elétrica. O aumento do ganho permitiu que a curva da corrente reativa injetada permanecesse dentro da área entre os coeficientes $K=6$ e $K=2$.

De maneira a comparar a velocidade de injeção de ambas as configurações (Teste 1 e 2) foi recriada a mesma cava de tensão para ambos os aerogeradores, ilustrada abaixo. Para a cava em questão ($\Delta U = -0.15 \text{ pu}$) o aerogerador deve injetar, para o coeficiente mínimo de $K=2$, 30% de corrente reativa. Da análise à figura 53, ambas as configurações respeitam o tempo máximo de 60 ms após injeção de potência reativa, porém, a configuração do Teste 2 destaca-se pela maior rapidez e maior quantidade de energia injetada, pelo que atingiu os 30 % requisitados em apenas 30 ms após a falha.

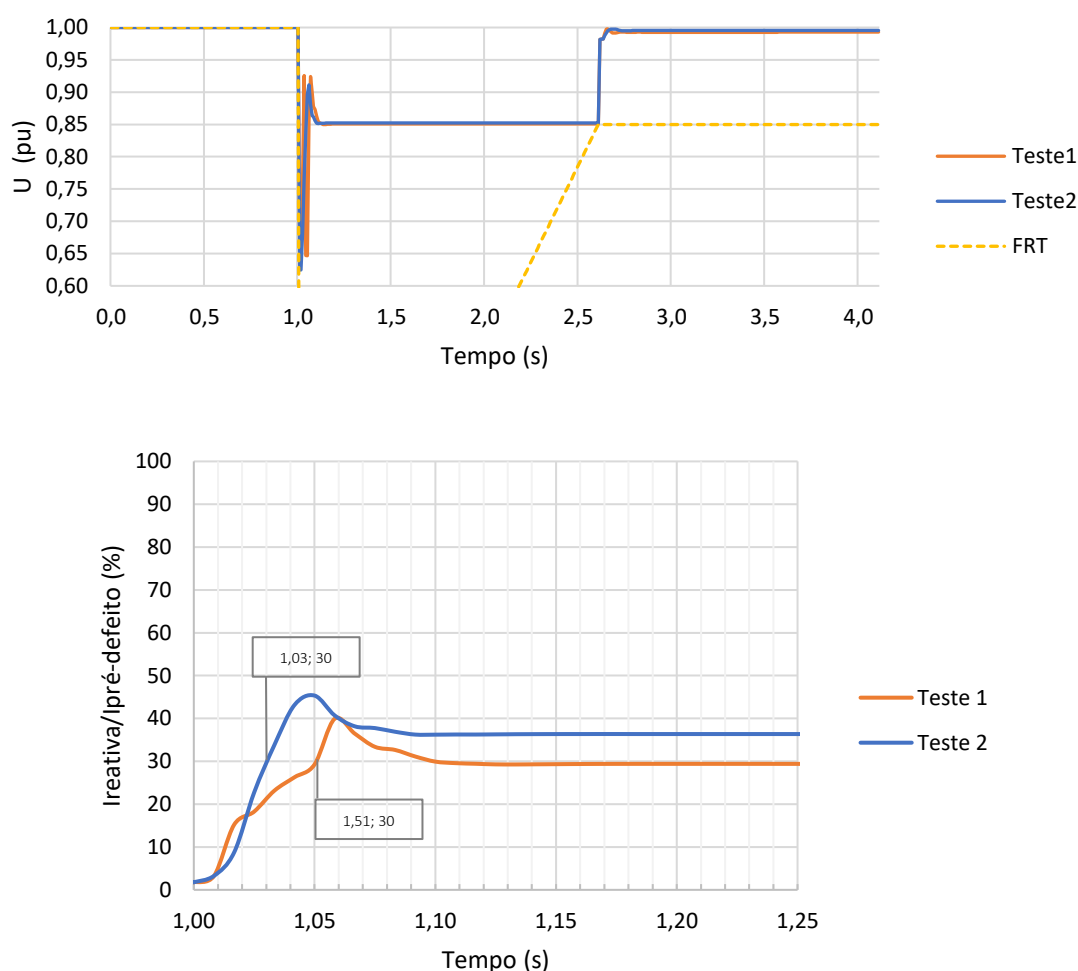


Figura 53 – Velocidades de injeção de reativa ($\Delta U = -0.15 \text{ pu}$).

Módulos de Simulação Dinâmica para Controlo de Frequência

O controlo de frequência é parte das capacidades requeridas aos aerogeradores, dada a necessidade de evitar desregulações face ao valor nominal de frequência provocados por eventos como curto-circuitos ou desequilíbrios entre a procura e a oferta de energia. A frequência tende a sofrer desvios do seu valor nominal dada a oscilação constante que existe entre a produção de energia *versus* o seu consumo, e por essa razão, a sua estabilização passa muito pelo equilíbrio entre a energia produzida e consumida. Tal como acontece para o controlo de tensão (onde é possível controlar os níveis de potência reativa para o controlo da mesma), o controlo de frequência é exequível através do controlo dos níveis de fluxo de potência ativa aos terminais do gerador [17].

Neste capítulo, utilizando o software de simulação PSS®E, é possível analisar o comportamento dinâmico de um modelo de um aerogerador presente na biblioteca do programa e ilustrar as suas capacidades de controlo de frequência no PdE, verificando a conformidade com os requisitos dos níveis de frequência atingidos e o tipo de controlo efetuado, conforme os requisitos descritos pela UE e pela legislação Portuguesa.

Conteúdo:

- 5.1 Rede de Teste.
- 5.2 Metodologia de Simulação de Controlo de Frequência.
- 5.3 Metodologia de Simulação de MLSF.

5.1 Rede de Teste

A rede de testes utilizada é semelhante à ilustrada no capítulo anterior. Esta apresenta as mesmas características técnicas, os mesmos níveis de tensão, e os mesmos barramentos.

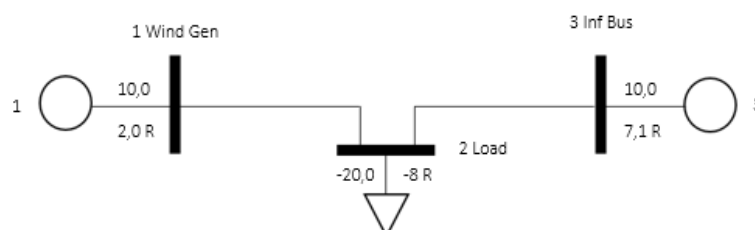


Figura 54- Rede Teste.

Contudo, apesar de semelhante, o barramento número 2, onde se encontra conectado uma carga apresenta uma finalidade diferente à necessária para o controlo de tensão. Dada a relação entre níveis de frequência e a estabilidade de potência ativa na rede elétrica, este barramento serve como local onde vão ser provocadas flutuações de carga (ΔP) de modo a gerar variações de frequência (Δf).

5.2 Metodologia de Simulação de Controlo de Frequência

Os módulos que constituem o aerogerador simulado representam um aerogerador do tipo 4, tal como no capítulo anterior. Este tipo de aerogerador foi novamente opção dadas as vantagens que este tem sobre outros tipos de gerador, como a gama de velocidades em que este pode operar, o que é uma mais valia para o controlo de frequência da rede elétrica porque permite uma maior gama de pontos de funcionamento onde pode operar, e a velocidade de resposta que é superior graças ao controlo elétrico existente que permite um controlo mais rápido dos níveis de referência a serem exigidos (tabela 13). Na figura 55 encontra-se o diagrama de conectividade do modelo do aerogerador utilizado.

Foi necessário escolher um outro modelo, diferente do escolhido anteriormente, que respondesse a estímulos de frequência ou a flutuações de potência ativa provenientes da rede, característica essa inexistente no modelo testado no capítulo anterior (WT4), que apenas respondia a variações de potência reativa ou de tensão.

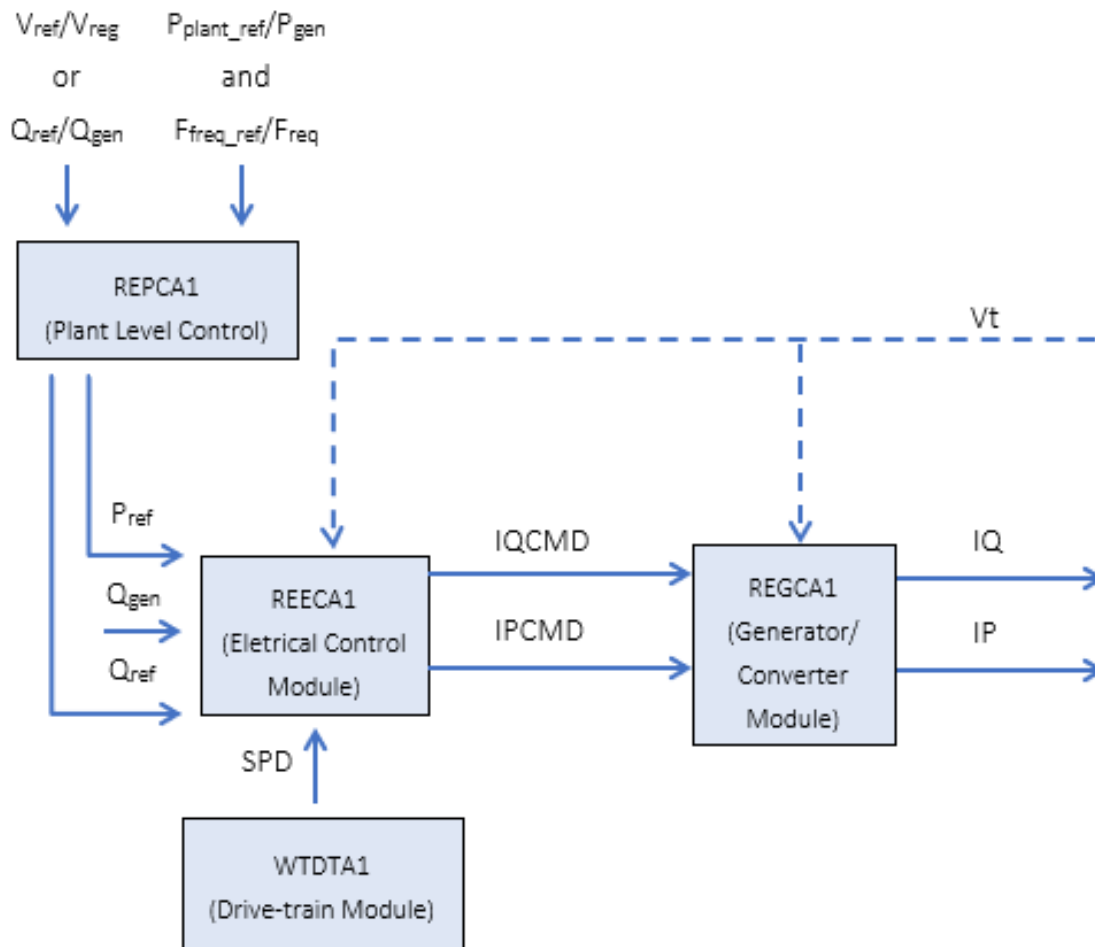


Figura 55 - Diagrama de conectividade [23].

O modelo utilizado é denominado por 2ª geração de aerogeradores do tipo 4, ou WT4 fase 2. A principal diferença entre estas duas gerações de modelos de aerogeradores é que o novo modelo tem como variáveis de entrada tanto a potência ativa como a reativa, resultado do desenvolvimento do modelo por entidades como a WECC e IEC [23, 32].

O modelo de aerogerador de 2ª geração é constituído pelos seguintes módulos:

- REGCA1- Modelo de gerador/conversor de geração renovável.
- REECA1- Modelo de controlo elétrico de geração renovável.
- WDTA- Modelo genérico de caixas de velocidades.
- REPCA1- Modelo de controlo externo de geração renovável.

Modelo de gerador/conversor de geração renovável: É responsável pela injeção dos comandos da corrente ativa (IP) e corrente reativa (IQ) no PdE tendo em conta diversas variáveis que condicionam a velocidade e os níveis dessa mesma injeção, como é o caso da tensão do barramento, e evidentemente, a amplitude dos comandos recebidos

(IQCMD e IPCMD). Dentro do modelo existem ainda blocos de logica que controlam os níveis de potência ativa face os níveis de tensão recebidos (V_t), e um bloco que controla os níveis de corrente reativa a injetar caso seja atingido um valor máximo de tensão no barramento [26, 34]. O módulo REGCA1 encontra-se discriminado em anexo [3-C].

Modelo de controlo elétrico de geração renovável: Tem como objetivo enviar os comandos IQCMD e IPCMD para o modelo do gerador/conversor de maneira a que este produza os sinais de injeção na rede elétrica. Para isso recebe como variáveis de entrada a potência ativa e reativa de referência (P_{ref} e Q_{ref}), que podem ser recebidos vindo de um grupo de controlo auxiliar (REPCA1), ou do próprio documento de configuração dinâmica (dyr). Variáveis como tensão externa aos barramentos do aerogerador (V_t) e a velocidade do rotor do aerogerador (SPD – oriundo de WTDTA1) auxiliam o cálculo do comando da potência reativa e da potência ativa, respetivamente [26, 34]. O módulo REECA1 encontra-se disponível em anexo [4-C, 5-C].

Os parâmetros utilizados para modelizar o comportamento de cada modelo são propriedade da WECC (*Western Electricity Coordinating Council*), que serviram para caracterizar os quatro módulos, e o respetivo ficheiro .dyr [33].

5.2.1 Parametrização para Controlo de Frequência

O modelo do aerogerador utilizado composto pelos módulos REGCA1, REPCA1, WTDTA1 e REPCA1 (cada um com a sua finalidade), são responsáveis pelo controlo total do aerogerador. Cada configuração representa um comportamento diferente da parte do aerogerador, que tanto pode ser o controlo de tensão como para controlo de frequência. Para o presente capítulo, o controlo de frequência é a configuração desejada, de maneira a que sejam possíveis realizar os estudos relativamente à resposta do aerogerador face a excursões de frequência. Como mencionado no capítulo anterior, todas as configurações e condições de operação relativos ao aerogerador são discriminados no ficheiro .dyr.

Para o controlo dinâmico deste modelo foram utilizados parâmetros padrão facultados pela WECC, contudo, alguns desses parâmetros foram ajustados ou modificados de maneira a conferir ao aerogerador o comportamento necessário [33].

Dada a complexidade do modelo, a sua configuração assenta na atribuição de valores de várias *flags* a diversos módulos, sendo que todos contribuem para a resposta final do aerogerador. Para os modelos utilizados, existem as seguintes *flags* a configurar:

REECA1

- *Remote Bus*: Número de identificação do barramento para regularização do nível de tensão caso seja utilizado o tipo de controlo por comandos de tensão;
- PFFLAG (Controlo de Fator de Potência): 0 ou 1. '0' para atribuir diretamente um valor de referência a injetar de potência reativa, que pode ser controlado por um módulo externo (REPCA1). '1' caso seja necessário realizar controlo de potência com base no fator de potência pretendido;
- VFLAG (Controlo de Potência Reativa): 0 ou 1. '0' para definir o controlo de potência reativa através do controlador PI de Tensão. '1' para definir o controlo de potência reativa através dos controladores PI de Potência Reativa e de Tensão;
- QFLAG (Controlo de Potência Reativa): 0 ou 1. '0' representa um controlo desprovido dos controladores PI de Potência Reativa e de Tensão. '1' permite que o controlo tenha intervenção dos controladores PI de Potência Reativa e de Tensão, ou só do controlador PI de Tensão, conforme VFLAG.
- PQFLAG (Módulo Limitador de Corrente): 0 ou 1. '0' define prioridade da corrente reativa sobre a corrente ativa. '1' define prioridade da corrente ativa sobre a corrente reativa.
- PFlag (Controlo de Frequência): 0 ou 1. '0' para um controlo independente do nível de rotação do rotor do aerogerador. '1' para ter em conta o modelo WTDTA1 que fornece a velocidade do rotor (SPD).

REPCA1

- Fflag (Controlo de Frequência): 0 ou 1. '0' implica sem controlo de frequência. '1' garante controlo de frequência.
- VCFlag (Controlo de Tensão): 0 ou 1. '0' tensão regulada pelos níveis de potência reativa em determinado barramento (definido previamente pelo utilizador). '1' Tensão regulada diretamente pelos níveis de tensão provenientes desse mesmo barramento.
- RefFlag (Controlo de Potência reativa): 0 ou 1. '0' caso seja pretendida um controlo direto do nível de potência reativa a injetar no barramento. '1' se necessário controlar o nível de tensão por um valor de referência.

Com o controlo de frequência em mente, são poucas as alterações a realizar relativamente à configuração do aerogerador, dado que apenas será necessária uma manutenção constante do nível de tensão ao PdE, e um controlo de frequência habilitado pela Fflag.

5.2.1.1 Controlo por Comandos de Potência Ativa

O controlo por comandos de potência ativa encontra-se inteiramente definido pelos dois módulos de controlo, REECA1 e REPCA1, sendo que destes dois módulos, os únicos blocos intervenientes responsáveis pela geração de um comando IPCMD são, primeiramente Fflag (REPCA1) que envia um comando P_{ref} indicando ao controlo elétrico a meta pretendida do valor de potência ativa a injetar. Uma vez recebido pelo módulo REECA1, P_{ref} é manipulado segundo Fflag e finalmente pelo módulo limitador de corrente, que conforme a PQFLAG dá prioridade à geração de potência ativa ou prioridade à potência reativa [27, 34].

REECA1

Tendo uma visão mais detalhada relativamente ao percurso dos comandos de potência ativa gerados, é possível verificar que, ainda no módulo de controlo externo (REPCA1) existe uma comparação entre os níveis de frequência exigidos ($Freq_{ref}$) e os valores registados do ponto de ligação ($Freq$). Posteriormente esta diferença é analisada conforme a banda morta de frequência definida pelo utilizador, e consoante a posição do desvio nessa banda (dentro ou fora da banda, fdb1 e fdb2) é gerado um sinal, posteriormente amplificado pela variável *droop* (Ddn, Dup), que define a amplitude do valor da potência ativa. Este valor é novamente comparado com o nível que esta a ser injetado de momento pelo aerogerador (P_{branch}) e com nível de referência de ativa definido pelo utilizador ($Plant_{ref}$), gerando um ΔP , valor este que segue pelo filtro temporal T_g e ganhos K_{pg} e K_{ig} , sendo finalmente transformado em P_{ref} , que segue para o módulo REEPCA1 [27, 34].

REPCA1

O valor P_{ref} é controlado primeiramente pelos limites mínimos e máximos da taxa de crescimento de injeção da potência ativa, sendo o valor resultante multiplicado ou não pelo valor ω_g , proveniente do módulo WTDTA1, que cria uma interdependência da capacidade de produção do aerogerador face à velocidade do rotor do aerogerador. O valor resultante é agora sujeito a um atraso T_{ord} e aos limites que definem a potência máxima e mínima de injeção (P_{max} e P_{min} respetivamente), seguido de um valor máximo de corrente a requisitar, I_{pmax} , valor este definido à priori pelo bloco limitador de corrente, onde se encontra PQFLAG, que define a prioridade do tipo de corrente a injetar pelo aerogerador, modificando os níveis máximos de injeção de corrente ativa ou de corrente reativa [27, 34].

Com o objetivo de realizar o controlo do aerogerador por comandos de frequência é necessário ter em atenção a seguinte configuração de *flags* :

REECA1

- *Remote Bus* : 1 → Realiza controlo de tensão do barramento 1;
- PFFLAG : 0 → Operação sem dependência do fator de potência;
- VFLAG : 1 → Permite que haja controlo de potência reativa;
- QFLAG : 1 → Permite que haja controlo de tensão.
- PQFLAG: 1 → Define a potência ativa como prioritária.
- PFLAG: 1 → Permite a introdução da variável “caixa de velocidades”.

Esta configuração permite um controlo Q/V coordenado. Apesar da configuração apresentada, existiriam outras combinações das flags PFFLAG, VFLAG e QFLAG, que para o teste a abordar em seguida, não teriam qualquer impacto, dada a natureza do mesmo⁸. O controlo da potência ativa terá ainda a contribuição do módulo limitador de corrente que opera em seu favor, definindo a potência ativa como prioritária. O módulo representativo da caixa de velocidades também será representado e terá influencia na resposta do aerogerador dadas a perturbação existentes transmitidas para o eixo do rotor, que se traduzem em oscilações na potência gerada [32].

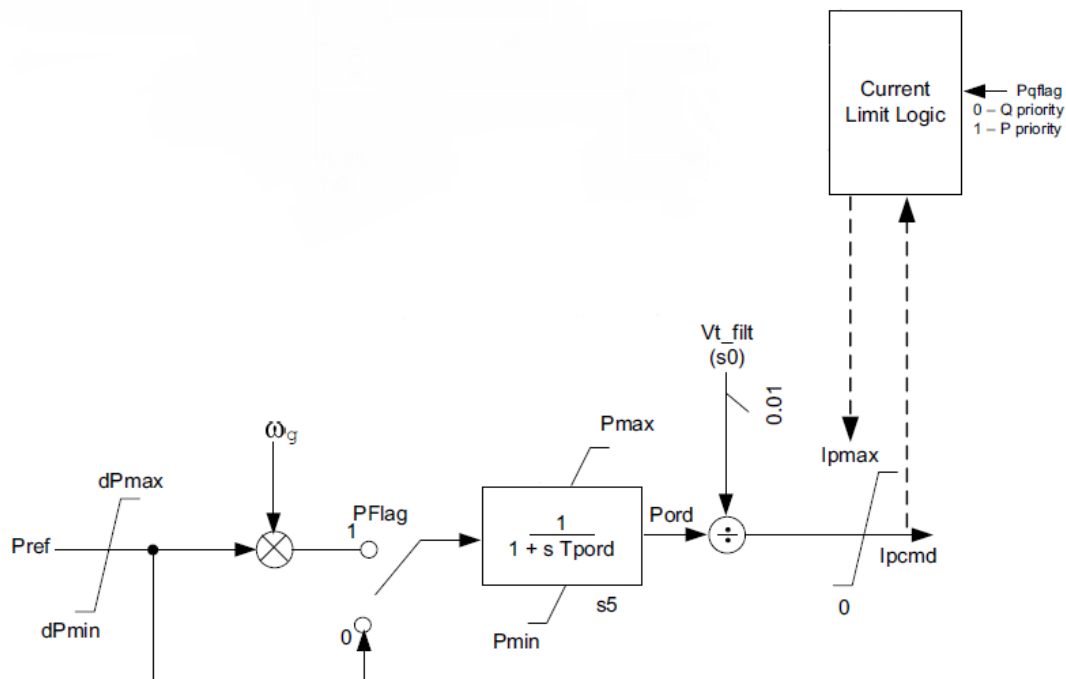


Figura 56 - Módulo de controlo de potência ativa (REECA1) [27].

⁸ A destabilização no sistema elétrico é realizada a nível do equilíbrio da potência ativa de modo a criar Δf .

REPCA1

- *Remote Bus* : 1 → Realiza controlo de tensão do barramento 1;
- *VCFlag* : 1 → Controlo através do valor de tensão no PdE;
- *RefFlag* : 1 → Permite o controlo dos níveis de tensão através de um valor referência;
- *Fflag* : 1 → Permite o controlo primário de frequência.

A configuração deste módulo vêm novamente ao encontro de um controlo Q/V coordenado, contudo, como foi dito anteriormente, esta configuração da *VCFlag* e *RefFlag*, estando ligadas apenas ao controlo de tensão, não têm qualquer influencia no teste a realizar. Não é o caso da *Fflag*, que permite o controlo primário de frequência por parte do aerogerador em questão [32].

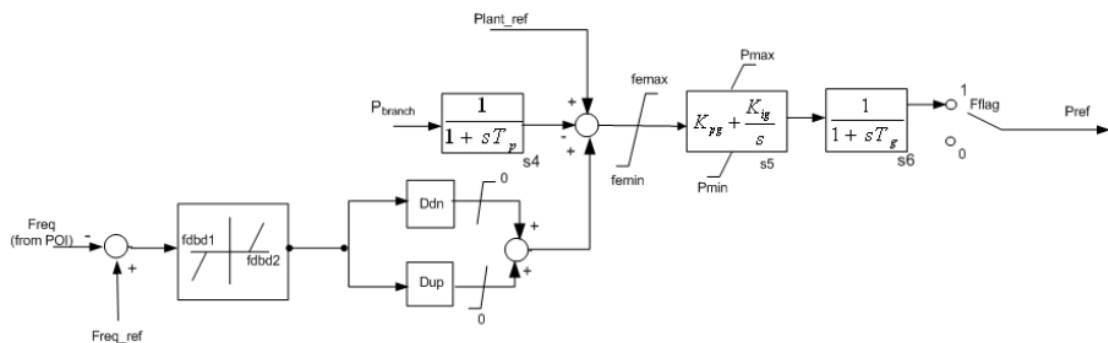
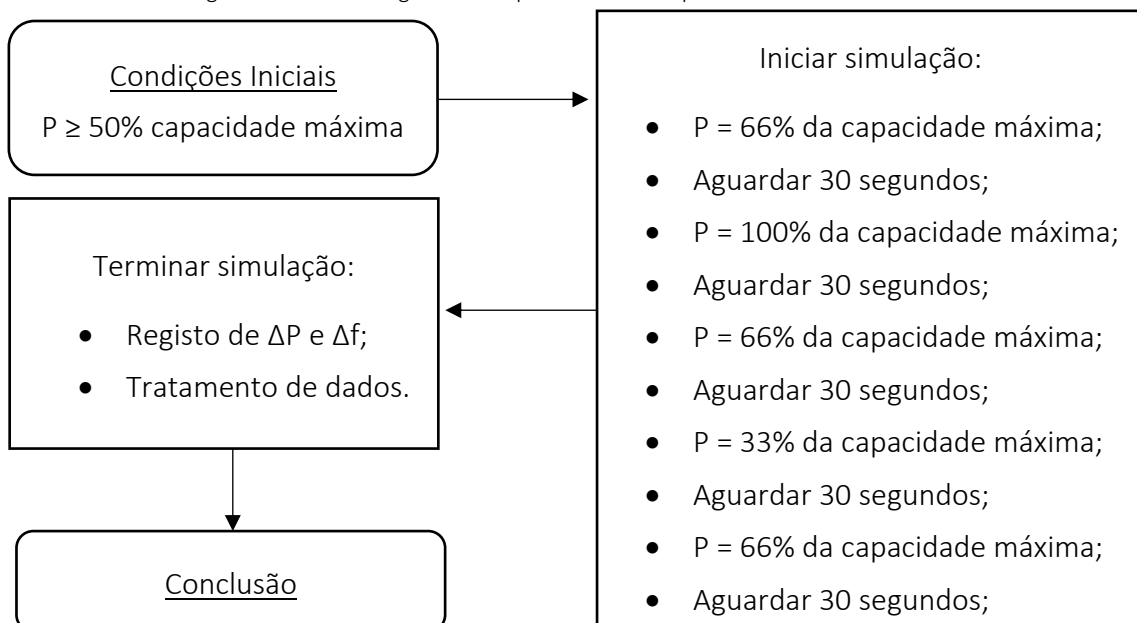


Figura 57 - Módulo de controlo de potência ativa (REPCA1) [27].

Com o objetivo de testar o funcionamento correto dos módulos apresentados, foi criada uma metodologia de teste para controlo de potência ativa de maneira a perceber qual a resposta do modelo em função dos *set-points* de potência ativa exigidos (figura 58). Esta metodologia encontra-se descrita pelo fluxograma abaixo ilustrado.

Fluxograma 5 - Metodologia de teste para controlo de potência ativa.



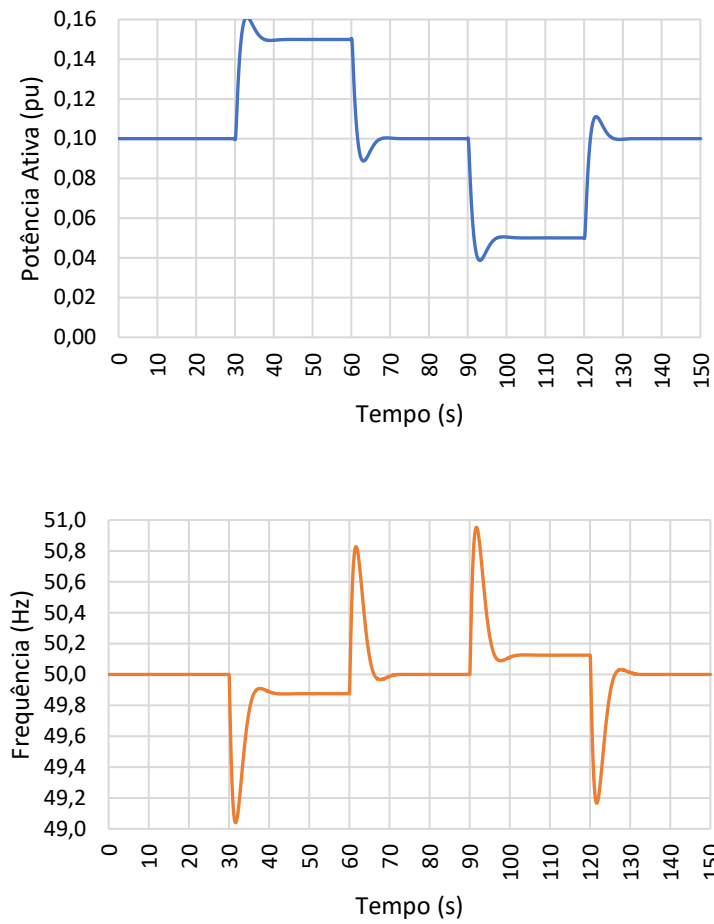


Figura 58 - Resposta em frequência dos módulos configurados.

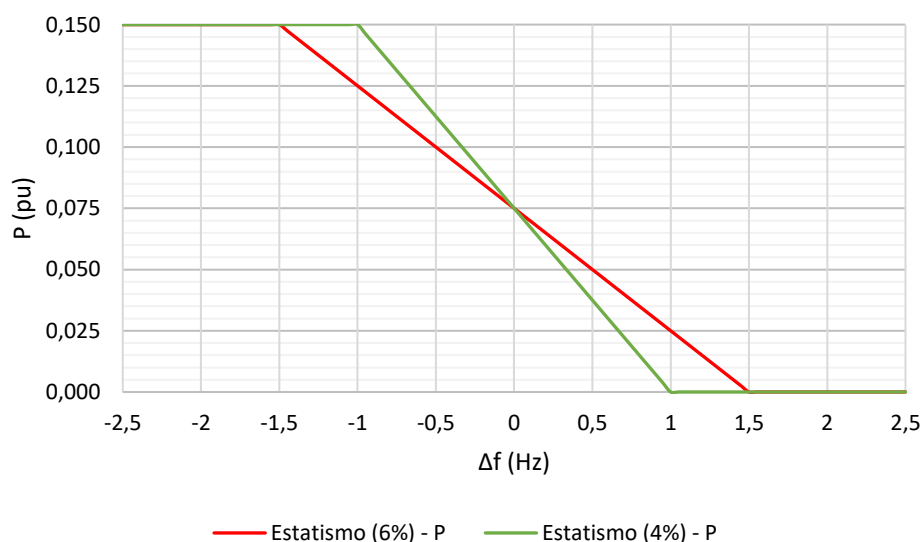
As flutuações de potência ativa foram introduzidas de 30 em 30 segundos, num total de 150 segundos (2,5 min). Esta variação dos níveis de potência ativa (30 segundos) gerou primeiramente uma situação de operação abaixo dos 50 Hz ($\Delta P < 0$) que ativou o MLSF-U, modo sensível a subfrequências, gerando prontamente uma resposta em frequência, apelidada de controlo primário. Este controlo primário ocorre também na situação seguinte (90 segundos), no modo MLSF-O, onde existe um ponto de operação acima dos 50 Hz ($\Delta P > 0$).

Dado o comportamento do aerogerador observado na figura 58, é então possível proceder ao teste de variáveis de maneira a perceber quais têm impacto no desempenho do aerogerador num contexto de resposta em frequência e que afetam diretamente o desempenho do modelo apresentado, ditando se este é ou não complacente com os requisitos legais requeridos.

5.3 Metodologia de Simulação do MLSF

A frequência de uma rede elétrica depende principalmente do balanço instantâneo entre a potência ativa requisitada e fornecida, e da inércia observada no sistema elétrico. O controle de frequência é um dos principais requisitos presentes no RfG e também um dos principais serviços requisitados pelos ORT e ORD.

O MLSF encontra-se regulamentado e determina os limites necessários de injeção de potência ativa na rede para o nível de frequência associado. Estas retas que definem esses limites são chamadas de retas de estatismo (figura 59). Para o caso em particular de aerogeradores do Tipo C, o estatismo deve rondar 4-6%, como é possível observar na tabela 12. O intervalo de potência ativa máximo deverá ser 5%, e não existe banda morta, ao qual o aerogerador deverá agir prontamente para restabelecer os níveis de frequência na rede quando observada qualquer oscilação. É importante perceber que, ainda que o modelo do aerogerador a testar apresente inércia sintética, este não contribui para a inércia total dos sistemas elétricos, principalmente para uma resposta inercial adequada da rede na ocorrência de perturbações que possam resultar na perda de geração, transmissão, ou até mesmo originar a queda do sistema elétrico. Por essa mesma razão, o equilíbrio do sistema inercial da rede tem influência no impacto que futuras perturbações possam ter na estabilidade da rede elétrica.



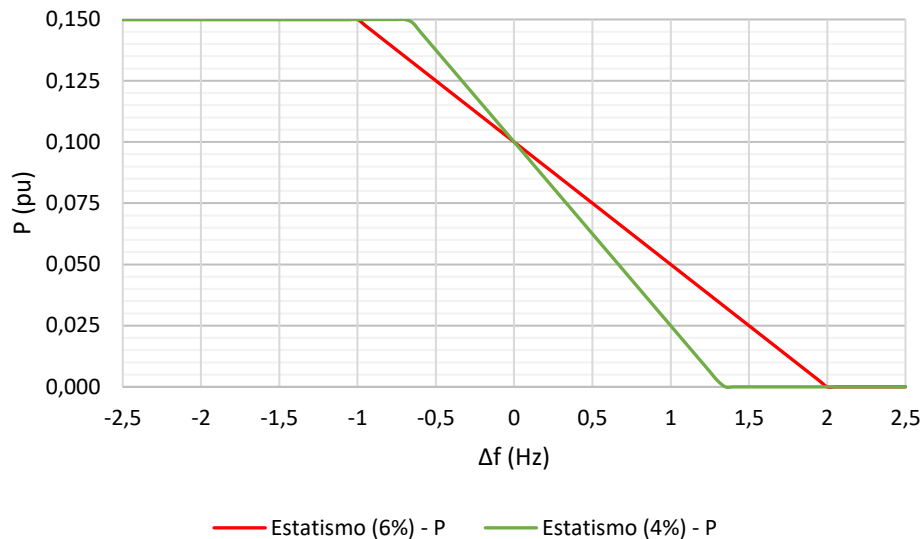


Figura 59 - Retas de estatismo para os níveis de reserva a testar.

5.3.1 Impacto Inercial

O controlo de frequência consiste inicialmente na contribuição inercial dos geradores com a energia armazenada nas suas massas girantes, ou no caso de aerogeradores, nas pás do mesmo. Havendo uma diminuição da frequência, a energia cinética presente na massa em rotação funciona imediatamente como um amortecedor para evitar uma queda abrupta da mesma, sacrificando a energia cinética presente na massa girante transmitida no eixo do rotor. Este é fundamental para a estabilidade natural do sistema, evitando oscilações de frequência - RoCoF (*Rate of Change of Frequency*), mas também para diminuir amplitudes máximas e mínimas de desvio de frequência (+*Zenith* e -*Nadir*, respetivamente). Esta energia armazenada num corpo em rotação é apelidada de Inércia, e quanto maior for o seu valor, mais estável será o sistema e melhor conseguirá responder a excursões de frequência. Este armazenamento é solicitado sempre que haja um desvio do valor de referência, de uma forma direta, para aerogeradores do tipo 1 e 2, visto que estão diretamente conectados à rede elétrica, e de uma forma indireta (inércia sintética), para aerogeradores do tipo 3 e 4, que estão desacoplados da rede através da sua eletrónica de potência. Visto que aerogeradores desacoplados da rede não possuem reservas como a inércia à sua disposição, e como não possui, não realiza qualquer contribuição para a inércia do sistema elétrico como um todo, a inércia da rede onde este tipo de aerogeradores é inserido toma um papel importante, sendo que o impacto do mesmo desequilíbrio de potência ativa gerado teve um maior impacto na rede com menos reservas de inércia [25].

O teste realizado (figura 60) tem como objetivo mostrar a relevância do equilíbrio inercial. Este tem uma elevada importância para a retenção de problemas de instabilidade de frequência, diminuindo o RoCoF e o Nadir significativamente. Além destas vantagens, a potência ativa requisitada ao aerogerador também é menor.

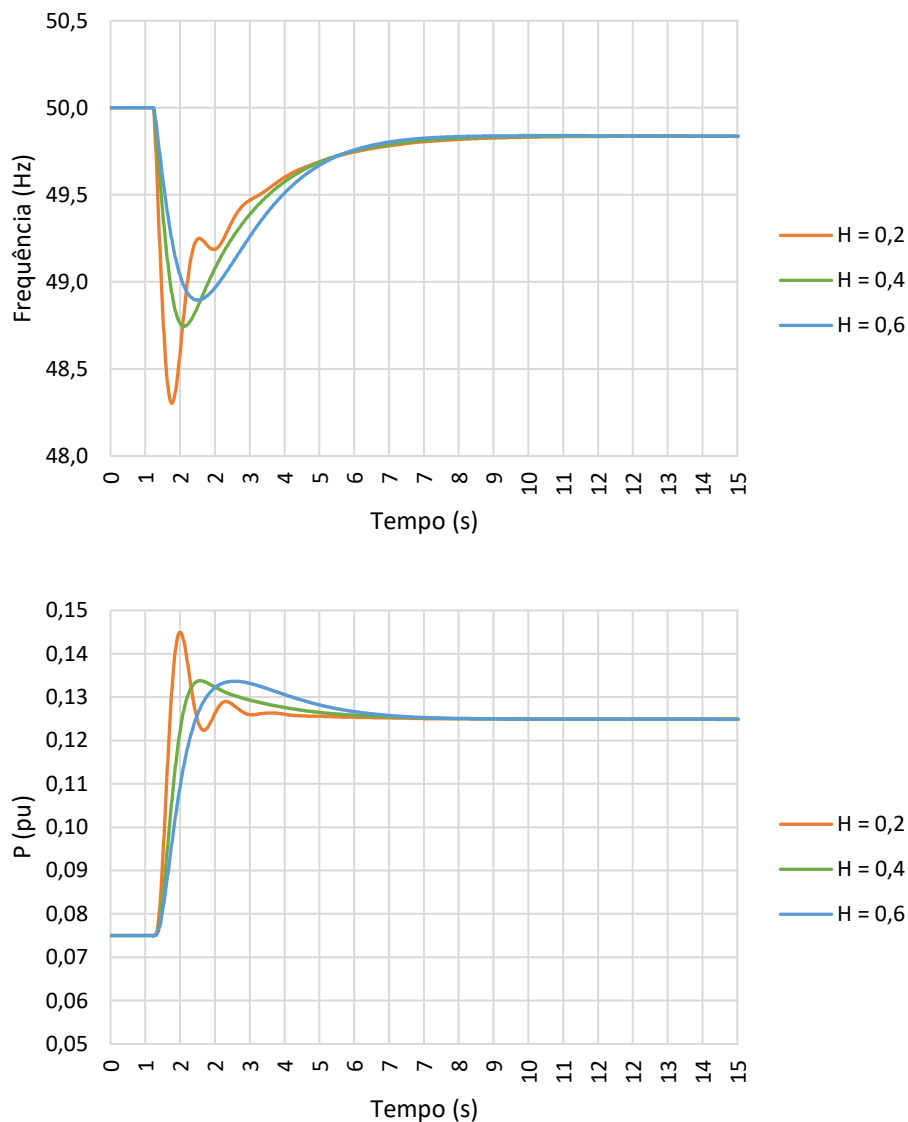


Figura 60 - Impacto da inércia da rede numa excursão de frequência.

Aerogeradores desacoplados da rede possuem inércia sintética para controlo primário de frequência, cujo controlo em inglês é chamado de *droop control*. Têm como função equilibrar os níveis de potência exigidos pela rede. Para aerogeradores onde o controlo de frequência acarreta um sistema de controlo por inércia sintética, este é extremamente importante visto que estabelece os pontos de funcionamento abaixo ou acima do valor de potência ativa a injetar na rede, consoante a variação de frequência. Sendo este o controlo primário de muitos aerogeradores modernos, e visto que este controlo assenta

no rápido controlo dos níveis de injeção de potência ativa na rede, é importante equilibrar os níveis de produção de todos os geradores eólicos, para que todos possam operar no ponto mínimo de operação (ponto de menor potência) de maneira a que todos tenham uma reserva e possam contribuir para um controlo mais distribuído. O *droop* representa a variação de potência ativa por unidade de frequência, por isso, tal como a inércia, é dos principais fatores a ter em conta para testes de frequência a realizar [25]. A figura abaixo ilustra o teste realizado com o objetivo de observar o impacto do *droop* na retenção da queda de frequência e da manutenção entre a oferta e procura de potência ativa ($\Delta P=5$ MW). Com um *droop* mais elevado, o controlo de potência do aerogerador disponibilizou mais potência ativa num menor curto período de tempo em comparação com configurações de *droop* menor. Como consequência, o RoCoF e o Nadir são menores, dado que a amplitude da cava de frequência é bastante inferior.

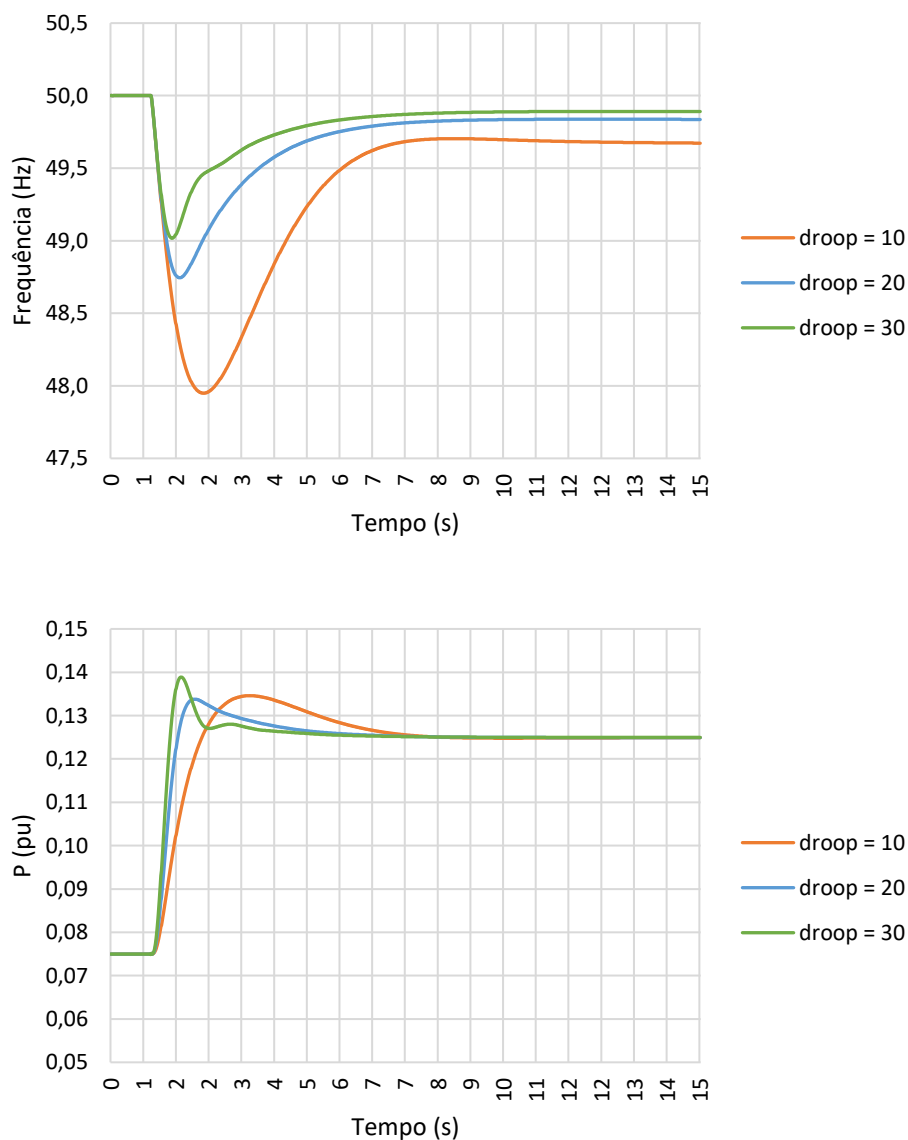


Figura 61 - Impacto do *droop* do aerogerador numa excursão de frequência.

5.3.2 Avaliação de Desempenho

De maneira a realizar os testes de controlo de frequência do aerogerador, com o objetivo de perceber se este é capaz de suportar excursões de frequência dentro dos regulamentos legais, foram executadas series de testes que ensaiam o modelo para diferentes níveis de inercia da rede ao qual o modelo se encontra conectado, e para cada nível de inercia, diversos níveis de reserva e de configurações de *droop* dos aerogeradores. Os requisitos definidos pelos regulamentos aplicam-se consoante o nível de reservas de cada aerogerador, visto que não é possível exigir a um aerogerador em ponto de produção máxima que realize qualquer tipo de controlo de frequência. Abaixo encontra-se a tabela de testes realizados.

Tabela 17 - Tabela de testes de frequência.

INÉRCIA	RESERVAS	<i>Droop</i> (pu)
H = 0,6 MW/S	33 %	<i>droop</i> = 10/20/30
	50 %	<i>droop</i> = 10/20/30
H = 0,2 MW/S	33 %	<i>droop</i> = 10/20/30
	50 %	<i>droop</i> = 10/20/30

Foram realizadas flutuações de carga de maneira a criar oscilações de frequência aos terminais do aerogerador para as variadas condições de teste mostradas na tabela 17. Estas variações eram originadas de maneira a conduzir o modelo a uma situação onde se ativaria o MLSF-U ou MLSF-O, ou seja, para condições de subfrequência e sobrefrequência, respetivamente. Segundo os critérios exigidos pelo regulamento português (mais exigente que os critérios do RfG, em que o estatismo deve estar entre 2% e 12%), o estatismo do aerogerador do tipo C deve encontrar-se entre as retas apresentadas na figura acima.

O teste consiste em testar o aerogerador para diferentes Δf ($\pm 1,5$ Hz; ± 1 Hz; $\pm 0,5$ Hz) e perceber qual o impacto do nível de reserva, da inercia da rede e da própria configuração de *droop* do aerogerador sobre o desempenho do mesmo segundo as retas de estatismo definidas. Os resultados à serie de testes que sintetizam a resposta do aerogerador a flutuações de frequência em condições específicas de inércia, nível de reserva e configuração de *droop* encontram-se na secção seguinte (tabela 18). O seguinte

fluxograma resume de uma forma gráfica o procedimento utilizado para a metodologia criada para o teste do MLSF e tem por base as variáveis de teste representadas na tabela 17.

Fluxograma 6 - Metodologia de teste para o MLSF.

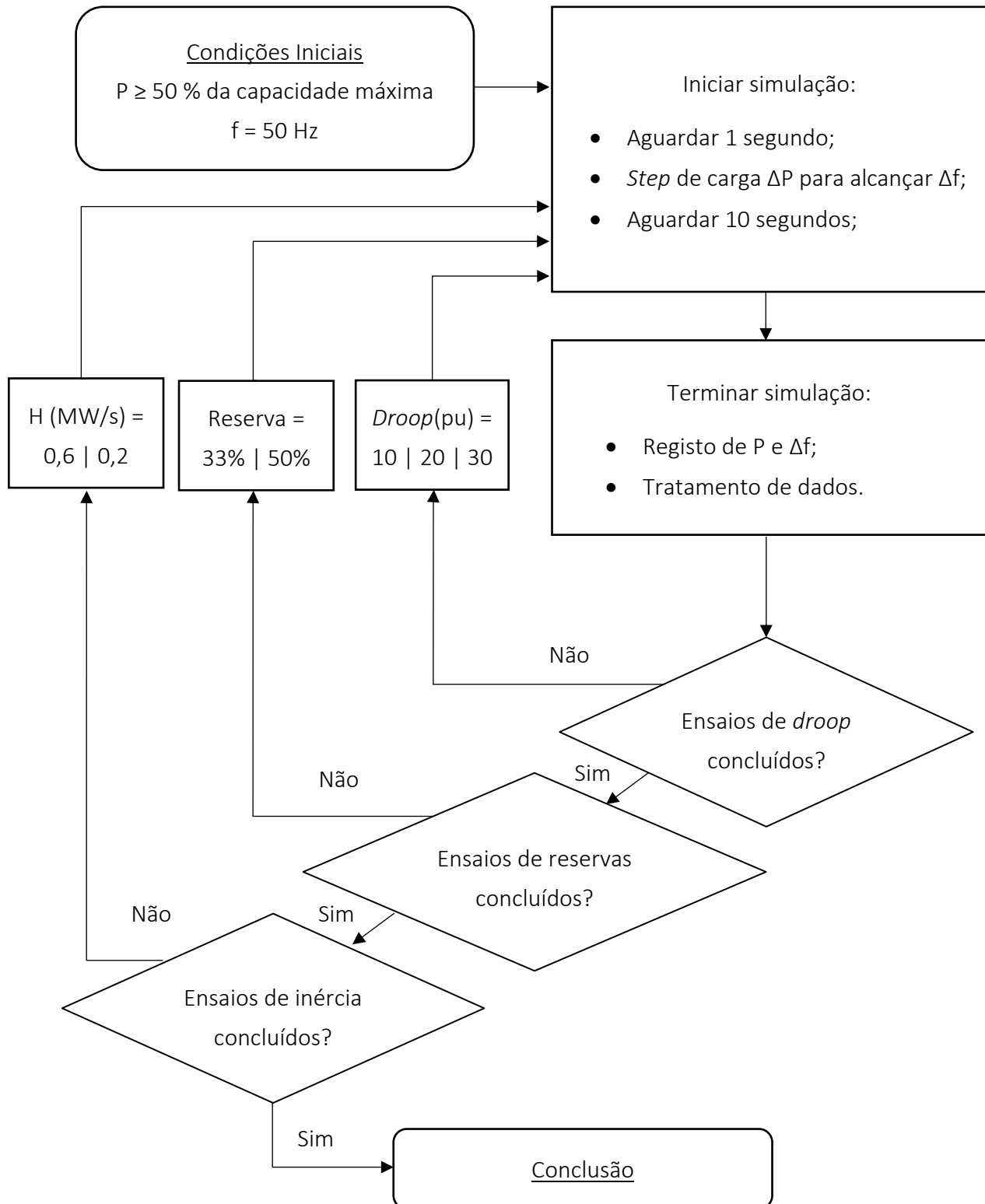
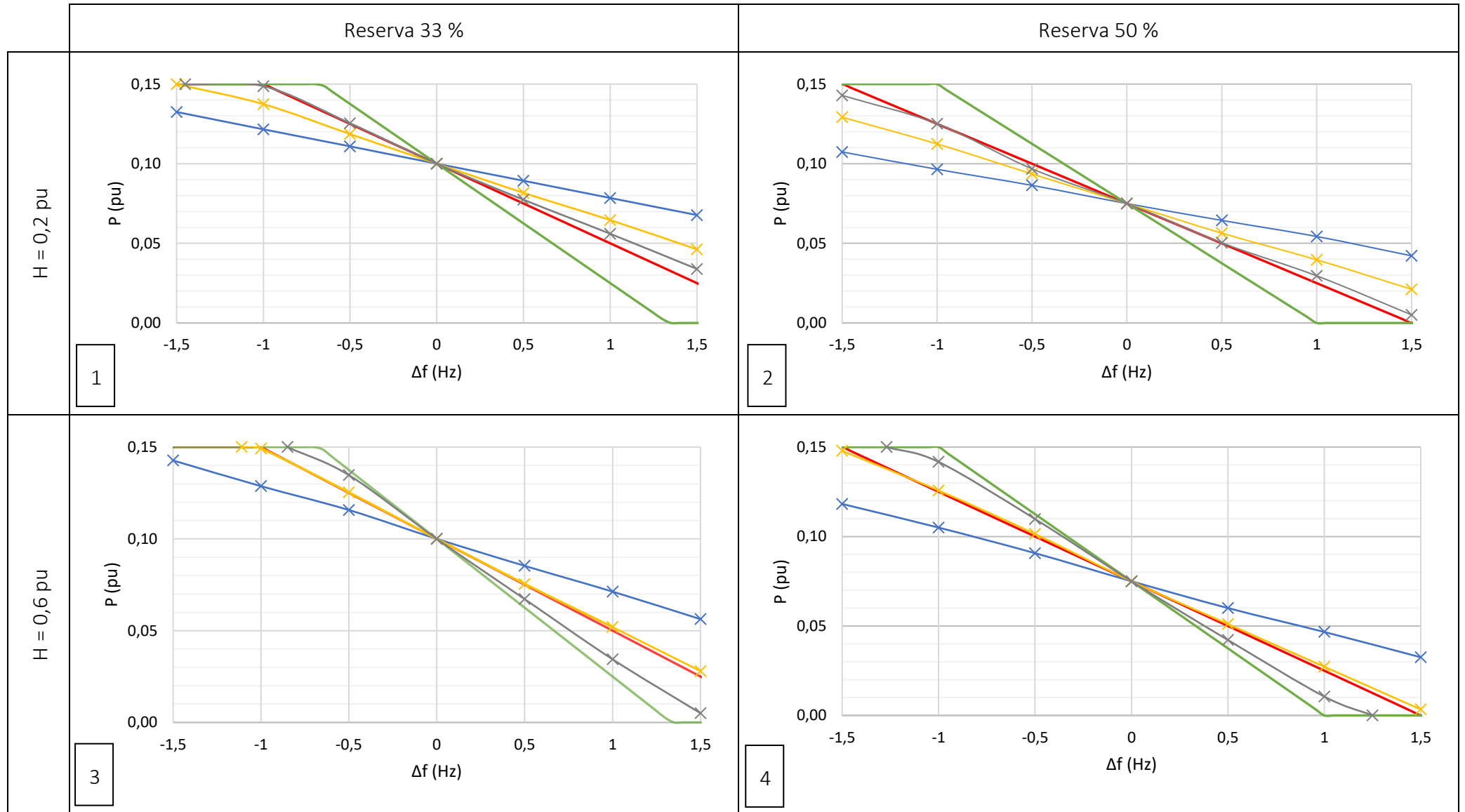


Tabela 18 - Resultados do conjunto de testes realizados para o modo sensível à frequência.



— Estatismo (6%) - P — Estatismo (4%) - P —x— Droop 10
—x— Droop 20 —x— Droop 30

São possíveis tirar diversas relações dos resultados alcançados descritos na tabela 18. O *droop*, parâmetro associado ao controlo de injeção de potência ativa por parte do controlo do modelo eléctrico da máquina, e a própria inércia da rede ao qual o modelo se encontra conectado são fulcrais para o bom comportamento do aerogerador no que toca ao cumprimento dos regulamentos requisitados. O nível de reserva a que o modelo do aerogerador opera também ocupa um papel importante, visto que, tendo uma maior margem de ceder potência ativa, pode atender a excursões de frequência de maior grau. Para os casos em que o aerogerador não conseguiu atender às oscilações de frequência geradas, ou em casos de $\Delta f > \pm 1,5$ Hz, o modelo de proteção associado ao aerogerador realiza a sua desconexão automática.

Comparando ainda ambas as características de inércia testadas, é interessante reparar que, para a mesma variação de frequência e nível de reserva, a contribuição de potência ativa do aerogerador é superior em redes de maior inércia, o que pode parecer contraditório. Isto deve-se ao facto de que para criar uma excursão de frequência para uma rede mais forte, gerando a mesma amplitude de Δf , é necessário criar um desequilíbrio maior entre a geração e o consumo, daí ΔP ser superior para o mesmo Δf em níveis de inércia superiores.

Relativamente ao nível de reserva do aerogerador, este parâmetro têm um impacto significativo para configurações de *droop* ≥ 20 , principalmente para as condições de reserva de 30 % em modo MLSF-U, sendo que até em casos pouco exigentes de $\Delta f > -1$ Hz os aerogeradores deixam de ter margem de apoio, atingindo a sua potência máxima. Se nestes casos o apoio para a contenção da queda da frequência não for suficiente, as proteções realizam a desconexão do mesmo, como é possível observar no teste 3, para as retas de *droop* ≥ 20 . De maneira oposta, para o modo MLSF-O, uma menor percentagem de reserva implica uma maior margem de manobra para diminuição da potência gerada para a rede.

Conclusão

O presente capítulo apresenta as principais conclusões obtidas ao longo da dissertação. São igualmente indicadas sugestões de trabalho futuro consideradas interessantes de serem desenvolvidas no âmbito do tema estudado.

Conteúdo:

6.1 Conclusões.

6.2 Trabalho Futuro.

6.1 Conclusões

A natureza estocástica de recursos energéticos renováveis, em particular, o vento, torna a introdução na rede elétrica de aerogeradores um desafio, e para ultrapassá-lo, surgiram regulamentos criados pelos reguladores de rede, nomeadamente a ENTSO-E, que têm como objetivo criar um conjunto de requisitos não exaustivos e coerentes de maneira a atender aos desafios do futuro. Assim sendo, para teste de integração de aerogeradores na rede elétrica, foi necessário estudar as tecnologias de aerogeradores existentes e, à luz das metodologias de testes existentes, estudar o comportamento de aerogeradores num ambiente de simulação e perceber se estes compactuam com diversos requisitos ilustrados no RfG.

O objetivo principal desta dissertação foi o estudo dos modelos de aerogeradores e sua dinâmica em ambiente de simulação no que toca ao controlo de tensão, capacidade de FRT e controlo de frequência. O caso de estudo teve em consideração dois modelos de aerogeradores desenvolvido pela Siemens presentes na biblioteca do programa de simulação PSS®E. Estes modelos pretendem reproduzir o comportamento dinâmico de um aerogerador do tipo 4, e foram avaliados segundo os requisitos do regulamento português mais recente, Portaria nº73/2020.

Depois de uma introdução geral ao panorama global em que nos encontramos relativamente à utilização de energias renováveis, nomeadamente fontes de geração eólicas, são apresentadas as tecnologias e os conceitos em redor das tipologias eólicas existentes. Cada um dos modelos genéricos é exposto juntamente com a sua configuração típica, enunciando as suas características principais como o tipo de gerador e o seu conversor elétrico. É apresentado também, já num contexto de simulação, cada um dos diagramas de blocos que completam cada tipo de aerogerador no programa de simulação PSS®E, com o intuito de explorar a dinâmica e o modo de funcionamento de cada aerogerador, e perceber como é que estes modelos traduzem cada tipo de aerogerador para um ambiente de simulação.

Dado o crescente número de aerogeradores a serem integrados na rede elétrica na última década, era indispensável a criação de regulamentação de maneira a normalizar características indispensáveis para o bom funcionamento e segurança, com especial ênfase no controlo de frequência, controlo de tensão e a sua capacidade de FRT. O capítulo 3 explora inicialmente o regulamento europeu que, elaborado em conjunto com a ENTSO-E, faz uma alusão à determinação de significância de aerogeradores, e segundo o seu tipo (Tipo A, B, C e D), são apresentados os requisitos gerais ao qual cada um deverá corresponder. O Tipo A, sendo um aerogerador com menor potência e com menor nível

de tensão no PdE, têm menos responsabilidades de controlo e manutenção de condições favoráveis para a produção e transporte de energia, ao contrário do tipo D, que sendo o aerogerador categorizado por ser o de maior potência e de maior nível de tensão no PdE, têm todas as responsabilidades dos tipos anteriores, e com condições de funcionamento mais exigentes. Os requisitos encontram-se divididos pela área geográfica de toda a UE e varia segundo tal. Depois de apresentado o regulamento europeu, é descrito o regulamento português e sua evolução até à presente Portaria nº73/2020, recentemente aprovada, ilustrando os principais requisitos a exigir aos aerogeradores em território Português no que toca ao controlo de tensão, frequência e capacidade de FRT.

O 4º capítulo apresenta a rede de teste, o modelo de aerogerador WT4, composto pelos módulos WT4G2 e WT4E2, os modos de controlo disponibilizados pelo modelo e os respetivos testes que ilustram a sua capacidade, não só de controlo de tensão, mas também de FRT. Testes esses baseados na metodologia apresentada no capítulo 2, tendo por base e prática existente atualmente por parte de um ORT e da IEC. Quando ilustrado o modo de funcionamento do modelo do aerogerador escolhido são ilustradas em detalhe os controlos possíveis juntamente com os diagramas de blocos responsáveis por tal, sendo estes fundamentais para entendimento das suas variáveis de controlo e desempenho do modelo testado. O controlo por comandos de tensão é gerido essencialmente pelo módulo WindVar presente no modelo de controlo elétrico WT4E2, e através das simulações realizadas é possível observar que este tipo de controlo é possível graças à tradução de um ΔU desejado num ΔQ , cujo valor se torna como valor de referência a produzir pelo módulo gerador WT4G2 (figura 37 e 38). O controlo por comandos de potência reativa (tabela 14) e por comandos de fator de potência (tabela 15) é realizado num outro módulo denominado módulo de controlo de potência reativa, no qual o modo de controlo pode ser alternado consoante a configuração desejada. No controlo por comandos de potência reativa, o valor a gerar de potência reativa é definido manualmente, tornando-se este o valor de referência a ser gerador pelo aerogerador. Para o controlo do fator de potência, é novamente introduzido um valor $\cos(\phi)$ desejado, e este faz a regulação automática do valor de potência reativa a injetar no PdE. Em seguida foi realizado o teste de FRT ao aerogerador. As cavas de tensão ao longo da curva FRT definida pelo regulamento português permitiram testar as proteções do aerogerador caso o nível de tensão ao longo do tempo cruzasse essa linha (figura 45). O caso concreto estudado foi uma cava de 0,15 pu. Para esta cava foram analisados os níveis de corrente reativa a injetar durante a falha na rede, e foi concluído que o aerogerador não cumpria nem o tempo nem o valor mínimo da componente de corrente reativa requisitada. O não cumprimento do regulamento apelou ao estudo das variáveis que têm forte contribuição

para o desempenho do aerogerador em casos de necessidade, como é o caso da capacidade de FRT. Variáveis como K_{qi} , K_{vi} , MAX IQ e IQ Gain mostraram-se fundamentais para o cumprimento dos níveis de injeção da componente de corrente reativa a injetar na rede (figura 54), mas também dos tempos e velocidade de resposta do aerogerador quando solicitado (figura 55).

No capítulo 5 é novamente ilustrada a rede de testes a utilizar para o propósito do estudo do controlo de frequência do aerogerador escolhido, sendo este composto pelos módulos REGCA1, REECA1, WTDTA e REPCA1. Após a apresentação dos módulos foi analisada a configuração para o controlo de frequência do aerogerador e testada segundo as metodologias já referidas. Estando o controlo primário de frequência operacional, foram introduzidos os conceitos de inércia e inércia sintética, sendo que estes apresentam um papel fulcral para a manutenção da estabilidade da rede elétrica. A inércia aplica-se essencialmente à rede “infinita”, visto que o aerogerador escolhido (tipo 4) se encontra desacoplado da rede. Por esta razão, toma-se a inércia da rede como uma variável de ambiente, variável essa que têm influência na capacidade de manutenção dos níveis de operabilidade considerados seguros da rede elétrica. A inércia sintética encontra-se associada ao aerogerador, e é representado pela variável *droop*, que define a resposta $\frac{\Delta P}{\Delta f}$, ou seja, a resposta em MW por unidade de frequência. É, portanto, uma das principais variáveis responsáveis pelos cumprimentos dos requisitos de aerogeradores em situações de subfrequências e sobrefrequências. Contudo, estes requisitos são aplicados caso a caso, pelo que não é exequível requisitar a um aerogerador sem qualquer reserva -que opera à potência máxima- que execute qualquer tipo de controlo em casos de subfrequências, o que torna o nível de reserva que cada gerador possui outra variável que influencia o desempenho de um aerogerador em situações em que este deve aplicar o MLSF-U ou MLSF-O. Através das retas limite de estatismo é possível delinear a área no qual o estatismo do aerogerador se deve encontrar (figura 61). Estas retas serviram de base para análise e posterior conclusões a retirar dos resultados obtidos ilustrados na tabela 18. Destes podemos confirmar que a inércia- característica intrínseca de uma rede elétrica- é fundamental para sustentar oscilações de frequência, dado que, para o valor de inércia inferior ($H=0,2$ pu), o aerogerador não atingiu a área de funcionamento pretendida em ambas situações de reserva, tanto para 50% e 30%, como para todos os valores de *droop*. Para o valor de inércia superior ($H=0,6$ pu), o aerogerador conseguiu responder dentro da área requerida para os valores de *droop* de 20 e 30. Para o caso em questão, com *droop* = 30, o nível de reserva do aerogerador já faz uma diferença significativa, sendo que para uma reserva de 50% foi possível responder numa excursão de frequência de -1,25 Hz, e para

a reserva de 30%, apenas -0,85 Hz. O mesmo se aplica para os restantes valores de *droop*, contudo, os desempenhos dos aerogeradores nessas configurações não estavam em conformidade com o requisitado.

O desenvolvimento do ambiente de simulação para testes de conformidade, tanto para controlo de tensão como para controlo de frequência revelou-se fundamental para as avaliações de cada modelo testado. Assim sendo, quaisquer das metodologias desenvolvidas podem ser aplicadas a qualquer modelo de aerogerador em ambiente de simulação bastando para isso apenas conhecer os seus módulos de funcionamento e as suas configurações de operação.

Com o objetivo de sintetizar todo o conteúdo da dissertação e disponibilizá-lo em formato inglês, foi redigido um artigo que se encontra em anexo [Anexo E].

6.2 Trabalho Futuro

Relativamente à oportunidade de uma investigação mais aprofundada no campo do controlo de tensão e frequência em redes de energia elétrica por parte de aerogeradores, seria interessante explorar os seguintes tópicos:

- Plataforma de simulação automática: Aumentar as funcionalidades da plataforma de simulação desenvolvida que permita a automação dos testes conduzidos nesta dissertação [Anexos 1-D, 2-D]. Esta plataforma simularia a resposta de modelos eólicos a cavas de tensão e excursões de frequência de forma automática, sendo que apenas seria necessário introduzir o modelo de estudo, configurar definições da rede elétrica e parâmetros do aerogerador, e escolher o modelo de teste a executar.
- Simulação de outros modelos de aerogeradores: Aplicar às metodologias criadas outros modelos de aerogeradores e comparar os resultados dos mesmos de maneira a poder avaliar os seus desempenhos.
- Custos dos requisitos do RfG: Sendo que os requisitos exigidos aos aerogeradores tendem a aumentar o custo de produção dos mesmos, seria interessante realizar a identificação dos custos e benefícios da aplicação de certos requisitos como por exemplo a capacidade de FRT em aerogeradores.

Referências

[1] IEA. Renewables - *World Energy Outlook 2019*.

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/electricity#abstract>

Acedido a: 02-01-2020.

[2] European Commission (2019). - The European Green Deal

https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

Acedido a: 08-09-2020.

[3] APREN. (2019). Boletim eletricidade renovável.

<https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/boletim-energias-renovaveis-vf-1219.pdf>

Acedido a: 10-09-2020.

[4] Energias Endógenas de Portugal. (2017). Parques Eólicos em Portugal.

<http://e2p.inegi.up.pt>

Acedido a: 13-09-2020.

[5] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). Type 1 - Generic Wind Turbine Generator Model (Phase II).

<https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt1-generic-wind-model/>

Acedido a: 25-09-2020.

[6] Ackermann, T. Wind Power in Power Systems. In *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2012, 1120 pág. ISBN: 978-0-470-97416-2.

[7] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). Type 2 - Generic Wind Turbine Generator Model (Phase II).

<https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt2-generic-wind-model/>

Acedido a: 25-09-2020.

[8] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). Type 3 - Generic Wind Turbine Generator Model (Phase II).

<https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt3-generic-wind-model/>

Acedido a: 25-09-2020.

- [9] EirGrid. (2017). Fault Ride Through Technical Assessment Report Template, 1.1,1-17.
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Wind-Farm-Connection-Fault-Ride-Through-Study-Template.pdf>
Acedido a: 20-10-2020
- [10] EirGrid. (2019). WPFS Frequency Response Test Procedure, 0.1, 1–47.
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/WPFS-OR-test-procedure-template.docx>
Acedido a: 20-10-2020
- [11] IEA (2019). European Union 2020.
<https://www.iea.org/reports/european-union-2020>
Acedido a: 27-09-2020
- [12] G. Lalor, A. Mullane, and M. O’Malley (2005). Frequency control and wind turbine technologies. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4).
- [13] IEC. (2019). Grid code compliance assessment methods for grid connection of wind and PV power plants. IEC TS 63102 ED1, 1–46.
- [14] Blaabjerg, F., Iov, F., Chen, Z., & Ma, K. (2010). Power electronics and controls for wind turbine systems. In 2010 IEEE International Energy Conference and Exhibition, EnergyCon 2010.
<https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2010.5771701>.
Acedido a: 10-02-2020
- [15] DGEG. (2018). Despacho No7. Regulamentação de Tipos A, B, C e D. 1, 1-1.
<https://www.dgeg.gov.pt/media/bftlgisi/i015692.pdf>
Acedido a: 20-10-2020
- [16] Comissão Europeia. (2016). REGULAMENTO (UE) 2016/ 631 DA COMISSÃO - de 14 de abril de 2016 - que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. 2.
- [17] Paiva, José Pedro Sucena. Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistémica 4ª ED. IST Press, 2015, 787 pág, ISBN: 9789898481412.
- [18] EWEA. (2008). European Grid Code Requirements for Wind Power Generation 1-12.
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/080307_WGGCR_final.pdf
Acedido a: 20-10-2020

- [19] EWEA. (2005). Large scale integration of wind energy in the European power supply: Analysis, issues, and recommendations. 1-172.
- [20] Ministério da Economia. (2010). Regulamento da RNT E RND. Diário Da República. [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/rededistribuiçao/Documents/Portaria 596-2010 RRT RRD.pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/rededistribuiçao/Documents/Portaria%20596-2010%20RRT%20RRD.pdf)
Acedido a: 23-04-2020
- [21] Lopes, J. A. Peças. (2018). Requisitos Técnicos a Exigir à Produção Eólica. Dia Mundial Do Vento, 18.
<https://www.apren.pt/contents/documents/dia-do-vento-requisitos-de-rede-jpl.pdf>
Acedido a: 20-10-2020
- [22] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). WT4 - Generic Wind Model - ESIG.
<https://www.esig.energy/wiki-main-page/wt4-generic-wind-model/>
Acedido a: 04-04-2020
- [23] Persson, M. (2017). Frequency Response by Wind Farms in Power Systems with High Wind Power Penetration. 1-178.
- [24] EU-SysFlex. (2019). Product Definition for Innovative System Services. D3.1, 1-96.
https://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2019/08/D3.1_Final_Submitted.pdf
Acedido a: 20-10-2020
- [25] Chabek, K. (2013). Wind turbine plant capabilities report. AEMO, Wind Integration Studies.
- [26] Siemens Power Technologies International. (2017). PSSE 34.2 Program Application Guide II. Siemens Industry.
- [27] Siemens Power Technologies International. (2017). PSSE 34.2 Model Library. Siemens Industry.
- [28] EirGrid. (2016). WFPS Reactive Power Control Test Procedure, EirGrid Confidential, 0.1, 1–24.
- [29] Miller, N. W., Sanchez-gasca, J. J., & Clark, K. (2010). Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies. GE Energy, 4.5, 93.
- [30] EirGrid. (2016). WFPS Active Power Control Test Procedure. EirGrid Confidential, 0.1, 1–17.
- [31] Diário Da República. (2020). Requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), Portaria nº 73/2020, 1, 39.

[32] EPRI. (2015). Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models. 74.

[33] WECC. (2014). WECC Wind Plant Dynamic Modeling Guidelines. November 2010, 1–41.

[34] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). Type 4 – Generic Wind Turbine Generator Model (Phase II)

<https://www.esig.energy/wiki-main-page/type-4-generic-wind-turbine-generator-model-phase-ii/>

Acedido a: 08-11-2020

A. Ficheiros DYR

A1. Controlo de Tensão

3 'GENCLS' 1 0.0 0.0 /
1 'WT4G2' 1
0.2000E-01 0.20000E-02 0.40000 0.90000
1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /
1 'WT4E2' 1 1 0 0 0
0.00000 15.000 2.0000 0.08000 0.0100 0.0000
0.08000 1.0000 -1.20000 1.10000 0.0000 0.50000
-0.50000 0.05000 0.0100 0.87500 1.1250 55.0000
0.05000 0.0500 1.1150 1.25000 1.0850 0.0200
0.87500 0.0500 0.0000 2.00000 1.0000 1.0000
1.00000 1.0000 1.1000 0.14154 /

Proteções:

0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.04 5.0 0.01 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.05 5.0 0.2 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.0785 5.0 0.25 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.107 5.0 0.30 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.1355 5.0 0.35 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.164 5.0 0.40 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.1925 5.0 0.45 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.221 5.0 0.50 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.2495 5.0 0.55 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.278 5.0 0.60 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.3065 5.0 0.65 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.335 5.0 0.70 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.3635 5.0 0.75 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.392 5.0 0.80 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.4205 5.0 0.85 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.449 5.0 0.90 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.4775 5.0 0.95 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.506 5.0 1.00 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.5345 5.0 1.05 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.563 5.0 1.10 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.5915 5.0 1.15 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.62 5.0 1.20 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.6485 5.0 1.25 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.677 5.0 1.30 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.7055 5.0 1.35 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.734 5.0 1.40 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.7625 5.0 1.45 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.791 5.0 1.50 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.8195 5.0 1.55 0.00 /
0 'USRMDL' 0 'VTGTPA' 0 2 6 4 0 1 1 1 '1' 0 0 0 0.85 5.0 1.60 0.00 /

A2. Controlo de Frequência

```
3 'GENCLS' 1 0.25 0.0 /
1 'REGCA1' 1
1 0.20000E-01 10.000 0.90000 0.40000 1.2200
1.2000 0.80000 0.40000 -1.3000 0.20000E-01 0.70000 999.00 -999.00 1.0000 /
1 'REECA1' 1 0 0 1 1 1 1
-99.000 99.000 0.0000 -0.50000E-01 0.50000E-01
0.0000 1.0500 -1.0500 0.0000 0.15000
0.0000 0.0000 0.50000E-01 0.40000 -0.40000
1.1000 0.90000 0.0000 0.10000 0.0000
120.00 0.0000 0.20000E-01 99.000 -99.000
1.0000 0.0000 1.7000 0.40000E-01 0.29000
1.2500 1.3300 0.0000 0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 0.0000 1.1500 1.1000
1.2400 2.0000 1.2400 0.0000 0.0000 /
1 'WDTA1' 1
5.3000 0.0000 0.92000 2.1320 1.0000 /
1 'REPCA1' 1
0 0 0 '0' 1 1 0
0.20000E-01 18.000 5.0000 0.0000 0.15000
-1.0000 0.0000 0.0000 0.0000 999.00
-999.00 0.0000 0.0000 0.43600 -0.43600
0.10000 0.50000E-01 0.25000 0.0000 0.0000
999.00 -999.00 999.00 -999.00 0.10000
20.000 0.0000 /
1 'REGCA1' 2 1
0.20000E-01 10.000 0.90000 0.40000 1.2200
1.2000 0.80000 0.40000 -1.3000 0.20000E-01 0.70000 999.00 -999.00 1.0000 /
1 'REECA1' 2 0 0 1 1 1 0
-99.000 99.000 0.0000 -0.50000E-01 0.50000E-01
0.0000 1.0500 -1.0500 0.0000 0.15000
0.0000 0.0000 0.50000E-01 0.40000 -0.40000
1.1000 0.90000 0.0000 0.10000 0.0000
120.00 0.0000 0.20000E-01 99.000 -99.000
1.0000 0.0000 1.7000 0.40000E-01 0.29000
1.2500 1.3300 0.0000 0.0000 0.0000
0.0000 0.0000 0.0000 1.1500 1.1000
1.2400 2.0000 1.2400 0.0000 0.0000 /
1 'WDTA1' 2
5.3000 0.0000 0.92000 2.1320 1.0000 /
1 'REPCA1' 2 0 0 0 '0' 1 1 0
0.20000E-01 18.000 5.0000 0.0000 0.15000
-1.0000 0.0000 0.0000 0.0000 999.00
-999.00 0.0000 0.0000 0.43600 -0.43600
0.10000 0.50000E-01 0.25000 0.0000 0.0000
999.00 -999.00 999.00 -999.00 0.10000
20.0      0000 /
```

B. Dados da Rede Teste

Tabela 1-B – Dados da Rede de Teste.

<i>Bus</i>	<i>Bus Id</i>	kV base	U (pu)
1	<i>Wind-Gen</i>	60	0,9972
2	<i>Load</i>	60	0,9844
3	<i>Inf Bus</i>	60	1

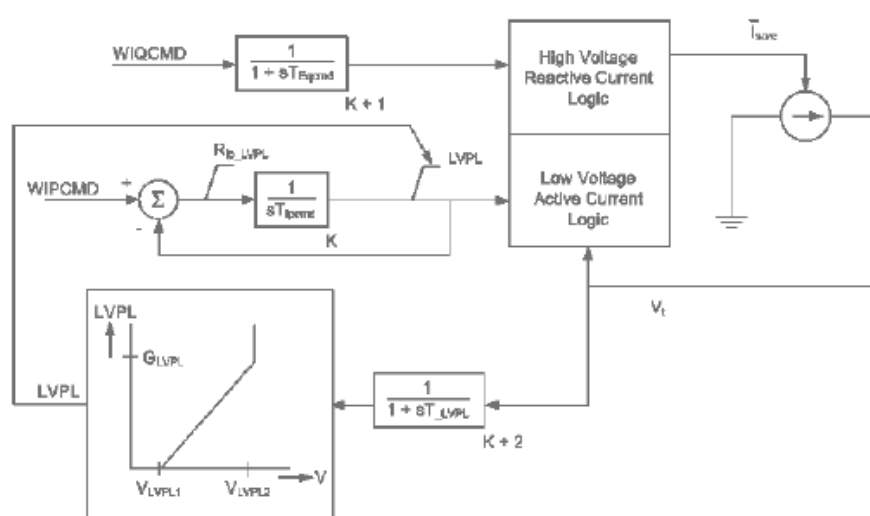
<i>Bus</i>	P (MW)	Q (Mvar)
<i>Wind-Gen</i>	10,0015	2,0309
<i>Load</i>	-20	-8
<i>Inf Bus</i>	9,9921	7,112

<i>Branch</i>	R (pu)	$X = 0,4 \frac{\Omega}{Km}$	B (pu)
1-2	0	0,777777 (≈70 Km)	0
2-3	0	0,222222 (≈20 Km)	0

<i>Bus</i>	Modelo	Tecnologia	Módulos
1	WT4	Wind	Modelo eólico composto por: WT4G2 e WT4E2
	WT4 2ºGen	Wind	Modelo eólico de 2ª geração composto por: REGCA1, RECCA1, REPCA1 e WTDTA1
3	GENCLS	Diesel	Modelo Genérico de Gerador a Diesel

C. Modelos de Simulação

C1. WT4G2



C2. WT4E2

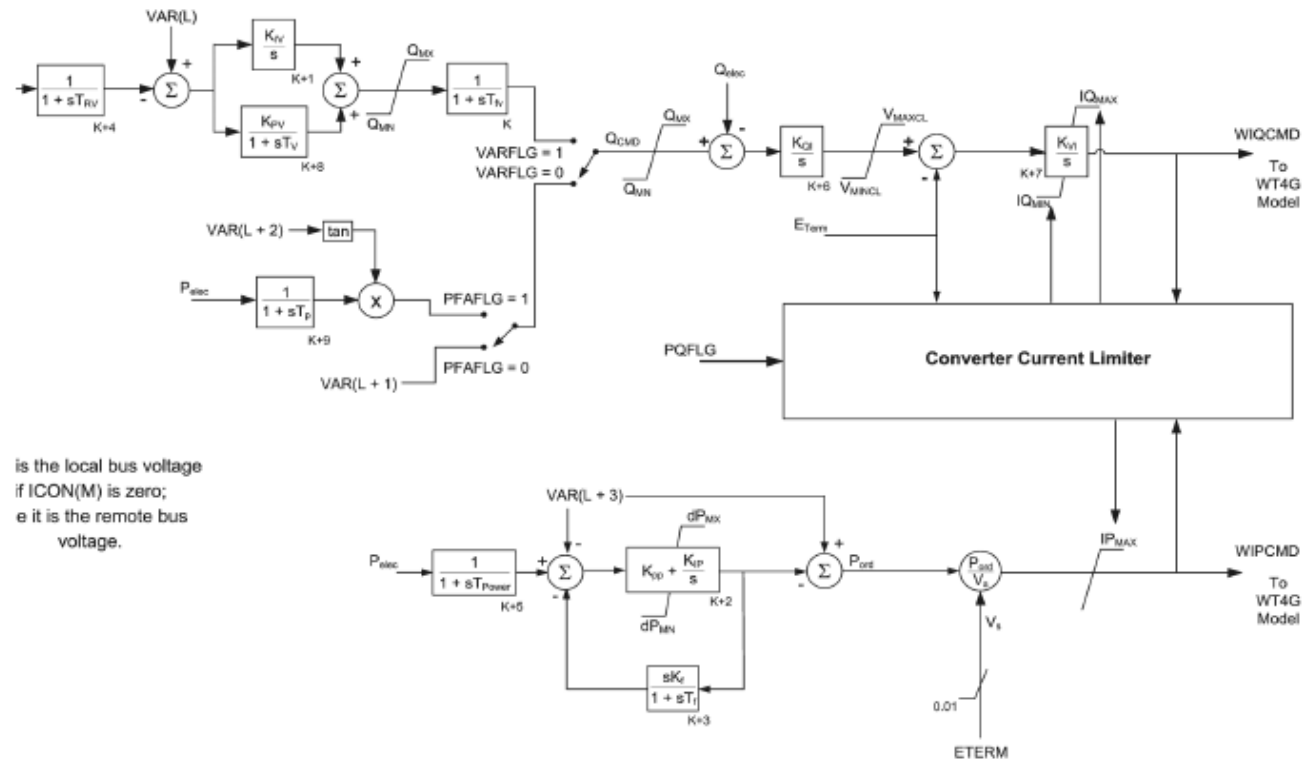
SIEMENS

Generic Renewable Electrical Control Models
WT4E2

PSS®E 34.2
PSS®E Model Library

Four possible configurations:

1. Current North American configuration with WindVAR:
varflg = 1; pfaflg = 0; Kqi small (0.1)
2. Current North American configuration without WindVAR:
varflg = 0; pfaflg = 0; Kqi = very small (or 0.).
3. European (PFA control) with WindVAR:
varflg = 1; pfaflg = 0; Kqi large; Kvi larger
4. European (PFA control) without WindVAR:
varflg = 0; pfaflg = 1; hold desired PFA Kqi large ; Kvi larger



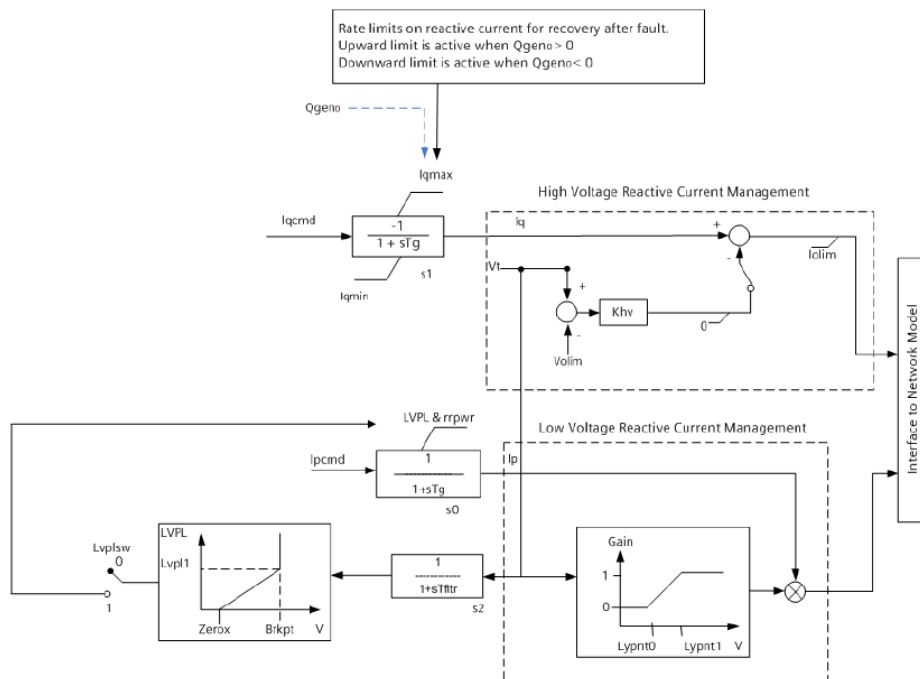
is the local bus voltage
if ICON(M) is zero;
e it is the remote bus
voltage.

C3. REGCA1

PSS®E 34.2
PSS®E Model Library

SIEMENS

Generic Renewable Generator/Converter Models
REGCA1

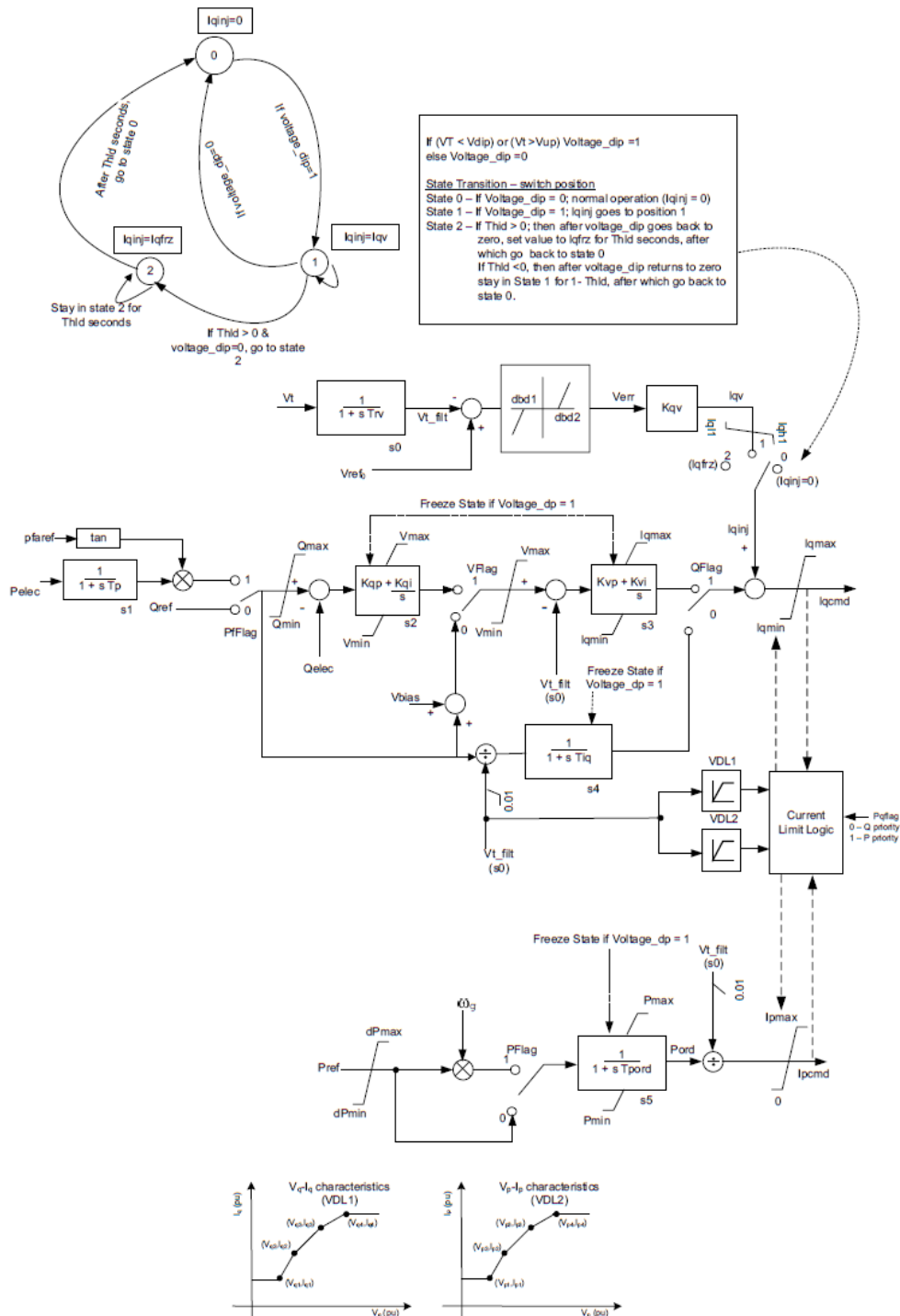


C4. REECA1

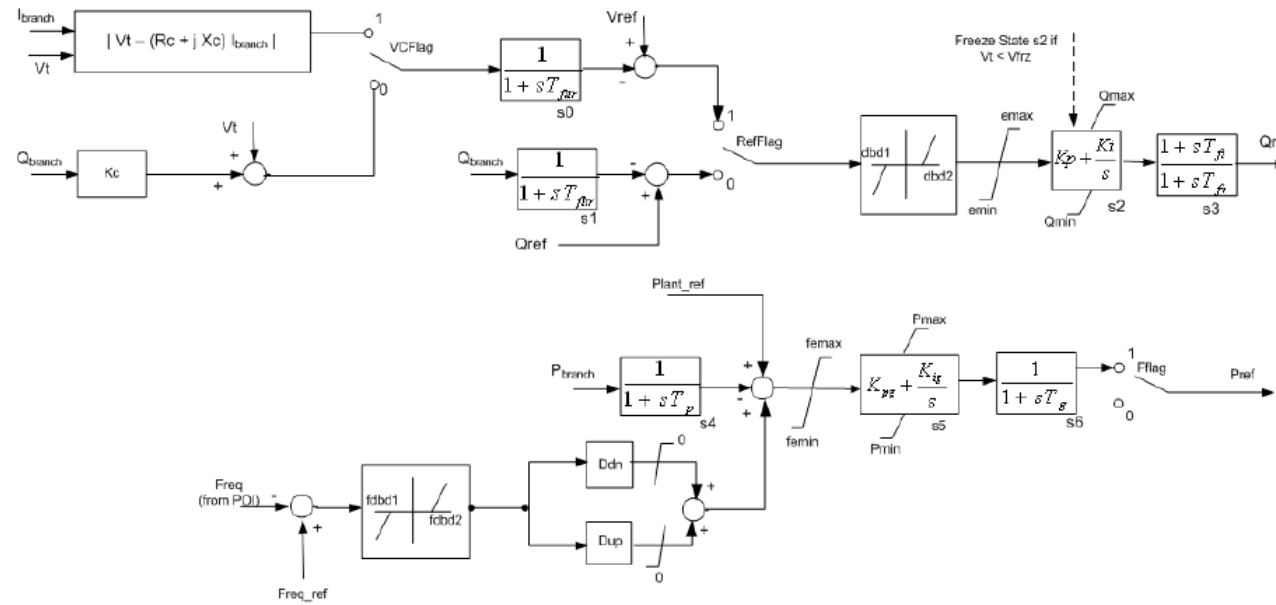
PSS®E 34.2
PSS®E Model Library

SIEMENS

Generic Renewable Electrical Control Models
REECA1



C5. REPCA1

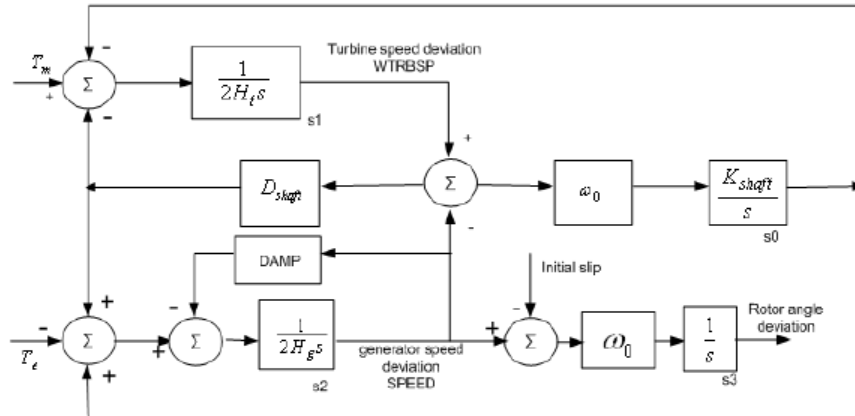


C6. WTDTA1

SIEMENS

Generic Renewable Drive Train Models
WTDTA1

PSS®E 34.2
PSS®E Model Library



$$H_t = H \times H_{tra}$$

$$H_g = H - H_t$$

$$K_{skgf} = \frac{2H_t \times H_g \times (2\pi \times \text{Freq})^2}{H \times \omega_0}$$

$$\omega_0 = 2\pi \times \text{system nominal frequency}$$

D. Plataforma de Simulação

74 GUI

— □ ×

-Introducao:

Esta interface grafica foi desenvolvida com o intuito de tornar a interacao do utilizador com as metodologias de teste mais intuitivas. Esta aplicacao reúne aqui as metodologias de teste de FRT para o modelo de aerogeradores constituído pelos modulos WT402 e WT4E2 presente no PSS/E, e para a metodologia de teste de Frequencia, os modulos REGCAL, REECAL, REPCAL e WIDTAL, também presentes no software PSS/E. Todos estes modulos são explicados ao detalhe no documento da Tese.

O objetivo desta interface passa também por tentar criar uma ferramenta pratica e util para a realizacao de testes de estabilidade de tensao e frequencia em laboratorio.

No futuro, com o tratamento de um maior numero de modulos integrados nesta plataforma, esta ferramenta permitiria testar grande parte dos aerogeradores existentes no mercado e realmente perceber se estes constituem as caracteristicas necessarias para conferir com os requerimentos presentes Portaria n. 73/2020, lançado pelo Ministerio da Economia, Inovacao e do Desenvolvimento.

-Metodologia FRT:

De maneira a conseguir testar o comportamento do proprio aerogerador perante quaisquer falhas na rede que coloquem em risco os niveis de tensao aceitaveis no ponto de interligacao do aerogerador com a rede electrica, foi introduzida em simulacao uma reatancia capacitiva (negativa) de maneira a criar uma queda de tensao controlada no barramento 1 e assim conseguir percorrer todos os limites da curva do FRT, variando o tempo de duracao do afundamento e do nivel de tensao. Para alem do teste da curva FRT, e também necessario verificar os niveis de potencia reativa injetados e qual o periodo de tempo que esta injecao demorou a ocorrer.

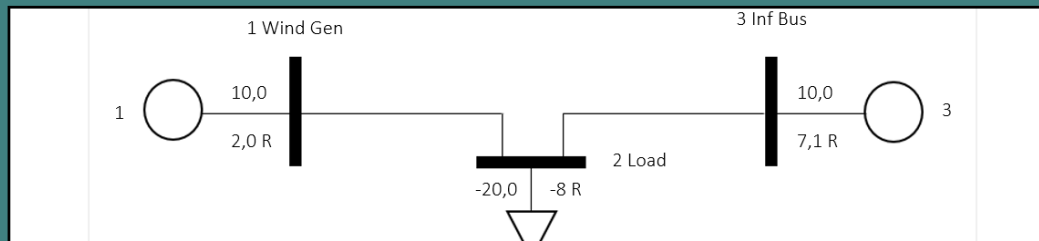
-Metodologia teste de Frequencia:

Para a realizacao do teste de frequencia foram criados steps de carga de maneira a introduzir uma variacao na velocidade do rotor do aerogera dor. No caso em que esta variacao e positiva, o gerador reduz a injecao de potencia ativa de maneira a manter niveis estaveis de frequencia na rede. No caso em que a variacao de velocidade e negativa, o gerador e obrigado a injetar maiores niveis de potencia ativa de maneira a incrementar novamente a velocidade do rotor, rectificando os niveis de frequencia. São novamente estes niveis de injecao de potencia, neste caso, potencia ativa que são comparados com os requerimentos presentes no decreto de lei mencionado anteriormente e perceber se os modulos testados estão em acordo com os mesmos.

Nota: Para ambas as metodologias foram utilizadas as mesmas configuracoes de rede, porem, o gerador que representa a rede infinita (GENCLS) sofre alteracoes no ficheiro .dyr, no parametro da inercia do gerador (H), consoante o teste a realizar.

FRT Test

Frequency Test



Fault Ride Through Test

Open Case Data

Open Dynamics File

Fault Duration (s)

1.2

Shunt Reactance X (pu)

-0.5E+3

Run

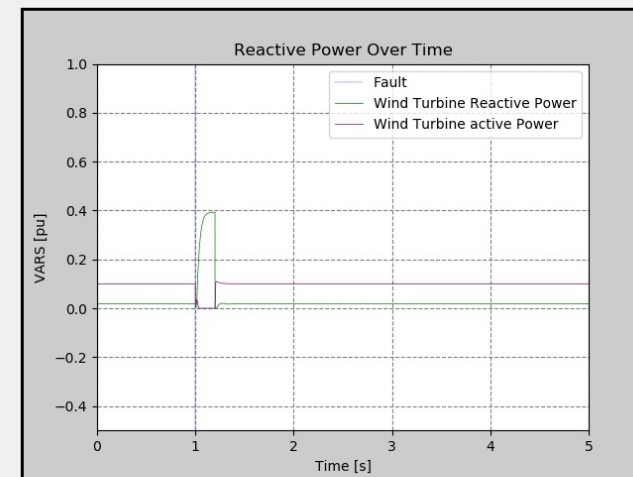
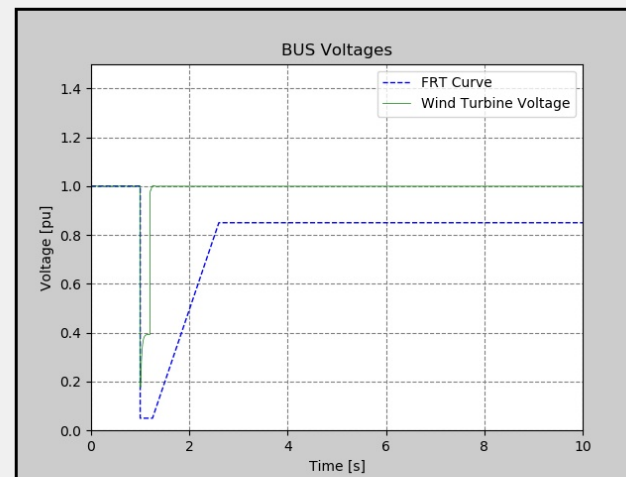
The Saved Case in file D:\Tese\Rede\Rede.sav was saved on THU, JUL 09 2020 17:40

The following option settings are changed to the settings contained in the Saved Case File:

** BASE FREQUENCY option setting set to 50.0000

ITER	DELTAP	BUS	DELTAQ	BUS	DELTA/V/	BUS	DELTAANG	BUS	
0.0	0.0000(	1	)	0.0000(	2	)			
0.5	0.0000(	1	)	0.0000(	2	)	0.00000(	1	)
1.0	0.0000(	1	)	0.0000(	2	)	0.00000(	2	)

Reached tolerance in 1 iterations



Methodologies for conformity testing of wind generator models for voltage and frequency control on power grids

Diogo Gomes Carrilho · Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Abstract – The main goal is the development of a methodology that allows to evaluate a model of a determined wind generator, their components, characteristics, and dynamics of operation in relation to different types of control. These are grouped in voltage control and frequency control. The testing methodology developed was based on the conformity tests carried out by a transport system operator and IEC (International Electrotechnical Committee). In those tests not only the capacity of being connected to the grid during a voltage drop -Fault Ride Through (FRT)- but also the activation of the frequency sensitive mode (generator response to system frequency deviations) are the main characteristics analyzed, being these fundamental properties in the profile of a wind turbine generator (WTG) for the contribution of safety and stability of the electric grid. Based on the results achieved, a performance assessment of the wind turbine is carried out based on the requirements stipulated by Portuguese legislation, “Portaria No. 73/2020”, and it is concluded whether it meets the required parameters. From the analysis of the results it was possible to confirm whether the models tested were within the requirements defined by the network code. In addition, it was also possible to establish a new test methodology, based on EirGrid and IEC compliance tests, which will serve as a basis for future work in the field of wind turbine testing.

Keywords: Voltage control; Frequency control; Fault ride through (FRT); Frequency sensitive mode (FSM); Wind turbine generators test procedures; Requirements for Generators (RfG).

I. INTRODUCTION

The growth and development of all world economies has a strong dependency with the energy sector. Electricity is a necessary tool, and more than a tool, it is a necessary asset for the modern society. The increase in electricity demand is the main reason for the continuous growth of emissions of polluting greenhouse gases sent to the atmosphere (such as CO₂), and this is one of the key reasons why energy production needs to be decarbonized to meet the purpose of providing clean energy and to replace classic power plants whose source are fossil fuels [1].

One of the main factors that is contributing to growth of renewable energy, in particular, wind energy, is the deactivation of coal, gas and natural gas power plants, derived from the support of sustainable policies taken by many countries that belong to the European Union- EU. In the last two decades, EU has been one of the most

concerned political groups with the will to erase greenhouse gases (GHG) emissions. In fact, EU has established climate neutrality until 2050, and a reduction of 50 % on the emission of GHG with the new ecologic European pact “European Green Deal” [2].

The Portuguese panorama follows the tendency of wind power growth registered globally. On the last year (2019), Portugal achieved new records of wind power generation, reaching 11,9 TWh in November of the same year, and peaking 103,1 GWh on the 22nd of November 2019, which shows the Portuguese government's commitment to follow Europe greener policies [3].

However, given the stochastic nature of wind generated energy, since the wind speed is not constant, there will always be an inherent variation in the energy production by this source, which poses new challenges for transmission system operators (TSOs) and for distribution system operators (DSO). The integration of wind farms into electrical networks requires a study of the dynamics of the generators at the point of interconnection (POI) to the grid, in order to understand whether this new energy source guarantees it fulfills all the requirements for generators (RfG) established by the European Committee [4], and if it meets the required parameters stipulated by the Portuguese legislation, “Portaria No. 73/2020” [5], which is based on the RfG. To overcome technical challenges brought by the integration of wind energy, energy services were requested to guarantee robustness to the grid and quality for the energy generated, ensuring at the same time safety for the entire electrical system. Among those services, the most desired are voltage and frequency control [6]. It is within the scope of the analysis of the RfG and the main services provided by WTG's (voltage and frequency control) that the necessity to create a methodology to test models of wind turbines arises.

II. PORTUGUESE RfG

The current Portuguese grid code (Portaria n°73/2020, 16th March 2020) is based on the European one (2016/631 Commission from 14th April 2016) [4, 5]. It specifies technical conditions for connection and operation of WTGs like the voltage and frequency range where they should operate, the capacity of FRT and more specifically the levels of injection of active or reactive current after the occurrence of a fault on the electrical grid.

A. Determination of Significance.

The introduction of the concept of attribution of a degree of significance to a generator unit (SGU) had the objective of classifying each generator to groups, to achieve less exhaustive requirements in general. Also, it allows to require to the least influent WTG connected to the grid (type A) some contribution to the voltage and frequency control of the grid, while requiring to the most influent WTG (type D) a stricter control of the same parameters. These categories are defined by the voltage at the point of interconnection (POI) and the power of the WTG, as shown below.

Table 1 - SGU defined by the Portuguese RfG [7].

SGU	Portugal
Type A	< 110 kV $0,8 \leq kW \leq 1000$
Type B	< 110 kV $1 < MW \leq 10$
Type C	< 110 kV $10 < MW \leq 45$
Type D	≥ 110 kV ≥ 45 MW

Since the characteristics of the generator to be tested in the next sections match the type C, the requirements to be presented onwards only follow this SGU.

B. Voltage Requirements

The voltage at any node in the electrical grid is mainly determined by the interaction between the reactive power dynamics (consumption and generation), the network topology, and the voltage level of its buses. Voltage control involves mainly reactive power control, a control that has been identified as one of the main services that TSOs require. Its controls can be either manual or automatic and aims to maintain voltage levels or reactive power levels according to the operating point defined by the TSO or DSO [6, 8].

Fault ride through capability is one of the main requirements within the scope of voltage control, and it represents the capacity of a WTG to stay connected to the grid during grid faults and being able to contribute to the restoration of nominal conditions. Failures in the electrical system can generate voltage pits of such magnitude that they can lead to a generalized generation loss at national level. To prevent this from happening, FRT is one of the requirements required of generators to further reduce generalized voltage collapse sites. The image below illustrates the operating areas where WTGs of type C should keep connected, after a shortage on the grid. If the voltage level drops below the marked curve, the generator should disconnect immediately.

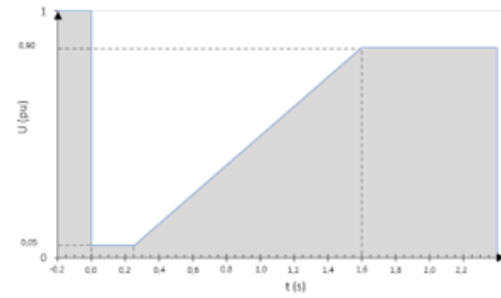


Figure 1 - FRT profile for WTG type C [5].

In the occurrence of a fault in the grid, WTGs should provide reactive current during voltage dips to avoid further disconnections and consequently, an even worse voltage dip, until normal conditions are achieved. Below is represented graphically the requirements of reactive current injection per voltage dip magnitude.

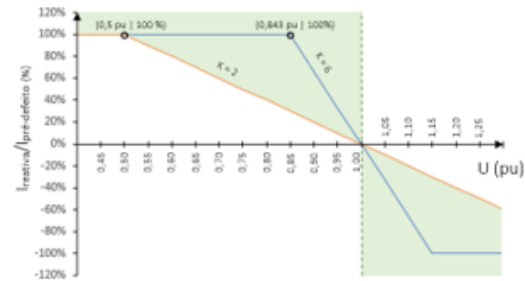


Figure 2 -Reactive current injection requirements [5].

This requirement has the particularity of sharing different gradients ($2 \leq K \leq 6$) which lets TSO and DSO discuss which gradient K should be applied to individual WTGs. For the compliance of the requisite shown, the value of the reactive current injected should always be above the curve outlined by the gradient applied.

C. Frequency Requirements.

The frequency of an electrical network depends mainly on the instantaneous balance between the requested and supplied active power, and the inertia observed in the electrical system. Frequency control is one of the main requirements at what it concerns to the RfG and one of the main services required by TSOs and DSOs.

When in frequency-sensitive control mode, in case of over-frequencies, the response of the active power from the WTG is limited by the minimum value set, in contrast to the case of sub-frequencies, whose response of the active power is limited by the maximum level of capacity of the generator module. It is important to bear in mind that this response is always dependent on the environmental conditions and availability of the primary energy source [4].

The following table specifies the requirements to be applied to WTG from type C. It mentions the active power range compared to maximum capacity $|\Delta P| / P_{max}$, the insensitivity to frequency response, $|\Delta f_i|$ and $|\Delta f_i| / f_n$, expressed respectively in 'mHz' and '%', the deadband associated to the frequency control and the droop characteristic of the WTG.

Table 2 - Requested parameters to the frequency control mode for type C WTGs.

Parameters	Range
$\frac{ \Delta P }{P_{max}}$	5%
$ \Delta f_i $	10 mHz
$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02%
Deadband	0 mHz
Droop (S)	4% - 6%

III. VOLTAGE CONTROL

A. Test Grid.

The network used to illustrate this voltage control capability is called "test grid" and is based on a simple 3-bus system (based on the EirGrid test network for reactive power control testing [9]), which is represented in the figure 3.

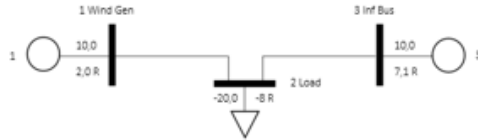


Figure 3 - Test grid.

This grid topology allows direct interaction between the used WTG model represented in bus 1 'Wind Gen', the bus 2 'Load', and the bus 3 'Inf Bus', which represents an upstream grid. Also, the presence of the bus 'Load' enables the possibility to unbalance voltage levels or even to generate bus faults, testing FRT capability.

B. WTG Model.

The WTG model used is the WT4 model present in the used software library PSS®E. The interest in using the WT4 model arose due to the fact that this is the only model with parameters that allow to characterize the wind turbine response in cases where it is necessary to test the FRT capability of the WTG [10, 11]. This model consists

of two modules, WT4G2 (electric generator/converter) and WT4E2 (electric controller). The interaction between these two modules is represented below.

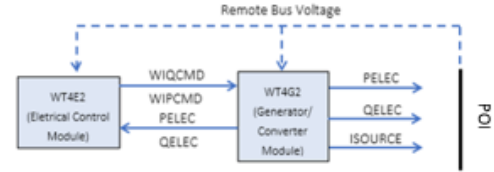


Figure 4 - WT4 module interactions [10, 12].

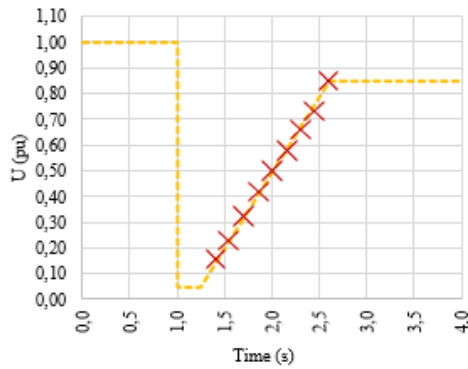
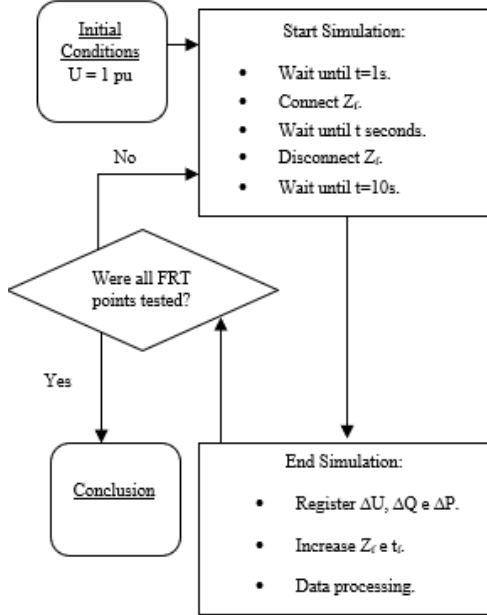
Generator / Electric Converter Module: Performs an interface between the wind turbine and the grid and is responsible for calculating the current to be injected (ISOURCE) in the PDE. This calculation has as input data the active and reactive power commands from the electrical control module (WQCMD and WPCMD), and through "special" logic - namely filters for high / low voltage conditions - the calculation is processed according to conditions of the module in question [10, 12].

Electrical Control Module: It is in charge of managing information from the outside, namely the types of possible control of the wind turbine, that is voltage control, power factor control and reactive power control, which, depending on these conditions, generates a power command. active and reactive to request the generator module (WPCMD and WQCMD). The control of active power was not designed in this model for dynamic simulations, so its injection is merely dependent on conditions of the "special" logic present in the generator/electrical converter module. There is another additional logic block present in the electrical control module that manages the injection limits of both active and reactive power in the network, depending on the priority defined by the user [10, 12].

C. FRT Test Methodology.

As mentioned before, FRT capability is part of the robustness requirements of a wind turbine, whatever its type. To test this capability, which is required to every WTG to be able to operate on an electrical grid, the following methodology was developed (flowchart 1) in order to check if the WTG can support the FRT profile represented on figure 1 and to reach results such as the levels of the reactive current injection and the time it takes to the WTG to do so. The methodology used is based on the simulation of a three-phase fault with a fault impedance (Z_f), located on the load bus, which regulates the voltage level for the designated voltage pits, as well as its duration (tf). The flowchart shown describe the logic responsible for the tested pits represented in graph 1 by 'X' along the FRT profile.

Flowchart 1 - FRT conformity test methodology.



Although the WTG could maintain the connection on the points marked above, to claim that this model is covenant with the RfG, it is also necessary to check the amount of reactive current injected in those points. To make this evaluation, it is necessary to register the ΔQ during the fault occurrence. The following figure represents the levels of the reactive current component (orange) injected during the voltage pit, in relation to the current that was being injected before the fault. In red and blue are presented respectively the minimum and maximum limits of the reactive current component, as described in Figure 2. From the results presented below, we can conclude this WTG with default parameters does not comply with the RfG, since the levels of reactive current component are below the minimum levels required.

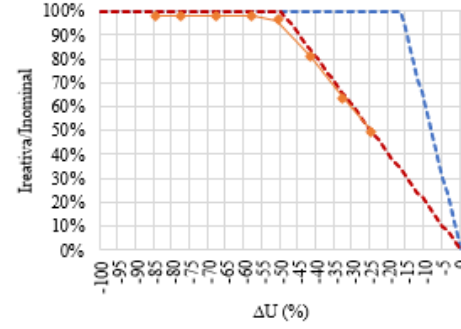


Figure 5 -FRT points tested.

The operation of any module present in the wind turbine model, in this case the WT4 model, is characterized by the dynamics file (dvr). To improve the results achieved previously, key parameters such as K_{qi} and K_{vi} have been changed that directly influence the module that controls reactive injection in the network, but also variables such as MAX IQ and IQ Gain, parameters that influence particular behavior operation during faults. To compare impact of these variables, the alteration of each one was grouped in two different sets of tests.

Table 3 - Tested variables.

Variables	Default	Test 1	Test 2
K_{qi}	0,001	0,01	0,01
K_{vi}	55	100	100
MAX IQ	1	1,5	1,5
IQ Gain	2	2	2,5

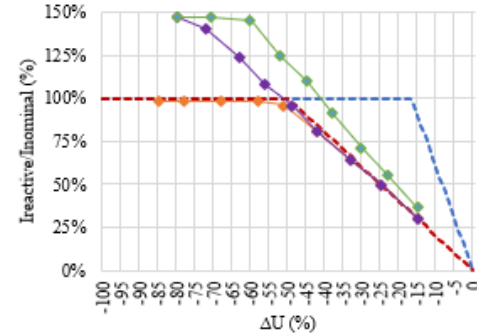


Figure 6 - Comparative results for the reactive current component.

The realization of Test 1 (purple) introduces the variation of the variables K_{qi} and K_{vi} , which varies the response speed of the wind turbine, and MAX IQ, which, as the name indicates, defines the maximum value of reactive current that flows to the POI. By increasing MAX IQ to 1.5 pu, the WTG was able to achieve a reactive current injection value of 147%. This variable allowed to control the maximum limit of reactive injection in the POI during a voltage pit and approved four of the first tested points, points that needed to break the limit previously stipulated by MAX IQ = 1 pu to comply with the regulation.

Compared to Test 2 (green), where there is no variation of K_{qi} , K_{vi} or MAX_{IQ} , but IQ_{GAIN} , which represents the reactive current gain during a voltage pit. This is the first configuration that meets the requirements for a possible integration of the model in the electrical grid. The increase in gain allowed the reactive current curve to remain within the area between the coefficients K due to his higher gain for the same ΔU , resulting in higher reactive current injection values.

IV. FREQUENCY CONTROL

A. Test Grid.

The test grid used is similar to the one illustrated in the previous topic. It has the same technical characteristics, the same voltage levels, and the same busbars.

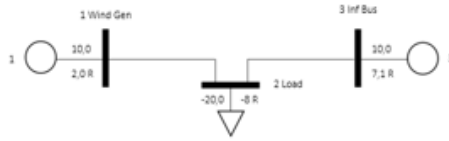


Figure 7 - Test Grid.

However, although similar, the “Load” bus has a different purpose when compared to the previous goal of this branch. Given the relationship between frequency levels and the stability of active power in the electrical network, this bus serves as a place where load fluctuations (ΔP) will be caused in order to generate frequency variations (Δf).

B. WTG Model.

It was necessary to choose a model that reacts to frequency fluctuations coming from the electrical grid. The previous model (WT4) was not designed to accomplish frequency control, which it only performed voltage control.

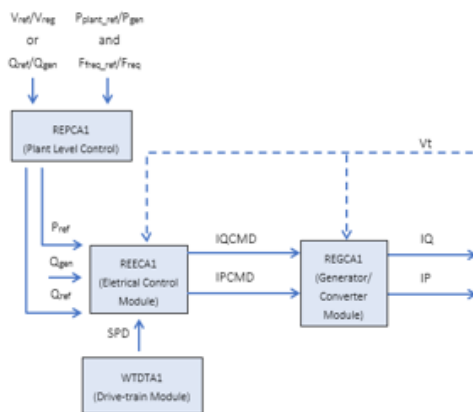


Figure 8 - WT4 2nd generation WTG model interactions [13, 14].

The model used is called the 2nd generation of type 4 wind turbines, or WT4 phase 2. The main difference between generations is that the model has as input variables both active and reactive power, resulting from the development of the model by entities such as WECC (Western Electricity Coordinating Council) and IEC [13, 14].

The behavior of this model can be condensed in the two main modules:

Generator/Converter Module: It is responsible for the injection of the commands of active current (IP) and reactive current (IQ) in the POI taking into account several variables that condition the speed and the levels of this same injection, as is the case of bus voltage, and of course, the amplitude of the commands received (IQCMD and IPCMD). Within the model there are also logic blocks that control the levels of active power according to the voltage levels received (V_t), and a block that controls the levels of reactive current to be injected if a maximum voltage value is reached.

Electrical Control Module: Its purpose is to send the IQCMD and IPCMD commands to the generator/converter model so that it produces the injection signals in the electrical network. To do this, it receives the active and reactive reference power (P_{ref} and Q_{ref}) as input variables, which can be received from an auxiliary control group (REPCA1), or from the dynamic configuration document (dyr) itself. Variables such as voltage external to the wind turbine busbars (V_t) and the speed of the wind turbine rotor (SPD – from WDTA1) assist in the calculation of the reactive power and active power command, respectively.

C. FSM Test Methodology.

The requested parameters for the FSM determine the necessary limits for the injection of active power into the network for the associated frequency deviation (Table 2). These lines that define the minimum limits are called “statism lines” and are illustrated in the figure 10. For the particular case of Type C wind turbines, statism should be around 4-6%, as shown in table 12. The maximum active power range should be 5%, and there is no dead band, so, the WTG should act promptly to restore frequency levels in the network when any Δf fluctuation occurs.

It is important to realize that, although the model of this wind turbine has synthetic inertia, it does not contribute to the total inertia of the electrical system, which can lead to an inadequate inertial response of the grid in the occurrence of disturbances that may result in the loss of generation, transmission lines, or even the fall of the whole electrical system. For this reason, the balance of the inertial system of the grid has influence on the impact

that future disturbances may have on the stability of the electrical network.

Wind turbines decoupled from the grid have synthetic inertia for primary frequency control, which is called droop control ($\Delta P/\Delta f$). Its function is to balance the power levels required by the network. For wind turbines where the frequency control entails a synthetic inertia control system, this control is extremely important since it establishes the operation points below or above the active power value (ΔP) to be injected into the network, depending on the frequency deviation (Δf) [15].

Reserves also play a particularly important role in the availability of the WTG to assist the recovery of the frequency nominal value, since it needs to have clearance between his point of operation pre-fault and its limitation P_{max} .

With the objective of perceiving the influence of inertia (H), droop characteristic of the WTG and its reserves of active power, a methodology was designed, which is described in the flowchart 2.

Flowchart 2 - FSM conformity test methodology.

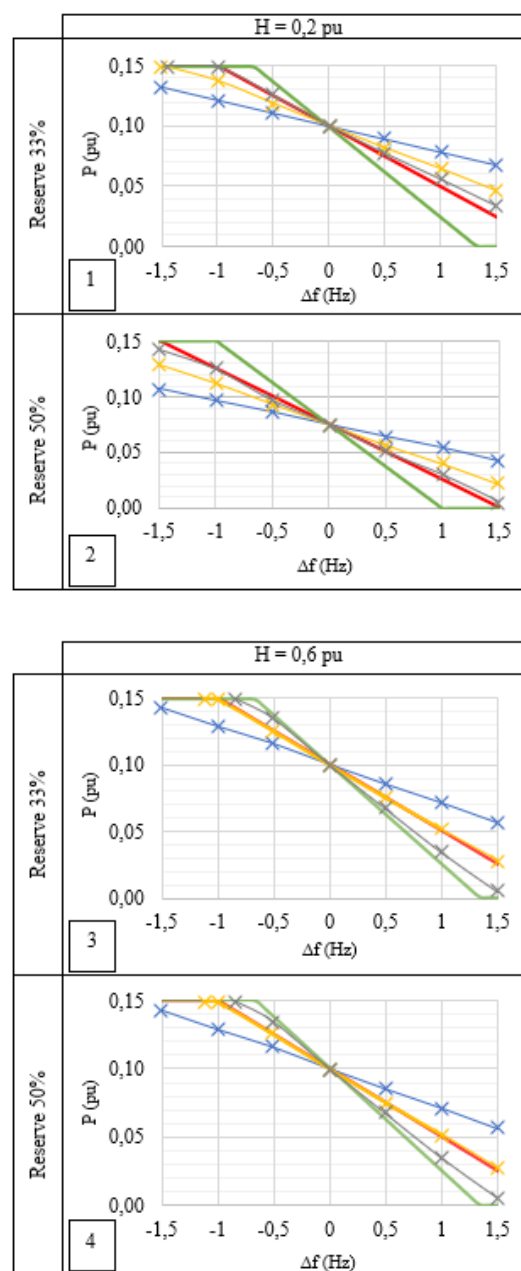
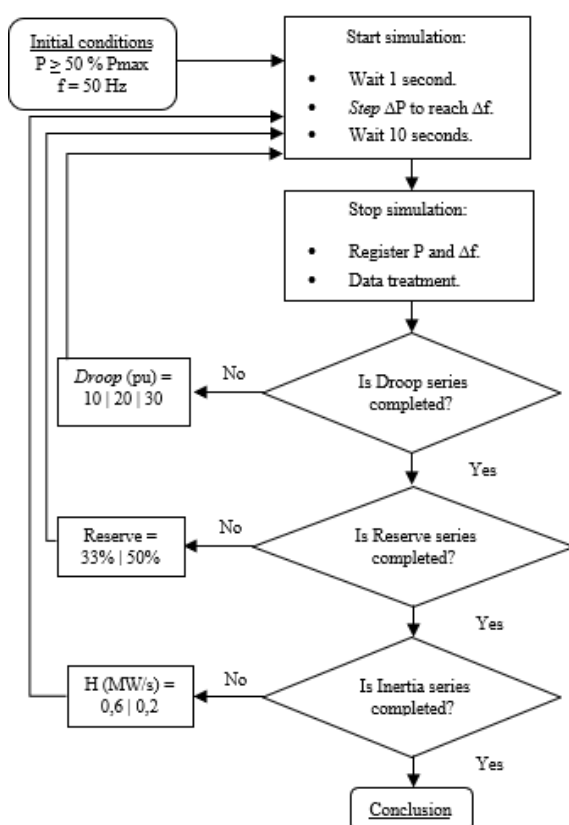


Table 4 – Results from the FSM conformity test methodology.

It is possible to draw various conclusions from the results achieved, as shown in table 4:

The droop, a parameter associated with the control of active power injection by the module responsible for the electrical commands of the machine, and the inertia of the grid to which the model is located are central for the good behavior of the wind turbine in terms of meeting the necessary requirements. The reserve level at which the

opera wind turbine model also plays an important role, since, having a greater margin of active power, it can meet the frequency of a greater degree. For cases in which the wind turbine was unable to meet the frequency fluctuations generated, or in cases of $\Delta f > \pm 1.5$ Hz, the protection model associated with the wind turbine performs its automatic disconnection.

Comparing both tested inertia characteristics ($H=0,2$ and $H=0,6$), it is noticeable that, for the same frequency variation and reserve level, the active power contribution of the wind turbine is higher in networks with greater inertia, which may seem contradictory. This is due to the fact that to create a frequency excursion to a stronger network, generating the same amplitude of Δf , it is necessary to create a greater imbalance between generation and consumption, hence ΔP being higher for the same Δf at higher levels of inertia.

Regarding the reserve level of the wind turbine, this has a significant impact for droop configurations ≥ 20 , mainly for the reserve conditions of 30% in under frequency conditions, even in less demanding cases of $\Delta f > -1$ Hz. they no longer have a margin of support, reaching their maximum power (P_{max}). If in these cases the support for containing the frequency drop is not sufficient, the protections disconnect it, as shown in test 3, for droop lines ≥ 20 . Conversely, in over frequency situations, a lower percentage of reserve implies greater room for maneuver to decrease the power generated for the grid.

V. CONCLUSION

The development of the simulation environment for conformity tests, both for voltage control and frequency control, proved to be fundamental for the evaluations of each tested model. Therefore, any of the developed methodologies can be applied to any model of wind turbine in a simulation environment, just by knowing its operating modules and operating configurations.

REFERENCES

- [1] IEA. Renewables - World Energy Outlook 2019. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/electricity#abstract>
Accessed at: 02-01-2020.
- [2] IEA (2019). European Union 2020. <https://www.iea.org/reports/european-union-2020>
Accessed at: 27-09-2020
- [3] APREN. (2019). Boletim eletricidade renovável. <https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditerns/boletim-energias-renovaveis-vf-1219.pdf>
Accessed at: 10-09-2020.
- [4] Comissão Europeia. (2016). REGULAMENTO (UE) 2016/ 631 DA COMISSÃO - de 14 de abril de 2016 - que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. 2.
- [5] Diário Da República. (2020). Requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), Portaria nº 73/2020, 1, 39.
- [6] EU-SysFlex. (2019). Product Definition for Innovative System Services. D3.1, 1-96. https://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2019/08/D3.1_Final_Submitted.pdf
Accessed at: 20-10-2020
- [7] DGE. (2018). Despacho No7. Regulamentação de Tipos A, B, C e D. 1, 1-1. <https://www.dge.gov.pt/media/bftlgisi/i015692.pdf>
Accessed at: 20-10-2020
- [8] Paiva, José Pedro Sucena. Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistemática 4ª ED. IST Press, 2015, 787 pág, ISBN: 9789898481412.
- [9] EirGrid. (2016). WFPS Reactive Power Control Test Procedure, EirGrid Confidential, 0.1, 1-24.
- [10] Siemens Power Technologies International. (2017). PSSE 34.2 Program Application Guide II. Siemens Industry.
- [11] Siemens Power Technologies International. (2017). PSSE 34.2 Model Library. Siemens Industry.
- [12] ESIG - Energy Systems Integration Group. (2018). WT4 - Generic Wind Model - ESIG.
- [13] Persson, M. (2017). Frequency Response by Wind Farms in Power Systems with High Wind Power Penetration. 1-178.
- [14] EPRI. (2015). Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models. 74.
- [15] Chabek, K. (2013). Wind turbine plant capabilities report. AEMO, Wind Integration Studies.

Diogo Gomes Carrilho
Departamento de Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores,
FCT-UNL
Almada, Portugal
d.carrilho@campus.fct.unl.pt

Francisco Alexandre Garho da Silva Reis
R&D Nester
Centro de Investigação em Energia
REN-State Grid, SA
Lisboa, Portugal
fa.reis@fct.unl.pt