

AVALIAÇÃO DE FADIGA EM TORRES DE GERADORES EÓLICOS COM BASE EM MODELOS NUMÉRICOS E RESULTADOS DE MONITORIZAÇÃO

GUSTAVO GARCIA NOVAES DOS SANTOS

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM ESTRUTURA

Orientador: Professor Doutor Filipe Manuel Leite Magalhães

Coorientador: Engenheiro Carlos Miguel de Freitas Teixeira

SETEMBRO DE 2020

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2019/2020

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado Integrado em Engenharia Civil - 2019/2020 - Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2018*.

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

Aos meus Pais, a Irmã e minha Namorada

AGRADECIMENTOS

Ao meu Professor Doutor Filipe Magalhães pelo apoio e dedicação a todo o desenvolvimento deste trabalho, sobretudo por ser um tema desafiador e por ter sido feito durante o período de situações adversas. Obrigado pela disponibilidade em sempre esclarecer dúvidas não só durante este último semestre, mas também ao longo do percurso académico.

Ao Engenheiro Miguel Teixeira pelo grande apoio que me deu durante o meu trabalho, sempre disponível para esclarecer dúvidas sobre diversas áreas. Assim com toda a equipa da VESTAS design Center com quem tive contato, entre eles um agradecimento especial ao engenheiro Shreenidhi Chinnari. Thank you so much for all the support you provide me about fatigue assessment.

À equipa envolvida na campanha experimental, WindFarmSHM, sobretudo a engenheira Maryana Berezyak pelo tempo disponibilizado.

Aos meus pais, Ezio e Celília, e a minha irmã, Luíze, pelo amor e carinho que me deram durante todos esses anos. Nada disto seria possível sem vocês, obrigado por se fazerem presentes e por todo o suporte possível para que eu conseguisse concluir este ciclo depois de tantas mudanças. Essa vitória também é de vocês!

À minha namorada, Bruna Oliveira, por estar sempre comigo em todos os momentos, desde as noites de estudos como dias de diversão. Obrigado por sempre acreditar no meu potencial, muitas vezes quando nem mesmo eu acreditei. Obrigado pela calma e paciência para aguentar um geminiano 24x7, e principalmente parceria de vida!

Aos amigos e família do Brasil, que mesmo com a distância estão sempre e dando todo o apoio que preciso, em especial a minha prima Letty Novaes, e aos amigos de longa data Carol Napolitano, Pim Abraham, Marcelo Elizardo, Lucas Cesar, Olivinho Serrano e Dodo Vanzillotta. Aos amigos que fiz aqui em Portugal, ajudando a tornar esta experiência mais leve, em especial a Carol Maciel, Sami Teixeira e Su Souza, MARininha Vianna e MariOli por conselhos e ajudas durante este percurso académico, para além dos copos aos fins de semana. E também aos meus primos Dessa Ávila e Diogo Lima, por serem minha família em terras lusitanas, muito obrigado por tudo.

Este trabalho é financiado por fundos nacionais através da FCT/MCTES (PIDDAC), no âmbito do projeto PTDC/ECI-EST/29558/2017.

RESUMO

Desde a sua criação, a energia elétrica tornou-se essencial para o desenvolvimento da humanidade, e nas últimas décadas com o aumento de sua dependência aliada com o esgotamento cada vez mais próximo de combustíveis fósseis, fica latente a necessidade de obtenção de energia por meios de fontes renováveis. Neste contexto, dentre as opções disponíveis no mercado, a energia eólica vem apontando como uma das mais promissoras. As turbinas eólicas são os dispositivos usados para esta finalidade. Atualmente, estas estão a assumir alturas cada vez mais elevadas, com o intuito de se extrair uma maior quantidade de energia. Entretanto, com este aumento tornam-se estruturas mais suscetíveis a encurvadura e fadiga. Desta forma, surge a necessidade de um estudo mais aprofundado sobre estes fenómenos.

O presente trabalho tem como objetivo fazer uma introdução sobre o funcionamento das turbinas eólicas para captação de energia para depois apresentar um estudo sobre o efeito da fadiga nestas estruturas. Para tal foi efetuada uma revisão teórica sobre fadiga, para em seguida serem explicadas as normas que contemplam este fenómeno, como Eurocódigo 3 e o IEC. Para o estudo dos efeitos destas nas torres de aerogeradores, recorreu-se à apresentação da modelação numérica realizada com utilização do código FAST.

Com o intuito de obter a validação do modelo numérico, feito é apresentado um estudo comparativo com os resultados obtidos pela campanha experimental (WindFarmSHM) que está a decorrer no parque eólico da Tocha, mesmo local do caso de estudo deste trabalho. Após a validação do modelo numérico, utilizou-se a ferramenta Mlife com o intuito de realizar um estudo sobre o fenómeno da fadiga nas turbinas. Os resultados desta análise são comparados com os valores obtidos com os cálculos de dimensionamento feito por parte do fabricante.

Palavras-chave: Energia eólica, Fadiga, Aerogeradores, Mlife, FAST.

ABSTRACT

Since it has been developed, electrical power has become crucial for human development, and in the last decades as its dependency has been increasing, also with the even closer depletion of fossil fuels the need to obtain energy by renewable sources means is latent. In this context, among all the available options in the industry, wind energy has been showing to be one of the most auspicious. The wind turbines are devices used to achieve that. Nowadays they are reaching greater height, to obtain a bigger amount of energy. However, as higher they are, the more likely to suffer buckling and fatigue they are. Thus, there is a need to make up a deep study of those phenomena.

This work aims to make an introduction about the operation of wind turbines to energy capture and then present a study on the effect of fatigue structures. As a result, a theoretical review on fatigue was carried out and then explained according to the rules that contemplate this phenomenon, such as Eurocode 3 and the IEC. For the study of the effects of these wind turbine towers, the presentation of the numerical modeling performed using the FAST code was used.

To certify the numerical model, a comparative study is shown with the results obtained by the experimental campaign (WindFarmSHM) that is taking place at the Tocha wind farm, the same location as the case study of this work. After validating the numerical model, the Mlife tool was used to carry out a study on the phenomenon of turbine fatigue. The results of this analysis are compared with the values obtained with the design calculations made by the manufacturer.

Key-words: Wind energy, Fatigue, Wind turbines, Mlife, FAST.

ÍNDICE GERAL

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
Introdução	1
1.1. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA	1
1.2. BREVE INTRODUÇÃO AO FUNCIONAMENTO DOS GERADORES EÓLICOS	2
1.2.1. ROTOR	3
1.2.2. NACELLE	4
1.2.3. TORRE	5
1.2.4. FUNDAÇÃO	5
1.2.5. ENERGIA E LIMITE DE <i>BETZ</i>	6
1.3. OBJETIVOS	11
1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	12
Conceitos Fundamentais de Fadiga	13
2.1. INTRODUÇÃO	13
2.2. FASES DA FADIGA	14
2.3. ESTADO DE FADIGA MULTIAXIAL	18
2.4. MÉTODOS PARA A PREVISÃO DE VIDA DA FADIGA	19
2.5. CURVAS S-N	20
2.6. MÉTODO DE CONTAGEM RAIN-FLOW	21
2.7. MÉTODOS DE PREVISÃO DE DANO DE FADIGA	23
2.8. CÓDIGOS E REGULAMENTOS	24
Modelação De Uma Turbina Eólica	31
3.1. CONDIÇÕES INICIAIS A SIMULAR	31
3.2. FAST	34
3.2.1. MÓDULO ELASTODYN	35
3.2.2. MÓDULO INFLOWWIND	37
3.2.3. MÓDULO AERODYN	38

3.2.4.	MÓDULO SERVODYN.....	38
3.2.5.	HYDRODYN	40
3.2.6.	VISUALIZAÇÃO	40
3.2.7.	MLIFE.....	41
Descrição do caso de estudo		43
4.1.	PARQUE EÓLICO DA TOCHA	43
4.2.	TURBINA EÓLICA VESTAS V100-1,8MW.....	44
4.3.	CAMPANHA EXPERIMENTAL	47
4.3.1.	CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO.....	48
4.3.1.1.	Calibração da orientação.....	48
4.3.1.2.	Correção do efeito da temperatura.....	49
4.3.1.3.	Correção do <i>drift</i>	49
4.3.1.4.	Validação da amplitude	49
Análise de Fadiga do Caso de Estudo		53
5.1.	MODELOS NUMÉRICOS DO CASO DE ESTUDO	53
5.1.1.	SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLO.....	54
5.1.2.	COMPARAÇÃO RESULTADOS EXPERIMENTAIS E NUMÉRICOS.....	55
5.2.	DIMENSIONAMENTO À FADIGA DO CASO DE ESTUDO	57
5.3.	ANÁLISE À FADIGA DO CASO DE ESTUDO USANDO MLIFE.....	61
5.4.	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS.....	64
Conclusões		67
Referências Bibliográficas		69
Anexo A – Tabela 2 do IEC 61400-1		73
Anexo B – Quadro 8.3 do EC3-9.....		74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Percentagem de energia consumida consoante à sua origem (REN, 2019).....	2
Figura 1.2 - Turbina eólica de eixo horizontal – HAWT (Zuo, Bi e Hao, 2020).....	3
Figura 1.3 - variação da secção aerofólio ao longo do comprimento da pá (Oliveira, 2016).	4
Figura 1.4- Principais componentes no interior da nacelle (Office of Energy Efficiency & Renewable energy, [s.d.]).	4
Figura 1.5: Esquema representativo da teoria de momento 1D(Allsop et al., 2017).....	7
Figura 1.6 - Coeficiente de energia para diferentes tipos de turbinas eólicas.	9
Figura 1.7 - Orientação das velocidades e ângulos na secção de uma pá 10	10
Figura 1.8 - Típica curva de potência de uma turbina eólica 11	11
Figura 2.1 - Representação de carregamentos de amplitude constante e seus principais parâmetros de análise.....	14
Figura 2.2 - Fases da vida da fadiga e fatores relevantes (Adaptado de(Correia, 2014)).....	15
Figura 2.3 - Protótipo de uma peça entalhada com um furo no meio (Schijve, 2004).....	16
Figura 2.4 - Representação dos diferentes regimes de fadiga.	17
Figura 2.5 - Carregamento não proporcional e proporcional(Lee e Barkey, 2012).....	18
Figura 2.6 - Curva S-N e diagrama de fadiga.....	21
Figura 2.7: Diferença de uma contagem regular (a) para uma contagem rainflow (b) e (c) (Schijve, 2004).	22
Figura 2.8: Relação linear e não linear do dano por fadiga.....	24
Figura 2.9: Curva SN para tensões normais no EC3 (CT 115 (LNEC), 1993).	25
Figura 2.10:Curva SN para tensões transversais no EC3 (CT 115 (LNEC), 1993).	26
Figura 2.11: Detalhes considerados na soldadura horizontal (CT 115 (LNEC), 1993).	27

Figura 3.1 - Primeiro modo de vibração para as direções fore-aft e side-to-side, deformada sendo as estruturas em preto(Oliveira, 2016).....	32
Figura 3.2- Primeiros modos de vibração relativos às Pás(Oliveira, 2016)	33
Figura 3.3: intervalos de frequência para rigidez de torres com valores fixos de velocidade rotacional de turbinas eólicas (Oliveira, 2016).	34
Figura 3.4 - Ficheiros principais da simulação pelo Fast (Gonçalves, 2018).....	35
Figura 3.5 - Graus de liberdades considerados no FAST	36
Figura 3.6: Grelhas utilizadas pelo Turbsim (Jonkman e Buhl, M. L., 2006).....	37
Figura 3.7- Sistema de controlo torque.	39
Figura 3.8 - Curva de controlo do aerogerador estudado.	40
Figura 3.9: Frame da animação gerada pelo software Paraview(Gonçalves, 2018).....	41
Figura 4.1: Planta da disposição das turbinas no parque eólico	43
Figura 4.2: Localização geográfica do parque eólico da Tocha (https://goo.gl/maps/6qULS2TCTGPugYtU7).....	44
Figura 4.3: Turbina eólica do parque eólico da tocha.	45
Figura 4.4: Curva de potência para o modelo V100 1.8MW (Catálogo da Vestas)	47
Figura 4.5: Esquema de posição dos acelerómetros.....	47
Figura 4.6: Localização dos extensómetros e sensores de temperatura, secções transversais (a) e esquema vertical (b) (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).	48
Figura 4.7: Extensómetros durante a rotação total da nacelle (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020). 49	
Figura 4.8: Média dos deslocamentos medidos nos extensómetros A, B, C e D (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).	50
Figura 4.9: Série temporal de deslocamentos no topo da torre estimada a partir de acelerações medidas no sensor S1 (esquerda) e extensões no extensómetro D (direita) (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).	51
Figura 4.10: Momentos fletores na base da torre estimados a partir de séries temporais de acelerações e tensões (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).	51

Figura 5.1: Representação das secções de pás adotadas.	54
Figura 5.2: Comparação entre valores simulados (pontos em vermelho) e dados teóricos (curva em azul)(Pimenta et al., 2019).	55
Figura 5.3: Comparação entre dados do modelo numérico e do SCADA (Pimenta et al., 2019).	55
Figura 5.4: Comparação entre o momento fletor numérico e experimental para os intervalos da Tabela 5.2 (Pimenta et al., 2019).	56
Figura 5.5: Comparação entre forças numéricas e experimentais para as 100 séries temporais geradas independentemente (Pimenta et al., 2019).	57
Figura 5.6: Esquema representativo da linha de soldadura a ser estudada.	57
Figura 5.7: Comparativo entre as tensões a altura 9.80m com o limite da curva S-N do EC3 para o detalhe 80.	59
Figura 5.8: Medida do distanciamento máximo na secção transversal.	59
Figura 5.9: Intensidade de turbulência consoante a velocidade de vento no hub.	62

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Casos de cargas para a análise em fadiga.....	28
Tabela 2.2: fatores parciais de segurança definidos nas diferentes normas.	29
Tabela 4.1: Características do modelo da turbina eólica V100 1,8MW.....	46
Tabela 5.1: Cenários adotados para validação do modelo FAST.....	56
Tabela 5.2: Parâmetros básicos para as classes de turbinas eólicas.	61
Tabela 5.3: Resultados obtidos para ambos os cenários testados com Mlife.....	64

1

INTRODUÇÃO

Um tema que está a ser bastante questionado atualmente é a utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia. Há bastante discussão em torno disto primeiramente devido à fonte propriamente dita, e depois devido aos processos pelos quais estas matérias primas devem passar para a geração de energia, tais como a queima de carvão, gás natural e combustíveis derivados do petróleo. Tais processos são bastante poluentes para o ambiente, uma vez que, através de sua queima geram dióxido de carbono, um dos principais componentes que contribui para o efeito estufa, consequentemente contribuindo para o aquecimento global.

É neste contexto que cresce o interesse e a necessidade de alternativas mais limpas de produção de energia, tais como fontes hídricas, solares e eólicas. Sendo esta última uma das que apresentam o maior crescimento de consumo em Portugal.

1.1. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA

O uso da energia gerada pelo vento não é grande novidade, pois desde os tempos mais primórdios utilizava-se moinhos de vento para moer grãos e impulsionar águas, muito utilizado na cultura rural sobretudo no século XIII. Já no século XIV as caravelas marítimas movidas a vento permitiram ocorrer a era dos descobrimentos (Burton *et al.*, 2011). Somente no fim do século XIX retorna-se o uso desta energia para a produção de eletricidade através de turbinas eólicas (Balat, 2009). Um movimento que vem ganhando destaque nas últimas décadas por se tratar de uma produção de energia entendida como mais limpa.

No início dos anos 2000, o Greenpeace estimava que até 2020 cerca de 10% da energia elétrica consumida seria fornecida por fontes eólicas (Greenpeace and EWEA, 2003), e o consumo de energia eólica em Portugal no ano de 2019 foi de 13423 GWh, representando 26% do consumo total, tendo um ganho de 3% em relação ao ano anterior, Figura 1.1. O que justifica o crescente interesse nesta tecnologia.

Para ocorrer este processo, utiliza-se parques eólicos onde há diversas turbinas (também chamadas de aerogeradores). Há alguns tipos de turbinas eólicas, entretanto, as mais modernas e utilizadas na atualidade são as de eixo horizontal (HAWT sigla vinda da língua inglesa Horizontal Axis Wind Turbine), em que o plano do rotor está posicionado perpendicularmente à direção do vento, sendo o rotor uma das componentes da turbina que será explicada a seguir. A razão para esta turbina ser a mais utilizada atualmente é devido ao seu coeficiente de eficiência ser o que chega mais próximo do limite de Betz, conceito que será explicado também mais à frente.

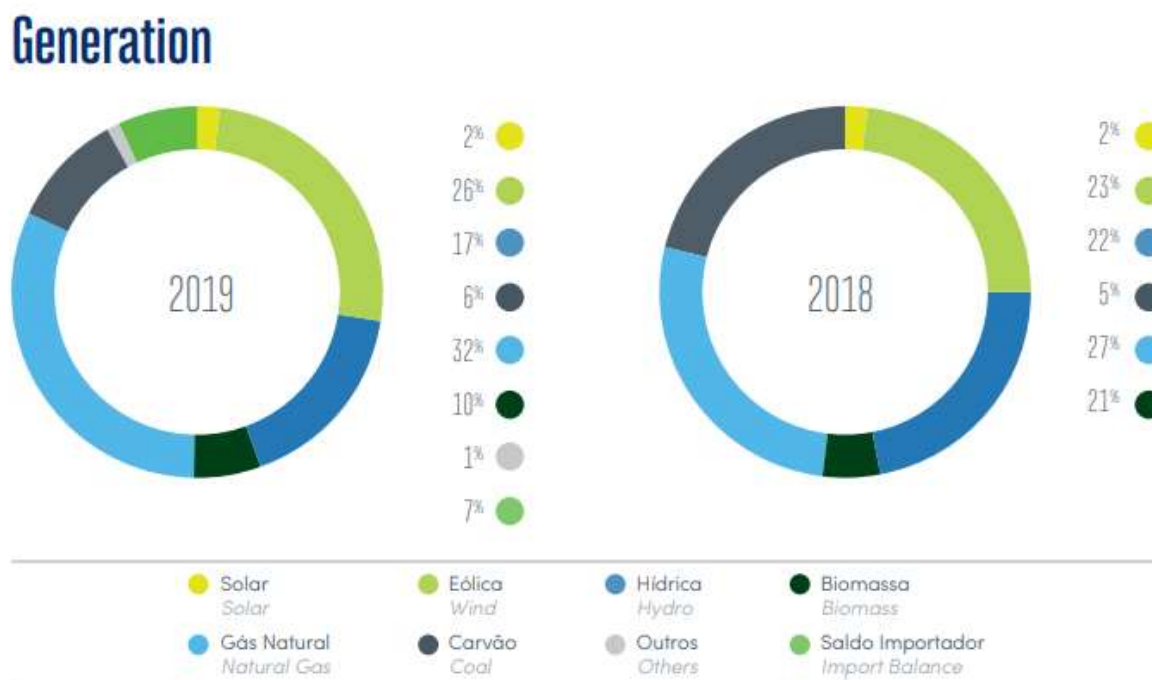


Figura 1.1 - Percentagem de energia consumida consoante à sua origem (REN, 2019).

1.2. BREVE INTRODUÇÃO AO FUNCIONAMENTO DOS GERADORES EÓLICOS

As turbinas eólicas são dispositivos criados para extrair a energia do vento, de forma a retirar energia cinética do vento e transformá-la em energia elétrica própria para o consumo (Balat, 2009). No caso de estudo utiliza-se o tipo HAWT (Figura 1.2), como mencionado na subsecção anterior. Nesta secção serão apresentadas as componentes mais generalistas das turbinas eólicas juntamente com uma breve explicação do seu funcionamento.

As principais componentes de uma HAWT são o rotor, a nacelle, a torre e a fundação. No ponto de vista estrutural, seus principais graus de liberdade são três: azimute, a rotação do rotor; *yaw*, sendo a rotação da nacelle em torno do eixo vertical de toda a estrutura suportada pela torre; e o *pitch*, sendo o grau de liberdade da rotação das pás em torno de seu próprio eixo longitudinal. Estes tipos de turbinas têm classificações de acordo com sua estrutura e o seu funcionamento, tais como:

- Posição do rotor, ou seja, de acordo com a direção do vento, quando a nacelle e a torre estão antes das pás, estas são classificadas como *downwind*, ao passo que quando ocorre o oposto, ou seja,

as pás estão antes da torre de acordo com a direção do vento, a turbina é classificada como *upwind*;

- Número de pás, podendo ter duas ou três pás, sendo esta última a mais usual, também a utilizada no caso de estudo.
- Tipo de controlo de energia, podendo ser por *stall* ou *pitch* (Technical University of Denmark (DTU), [s.d.]). Orientação yaw, com ou sem controlo.
- Localização da turbina, podendo ser *onshore*, ou seja, instaladas em parques eólicos em continente; ou *offshore*, sendo instalada em parques eólicos marítimos.

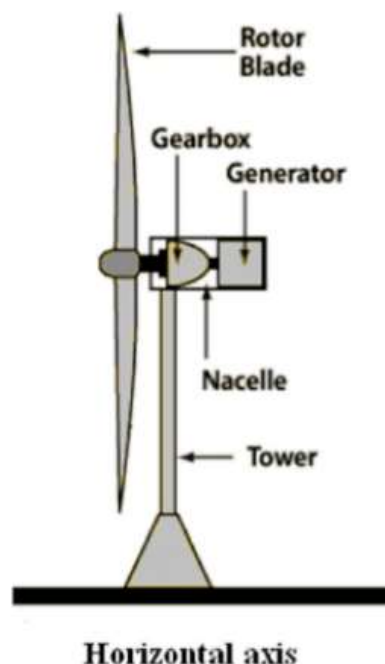


Figura 1.2 - Turbina eólica de eixo horizontal – HAWT (Zuo, Bi e Hao, 2020)

1.2.1. Rotor

O rotor é a parte da turbina eólica composta pelas pás e o hub (parte central do rotor), e é onde são gerados os torques aerodinâmicos que vêm do vento, portanto, sendo responsável pela extração da energia do vento. Estas são consideradas as partes mais importantes da turbina, tanto em relação a performance, quanto em relação ao custo. As secções da pá têm formato complexo, conhecido como aerofólios, representadas na Figura 1.3, que variam ao longo do seu comprimento. Este formato permite um melhor funcionamento aerodinâmico da estrutura. É também nesta componente em que está o controlo de ângulo de *pitch*. Este controlo é usado de forma a ajustar o comportamento da estrutura em função das cargas que está sujeita, de forma a diminuir ou aumentar a área da pá em exposição à ação do vento, tirando partido da geometria das secções através de uma rotação ao longo do eixo longitudinal. Sendo assim, quando a turbina está a operar em condições normais, é preferível que as pás estejam a uma rotação tal que corresponda a maior área de contato de modo a maximizar a extração de energia cinética do vento (Gonçalves, 2018). Por outro lado, quando o fluxo aumenta, é preferível diminuir esta

área de exposição. Os tipos mais usados de HAWT modernas são rotores *upwind* com três pás, com uma tendência de uso de controlo do ângulo de pitch.

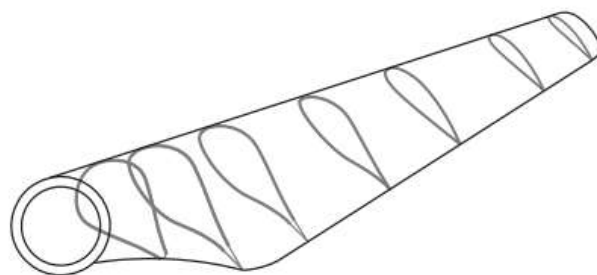


Figura 1.3 - variação da secção aerofólio ao longo do comprimento da pá (Oliveira, 2016).

1.2.2. Nacelle

A nacelle é a parte que abriga diversos componentes mecânicos e elétricos, como o eixo de rotação lento, que está logo depois do rotor, recebendo a rotação (energia mecânica) deste e transmitindo pelo eixo de transmissão até a caixa de velocidade, que converte as velocidades baixas em taxas mais altas tal que sejam compatíveis com o gerador. Este, por sua vez, produz energia elétrica a partir da energia cinética recebida. Também há um travão para casos extremos (Technical University of Denmark (DTU), [s.d.]). Todos estes componentes estão sobre a *bedplate* que forma a nacelle. Em seu topo há um sensor que verifica a velocidade e direção do vento com a finalidade de manter o rotor alinhado com a direção do vento. Para isto, aciona-se o controlo do ângulo de yaw, que fica na base da nacelle, exemplificado na Figura 1.4. A energia elétrica produzida pelo gerador é transportada para a rede através de cabos elétricos.

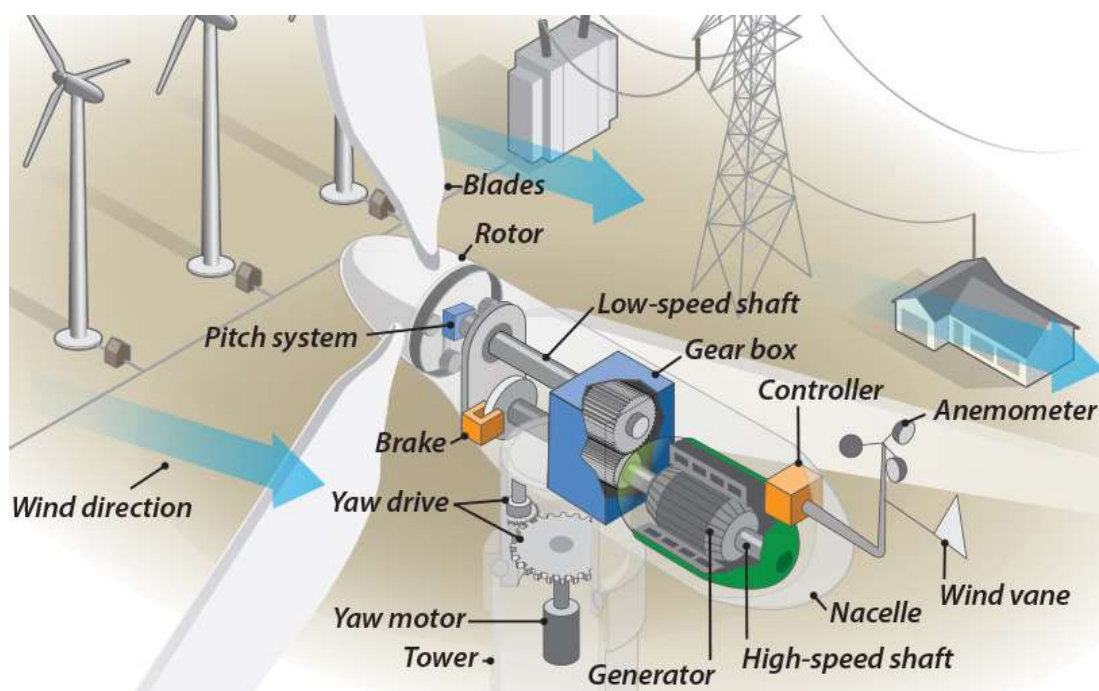


Figura 1.4- Principais componentes no interior da nacelle (Office of Energy Efficiency & Renewable energy, [s.d.]).

1.2.3. Torre

A torre tem o objetivo de elevar a nacelle a altura desejada com a finalidade de se conseguir extrair o máximo de energia do vento, para além de possibilitar o acesso à nacelle. Como o vento apresenta velocidades mais altas e intensidade de turbulência menores em alturas mais elevadas, as torres costumam assumir grandes alturas, normalmente têm alturas variando de 1 a 1,5 vezes o diâmetro do rotor, sendo que nunca são menores do que 20 metros (Oliveira, 2016; Technical University of Denmark (DTU), [s.d.]). Atualmente as torres atingem valores mais altos que 100 metros de altura, o que permite captar mais energia, porém leva a outra característica não muito favorável (Zuo, Bi e Hao, 2020). Com o aumento da altura da torre, torna a estrutura menos rígida e mais flexível, consequentemente faz-se com que problemas de encurvadura e fadiga afetem a torre. Uma forma de minimizar este fato é ao aumentar o diâmetro da torre, porém esta ação é limitada devido ao transporte das peças até ao local de montagem (Branco, 2019). Outra solução utilizada atualmente é a divisão da seção em três partes para facilitar no transporte, sendo acopladas no sítio final. O objetivo do dimensionamento de uma torre eólica é obter a altura desejada com a rigidez necessária e com um menor custo

Para além de problemas de fadiga e encurvadura, o dimensionamento destas torres deve ter em conta o fenómeno de ressonância que é o rácio entre as frequências naturais e as frequências de excitação provenientes do giro do rotor, ocorrendo quando as duas frequências se igualam. As normas IEC obrigam uma diferença de 10% entre as frequências de excitação e a frequência natural da torre. Portanto este é um fenómeno que deve ser estudado com atenção.

Dentre os tipos de torre, os mais comuns são: tubular de aço, treliça de aço, tubular de betão e soluções mistas. A solução de treliça de aço já não é muito comum nas instalações atuais, sendo a do tipo tubular de aço a mais comum e a usada no caso de estudo. Como já dito, são secções circulares transportadas e então montadas no próprio local, estas secções variam de 20 a 30 metros e com os diâmetros de sua base medindo entre 4 e 4,50 metros, permitindo ter escada de acesso à nacelle, e muitas vezes até mesmo pequenos elevadores.

1.2.4. Fundação

A principal função deste componente é garantir a estabilidade para toda a estrutura e transmitir as cargas que esta sofre ao solo, para além de evitar que a estrutura afunde devido as cargas gravitacionais ou ainda que ela deslize devido as cargas horizontais, assim como as estruturas mais vulgares em engenharia civil (Burton *et al.*, 2011; Oliveira, 2016). São divididas em dois tipos, *onshore* e *offshore*, a primeira segue as soluções mais tradicionais do campo da engenharia civil, já a segunda acompanha as soluções vindas da área de petróleo e gás, principalmente das plataformas *offshore*. O caso de estudo trata-se de uma turbina *onshore*, e por se tratar de uma torre tubular, portanto, as fundações podem ser por estacas ou sapatas, tipicamente feitas de betão.

Assim como é feito em estruturas tipicamente de engenharia civil, aqui também o fator determinante do tipo de fundação a ser usado é o tipo de solo, ou seja, quando há um tipo de solo de boa qualidade a poucos metros abaixo da superfície, opta-se por sapatas, por ter o método construtivo de execução mais simples aliado ao valor económico. Por outro lado, quando o solo do local for fraco, a solução utilizada é a de fundações por estacas. Nas sapatas, as cargas verticais e horizontais são redistribuídas ao longo da área ocupada pela própria no solo, e os momentos são equilibrados pela excentricidade da turbina em

relação ao centro de pressão na sapata. Enquanto que nas estacas os esforços são estabilizados pela resistência lateral e da ponta da estaca (Branco, 2019; Burton *et al.*, 2011).

1.2.5. Energia e limite de Betz

No funcionamento da turbina, quando o vento passa pelo rotor, este perde a velocidade. Ou seja, ao reduzir a velocidade do vento, extrai-se energia, porém se a turbina reduzir a zero a velocidade do vento logo após passar pelo rotor, não se consegue extrair energia, pois ocorreria a paragem do fluxo de vento. Por isso, deve-se obter uma faixa ótima de velocidade que é quando se consegue se extrair energia, em que a velocidade não é muito baixa nem muito alta.

Este estudo da quantidade de energia que se consegue obter através do vento, baseia-se no princípio de Bernoulli e na teoria de momento unidimensional. Para isto, assume-se que o fluxo de vento a passar pelo rotor é um fluxo homogêneo, incompressível e estável, o rotor funciona como um disco (Manwell, McGowan e Rogers, 2009). Portanto imagina-se que o fluxo de vento que chega até o rotor ocupando uma certa área e com uma dada velocidade, ocupará uma área maior depois de passar no rotor, e consequentemente a velocidade depois é menor que a velocidade antes. Segundo o princípio de Bernoulli, quando a velocidade está a descer, a pressão está a subir. Portanto, até chegar ao rotor, a velocidade reduz, consequentemente a pressão aumenta, ao passar pelo rotor, há uma queda na pressão e depois retorna a subir até recuperar-se a pressão atmosférica novamente, como mostra o esquema Figura 1.5.

Ainda, com a equação de Bernoulli sabe-se que, a uma mesma altura do ponto de referência, a relação entre pressão e velocidade é contante durante todo o seu trajeto, com isso, a relação entre o fluxo no início da trajetória mostrado na Figura 1.5 e o fluxo ao chegar no rotor é apresentado na equação (1.1):

$$p_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = p + \frac{1}{2} \rho u^2 \quad (1.1)$$

Em que p_0 e p são as pressões no início da trajetória e ao chegar ao rotor, respetivamente; V_0 e u são as velocidades nos pontos indicados e ρ é a densidade do ar.

Consequentemente, a relação entre o fluxo que sai do rotor e o fluxo no fim da trajetória é:

$$-\Delta p + p + \frac{1}{2} \rho u^2 = p_0 + \frac{1}{2} \rho u_1^2 \quad (1.2)$$

Portanto a diferença de pressão dá-se como:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - u_1^2) \quad (1.3)$$

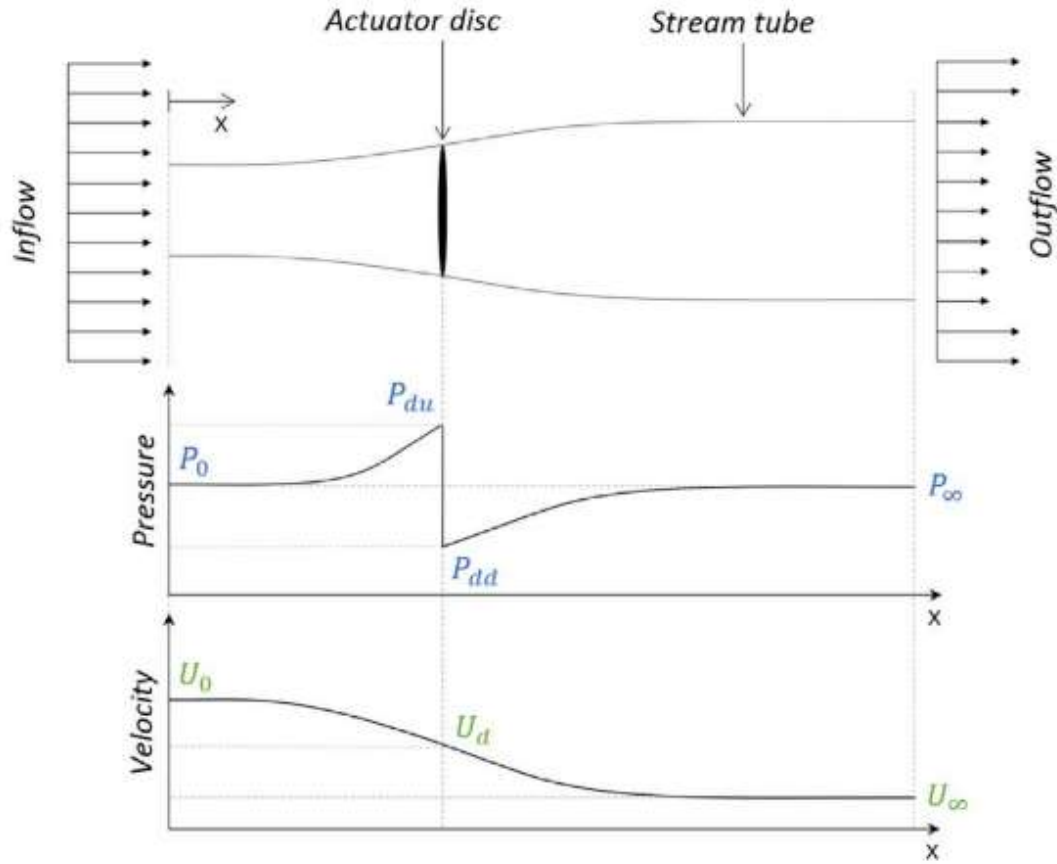


Figura 1.5: Esquema representativo da teoria de momento 1D (Allsop et al., 2017)

Por conservação de momento, existe a relação na equação (1.4), e como já se obteve a relação para a diferença de pressão na equação (1.3), ao combinar ambas equações, exprime-se que a velocidade no rotor é a média entre as velocidades do início e do final do percurso, equação (1.7).

$$\rho A_0 V_0^2 = \rho A_1 u_1^2 + \Delta p A = \rho A_1 u_1^2 + \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - u_1^2) \quad (1.4)$$

$$\rho A_0 V_0 = \rho A_1 u_1 = \rho A u \quad (1.5)$$

$$V_0 = u_1 + \frac{1}{2} \frac{V_0^2 - u_1^2}{u} \quad (1.6)$$

$$u = \frac{1}{2} (V_0 + u_1) \quad (1.7)$$

Sendo a o fator de indução axial $a = 1 - \frac{1}{2}(1 + \frac{u_1}{V_0})$, e substituindo na equação (1.7), obtém-se a velocidade do vento no rotor escrita da seguinte forma:

$$u = V_0(1 - a) \quad (1.8)$$

A fim de obter a energia, multiplica-se a velocidade pela força, ou seja, a força de impulso (*thrust force* em inglês) multiplicada pela velocidade do vento no rotor. Em que a força de impulso é dada para multiplicação da diferença de pressão, equação (1.3), pela área. Que resulta em:

$$T = \Delta p A = \rho A V_0^2 C_T \quad (1.9)$$

Em que o C_t é o coeficiente de força de impulso, $C_t = 4a(1 - a)$. Com isto, obtém-se a energia (P) através da multiplicação da força de empuxo, equação (1.9), pela velocidade no rotor, equação (1.8):

$$P = T u = \frac{1}{2} \rho A V_0^3 C_p \quad (1.10)$$

Em que C_p é o coeficiente de energia $C_p = 4a(1 - a)^2$. Estes dois coeficientes podem ser interpretados da seguinte forma: coeficiente de energia representa o rácio entre a energia absorvida pelo rotor e a energia presente no fluxo, enquanto que o coeficiente de força de impulso representa o rácio entre a força absorvida pelo rotor e a força presente no fluxo (Branco, 2019).

E, uma vez que o desejado é obter o máximo de energia extraída, deriva-se este coeficiente, C_p , e iguala-se a zero. Com isto, as suas raízes serão 1 e 1/3, sendo 1 o valor para rendimento zero, então o valor ótimo para a energia é quando $a = 1/3$, que, substituindo, tem-se:

$$C_p = \frac{4}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 0,59 \quad (1.11)$$

Este é o conhecido como limite de Betz, que representa que com a melhor performance que se pode ter de uma turbina ideal é extraído 59% da energia eólica disponível. Vale ressaltar que este é o máximo valor encontrado teoricamente, e que na realidade não há turbinas que cheguem a este limite, porém dentre os diferentes tipos de turbina disponíveis no mercado, os modelos de eixo horizontal (HAWT) são os que apresentam o maiores valores para o coeficiente de energia, Figura 1.6, sendo esta uma das razões para que sejam os modelos mais usados atualmente.

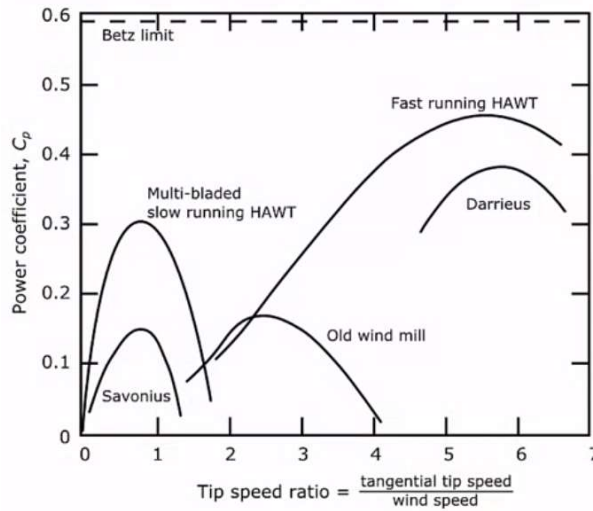


Figura 1.6 - Coeficiente de energia para diferentes tipos de turbinas eólicas (Technical University of Denmark (DTU), [s.d.]).

Entretanto, esta abordagem não representa totalmente a realidade, pois depois de passar pelo rotor, o fluxo adquire velocidade angular. Para uma abordagem mais próxima da realidade, considera-se o efeito rotacional, baseando-se na teoria do momento angular e na teoria do elemento pá. Com isto, utiliza-se o triângulo de velocidade do fluxo, que relaciona a velocidade do vento que chega nas pás do aerogerador com a velocidade que realmente o afeta. Imagina-se uma secção transversa da pá e duas componentes a serem consideradas: O vento e a rotação.

Portanto, a velocidade do vento (V_0) no nível desta secção atua no sistema somando-se geometricamente com a velocidade de rotação da secção da pá em análise (velocidade tangencial), V_{tan} , formando, assim, a velocidade relativa, V_{re} (Pires e Oliveira, 2010). Sendo a velocidade tangencial o produto da velocidade angular do rotor da turbina com o raio do rotor equação (1.12). Há ainda uma relação entre a velocidade do vento e a velocidade de rotação na ponta da pá, conhecida como taxa de velocidade de ponta, definida como λ , equação (1.14).

Com estes termos explicados, pode-se entender agora alguns ângulos que são usados para os sistemas de controlo. O primeiro deles é o ângulo de ataque (α), ângulo formado entre a velocidade relativa (V_{re}) e a linha de corda da representação do perfil da pá. O segundo é o ângulo formado entre o plano de rotação e a linha de corda conhecido como ângulo de pitch da secção (θ_p). Este também é formado pela soma de outros dois ângulos importantes, são eles o ângulo de pitch da pá ($\theta_{p,0}$) e o ângulo twist da secção (θ_T).

O ângulo de pitch representa o ângulo de rotação da pá em torno de seu próprio eixo longitudinal. Então pode-se entender que o ângulo twist é a diferença entre os ângulos pitch da pá e da secção. Portanto ele varia em função do raio, ou seja, com o aumento do raio, o ângulo twist diminui de forma a garantir que o ângulo de ataque aumente. Este por sua vez se relaciona com a produção de energia, sendo o ângulo de ataque ótimo àquele que permite a maior extração de energia. Todos estes ângulos e forças são esquematizados na Figura 1.7 em torno de uma secção genérica de uma pá.

$$V_{tan} = \omega R \quad (1.12)$$

$$V_{re} = \sqrt{V_{tan}^2 + V_0^2} \quad (1.13)$$

$$\lambda = \frac{V_{tan}}{V_0} = \frac{\omega R}{V_0} \quad (1.14)$$

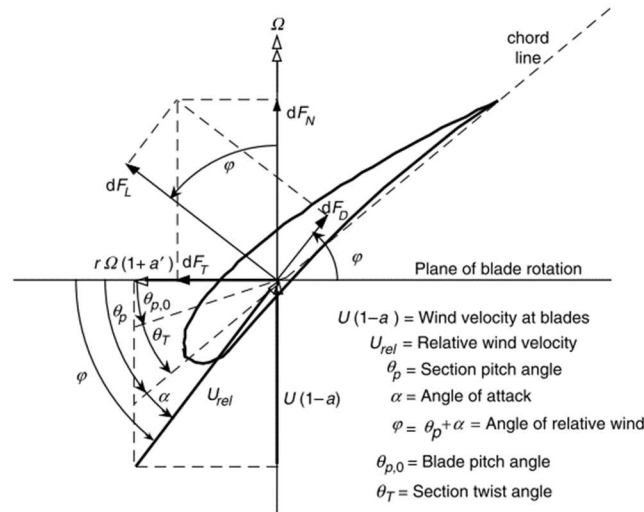


Figura 1.7 - Orientação das velocidades e ângulos na secção de uma pá

Como já mencionado, há um intervalo de velocidade para que a turbina produza energia, levando em conta a garantia de segurança do dispositivo. Por isso, para o equilíbrio do sistema elétrico, há três principais valores para a velocidade previamente definidos pelo fabricante: cut-in speed, rate speed e cut-out speed. A primeira refere-se ao valor de velocidade mínima para o qual a máquina irá produzir alguma energia, tendo em conta todo o seu gasto para tal. Rate speed é a velocidade para a qual a máquina alcança a energia nominal, ou seja, a máxima potência possível. E o último limite é a velocidade máxima que a turbina pode alcançar, normalmente este valor é definido por medidas de segurança. A Figura 1.8 está a exemplificar a relação entre potência produzida pela turbina e a velocidade do vento, sendo destacadas as velocidades apresentadas acima.

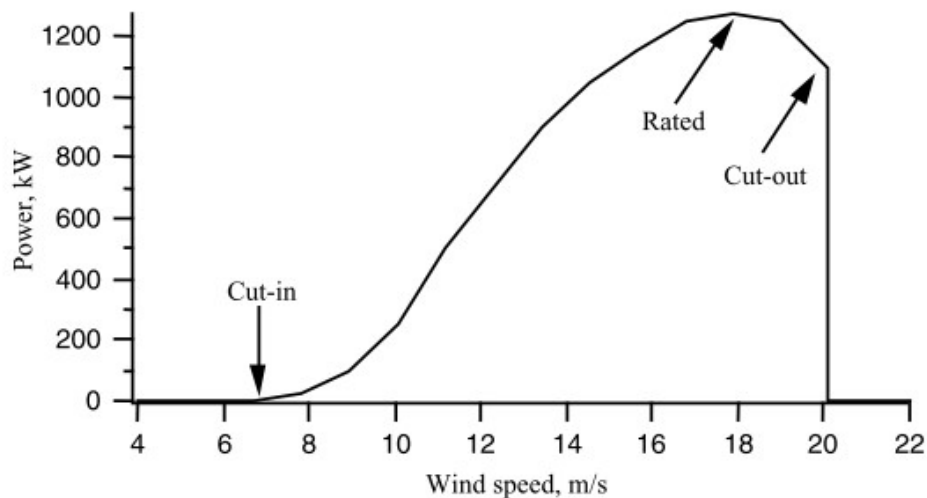


Figura 1.8 - Típica curva de potência de uma turbina eólica (Technical University of Denmark (DTU), [s.d.])

Para a monitorização destas turbinas, elas vêm acompanhadas de um sistema de medição e controlo chamado SCADA (Sistema de Controlo de Supervisão e Aquisição de dados). Dentre os diversos parâmetros medidos neste sistema, destacam-se: velocidade e direção do vento; velocidade no rotor; orientação da nacelle (ângulo de yaw); orientação das pás (ângulo de pitch); torque no eixo de transmissão; rotações do gerador; e potência gerada.

Os sistemas de controlo são divididos em dois grupos: controlo aerodinâmico e controlo elétrico, ou seja, controlo ao nível do rotor e do conversor de energia mecânica em energia elétrica. Dentro dos tipos de controlo aerodinâmico se destacam o controlo da velocidade de rotação do rotor, e controlo do ângulo de pitch, já mencionado na subsecção 1.2.1 Rotor. Este último sendo o controlo da rotação das pás em torno do seu próprio eixo, o ângulo pode variar de 0 a 90 graus. O ângulo de pitch está a 0 graus quando a turbina se encontra em uma situação favorável, ou seja, a velocidade do vento é tal que permite tirar maior partido do vento, e com isto, produzir o máximo de energia. O ângulo aumenta a medida em que a velocidade do vento assume valores mais elevados.

Toda a estrutura está submetida a dois principais tipos de carregamento: gravítico e proveniente do fluxo de vento. Estes por sua vez são turbulentos, gerando variações que causam tensões em toda a estrutura, mas principalmente nas pás e na torre. Estas variações também geram tensões cíclicas, o que leva a ter uma atenção especial às roturas por fadiga, que constitui um fator crítico no dimensionamento de vários componentes estruturais da turbina eólica.

1.3. OBJETIVOS

O presente trabalho foi desenvolvido em ambiente empresarial em conjunto com a Vestas Portugal e tem como principais objetivos:

- Fazer uma breve introdução a energia eólica e ao funcionamento das turbinas eólicas;
- Descrever o fenómeno da fadiga e apresentar métodos para previsão de dano e rotura.
- Descrever a modelação de aerogeradores com a ferramenta FAST;
- Apresentar o caso de estudo e o projeto WindFarmSHM desenvolvido no parque eólico da tocha;
- Avaliar os cenários de carga para análise de fadiga da torre de geradores eólicos;

- Comparar os resultados obtidos através dos modelos numéricos desenvolvidos na FEUP com os valores associados ao dimensionamento do caso de estudo;
- Comparar o acumulado de dano por fadiga associado às condições reais de operação com os valores de dimensionamento

1.4. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação está dividida em seis capítulos, o capítulo 1 é uma introdução ao tema com uma breve explicação sobre a captação de energias eólicas e ao funcionamento de turbinas eólicas com uma descrição sobre suas componentes e alguns conceitos teóricos importantes para a compreensão dos seguintes capítulos.

O segundo capítulo é uma introdução ao estudo da fadiga, seguido de seus conceitos básicos. Ainda neste capítulo é explicado como são feitos os cálculos e estimativas da rotura da fadiga à luz do Eurocódigo, para além de algumas semelhanças e diferenças que existem entre este regulamento e o IEC, que já é mais específico para análise de fadiga em turbinas eólicas.

No terceiro capítulo é apresentado os graus de liberdade a serem considerados para a análise estrutural e dinâmica da turbina eólica. E em seguida são apresentados os conceitos do software Fast, usado para a construção de um modelo numérico de uma turbina.

O caso de estudo é apresentado no quarto capítulo, apresentando o parque eólico da tocha e os modelos de turbina em que lá estão. Aqui também é apresentado a campanha experimental que está a ser realizada no local do caso de estudo.

No capítulo 5 são apresentados os desenvolvimentos para validação do modelo experimental em comparativo com os resultados apresentados com a campanha experimental, para então ser feito o estudo de dano a fadiga e ser feito um comparativo com o dano obtido no dimensionamento feito pelo fabricante do aerogerador.

No capítulo 6 são feitas as considerações finais e conclusões tiradas após ter sido feito todo o estudo descrito no presente trabalho.

2

CONCEITOS FUNDAMENTAIS DE FADIGA

As turbinas eólicas estão submetidas a cargas estáticas, assim como estruturas mais vulgares da engenharia civil, mas também estão sujeitas a cargas dinâmicas que podem causar danos muitas vezes mais severos do que as cargas estáticas. As cargas cíclicas são um tipo de carga dinâmica e são as responsáveis pelo fenómeno de fadiga. O estudo deste é importante, pois estima-se que pelo menos metade das falhas mecânicas tem como causa a fadiga (Kamal e Rahman, 2018). Neste capítulo será feito um enquadramento do fenómeno de fadiga em geral para depois descrever este fenómeno nas turbinas e apresentar como é feita a abordagem de fadiga nos códigos para o dimensionamento destas estruturas.

2.1. INTRODUÇÃO

O fenómeno da fadiga teve grande evidência no início do século 19, como resultado da revolução industrial. Numa explicação simples, este fenómeno pode ser definido como uma falha causada por cargas aplicadas repetidamente na estrutura, porém estas cargas nunca alcançam a magnitude de cargas que causariam falha em uma simples aplicação (Schütz, 1996). Estes carregamentos cíclicos aplicados repetidamente durante o tempo, tendem a causarem danos na estrutura de forma diferente do que os causados por forças estáticas.

Iniciam-se por pequenas imperfeições geométricas que culminam em pequenas microfissuras que tendem a se unir formando uma macro fissura dominante que cresce lentamente e de forma irregular no início. Em um dado momento, este crescimento passa a ser de maneira mais regular e mais acelerado. Finalmente quando a fissura atinge um tamanho crítico, ocorre a rotura do material.

Para o estudo deste fenómeno, há algumas variáveis e parâmetros importantes para a sua compreensão. Um exemplo destes é a vida da fadiga, que é expressa em números de ciclo até a rotura do material. Outros conceitos importantes são: tensão máxima (σ_{max}), e tensão mínima (σ_{min}). Com estes parâmetros, obtém-se a amplitude de tensão (σ_a), que é a diferença entre as tensões máxima e mínima dividida por dois, equação (2.1); tensão média (σ_m), que é a média aritmética de ambos os parâmetros, equação (2.2); intervalo de tensão ($\Delta\sigma$), figura (2.3), também entendido como a diferença das tensões extremas ou ainda como o dobro da amplitude de tensão e a razão de tensão (R), equação (2.4). Estes parâmetros estão representados respetivamente nas equações abaixo.

$$\sigma_a = \frac{(\sigma_{max} - \sigma_{min})}{2} \quad (2.1)$$

$$\sigma_{mean} = \frac{(\sigma_{max} + \sigma_{min})}{2} \quad (2.2)$$

$$\Delta\sigma = |\sigma_{max} - \sigma_{min}| = 2\sigma_a \quad (2.3)$$

$$R = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} \quad (2.4)$$

A Figura 2.1 representa um comportamento genérico que assume um formato sinusoidal relacionando a tensão (σ) com o tempo, juntamente com os parâmetros apresentados acima. Porém este é um exemplo muito simplificado por se apresentar tensões com amplitude constante, e na realidade esta curva geralmente assume formas mais complexas.

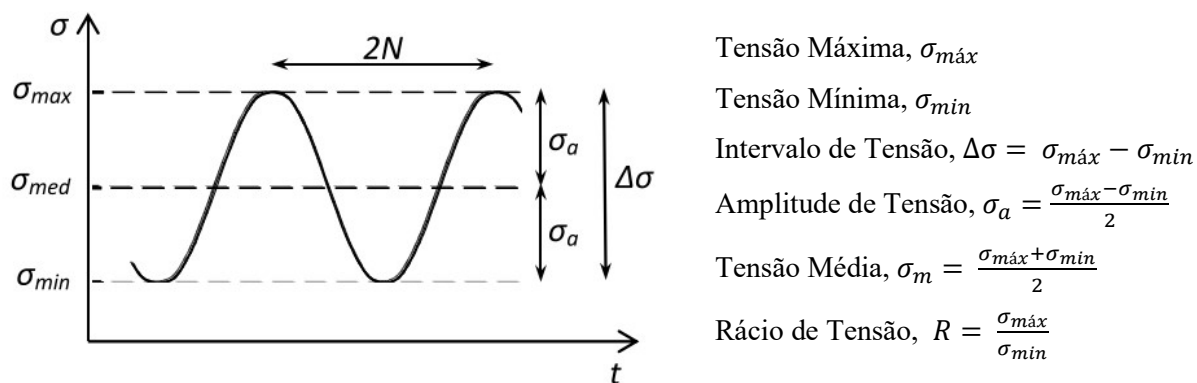


Figura 2.1 - Representação de carregamentos de amplitude constante e seus principais parâmetros de análise.

2.2. FASES DA FADIGA

Durante o século XIX e XX, foram feitos diversos estudos sobre este fenómeno, destaca-se August Wohler como um importante nome relacionado a este assunto. Porém somente no início do século 20 Ewing e Humfrey descobriram que a rotura por fadiga se inicia com microfissuras e bandas de deslizamento (Schijve, 2003). O fenómeno da fadiga ocorre em três fases diferente: iniciação das microfissuras, crescimento das fissuras, e, finalmente, a rotura. Seu dano é caracterizado por nucleação, coalescência e crescimento estável de fissuras, levando, por fim, a plastificação da seção ou rotura da mesma (Kamal e Rahman, 2018).

O processo inicia-se com imperfeições microscópicas do material que resultam em pequenas microfissuras que tendem a se agrupar formando uma fissura dominante que inicialmente cresce de forma lenta e irregular, que é chamado de período de iniciação. Depois cresce de forma mais regular e de forma mais rápida, que é o chamado período de crescimento da fissura (Gonçalves Reis Dantas, 2019).

A maior parte de sua vida ocorre na fase de iniciação para os casos de fadiga de grande ciclo (HCF – *High Cycle Fatigue*). Esta fase é onde começa o aparecimento de microfissuras que não são vistas a olho

nu, o crescimento destas é lento e irregular. No entanto, após ocorrer algum crescimento de microfissuras fora do local da nucleação, é observado um crescimento mais regular, e então começa a segunda fase, chamada de período de crescimento das fissuras (Schijve, 2004). Porém, somente quando se está próximo da rotura que torna-se possível visualizar estas fissuras sem o uso de um microscópio, a olho nu.

Nesta primeira fase, a iniciação de microfissuras ocorre com deslizamentos cíclicos. Estas, normalmente ocorrem em superfícies livres do material onde há concentração de tensão, e mais facilmente nas faixas de deslizamento em que o deslocamento seja normal (ortogonal) à superfície do material (Gonçalves Reis Dantas, 2019; Schijve, 2003). Em outras palavras, a iniciação das fissuras em fadiga é um fenómeno de superfície, enquanto que o período de crescimento da fissura deixa de ser um fenómeno de superfície. Em HCF o início das fissuras está fortemente ligado a características da superfície do material, tais como a rugosidade, dano, tratamento da superfície e tensão residual na superfície.

A segunda fase, o crescimento da fissura ocupa uma parte menor na vida de fadigas do tipo HCF, porém em casos de fadiga de baixo ciclos (LCF – *Low Cycle Fatigue*), em que as amplitudes assumem valores mais altos, esta segunda fase ocupa parte considerável do tempo de vida deste fenómeno (Schijve, 2003). Esses dois tipos de classificação da fadiga vão ser explicados mais a frente nesta seção. Uma questão importante é como definir a transição entre a primeira e a segunda fase. Para isto há o fator de intensidade da tensão (K) que relaciona a taxa de crescimento da fissura, da/dN , e o fator diferencial de intensidade da tensão (ΔK), também há uma relação entre estes dois parâmetros com o rácio de tensão (R). O fator, K , é usado para previsão do crescimento da fissuras, enquanto que o fator de concentração de tensão, K_t , é um importante parâmetros para previsão da iniciação da fissura, e ambos os parâmetros estão relacionados com a segunda e primeira fase do desenvolvimento da fadiga, respetivamente (Correia, 2014), tal como representado no esquema da Figura 2.2. A transição da primeira fase para a segunda fase ainda não está muito bem definida, porém costuma-se dizer que o período de iniciação é considerado completo quando o crescimento das microfissuras não dependem mais das condições de superfície do material (Schijve, 2004).

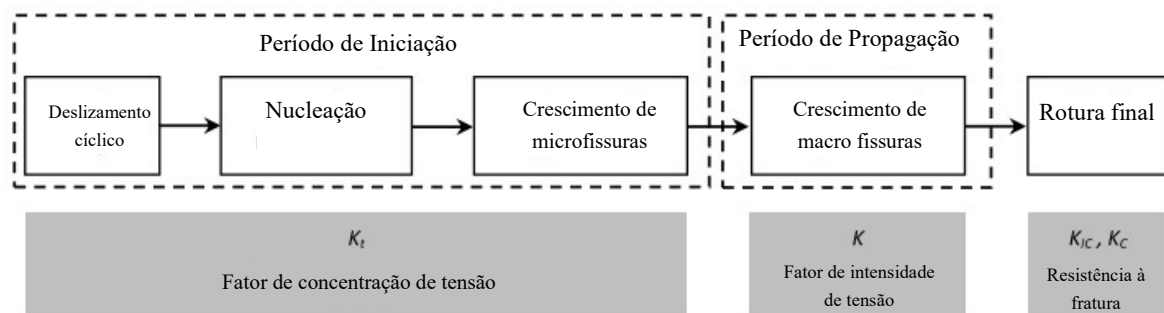


Figura 2.2 - Fases da vida da fadiga e fatores relevantes (Adaptado de(Correia, 2014))

As discontinuidades geométricas, ou fendas são os principais fatores que contribuem para a iniciação de microfissuras, e conseqüentemente para o desenvolvimento da fadiga. Estas fendas causam uma distribuição de tensão não homogénea, como mostra na Figura 2.3. Com isso obtém-se o fator de concentração de tensão (K_t), que é definido como o rácio entre a tensão de pico na fenda e a tensão nominal que seria obtida caso não ocorresse a concentração de tensão no entorno da abertura, em destaque na Figura 2.3. A equação (2.5) mostra o que foi descrito acima. A severidade da concentração de tensão depende sempre da geometria da fenda ou da discontinuidade geométrica, por este motivo, ao se dimensionar uma estrutura, deve-se tentar sempre que possível evitar a discontinuidade, desta forma,

reduzindo a concentração de tensão ao máximo, a fim de evitar desenvolvimento de fadiga (Schijve, 2004). Atualmente, os valores para K_t são obtidos através do uso de modelos de elementos finitos.

$$K_t = \frac{\sigma_{peak}}{\sigma_{nominal}} \quad (2.5)$$

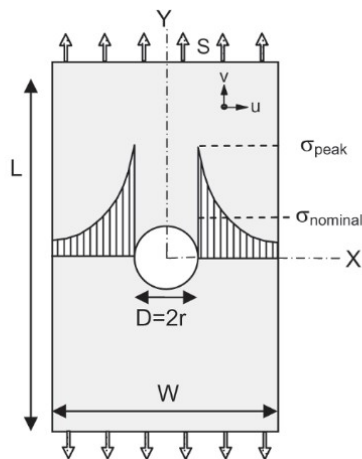


Figura 2.3 - Protótipo de uma peça entalhada com um furo no meio (Schijve, 2004).

Tensão residual tem como definição a distribuição de tensão presente na estrutura enquanto esta não está a sofrer um carregamento externo. Quando se aplica um carregamento externo a uma estrutura, introduz-se uma distribuição de tensão em concordância com esta carga externa e a geometria da estrutura. Se o comportamento for elástico, a resposta do material será a soma da tensão residual com a tensão causada pelo carregamento externo. Portanto, quando um carregamento cíclico é aplicado, este produzirá uma certa amplitude de tensão e uma tensão média, como já mencionado anteriormente, entretanto, a tensão residual não afetará a amplitude de tensão, somente aumentará ou diminuirá a tensão média. Tensões residuais são normalmente causadas por deformações plásticas não homogêneas.

O fator de intensidade de tensão, K , é usado para caracterizar a “intensidade” de distribuição de tensão na ponta da fissura e está descrito na equação (2.6). Em que “ S ” é a tensão de carregamento remoto, “ a ” é o comprimento da fissura e “ β ” é um fator adimensional que depende da geometria da componente da estrutura em análise (Schijve, 2004). Portanto, a equação define K como um parâmetro característico para a intensidade de tensão em torno da ponta da fissura. Observa-se também que o fator de intensidade de tensão é expresso em $\text{Pa}\sqrt{m}$ enquanto que o fator de concentração de tensão, (K_t) é adimensional, sendo apenas relacionado com a geometria da fenda.

$$K = \beta S \sqrt{\pi a} \quad (2.6)$$

Como mencionado previamente, há dois principais regimes de fadiga, as fadigas de longo ciclo (*high cycle fatigue* em inglês – HCF) e as fadigas de pequeno ciclo (*low cycle fatigue* em inglês – LCF). O primeiro ocorre maioritariamente em estado de deformação elástica, é caracterizado por apresentar amplitudes baixas e uma vida longa, em torno de 10^5 e 10^7 ciclos, e, como já citado, a fase de iniciação das fissuras ocupa uma parte maior nas vidas de fadigas do tipo HCF. Por outro lado, as LCF são caracterizadas por apresentarem maiores cargas e consequentemente uma vida à fadiga mais curta, que normalmente são menores que 10^4 ciclos, e o material sofre uma deformação plástica desde o primeiro ciclo. Em casos práticos, observa-se uma maior ocorrência de HCF, enquanto que as LCF são mais associadas a estruturas específicas e a espectro de cargas (Gonçalves Reis Dantas, 2019; Schijve, 2004), mesmo em turbinas eólicas, nota-se que a maior parte dos componentes comportam-se em regime HCF, porém há ocorrência de poucos componentes a se comportarem em regime LCF. Na Figura 2.4 é demonstrada uma curva SN de um material para exemplificar a faixa de atuação de cada um dos regimes. Os limites entre LCF e HCF não são muito bem definidos, porém a principal diferença é o tipo de deformação que ocorre em cada uma, consequentemente, é por isso que a abordagem é feita de forma diferente para cada um. Em LCF usa-se uma abordagem com base na deformação enquanto que HCF é uma abordagem baseada em tensões. Para as torres de aerogeradores, ocorrem o regime HCF, portanto, justifica-se este ser o regime abordado daqui em diante no presente trabalho.

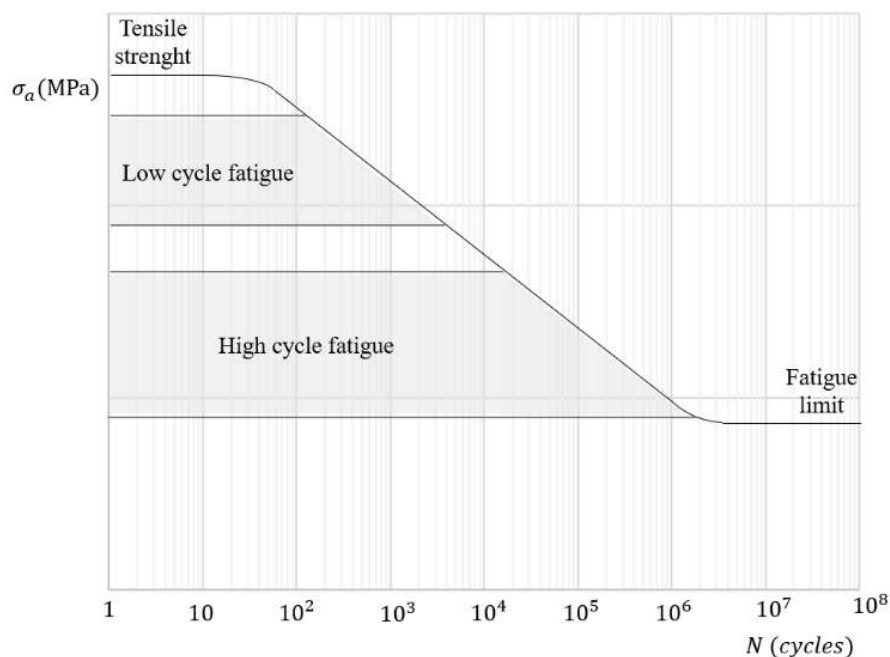


Figura 2.4 - Representação dos diferentes regimes de fadiga.

A amplitude de tensão tem grande influência no dano por fadiga, e a tensão média é um fator que requer a mesma atenção em HCF, pois isto influencia a abertura e fechamento de microfissuras, pois uma tensão média de compressão ajuda no fechamento de microfissuras, o que colabora para o aumento da resistência a fadiga, enquanto que a tensão média de tração causa o efeito oposto (Gonçalves Reis Dantas, 2019). Por isso, há vários modelos de contagem para o efeito causado pela tensão média.

2.3. ESTADO DE FADIGA MULTIAXIAL

Em cenários reais as condições de carregamento são variáveis e complexas, diferente do que foi visto até então, fadigas por carregamento uniaxial. Na presente secção será apresentado este outro caso, o que é classificado como tensão é multiaxial. Nestes ocorrem dois tipos de carregamentos podem ser definidos por proporcionais ou não proporcionais. Tais cargas multiaxiais e estados de tensão são frequentemente encontrados em muitas indústrias, incluindo na de geração de energia. Os carregamentos multiaxiais não proporcionais ocorrem quando a direção principal de tensão varia durante o carregamento, enquanto que nos do tipo proporcional as direções das tensões principais não mudam (Kamal e Rahman, 2018). Carregamento desproporcional causa igual ou apresenta mais danos do que carregamento proporcional, isto ocorre devido ao comportamento de deslizamento do material (Lee e Barkey, 2012). Estas diferenças resultam em comportamentos distintos de fadiga e, como consequência, os modelos adequados para carregamento proporcional às vezes não são adequados para o outro.

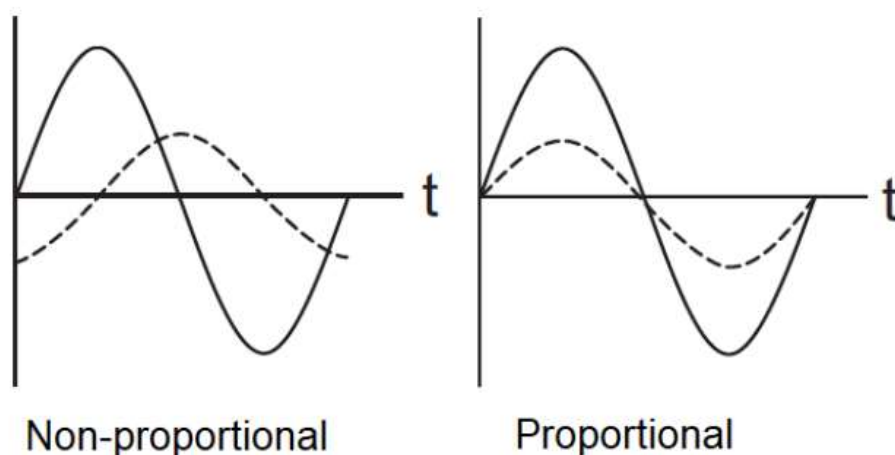


Figura 2.5 - Carregamento não proporcional e proporcional (Lee e Barkey, 2012).

As metodologias para estes casos mais complexos ainda não são bem estabelecidas, principalmente quando os carregamentos são do tipo não-proporcionais. Devido a este ser um tópico em aberto, há um grande número de diferentes pontos de vista encontrado na literatura, e, muitas vezes, até mesmo ideias contraditórias são formuladas, o que torna difícil estabelecer uma ideia sólida sobre o conceito de fadigas multiaxiais. Entretanto, há três grandes grupos em que se pode dividir as teorias, são elas tensão equivalente, deformação equivalente e critérios baseados em energia (Golos, 1996).

Os modelos baseados em tensão levam em conta o tensor de tensão e são recomendados para as fadigas de regime HCF, justamente por se tratar de estado de deformação elástica, por outro lado os modelos baseados em deformações equivalentes estão associados a tensores de deformação e podem ser aplicados a ambos os regimes, HCF e LCF, sendo porém mais usual a aplicação em regimes de baixo ciclo, desta forma apresenta ser uma boa escolha quando se deseja avaliar os dois regimes. Por fim, os modelos baseados em energia estão associados a quantidades de energia e referem-se à energia de deformação plástica, consequentemente, eles também são mais indicados para regimes LCF (Gonçalves Reis Dantas, 2019).

2.4. MÉTODOS PARA A PREVISÃO DE VIDA DA FADIGA

De forma a garantir a segurança de estruturas e assegurar o seu bom funcionamento durante o seu tempo de uso fazem-se previsões para o tempo de vida de fadiga considerando os carregamentos e as propriedades dos materiais que constituem a estrutura a ser analisada. Na engenharia, normalmente são usados dois parâmetros: tensão e deformação. O primeiro consiste na divisão da força aplicada na peça (F) sobre a peça dividida pela área transversal da mesma (A_0), equação (2.7). A deformação (ε) é a variação do comprimento dividida pelo comprimento inicial, equação (2.8). E a relação destes dois parâmetros é linear no início das medições, formulada pela lei de *Hook*, equação (2.9), que traz consigo a definição do módulo de elasticidade (E), que corresponde a rigidez do material.

$$\sigma = \frac{F}{A_0} \quad (2.7)$$

$$\varepsilon = \frac{L - L_0}{L_0} \quad (2.8)$$

$$\sigma = E \times \varepsilon \quad (2.9)$$

O método baseado em tensão usa a alternância de amplitude de tensão para prever o número de ciclos até a rotura, este método se baseia na comparação entre a amplitude de tensão (ou intervalo de tensão) com a relação apresentada nas curvas S-N, que serão descritas a seguir.

No caso de estudo, uma turbina eólica, as cargas de fadiga ocorrem basicamente por três fatores, vento, operação do rotor, e ondas, no caso de turbinas offshore. Para os efeitos de fadiga na torre, mais especificamente, a fonte principal é a constante variação da velocidade do fluxo do vento. Por isto, para um bom dimensionamento de turbinas é necessário o entendimento de turbulências. Uma vez que estas causam variações aleatórias no vento que interage com estes dispositivos, causando variações de tensões em toda a estrutura, mas principalmente nas pás e na torre. Devido à estas variações, as tensões também irão variar com o tempo, o que resulta em danos devido à fadiga. Uma das causas de turbulência atmosférica é a diferença de velocidade das parcelas de ar, ou seja, quanto mais próximo do solo, menor a velocidade, o que causa um gradiente na velocidade do ar. Outra razão para que este fenómeno ocorra é a diferença de temperatura entre as diversas partículas de ar.

A componente turbulenta do vento pode ser vista como a responsável pela excitação dinâmica na torre, portanto para análise de fadiga neste componente da turbina eólica, a turbulência é importante. A forma mais comum de representar a intensidade de turbulência (I_w) é através da razão entre o desvio padrão da velocidade do vento, σ_w , e o valor médio, U , equação (2.10):

$$I_w = \frac{\sigma_w}{U} \quad (2.10)$$

A turbulência normalmente é representada na forma espectral. O que permite compreender as regiões de frequência com maior energia de excitação. Os modelos de espectro turbulento mais usados são os espectros de von Kármán e Kaimal. Outra das cargas responsáveis por influenciar a fadiga, são as

provenientes das operações ao nível do rotor, sua rotação introduz cargas cíclicas, gerando frequências de excitação vinda do topo da torre.

A primeira frequência de vibração do rotor normalmente é designada pela letra Ω . Portanto, em uma turbina de três pás, como é o caso de estudo, a frequência com que as pás passam por uma posição fixa é representada por 3Ω , assim representando a rotação do rotor multiplicada pelo número de pás. Para uma turbina eólica de velocidade variável comum (com um regime de operação do rotor entre 8 e 20 rpm), a excitação harmônica de 3Ω apresenta uma frequência entre 0,4 Hz e 1,0 Hz (Gonçalves, 2018; Gonçalves Reis Dantas, 2019; Oliveira, 2016).

2.5. CURVAS S-N

Como já mencionado, Wohler teve grande contribuição para o estudo de fadigas durante o século XIX, suas descobertas representando imensos marcos neste campo de estudo. Ele postulou que o principal parâmetro que influencia a vida da fadiga é a amplitude de tensão, enquanto que a tensão média assume uma importância secundária (Gonçalves Reis Dantas, 2019).

Outro grande destaque destas contribuições, são as curvas S-N, tanto que por muito tempo estas ficaram conhecidas como curvas Wohler, por alguns até hoje é referida desta forma. Durante o século seguinte foram feitos diversos testes de fadigas com a finalidade de produzir um grande número de curvas S-N. Estas curvas relacionam linearmente a tensão (σ) com o número de ciclos até a rotura do material (N). Os testes foram feitos para uma tensão média constante e com amplitude também constante.

Encontra-se na literatura diversas formas de representação destas curvas, pelo que, primeiramente as curvas eram representadas com eixo horizontal, N, em escala logarítmica e eixo vertical, com a tensão, em escala linear. Entretanto, tempos mais tarde, Basquin sugeriu o uso de escala de eixo bi-logarítmica, ou seja em ambos os eixos usa-se escala logarítmica (Correia, 2014), pois desta forma a representação da curva se apresenta na forma de segmentos lineares. Atualmente este tipo de representação é a mais usual, sendo a usada nos Eurocódigos. Nestes casos em que as curvas S-N se tornam segmentos de retas, acaba por ser mais fácil estabelecer uma relação entre a tensão e o número de ciclos até a rotura. Sendo assim, a equação (2.11) mostra a relação generalista que serve de base para diversos códigos e regulamentos.

$$\Delta\sigma^m N_f = C \quad (2.11)$$

Em que as letras C e m são constantes relacionadas ao material, N_f é o número de ciclos até a rotura, e $\Delta\sigma$ é o intervalo de tensão.

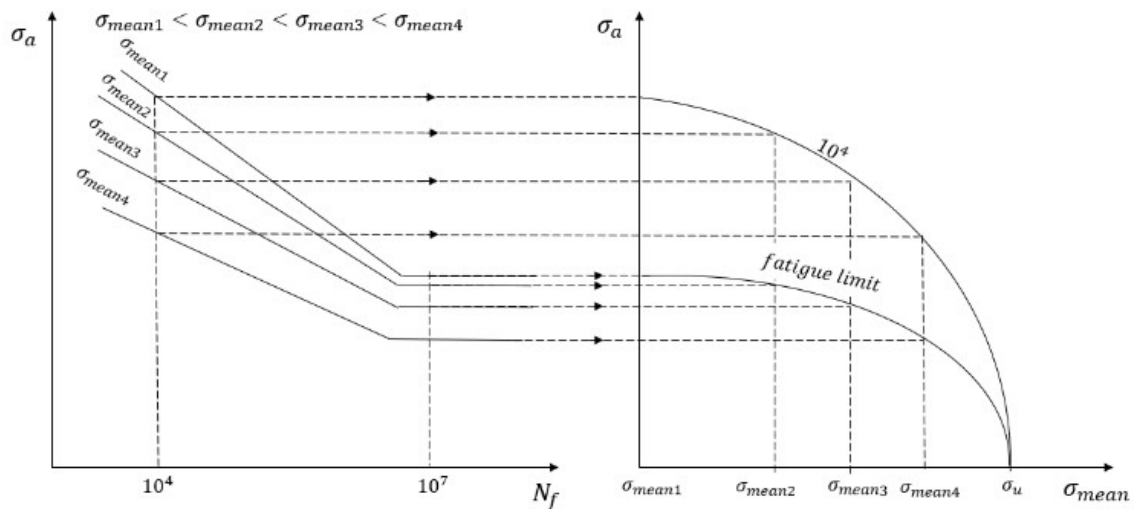


Figura 2.6 - Curva S-N e diagrama de fadiga

Destas curvas ressaltam-se algumas propriedades. Uma delas é observada para valores baixos de tensão. Para alguns materiais, estas curvas muitas vezes apresentam um valor em destaque, que no gráfico é visto por um segmento de reta paralelo ao eixo horizontal, este é, então, o chamado limite de fadiga. A explicação para isto é que, durante os testes para elaboração desta curva, quando, sob um certo valor de tensão, a peça atinge um elevado número de ciclos sem ocorrer a rotura, este é o valor a ser considerado como limite de fadiga. Uma interpretação para isto é que, para valores de intervalo de tensão abaixo deste limite, assume-se que o material não apresenta rotura por fadiga. Portanto, para valores de intervalo de tensão abaixo do limite de fadiga, considera-se que o material tem a vida infinita no âmbito de rotura por fadiga.

Para além das curvas S-N, existem os diagramas de fadiga, que são diagramas que relacionam tensões máximas, ou tensões mínimas, ou intervalo de tensão com as tensões médias, podem ser utilizados para representar o efeito da tensão média nas tensões de limites de fadiga (vida infinita) ou nas tensões de resistência à fadiga, para um determinado número de ciclos. Os mais usuais são diagrama de Goodman, diagrama de Smith, diagrama de Geber, Diagrama de Soderberg, entre outros. E estes tipos de diagrama apontam se a componente terá “vida infinita”, não permitem obter conclusões sobre tempo de vida de fadiga (Schijve, 2003).

2.6. MÉTODO DE CONTAGEM RAIN-FLOW

Para o cálculo de dano por fadiga, os intervalos de tensão ($\Delta\sigma$) são mais significativos do que a tensão média. Como já mencionado na secção 2.1, os intervalos de tensão são a diferença entre o carregamento mínimo local e o subsequente carregamento máximo local, ou vice e versa. Para contabilizar estes intervalos a partir de um histórico de carregamento (espectro de fadiga) são usados alguns métodos de contagem. Atualmente há diversos métodos de contagem de número de ciclos, nomeadamente: *Level-Crossing Counting*, *Peak Counting*, *Simple-Range Counting* (Pereira, 2006). Entretanto o mais usado na indústria e o que foi usado para o presente trabalho é o método conhecido como rainflow.

O método rainflow surgiu na segunda metade do século 20 e foi introduzido por Matsuishi e Endo. A analogia ao “rainflow” – que significa fluxo de chuva – vem da comparação deste método com o fluxo

da chuva a cair em um pagode (tipo de telhado muito associado a cultura oriental, sobretudo a chinesa) e escorrer pelas bordas deste telhado (Lee e Tjhung, 2012).

Em uma contagem regular de intervalos de tensão, Figura 2.7 (a), conta-se todos os intervalos separadamente, mesmo os pequenos que ocorrem entre intervalos maiores. A contagem rainflow, Figura 2.7 (b) e (c), otimiza a contagem regular, ao não levar em conta estes pequenos intervalos que ocorrem entre intervalos maiores, sendo estes contando separadamente. A Figura 2.7 abaixo demonstra esta diferença.

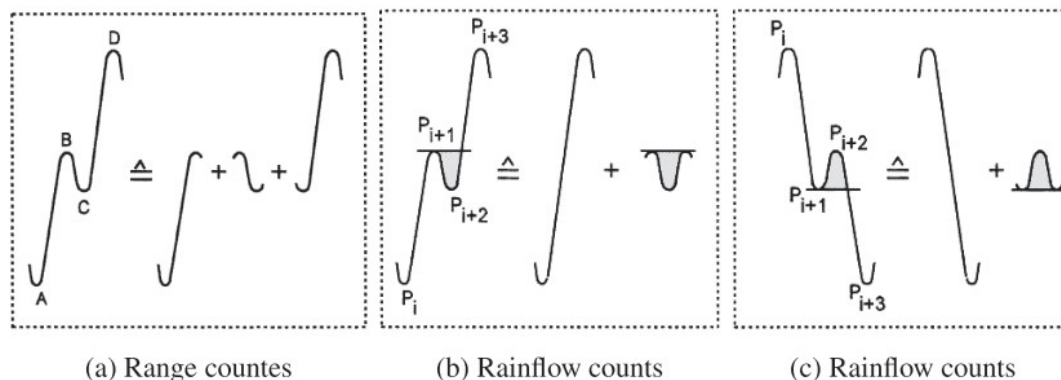


Figura 2.7: Diferença de uma contagem regular (a) para uma contagem rainflow (b) e (c) (Schijve, 2004).

Como a fadiga é influenciada por intervalos de tensão, espera-se que este intervalo maior cause maior dano do que o dano causado pelos três intervalos consecutivos somados, Figura 2.7 (a).

Portanto, este intervalo maior pode ser contado como um intervalo de tensão separado. Então, esta contagem funciona da seguinte forma, imagina-se quatro picos consecutivos indicados como P_i , P_{i+1} , P_{i+2} e P_{i+3} o requisito para que o método rainflow compute e remova pequenos intervalos de intervalos maiores são:

- $P_{i+1} < P_{i+3}$ e $P_{i+2} > P_i$;
- $P_{i+1} > P_{i+3}$ e $P_{i+2} < P_i$;

Este processo de verificação é repetido para toda a sequência do espectro até atingir o último ponto. Os resultados obtidos são armazenados em uma matriz que apresenta o valor médio, o intervalo e o número de ciclos (Amzallag *et al.*, 1994). Embora o método rainflow não seja baseado no exato conceito físico do acúmulo de dano da fadiga, é espectável que de uma representação mais realista da severidade do histórico de cargas.

Esta explicação apresentada acima diz respeito ao caso de tensões uniaxial. Para o caso de tensões multiaxiais existem duas formas de se fazer a abordagem. Uma dela é a abordagem por plano crítico, em que o parâmetro de dano por fadiga de cada plano de falha potencial é identificado usando o método de contagem de ciclo uniaxial. O plano que acumula mais danos é considerado o plano crítico e a vida da estrutura é avaliada a partir deste plano.

A outra é a abordagem de tensão equivalente, onde o parâmetro de dano por fadiga é definido como um valor de tensão equivalente. Para carregamento proporcional, a técnica de contagem de ciclo uniaxial pode ser usada para extrair ciclos do histórico de tempo de parâmetro de tensão equivalente (Lee e Tjhung, 2012).

O método rainflow surge como um método de referência que pode ser usado para armazenar medições de serviço em uma forma adequada para análise de fadiga de materiais e estruturas e para reconstruir uma sequência a partir dos dados para simular a sequência. Apresenta uma vantagem decisiva em relação à análise espectral ou estatística da sequência, pois permite analisar e representar carregamentos de amplitude variável. Além disso, é possível com os resultados deste método deduzir resultados de outros métodos (Amzallag *et al.*, 1994).

2.7. MÉTODOS DE PREVISÃO DE DANO DE FADIGA

Para o campo da engenharia é necessário fazer uma estimativa do tempo de vida da fadiga, de forma que seja assegurado que, o tempo de uso para o qual a estrutura foi projetada seja menor do que o tempo de vida, ou seja, o número de ciclos que a estrutura irá sofrer durante o seu uso deve ser menor que o número de ciclos que a estrutura seria submetida até a rotura. Para essas previsões há alguns métodos que são usados na indústria, como modelos baseados na condição de similaridade, que é um método usado para carregamentos de amplitude constante (AC) e, como o próprio nome já diz, é levado em consideração resultados obtidos anteriormente para sistemas semelhantes com situações semelhantes (Schijve, 2003), ressalta-se que este tipo de carregamento, AC, é o tipo usado também para gerar as curvas S-N. Por outro lado, para carregamentos de amplitude variada, o método usado é o baseado no acúmulo de dano causado pela fadiga.

Na primeira metade do século XX, Palmgren publicou a hipótese de que o acúmulo de dano por fadiga ocorria de forma linear, pelo que o que se faz uma percentagem de quanto foi usado até atingir a sua rotura, ou seja o dano seria o rácio entre o número de ciclos realizados a dada amplitude com o número de ciclos até à rotura à mesma amplitude. Mais tarde, em 1945, Miner propôs a derivação desta regra linear, presumindo que o trabalho que pode ser absorvido até a rotura tem valor contante, como consequência, usando a equação abaixo que ficou conhecida como regra de Palmgren–Miner, podendo ser usada para a previsão de roturas para o caso de carregamentos de amplitude variada (AV). Portanto, a equação (2.12) explica esta regra. Define-se que o dano acumulado (D) resultante da fadiga é o somatório do número de ciclo aplicado na estrutura (n_i) a uma certa amplitude (S_{Ai}) sobre o tempo de fadiga (N_i).

$$D = \sum \frac{n_i}{N_i} \quad (2.12)$$

Com isto, se definiu que a rotura por fadiga na estrutura ocorre quando o dano acumulado atinge o valor unitário, ou seja, quando $D = 1$. Este método considera que as tensões aplicadas possuem valores menores do que o limite de tensão, definido na secção 2.5, não contribuem com o dano da estrutura. O que para carregamentos AC pode até ser tido como verdade, porém, para carregamentos AV não é o que acontece. Por isto, ele não é muito realístico para estes tipos de carregamento, pois não considera as consequências dos efeitos de plastificação, tensão residual, nem o tamanho das fissuras.

Portanto surgem outros métodos que se baseiam na regra de Palmgren–Miner, porem não consideram a evolução do dano acumulado como sendo uma evolução linear, mas sim sendo uma função e dependendo dos níveis de tensões cíclicas, Figura 2.8 (Schijve, 2004; Schütz, 1996). Em muitos casos ainda assim é usada a regra de Palmgren–Miner com adaptações.

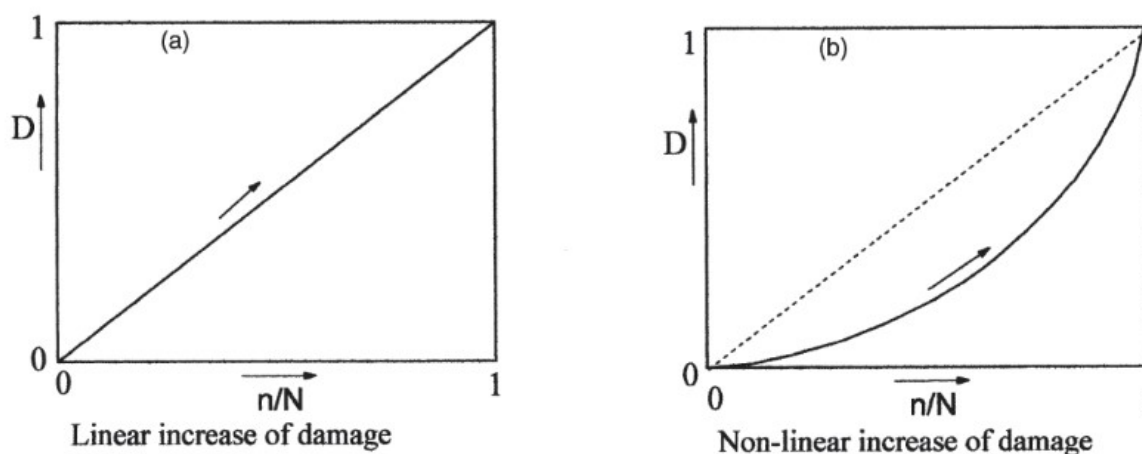


Figura 2.8: Relação linear e não linear do dano por fadiga.

2.8. CÓDIGOS E REGULAMENTOS

Para ser garantida a segurança e o bom funcionamento das estruturas usualmente sujeitas a fadiga, o dimensionamento deve ser feito seguindo as regras de códigos. Há uma enorme variedade de códigos, como por exemplo no Brasil usa-se a NBR, a AASHTO nos estados unidos, BS no Reino Unido e Eurocódigo na união europeia. E ainda numa perspetiva mundial, tem-se o IEC, que é um código internacional específico para dimensionamento de dispositivos eletrónicos, neste caso, há observações específicas para turbinas eólicas face à fadiga.

Dentre as diversas regras e fatores que o Eurocódigo 3 parte 9 apresenta, destaca-se o método de cálculo para a previsão de número de ciclos até a rotura por fadiga utilizando curvas S-N. Estas contemplam diversos tipos de detalhes que podem ser encontrados em peças de metal e exprimem o número de ciclos até a rotura consoante o intervalo de tensão a que a peça está a ser submetida. Neste caso, ambos os eixos estão em escala logarítmica, como o referido na secção 2.5, sendo chamado de diagrama bi-log.

Cada uma das curvas têm três ou dois patamares com respetivas inclinações diferentes, sendo o último patamar paralelo à abcissa (eixo x), desta forma representando uma das propriedades das curvas SN para aço, chamada de limite de fadiga. Tal propriedade já foi explicada na secção 2.5, e no Eurocódigo está associado a um valor definido como limite de truncatura ($\Delta\sigma_L$ ou $\Delta\tau_L$), que pode ser representado como sendo um valor para o qual os intervalos de tensões ($\Delta\sigma$) quando estão abaixo deste, teoricamente, não causam dano à estrutura. Portanto, o material de aço, quando submetido a tensões abaixo do limite de truncadura, suporta número de ciclos infinitos sem atingir a rotura.

Neste código, há dois diagramas distintos para as curvas S-N, um para as tensões normais ($\Delta\sigma$) e outro para as tensões de corte ($\Delta\tau$), cada um tendo três e duas inclinações diferentes, respetivamente. Para o caso de estudo deste trabalho, torres de turbinas eólicas, as tensões de corte não são relevantes, pois os danos que as tensões de corte causam nestas estruturas são relativamente baixos quando comparados com os danos causados pelas tensões normais. Por isto, a presente secção terá um foco maior na explicação relacionada com a tensão normal, entretanto, para a tensão de corte, o cálculo é semelhante.

Cada categoria de pormenores é designada por um número de referência, sendo este também o valor de referência, em N/mm², ou seja, MPa, do intervalo de tensão para um número de ciclos de 2×10^6 . Estas categorias de pormenores apresentam-se como $\Delta\sigma_C$ ou $\Delta\tau_C$ para tensões normais e de corte

respetivamente. Por exemplo, o intervalo de tensão $\Delta\sigma_C$ para a categoria de detalhe 80 tem valor de 80MPa quando o número de ciclos, N, é igual a 2×10^6 .

Nas curvas SN de tensões normais o ponto de mudança de inclinação ocorre quando o número de ciclos é igual a $N=5 \times 10^6$, o Eurocódigo 3 define, desta forma, o chamado limite de fadiga a amplitude constante ($\Delta\sigma_D$) que é calculado conforme a equação (2.13) e está destacado na Figura 2.9.

$$\Delta\sigma_D = \left(\frac{2}{5}\right)^{1/3} \times \Delta\sigma_C = 0.737 \times \Delta\sigma_C \quad (2.13)$$

Então, com o valor deste limite de fadiga a amplitude constante ($\Delta\sigma_D$) já definido, equação (2.13), é possível obter, portanto, o valor para o limite de truncatura ($\Delta\sigma_L$) através da equação (2.14):

$$\Delta\sigma_L = \left(\frac{5}{100}\right)^{1/5} \times \Delta\sigma_D = 0.549 \times \Delta\sigma_D \quad (2.14)$$

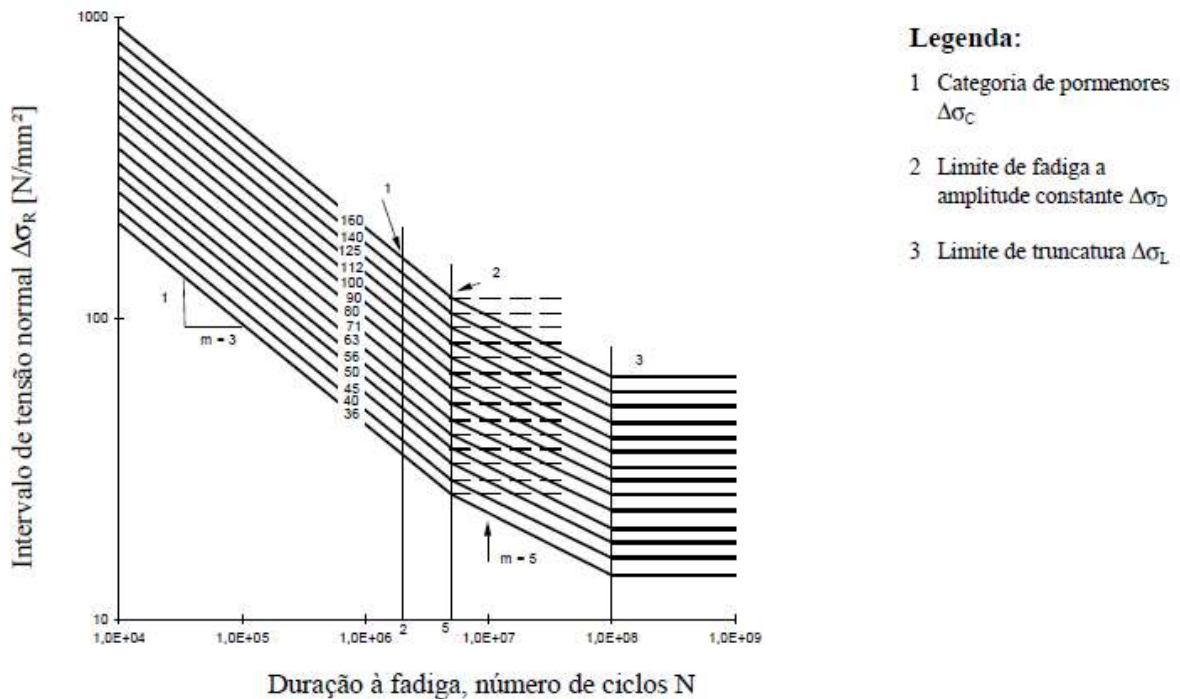


Figura 2.9: Curva SN para tensões normais no EC3 (CT 115 (LNEC), 1993).

Tendo estes dois valores, $\Delta\sigma_D$ e $\Delta\sigma_L$, já definido, consegue-se perceber como funcionam as equações para se obter o número de ciclos até a rotura. Portanto, para análise de tensões normais com intervalo de tensão superior ao limite de fadiga a amplitude constante e inferior a este e superior ao limite de truncadura, o Eurocódigo 3 define as seguintes equações (2.15) e (2.16) de acordo com o intervalo em que o número de ciclos se encontra.

$$\begin{cases} \Delta \sigma_R^m N_R = \Delta \sigma_C^m 2 \times 10^6 & \text{com } m = 3 \text{ para } N_R \leq 5 \times 10^6 \\ \Delta \sigma_R^m N_R = \Delta \sigma_D^m 5 \times 10^6 & \text{com } m = 5 \text{ para } 5 \times 10^6 \leq N_R \leq 10^8 \end{cases} \quad (2.15)$$

$$(2.16)$$

Sendo m o valor da inclinação da reta em que o ponto analisado se encontra, podendo ser 3 ou 5; N_R o número de ciclos até a rotura para o intervalo de tensão, σ_R , que está em questão. Os restantes termos são os mesmos dos apresentados nas equações (2.13) e (2.14). As Figura 2.9 apresentam as curvas S-N do Eurocódigo para tensões normais, que ao todo são 14 curvas para os respetivos detalhes e a Figura 2.10 apresenta as curvas S-N do EC3 para tensões de corte, que neste caso são apenas 2 curvas representando estes detalhes.

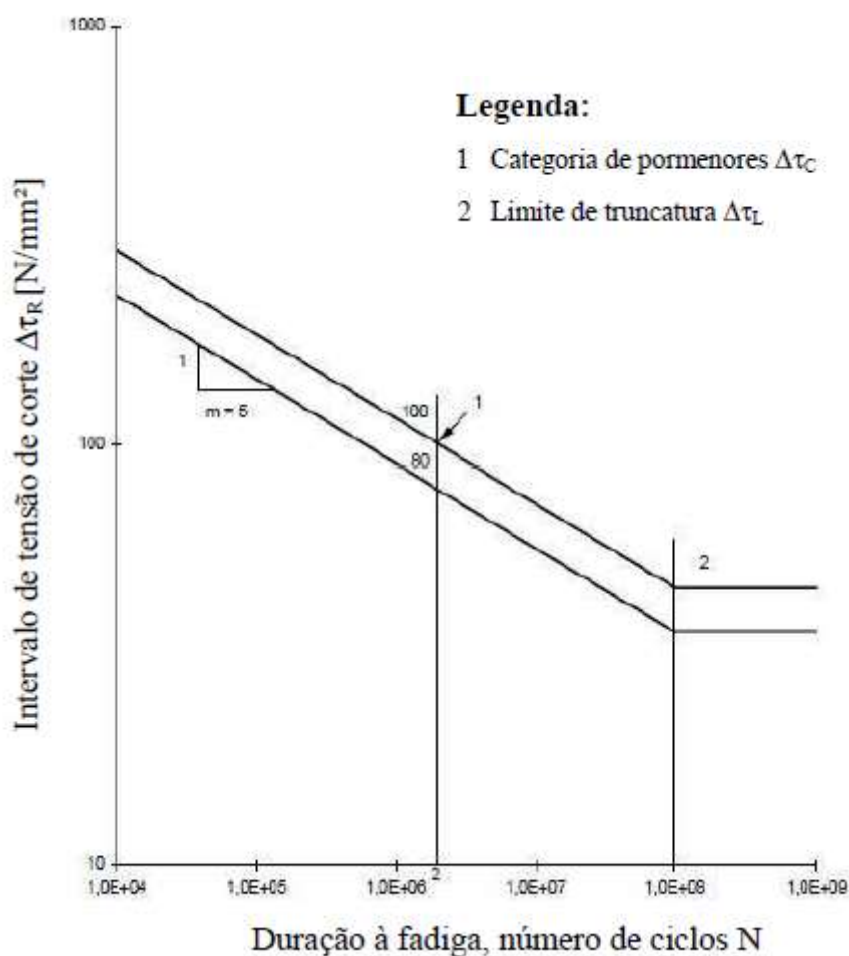


Figura 2.10: Curva SN para tensões transversais no EC3 (CT 115 (LNEC), 1993).

É importante ressaltar que os valores dos intervalos de tensão foram majorados para um nível de confiança de 75% com uma possibilidade de 95% de ser ultrapassado, tendo em consideração o desvio padrão, o tamanho da amostra e os efeitos das tensões residuais (CT 115 (LNEC), 1993).

Para se definir qual curva se adapta ao caso a ser estudado, o Eurocódigo definiu vários tipos de pormenores de ligações que são associados às categorias. Estas são definidas em quadros com os detalhes e pormenores a serem levados em consideração. Relativamente a torres de aerogeradores, as

ligações que são utilizadas são ligações soldadas e aparafusadas, sendo o pormenor de ligação soldada o mais adequado ao caso de estudo do presente trabalho, como será apresentado no capítulo 4. Este detalhe está exemplificado na Figura 2.11.

Ressalta-se que as ligações soldadas em chapa na horizontal devem ser todas verificadas, pois têm o detalhe relativamente baixo, variando entre DC80 e DC90, enquanto que as ligações verticais têm o detalhe DC 125. Os detalhes para as ligações horizontais são baseados no quadro 8.3 do Eurocódigo. Os detalhes para ligações aparafusadas também deve ser levados em consideração, porém nesta secção não será abordado, pois não está associado ao trabalho desenvolvido.

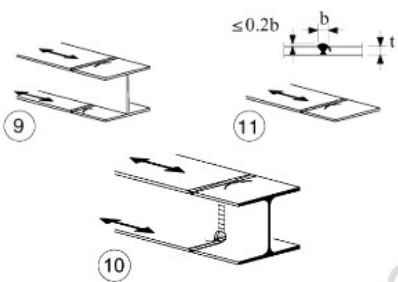
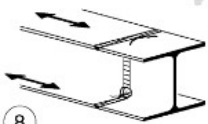
Categoria do pormenor	Pormenor construtivo	Descrição	Requisitos
80	efeito de dimensão para $t > 25$ mm: $k_s = (25/t)^{0.2}$ 	9) Emendas transversais de vigas compostas soldadas sem entalhes nas intersecções. 10) Soldaduras de topo da secção total de perfis laminados com entalhes nas intersecções. 11) Emendas transversais de chapas, barras, secções laminadas ou vigas compostas.	- Altura da convexidade do cordão não superior a 20 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa. - Soldadura não aplanada por máquina. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <u>Pormenor 10):</u> Altura da convexidade do cordão não superior a 10 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa.
90	efeito de dimensão para $t > 25$ mm: $k_s = (25/t)^{0.2}$ 	8) Como no pormenor 3) mas com entalhes na intersecção.	- Todas as soldaduras aplanadas por máquina até à face da superfície da chapa paralelamente à direcção da seta. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. - Secções laminadas com as mesmas dimensões sem diferenças de tolerância.

Figura 2.11: Detalhes considerados na soldadura horizontal (CT 115 (LNEC), 1993).

Para além destas equações para a curva S-N, o Eurocódigo 3 também indica para a contagem de ciclos a utilização de um dos dois métodos, reservatório ou rainflow, apresentado na secção 2.6.. Ainda para a contagem do dano acumulado, recomenda-se o uso da regra de Palmgren–Miner com majoração feita pelos coeficientes parciais corretivos (γ_{Ff} e γ_{Mf}). Estes coeficientes também são mencionados na IEC 61400-1. Na maioria das normas considera-se fator de correção considerando carregamento, espessura, corrosão e efeitos do material.

A Comissão eletrotécnica internacional (IEC – sigla para o nome em inglês) é uma organização mundial com o objetivo de regulamentar todos os comitês eletrotécnicos nacionais. A IEC 61400 aborda os aerogeradores, e é dividido em 9 partes que tratam diferentes aspetos do gerador. A primeira parte aborda os requisitos para o dimensionamento. A edição mais recente, a quarta, foi publicada em 2019, porém o presente trabalho baseou-se na terceira edição, publicada em 2005, entretanto como os aerogeradores a

serem avaliados já foram concebidos há um tempo, assumiu-se que o seu dimensionamento foi baseado na edição de 2005.

O IEC requer o uso de modelos dinâmicos estruturais para previsão de cargas de dimensionamento. Esses modelos são usados para determinar as cargas em uma gama de velocidade de vento, usando condições de turbulência e condições de projeto. Todas as combinações relevantes devem ser analisadas, por isso, esta norma estabelece um conjunto mínimo de combinações e os define como casos de carga.

As turbinas são divididas em quatro classes, sendo a última uma classe para casos especiais onde haja necessidade extra por parte de condições externas ou condições de segurança para o seu dimensionamento. Todas as outras três apresentam classificação que abrangem praticamente todo o tipo de turbina *onshore* que não sejam submetidas a tempestades tropicais como ciclones e tufões. A velocidade de referência do vento para uma média de 10 minutos é dada consoante a classificação da turbina.

Ainda há a classificação do tipo de turbulência, podendo ser designada como A, B ou C, sendo a primeira o tipo de turbulência mais severo e o tipo C o mais ameno.

Esta norma define casos de carga a serem considerados para diferentes análises, sendo a mais importante para este trabalho, a análise da rotura por fadiga, representada pela letra F, o tipo de análise consoante ao caso de carga e as considerações a serem feitas na intensidade da turbulência e velocidade no hub estão dispostas na tabela 2 do IEC. Portanto destaca-se os casos de carga em que se utiliza a análise por fadiga: 1.2; 2.4; 3.1; 4.1 e 6.4.

Abaixo está a adaptação da tabela 2 do IEC 61400-1, Tabela 2.1, para os casos de carga necessários para o presente trabalho, porém a tabela completa está disponível no anexo.

Tabela 2.1: Casos de cargas para a análise em fadiga.

Situação de dimensionamento	DLC	Condição de vento	Outras condições	Tipo de análise
Produção de energia	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
Produção de energia com ocorrência de falha	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F
Início do funcionamento da turbina eólica	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
Desligamento normal	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
Estacionado (parado ou com baixa velocidade de rotação).	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F

Em que DLC são os casos de carga de dimensionamento, do inglês *Design Load Cases*; NTM é o modelo de turbulência normal, explicado na norma; NWP é modelo de perfil de vento normal, do inglês *Normal Wind Profile model*; V_{in} é a velocidade cut in da turbina e V_{out} é a velocidade cut out também especificado pelo fabricante, ambos os conceitos apresentados na subsecção 1.2.5; V_{hub} é a velocidade do vento na altura do hub; V_{ref} é a velocidade de referência que é definida de acordo com o tipo de classe que a turbina representa, estará mais explicado mais a frente no capítulo 5; a letra F indica o tipo de análise que deve ser feita, neste caso são somente as análises à fadiga (Infrastructure *et al.*, 2005).

Para cada uma das análises citadas acima, a norma indica quais as condições de vento a considerar, isto é, se na análise é necessário ter em consideração um perfil de vento turbulento ou um perfil de vento constante. Também é referido as condições de velocidade de vento no hub que é necessário obedecer para fazer a respetiva análise.

Assim como o EC3, o IEC também apresenta coeficientes de segurança parcial para cargas e materiais, porém há um terceiro coeficiente chamado coeficiente parcial de segurança para consequências de rotura que tem a ver com o tipo de componente da turbina que está a ser analisado, no caso de estudo refere-se a torre da turbina que se enquadra como componente classe 2, ou seja, componente estrutural que não pode ocorrer a rotura, portanto, deve assumir o valor de $\gamma_{Ff} = 1,15$.

A Tabela 2.2 apresenta o comparativo entre ambos os valores de coeficiente parcial de segurança em ambas as normas, EC3 e IEC. Também apresenta a multiplicação dos valores de todos os coeficientes presente em ambas.

Tabela 2.2: fatores parciais de segurança definidos nas diferentes normas.

Norma	Carga	Material	Consequência de rotura	total
EC3-1	1	1,5	-	1,5
IEC 61400-1	1	1,1	1,15	1,265

Os fatores parciais de segurança devem ser multiplicados conforme sua natureza. Para ambos os códigos, IEC e Eurocódigo, são abordados de forma semelhante. Portanto, usando a nomenclatura do EC3, o coeficiente parcial para o intervalo de tensões (γ_{Ff}), que é o fator parcial de segurança para cargas, deve ser multiplicado pelo valor característico do carregamento, neste caso, multiplica-se pelo intervalo de tensão para então obter o valor de projeto, equação (2.17) e (2.18).

$$F_d = \gamma_{Ff} \times F_K \quad (2.17)$$

$$\Delta\sigma_d = \gamma_{Ff} \times \Delta\sigma_K \quad (2.18)$$

$$F_d = \frac{1}{\gamma_m} \times F_K \quad (2.19)$$

$$\Delta\sigma_d = \frac{\sigma_k}{\gamma_m} \quad (2.20)$$

Já para ser utilizado o coeficiente parcial para a resistência à fadiga (γ_{Mf}) que é o fator parcial de segurança para materiais, deve ter o seu inverso multiplicado pelo valor característico das propriedades dos materiais e assim obtém-se o valor de projeto para as características que estão associadas ao material usado na estrutura, equação (2.19). Portanto, para se obter o número de ciclos até rotura por fadiga deve-se multiplicar o intervalo de tensão de referência pelo inverso deste coeficiente, equação (2.20).

As expressões acima apresentam o uso destes coeficientes tanto no âmbito da IEC quanto no Eurocódigo 3, demonstrando a semelhança entre ambas abordagens.

3

MODELAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA

No campo da investigação, um método muito usado é a modelação. Este método permite que uma situação real seja analisada em uma escala menor ou em um cenário virtual, para além de possibilitar que se façam estimativas do que pode ocorrer em diferentes circunstâncias. No presente capítulo será feita uma explicação de como é realizada a modelação com o recurso ao software FAST. Para depois ser explicado o funcionamento do recurso Mlife para os cálculos relacionados a fadiga.

A modelação de estruturas na engenharia civil acaba por ser de extrema importância, uma vez que, não só permite que dimensionamento estrutural seja feito respeitando a segurança e visando soluções económicas, como também há a possibilidade de simulação da estrutura e, com isso, obter-se os esforços e tensões em que a construção estará sujeita tanto em estado de serviço quanto em estado limite último.

As turbinas eólicas têm um funcionamento complexo e, por isso, devem ser muito bem modeladas. Para além das medidas usuais a serem tomadas em modelação de estruturas de Engenharia Civil, também deve ser levado em consideração o seu sistema de controlo que ajusta a estrutura de acordo com as ações externas a que esta está sujeita.

3.1. CONDIÇÕES INICIAIS A SIMULAR

Durante a vida útil das turbinas eólicas, a estrutura está submetida a esforços gravíticos e a variáveis aerodinâmicas. À primeira vista, para o estudo dinâmico e estrutural, o processo de conversão de energia mecânica em eletricidade não tem grande importância, porém deve-se ter em conta que o output energético do gerador depende das rotações por minuto do rotor, que por sua vez influencia diretamente as cargas aerodinâmicas suportadas pela estrutura (Gonçalves, 2018).

Com estas observações, destaca-se que para uma boa reprodução do comportamento aerodinâmico, o modelo deverá ter em conta as variações que o gerador irá sofrer, uma vez que a estrutura está submetida a ações variáveis como as do vento, ações devido ao controlo de yaw, além de estar submetida à rotação do rotor. Uma turbina eólica completa pode ser idealizada como um sistema de massa-mola-amortecedor com montagem de vários graus de liberdade (Oliveira, 2016). Porém, para os modelos estudados para desenvolver a presente dissertação, foram levados em consideração os graus de liberdade mais cruciais para este tipo de estudo.

Os graus de liberdade considerados na análise da torre são definidos como fore-aft (FA), que representa um deslocamento na direção perpendicular ao plano formado pelo rotor, e side-to-side (SS), que representa uma translação perpendicular ao plano formado pelo eixo do rotor e o eixo longitudinal da

torre, ou seja um deslocamento lateral quando se vê o rotor de frente (Branco, 2019). Na Figura 3.1 está representada a deformada para o primeiro modo de vibração para cada grau de liberdade.

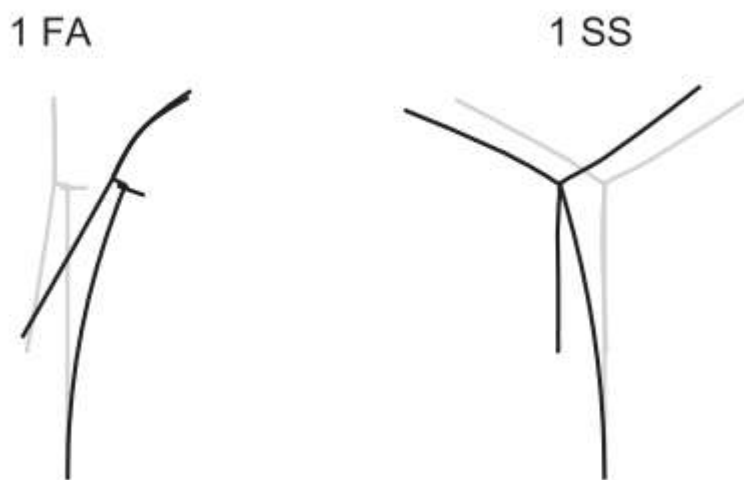


Figura 3.1 - Primeiro modo de vibração para as direções fore-aft e side-to-side, deformada sendo as estruturas em preto (Oliveira, 2016).

As pás do rotor também têm graus de liberdade associados a elas, também considerados em duas direções principais. Elas são definidas como edgewise, que corresponde a deformação segundo eixo de maior rigidez, e flapwise, correspondendo a deformação segundo eixo de menor inércia. Para cada um dessas direções principais há três sub-modos de vibração, sendo uma simétrica e duas assimétricas (Oliveira, 2016). Todas as seis deformadas para o primeiro modo estão representadas na Figura 3.2.

É essencial obter-se os valores para cada modo de vibração, dado que o fenómeno de ressonância depende da relação entre frequência natural e frequência de excitação. Este fenómeno pode provocar danos significativos na estrutura. Além disso, também é de extrema importância o estudo do efeito da fadiga, pois este é um dos efeitos mais críticos no comportamento estrutural da turbina, como já dito no capítulo 2.

Para uma análise mais precisa destes fenómenos é necessário então ter um modelo que caracterize eficazmente o comportamento destas turbinas diante das diversas solicitações acima descritas, tendo em conta não só as diferentes propriedades mecânicas da estrutura, como também a variação desta de acordo com ações exteriores em que será submetida. Desta forma, os aspetos principais a se considerar nesta modelação são:

- Componente estrutural;
- Componente aerodinâmica;
- Uma componente que simule seu sistema de controlo;
- Uma serie temporal que defina as ações do vento.

Para esta análise e modelação, assim como as referências já mencionadas neste documento (Branco, 2019; Gonçalves, 2018), o presente trabalho também se baseou no software FAST que será descrito na secção a seguir.

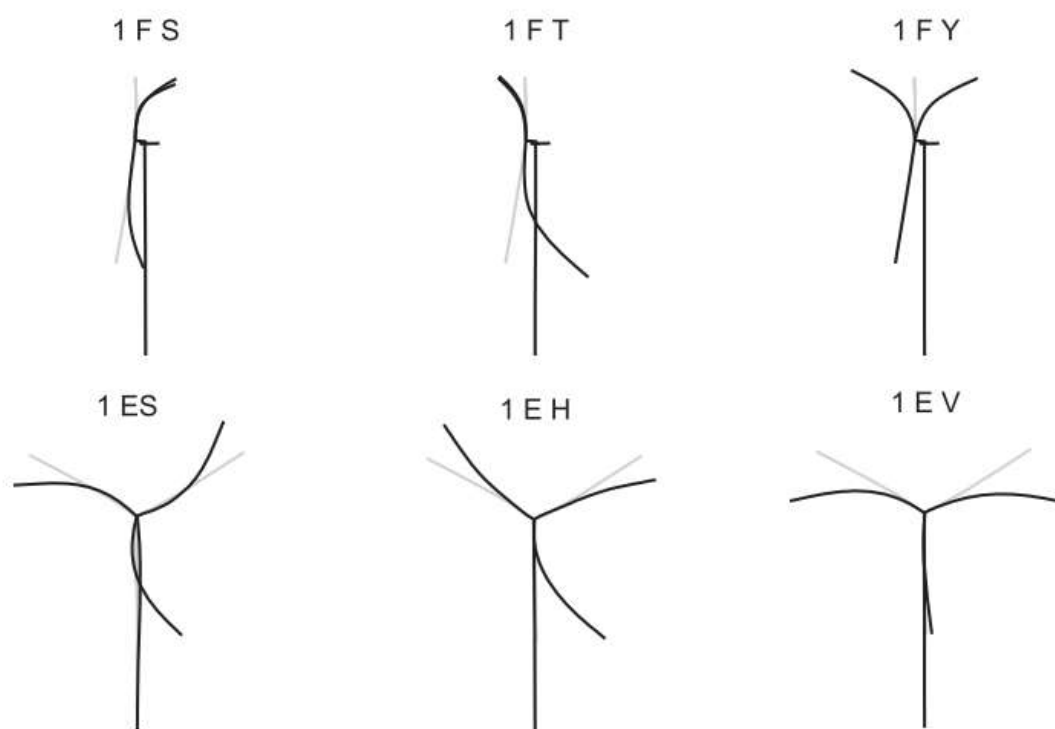


Figura 3.2- Primeiros modos de vibração relativos às Pás(Oliveira, 2016)

Ainda sobre as considerações da torre, sua rigidez é um parâmetro muito importante no projeto geral de uma turbina eólica, especialmente atualmente em que estas estão a ficar cada vez mais flexíveis. Nestes sistemas é de grande valor evitar a correspondência da frequência natural da torre com a frequência de rotação do rotor para evitar problemas de ressonância, para tal seria desejável ter torres mais rígidas. Entretanto, com o aumento do tamanho dos rotores e a necessidade de redução de custos levaram à necessidade de redução do peso da torre. Assim surge um aumento progressivo no uso de torres do tipo “soft-soft”, que são caracterizadas por uma frequência natural inferior à frequência de rotação do rotor (Ω).

Há também uma solução intermediária, chamada “soft-stiff”, em que a frequência natural da torre é sintonizada de forma a ser colocada entre a frequência de rotação (1Ω) e seu primeiro múltiplo inteiro (3Ω para turbinas com 3 pás), a Figura 3.3 a seguir apresenta um esquema simples para estas três configurações.

A Figura 3.3 apresenta situações para turbinas com velocidades fixas, e para estes casos, como há apenas uma velocidade rotacional de operação, a possibilidade de valores para frequência natural da torre acaba por ser mais ampla. No caso real, em que as turbinas assumem velocidades variáveis, outras considerações devem ser levadas em conta, porém as possibilidades de valores para frequência natural se tornam muito mais limitadas (Oliveira, 2016).

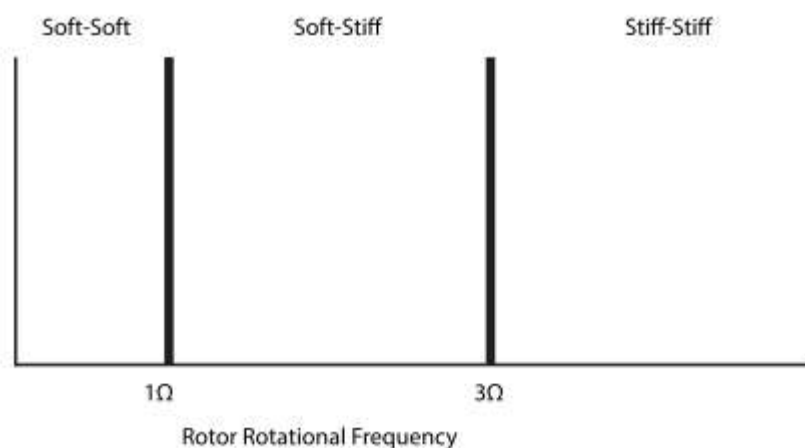


Figura 3.3: intervalos de frequência para rigidez de torres com valores fixos de velocidade rotacional de turbinas eólicas (Oliveira, 2016).

3.2. FAST

Existem alguns softwares de modelação numérica para aerogeradores disponíveis atualmente no mercado, um exemplo deles é o HAWC2 (Horizontal Axis Wind turbine simulation Code 2nd generation), que é um código aeroelástico desenvolvido pelo laboratório Risø na DTU (Technical University of Denmark) e também foi utilizado em outros trabalhos já analisados. Outro software também utilizado para os mesmos fins é o FAST que é desenvolvido pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory). Este código simula respostas dinâmicas de turbinas eólicas, ele funciona pelo agrupamento de módulos que contém em si informações de cada parte da estrutura, como módulos de sistema de controlo e elétrico, aerodinâmico, estrutural e hidrodinâmico. Sendo este último módulo usado para estruturas offshore, como não é abrangido no caso de estudo do presente trabalho, será desconsiderado.

Esta ferramenta permite a análise de uma variedade de configurações de turbinas eólicas de eixo horizontal com duas ou três pás. Em 2005 foi concedido um certificado de avaliação para o FAST pela Germanischer Lloyd, que considera o código adequado para o cálculo de cargas de turbina eólicas *onshore* para dimensionamento e certificação (*FAST | NWTC Information Portal*, [s.d.]). A versão utilizada para o desenvolvimento destes modelos foi a versão Fast v8, porém há disponíveis outras versões como o FAST v7; OpenFAST, que é a versão com código aberto; e a versão Seismic, que simplesmente é a versão FAST v7 com rotinas para simulação de esforços sísmicos.

Não fugindo a regra do que foi dito anteriormente, o FAST v8, para simulações de turbinas eólicas *onshore*, possui diferentes módulos: geração de vento (InflowWind); aerodinâmica (Aerodyn); diferentes métodos de controlo (ServoDyn); dinâmica estrutural (ElastoDyn) e modelação das pás (BeamDyn). Para ter em conta o efeito de turbulência no vento foi usado o programa Turbsim (Branco, 2019), e para uma melhor manipulação sobre as fundações foi utilizado o módulo normalmente usado para turbinas offshore (HydroDyn). O funcionamento e características destes módulos serão explicados nas subsecções que vem a seguir.

Na Figura 3.4 está representado um esquema dos módulos a serem usados. Estes módulos são os inputs a serem usados no FAST, que por sua vez geram outputs do tipo Summary, Time Series, Linearization e Visualization (Jonkman e Jonkman, 2016).

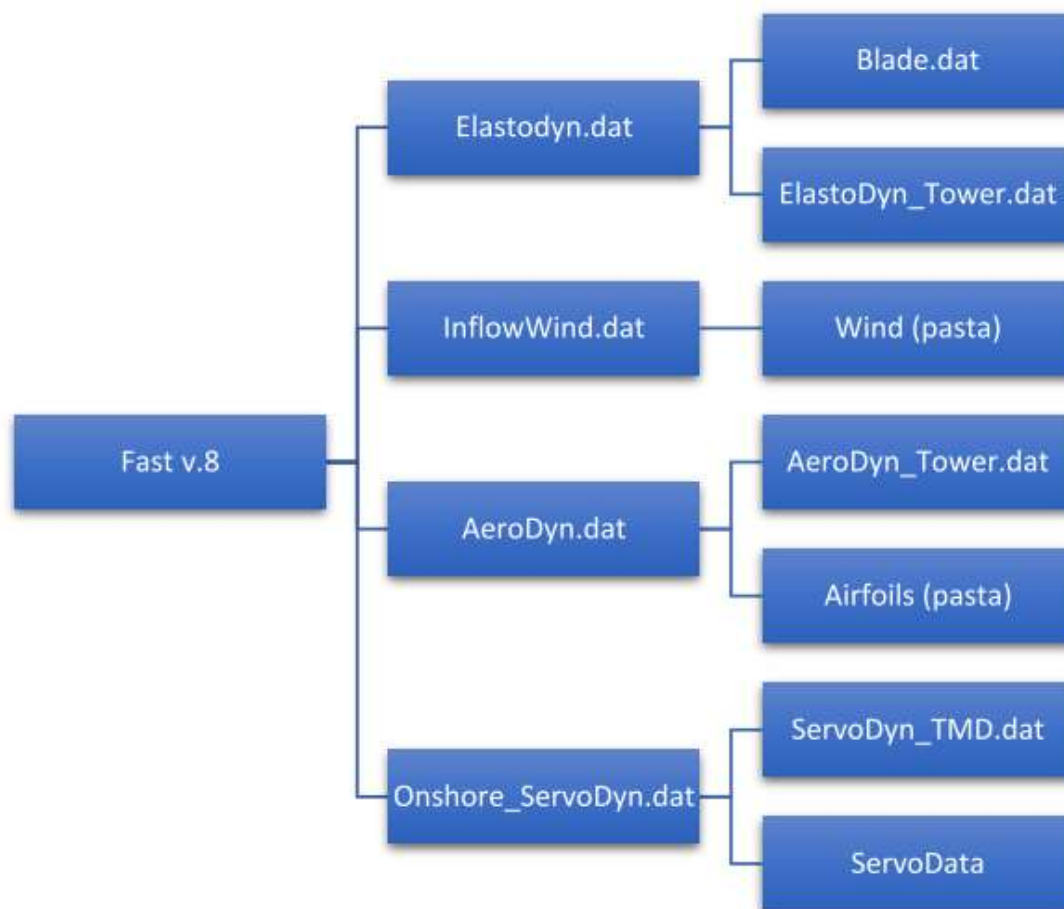


Figura 3.4 - Ficheiros principais da simulação pelo Fast (Gonçalves, 2018).

3.2.1. Módulo Elastodyn

Este módulo fica sendo o responsável pela caracterização estrutural e geométrica da turbina eólica. São diversos os graus de liberdade (GL) que podem ser considerados neste módulo, somando um total de quinze GLs, sendo seis para as pás e quatro para a torre (Jonkman, 2003). Caso os graus de liberdade não sejam considerados, as componentes relacionadas a estes são assumidas como componentes indeformáveis. Assim, como forma de simplificar o estudo, reduziram-se a quantidade de GLs considerados para a torre e para as pás. Pelo que, os graus utilizados para a torre, são dois pares de modo, o side-to-side (SS) e o fore-aft (FA); para as pás, dois modos de flapwise e primeiro modo edgewise; e um grau de liberdade associado ao gerador. Vale ressaltar que não foi considerado o grau de liberdade associado com o sistema yaw, pois assumiu-se que o rotor estaria sempre orientado com o vento.

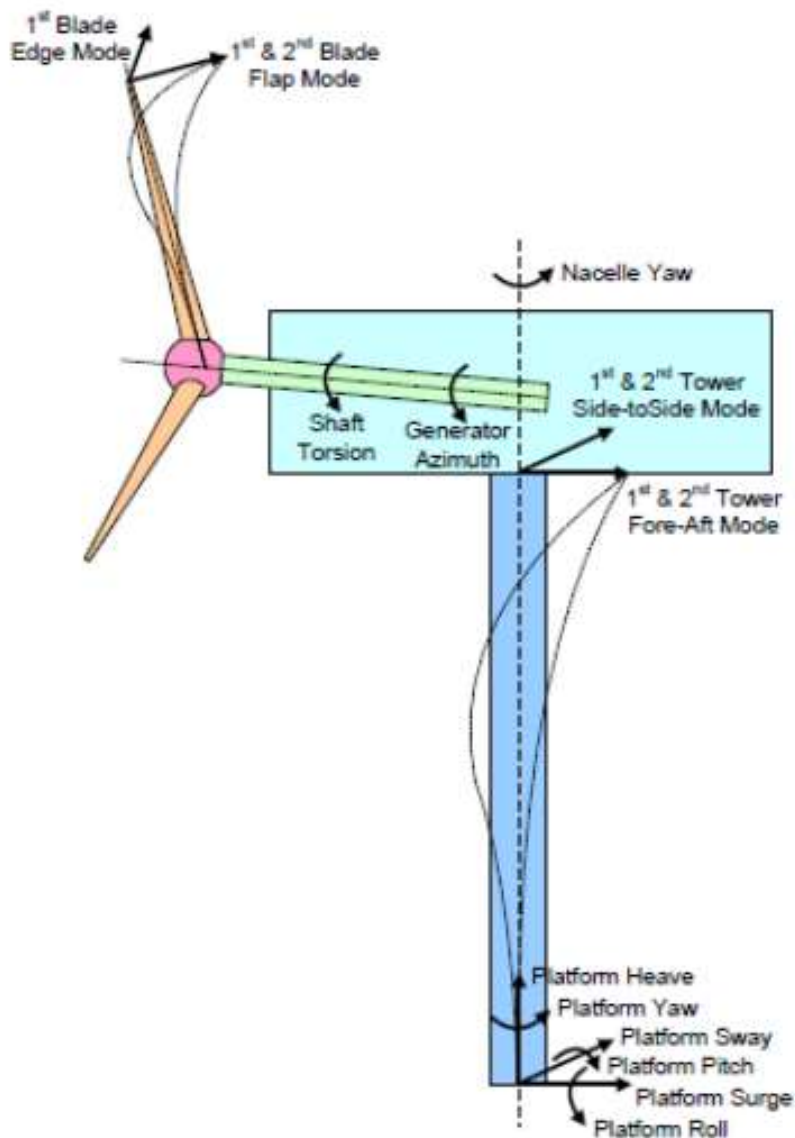


Figura 3.5 - Graus de liberdades considerados no FAST

Além disso, é também neste módulo que as inércias, dimensões e massas de cada elemento da turbina eólica são caracterizadas. Outros pontos a definir são as condições iniciais do sistema, tais como: o ângulo de pitch inicial, a velocidade de rotação inicial do rotor, o ângulo de pitch de cada uma das pás, etc. Neste módulo também, estão associados dois ficheiros responsáveis pelas propriedades estruturais da torre e das pás, como é visto na Figura 3.4. A partir destes, é possível modelar a estrutura tendo em conta possíveis alterações posteriores ao dimensionamento original, assim como afinar as frequências naturais de cada modo de vibração. A Figura 3.5 representa os possíveis graus de liberdade que podem ser adotados na análise dinâmica da estrutura.

3.2.2. Módulo InflowWind

Este é o módulo responsável pela caracterização da ação do vento. Esta ação pode ser considerada simplificada como uniforme, o que consiste em uma série temporal constante, e também pode ser dada em uma situação de evolução logarítmica, em que se acrescenta velocidade conforme a variação da altura. Tal opção é útil para a caracterização dos ventos para o funcionamento do aerogerador, porém, não representa perfeitamente o comportamento do vento, já que este não é caracterizado somente pela velocidade, mas também por um coeficiente de turbulência, apresentado na subseção 2.4, desta forma sabe-se que o vento é turbulento.

A fim de tornar o cenário mais realista, há mecanismos para inserir dados que caracterizem a turbulência do vento, como os programas Bladeed e Turbsim, sendo este último o normalmente usado, e também sendo o escolhido para a modelação do presente trabalho. O programa Turbsim, fornecido pela NREL, permite assim gerar ficheiros “bts” que correspondem a uma série temporal da intensidade de vento, tendo em consideração o fenómeno de turbulência. Porém não permite que a velocidade média varie com o tempo (Gonçalves, 2018).

O Turbsim gera ficheiros que descrevem o vento turbulento e podem, assim, ser usados como entrada no módulo InflowWind. O ficheiro input relativo ao Turbsim descreve uma grelha que representa o comportamento do vento nas três direções espaciais, sendo especificada a dimensão da grelha, a velocidade média, a direção e o sentido do fluxo, a duração da série de dados, assim como o centro da grelha correspondente ao centro do rotor. É importante ressaltar que o tamanho da grelha deve ser suficientemente grande de modo a garantir a cobertura de todas as pás do aerogerador. Estas séries temporais têm em conta a norma internacional, IEC 61400-1, que categoriza a turbulência em três tipos diferentes: A, B e C, a mais turbulenta sendo a categoria A, como já foi apresentado na subsecção 2.8.

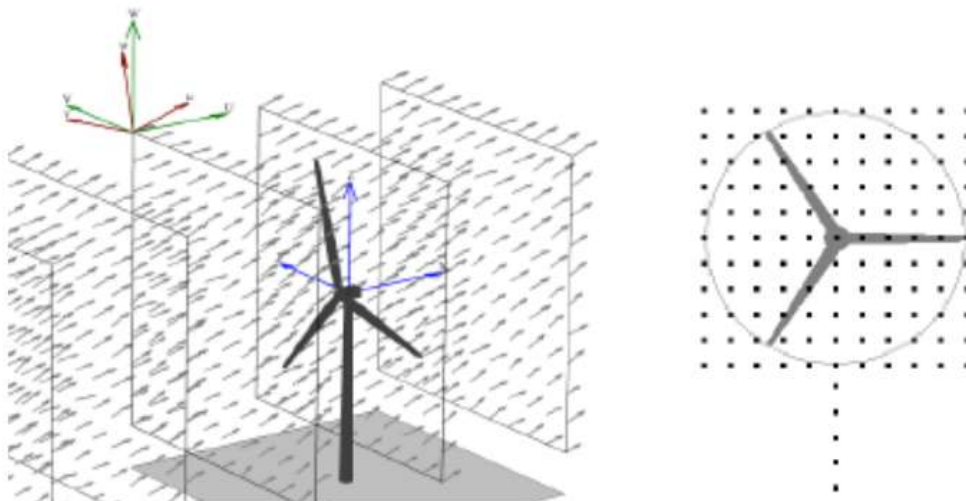


Figura 3.6: Grelhas utilizadas pelo Turbsim (Jonkman e Buhl, M. L., 2006).

Como já mencionado, as análises não contemplam a variação de velocidade do vento ao longo do tempo, sendo assim a geração do vento turbulento depende sempre do valor da velocidade média de cada ficheiro.

3.2.3. Módulo AeroDyn

Trata-se de um módulo que permite a simulação aero-elástica de turbina eólicas de eixo horizontal (HAWT). O AeroDyn consiste em quatro submodelos: (1) ativação / indução do rotor, (2) aerodinâmica do aerofólio da pá, (3) influência da torre no local do fluido nos nós da pá e (4) arraste da torre (Jonkman *et al.*, 2015).

Este módulo calcula cargas aerodinâmicas na torre e nas pás. O cálculo é baseado no princípio das linhas do atuador que aproxima o fluxo tridimensional ao redor do corpo em um fluxo bidimensional local nas secções transversais. Os nós em análise são distribuídos ao longo do comprimento de cada pá e torre. Quando é acoplado ao FAST, a discretização destes nós do AeroDyn pode ser independente da discretização do módulo de estrutura. A aproximação das linhas do atuador restringe a validação de modelos esbeltos e o comportamento 3D é negligenciado, capturado através de correções inerentes ao modelo ou capturado na entrada de dados (Jonkman *et al.*, 2015).

Com os dados *inputs* deste módulo, ele recebe a posição estrutural instantânea, orientação e velocidade dos nós em análise nas pás, torre e hub. Em seguida, o Aerodyn calcula as cargas aerodinâmicas nos nós da torre e pás, e retorna ao FAST como parte do cálculo aero-elástico.

O ficheiro do Aerodyn é assim composto por dois ficheiros: um deles relativamente às pás e o outro relativamente à torre (Branco, 2019). O primeiro contém as propriedades geométrica, entre elas o centro geométrico, a corda e o ângulo twist, ângulo de giro da pá em torno de seu próprio eixo (Gonçalves, 2018). Estas grandezas foram definidas ao longo de várias secções da pá.

Relativamente a torre, foram definidos no ficheiro correspondente da torre o número de Reynolds e o coeficiente de arrasto, para cada troço. Estes parâmetros foram calculados seguindo o processo de cálculo presente no Eurocódigo 1, ação do vento.

3.2.4. Módulo ServoDyn

Este módulo representa o sistema de controlo associado ao funcionamento do gerador. Este controlo tem grande influência no comportamento do gerador principalmente na produção energética e na segurança da estrutura, uma vez que, como já dito no capítulo 1, estes sistemas de controlo se adaptam às condições externas que a estrutura está a passar, de modo a extrair o máximo possível de energia do vento, além de garantir a segurança do dispositivo.

Alguns tipos de controlo estão presentes no ServoDyn, tais como a alteração do ângulo pitch, controlo do torque do eixo de transmissão e alteração da orientação do sistema yaw, assim como a ativação do travão de emergência em caso de avaria ou situação extrema, como forma de segurança.

Para a modelação em questão, assume-se que o rotor estará sempre a encarar o vento, ou seja, alinhado com a direção da trajetória do vento, sendo assim, torna-se desnecessário a consideração do uso do controlo da orientação do sistema yaw. Desta forma, os métodos de controlo utilizados foram: controlo de torque do gerador e controlo de pitch. Para a caracterização deste último, foi utilizado a rotina escrita por Craig Hansen, descrita nos manuais do FAST. Já o outro tipo de controlo utilizado na modulação, o controlo do torque, tem como base a relação entre a velocidade de rotação do eixo de transmissão e o torque. Para este controlo optou-se por utilizar o controlo a partir de algoritmo simplificado fornecido pela NREL, sendo então definido pela relação exposta na Figura 3.7.

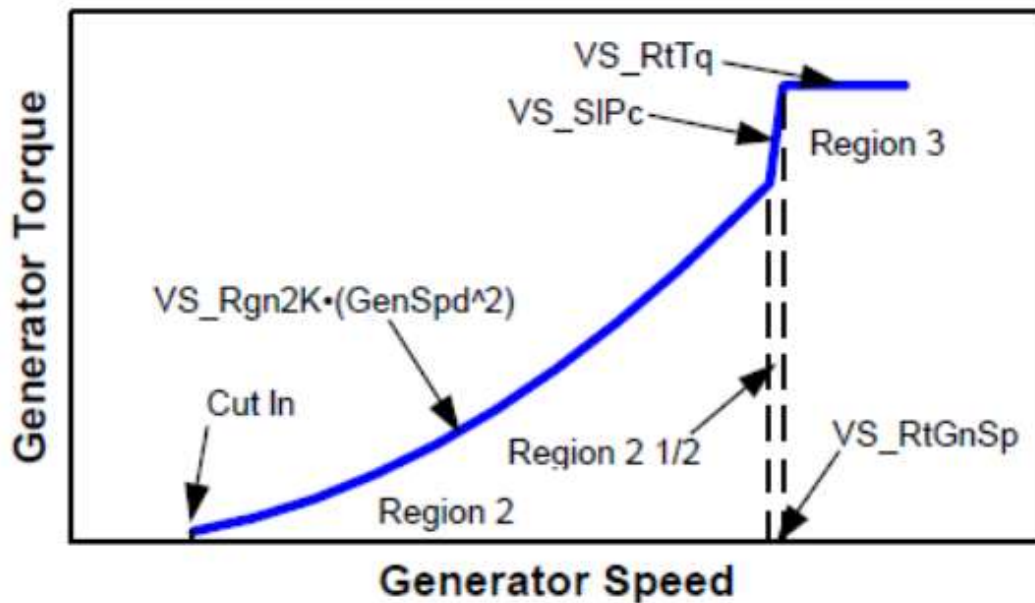


Figura 3.7- Sistema de controlo torque.

A Figura 3.7 representa as diferentes zonas de controlo definidas na rotina presente no módulo ServoDyn. Ressalta-se que o torque é responsável pela energia mecânica no eixo de transmissão, que consequentemente influencia diretamente a potência a ser produzida no gerador, por isso, procurou adaptar-se o sistema de controlo à curva de potencia atribuída a turbina o caso de estudo. Depois com os dados da rotina de controlo da turbina eólica presente no parque da Tocha, plotou-se o gráfico relacionando a velocidade do gerador com o torque envolvido que pode ser visto na Figura 3.8. Esta turbina e o parque mencionado será explicado no capítulo seguinte.

As figuras 3.7 e 3.8 se relacionam, podendo ser identificadas 3 regiões consecutivas, em que cada uma representa uma zona de controlo relativa às diferentes condições de operação do gerador. Desta forma, a região 2, região de velocidade mais baixa no gerador, é quando o controlo é feito por parte do controlo do torque de acordo com as rotações do gerador. Na região mais ao fim do diagrama, região 3, corresponde a produção máxima, limitando o torque a rotação do rotor, portanto o controlo desta região passa a ser regido pelo controlo dos ângulos de pitch. Há ainda uma região intermedia entre ambas comentadas, sendo nomeada região 2 1/2, que serve como uma região de transição entre os dois tipos de controlo (Branco, 2019; Gonçalves, 2018).

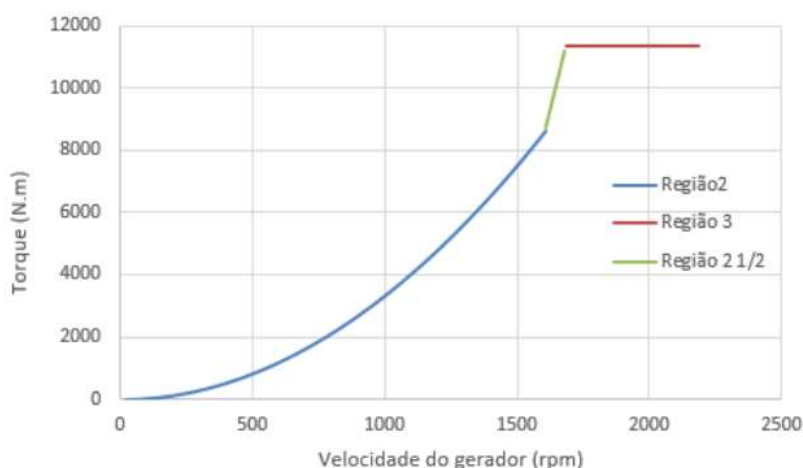


Figura 3.8 - Curva de controlo do aerogerador estudado.

3.2.5. HydroDyn

Este é o módulo relacionado aos aerogeradores offshore. É responsável por controlar tudo relacionado às plataformas flutuantes, incluindo o modelo cinemático das ondas incidentes. O comportamento das ondas pode ser regular ou irregular, estes comportamentos são definidos por espectros, que por sua vez geram as séries temporais relacionadas com estas ondas. Depois de criadas estas séries, facilmente o módulo computa as forças que chegam à estruturas. Além disto, matrizes de rigidez adicional, amortecimento linear e / ou arrasto quadrático podem ser prescritas diretamente neste módulo.

Apesar deste módulo ser específico para o comportamento das plataformas flutuantes, algumas vezes ele pode ser usado como recurso a definir o comportamento das fundações de turbina onshore com rigidez finita..

3.2.6. Visualização

Também é possível visualizar o modelo, o ficheiro principal é capaz de gerar ficheiros que simulem este comportamento visualmente a partir de ficheiros de resultados de análise. Para isto utiliza-se softwares para visualização, como o Paraview, que lê ficheiros do tipo VTK (Visual toolkit). Esta opção de visualização do comportamento da turbina a partir do código FAST, permite uma confirmação das características visíveis do gerador, de modo a validar a estrutura visualmente.

Este permite não só gerar a visualização de uma estrutura simples, como também é possível simular a forma geométrica de todas as componentes descritas no modelo, assim como o funcionamento da estrutura. Durante a visualização também é possível observar os deslocamentos associados às componentes da estrutura configurada para tal.



Figura 3.9: Frame da animação gerada pelo software Paraview(Gonçalves, 2018).

3.2.7. Mlife

Um dos objetivos desta dissertação é analisar dados relacionados com a fadiga da torre da turbina eólica, por isto, após ocorrer a modelação da turbina eólica, é necessário utilizar alguma ferramenta para o tratamento dos dados referentes a este fenómeno que foi explicado no capítulo 2. A ferramenta escolhida para tal finalidade foi o Mlife, que se trata de um pós-processador baseado em MATLAB e disponibilizado pelo NREL que permite analisar o efeito de carregamento que resultam em fadiga e também permite realizar testes e simulações para previsão de vida útil do aerogerador.

No Mlife são utilizados dados gerados pelas simulações realizadas no FAST, como séries temporais, portanto, ficheiros resultados destas simulações feitas anteriormente. Para além destes ficheiros, a função Mlife segue as instruções definidas pelo usuário num ficheiro do tipo ‘mlif.’. Neste ficheiro são definidos os tipos de análise a serem realizadas.

Esta ferramenta permite introduzir diversos ficheiros resultados das simulações. Desta forma consegue-se ter uma avaliação mais realista sobre os resultados das ações dinâmicas. Sendo que cada um destes ficheiros simula um cenário diferente para o qual a turbina está sujeita. Isto é vantajoso, pois permite avaliar diversas condições de operação que a turbina pode encontrar ao longo de sua vida útil, como situações de paragem de emergência, de variação da intensidade do vento entre outras.

O cálculo de fadiga é baseado em cada série temporal e inclui cargas equivalentes a danos (DEL) de curto prazo, que, em outras palavras seriam cargas que provocam o mesmo efeito na estrutura em comparação com os ciclos fornecidos. Também incluem taxas de dano (*damage-rate*).

Assim como outros softwares do mesmo tipo, o Mlife está de acordo com a técnica proposta no anexo G da norma IEC 61400-1. O programa acumula dano por fadiga devido a cargas variáveis durante a vida útil da turbina. Estas cargas variáveis são contabilizadas através do método tipicamente usado na indústria de turbina eólica, e já apresentado na secção 2.6, o chamado método de contagem rainflow, que demonstrou em boa concordância com a vida útil da fadiga quando comparado a outros algoritmos de contagem (Tenghiri *et al.*, 2019).

Os ciclos são caracterizados por uma média de carga e por um intervalo. Desta forma, assume-se que o acumulado de dano é linear para cada um destes ciclos, respeitando a regra de Miner, já explicada na secção 2.7. O dano total resultado de todos os ciclos é expresso de forma semelhante ao apresentado na equação (2.12) da regra de Miner.

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N_i(L_i^{RF})} \quad (3.1)$$

Em que N_i é o número de ciclos até a rotura, n_i é a contagem de ciclos, e L_i^{RF} é o intervalo de carga de um valor médio de carga fixo. Há uma relação entre o intervalo de carga e a quantidade de ciclos até a rotura, nesta relação considera-se que os ciclos ocorrem em ciclos constantes ou em média de carga fixa, no entanto, na realidade, os ciclos ocorrem por um espectro de cargas médias.

Por isso faz-se uma correção nos intervalos de cargas nos ciclos de fadiga para analisar os dados como se cada ciclo ocorresse sobre uma carga média fixa. Isto é conhecido como correção de Goodman. Porém o Mlife também permite que o cálculo de fadiga seja feito sem esta correção (Hayman, 2012).

O Mlife é capaz de calcular os efeitos da fadiga na estrutura para três tipos de condição de operação, ou seja, considera 3 tipos de cenários de operação, que se destinam a abranger os casos de carga de projeto relacionados à fadiga exigidos pela IEC 61400-1. São estes: funcionamento normal com produção de energia; gerador parado; ou paragem de emergência.

De forma a estipular corretamente o total de dano vindo de uma série temporal de curta duração, as contagens do ciclo de danos das séries temporais devem ser extrapoladas para toda a vida útil do projeto da turbina eólica, normalmente 20. Isso deve ser feito usando um fator de extrapolação para cada série temporal associada à probabilidade de ocorrência de cada cenário modelado. Estes fatores são incorporados na equação (3.1), apresentada anteriormente.

Além de ser possível calcular o dano durante a vida útil do projeto, também é possível calcular o tempo até a rotura. Como a falha ocorre quando o dano acumulado, D , assume um valor igual a um, o tempo até a rotura pode ser calculado pela razão entre a vida útil do projeto e o dano acumulado estimado para a vida total da turbina.

$$T = \frac{T_D}{D_D} \quad (3.2)$$

A equação (3.2) exemplifica o que foi explicado acima, em que a D_d é o dano acumulado estimado para o tempo de projeto, T_d , que, como já dito, na grande parte das vezes é de 20 anos. A exatidão desta análise tem forte dependência da qualidade de simulação feita previamente com o FAST, pois é a partir destas que serão gerados os ficheiros a serem usados pela ferramenta Mlife.

4

DESCRIÇÃO DO CASO DE ESTUDO

Depois de uma breve explicação na modelação das turbinas e o uso do software capítulo anterior, no presente no capítulo será apresentado de forma mais detalhada o caso de estudo utilizado neste trabalho e na modelação das turbinas eólicas.

4.1. PARQUE EÓLICO DA TOCHA

O parque eólico da Tocha encontra-se no distrito de Coimbra, ele está, mais especificamente, localizado a 3 km da vila da Tocha, Cantanhede, como se vê na Figura 4.1. Nele está a ser realizado o projeto de investigação na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (WindFarmSHM) que contempla a monitorização de vários aerogeradores.



Figura 4.1: Planta da disposição das turbinas no parque eólico

São cinco aerogeradores que constituem o parque, a potência útil de cada um deles é de 1,8MW, resultando para o parque a potencia útil total de 9MW (*e2p - energias endógenas de Portugal*, [s.d.]). O parque encontra-se em funcionamento desde sua inauguração, em 2012. O Responsável pelo parque eólico é a EDP Renováveis, porém a Vestas foi a empresa que forneceu as turbinas eólicas e está responsável pela sua manutenção.

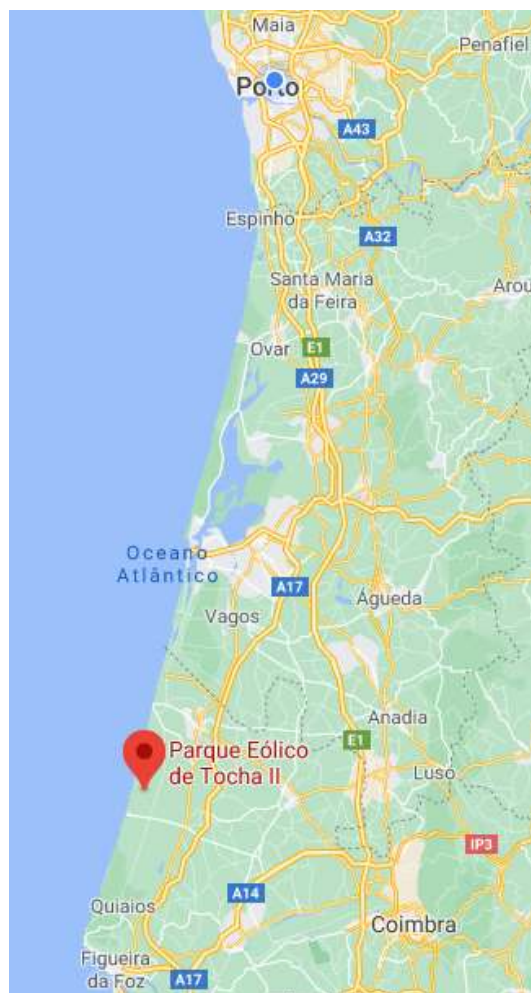


Figura 4.2: Localização geográfica do parque eólico da Tocha (<https://goo.gl/maps/6qULS2TCTGPugYtU7>)

4.2. TURBINA EÓLICA VESTAS V100-1,8MW

Todas as cinco turbinas são do mesmo modelo V100 1,8MW, que é um modelo de turbina eólica projetado para sítios onshore com pouco vento, portanto, apresenta um diâmetro de rotor maior, permitindo oferecer maior produção em baixas velocidades de vento. Em suas especificações, destaca-se o diâmetro do rotor de 100 metros e potência máxima de 1,8MW. É um gerador de eixo horizontal (HAWT) e classificado como upwind, ou seja, como explicado no capítulo 1, o rotor localiza-se a montante da torre. Este é composto por três pás, tendo cada uma 49 metros de comprimento e máxima largura (corda) de 3,9m.

A torre é do tipo tubular em aço, com diâmetros a variar de 4,15 metros a 2,3 metros, da base até a secção mais elevada. É composta por quatro segmentos, que resultam em uma altura total de 93,3 metros.

A fundação de cada turbina é constituída por uma base quadrada de 14 metros de lado apoiada em estacas.

O tipo de controlo utilizado no gerador corresponde às soluções mais gerais, controlo pitch e controlo da velocidade de rotação do eixo de transmissão. A velocidade do vento para qual se inicia a produção de energia, ou seja, cut in speed, é de 4m/s; enquanto que a cut out speed, que é a velocidade máxima admissível para operação da turbina, é de 20m/s; a velocidade mínima do vento para que haja a produção de 1,8MW (potência máxima) é de 12m/s. Uma das principais vantagens deste modelo de turbina é a capacidade de atingir o valor máximo de produção energética com intensidades de vento relativamente baixas. A Figura 4.3 mostra fotos de uma das turbinas instaladas no parque.

As principais características do aerogerador estão apresentadas na Tabela 4.1, que está presente no catálogo do fornecedor, neste caso a Vestas. Por norma, também estão presentes neste catálogo a curva de potência associada a este modelo de turbina (Figura 4.4). Esta curva apresenta a potência em função da velocidade do vento de uma turbina, exibindo as condições ótimas de funcionamento do dispositivo, o que nem sempre é possível por diversos motivos, sendo um deles os problemas associados aos níveis de ruído do gerador.



Figura 4.3: Turbina eólica do parque eólico da tocha.

Tabela 4.1: Características do modelo da turbina eólica V100 1,8MW.

Modelo- V100 1,8MW	
Operação	
Potência máxima	1,8MW
Cut-in-speed: velocidade mínima do vento	4 m/s
Velocidade nominal do vento	12 m/s
Cut-out-speed: velocidade máxima do vento	20 m/s
Classe do vento usada	IEC S
Parte elétrica	
Frequência	50 Hz/60 Hz
Gerador	Assíncrono com rotor enrolado
Dimensões	
Rotor	
Diâmetro	100 m
Área ocupada	7,850 m
Pá	
Comprimento	49 m
Corda máxima	3,9m
Nacelle	
Comprimento	10,4 m
Largura	3,4 m
Torre	
Altura	93,3 m
Diâmetro máximo	4,15 m
Diâmetro mínimo	2,3 m
Hub	
Diâmetro	3 m
Comprimento	4,2 m
Controlo	-Controlo do ângulo Pitch
	-Controlo da velocidade do eixo de transmissão

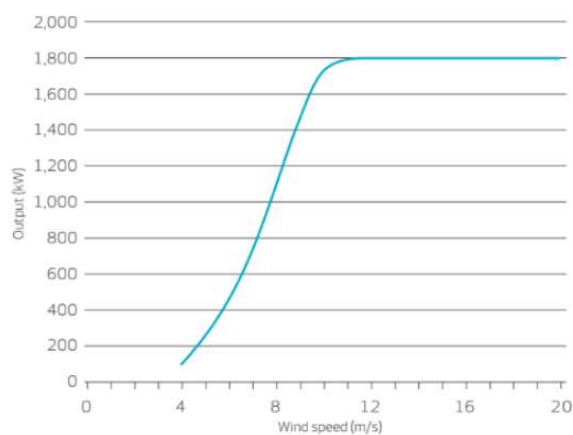


Figura 4.4: Curva de potência para o modelo V100 1.8MW (Catálogo da Vestas)

4.3. CAMPANHA EXPERIMENTAL

A campanha experimental no parque da Tocha, no contexto do projeto WindFarmSHM da FEUP, consiste na monitorização simultânea de várias turbinas durante o período de cerca de 2 anos, que inclui três tipos de instrumentação. No entanto nesta secção, terá foco somente no estudo da turbina 1 (Figura 4.1), em que há sistema de monitoramento para aceleração e deformação.

Os acelerómetros instalados na torre são baseados em um sistema central de receção, pelo que todos os sensores estão conectados através de cabos elétricos. É composto por seis acelerómetros distribuídos ao longo da altura da torre, medindo acelerações ao longo de duas direções ortogonais horizontais em três secções de acordo com o esquema mostrado na Figura 4.5.

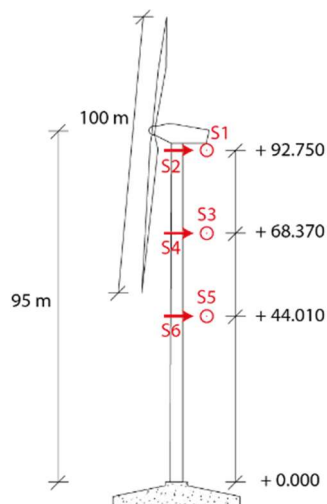
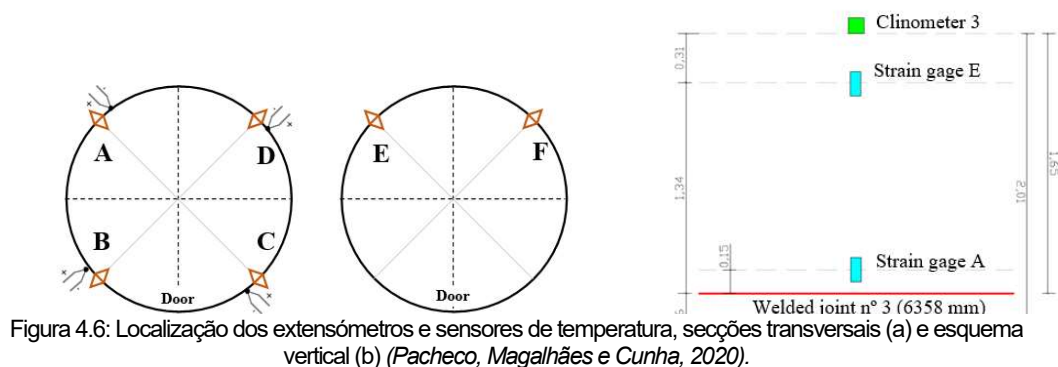


Figura 4.5: Esquema de posição dos acelerómetros.

Para se estimar os diagramas de momento fletor estático e dinâmico, utiliza-se uma alternativa de monitoramento usando medidas de extensão combinadas com acelerómetro. O sistema de deformações é composto por seis extensómetros de roseta 2D que medem a deformação em duas direções ortogonais e quatro sensores de temperatura Pt100. É importante referir que os extensómetros têm uma taxa de amostragem de 50 Hz, isto é, os valores são medidos e registados com um período de 0,02 segundos.



Estes extensómetros são posicionados em duas secções, uma a 6,5 metros acima da base da torre (secção inferior) e outra a 7,7 metros acima do mesmo ponto de referência (secção superior). Na secção inferior foram instalados quatro extensómetros e, próximo a estes, foram instalados quatro sensores de temperatura. Na secção superior foram instalados dois extensómetros, cuja disposição está exemplificada a figura abaixo. A medição das temperaturas é importante para permitir a avaliação de procedimentos alternativos para minimizar a influência destas nas deformações longitudinais medidas.

4.3.1. Calibração e validação

Para determinar os momentos fletores na torre deve ser feito um pré tratamento nos dados vindos dos extensómetros, para tal foi feita uma metodologia apresentada por (Loraux, 2018) com algumas atualizações (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020). Esta metodologia consiste em:

- Correção dos efeitos da temperatura nos extensómetros;
- Correção no sinal das medidas baseadas no valor médio das extensões gravadas nos sensores diametralmente opostos;
- Calibração do sinal segundo a norma IEC 61400-13.

4.3.1.1. Calibração da orientação

Primeiramente determina-se a posição exata dos sensores na secção da torre, embora haja uma cautela na colagem dos sensores, sempre há imperfeições associadas à sua posição. Considera-se que para a coordenada local do sistema, a origem coincide com a posição da porta de entrada, e que o ângulo da nacelle define os eixos fore-aft (FA) e side-to-side (SS), apresentados no capítulo 4. Devido à excentricidade da massa da nacelle e do rotor, a rotação completa da nacelle gera um comportamento sinusoidal por parte dos extensómetros.

Os valores mínimos medidos pelos sensores ocorrem quando o ângulo de yaw está alinhado com a posição radial de cada sensor. Como pode-se ver na Figura 4.7, os valores máximos e mínimos para os

pares opostos de sensores instalados ocorrem quando os valores dos outros pares opostos são iguais a zero, também é importante pontuar que estes dados foram pré processados para ter o valor zero como média.

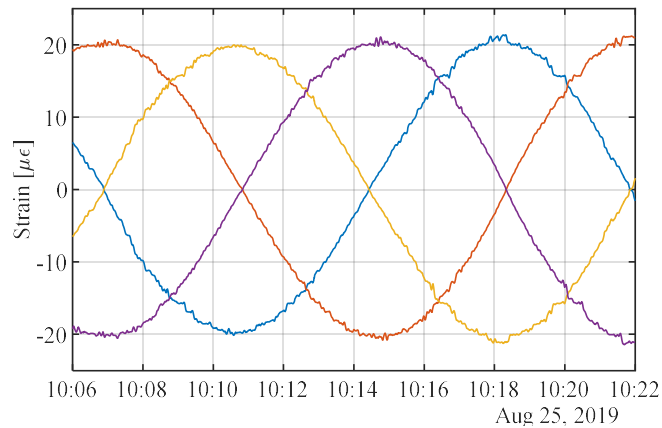


Figura 4.7: Extensómetros durante a rotação total da nacelle (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).

4.3.1.2. Correção do efeito da temperatura

Este é o efeito que mais frequentemente perturba a medida de extensões, podendo ter influência de duas maneiras: resultados (outputs) térmicos e gradiente de temperatura não linear. O primeiro é causado pela variação da resistividade elétrica do condutor da rede com temperatura e pela expansão térmica diferencial entre o condutor da rede e a superfície de aço da torre. Tal efeito é minimizado com o uso de curva de compensação de resultados térmicos fornecido pelo fabricante.

Já o segundo tipo é causado pelo aquecimento local do sol que torna os gradientes de temperatura altamente não lineares. Estes efeitos são minimizados ao fazer a média dos dois sinais fornecidos pela dupla de extensómetros dispostos a 180° entre si.

4.3.1.3. Correção do *drift*

Como *drift* pode ocorrer nos sinais de deformação ao longo do tempo, é necessária ser feita uma correção a respeito a isto seguindo os procedimentos definidos no IEC, que é o procedimento chamado de verificação da calibração

4.3.1.4. Validação da amplitude

Deve ser avaliado se os valores de extensão medidos na estrutura correspondem aos valores reais de deformação da estrutura devido à aplicação de cargas. Para tal, foram plotados gráficos que relacionam os valores médios de deformação em configuração de 10 minutos, com o valor do ângulo de yaw. Os dados para estas médias foram recolhidos entre agosto de 2019 a janeiro de 2020 e estão representados na Figura 4.8. Esses valores são comparados com a curva de extensão teórica que seria obtida para a força máxima de empuxo aplicada ao nível do rotor (curvas marcadas a preto). E nota-se

que há uma boa relação entre os valores teóricos e experimentais. Estes resultados também validam a calibração da orientação.

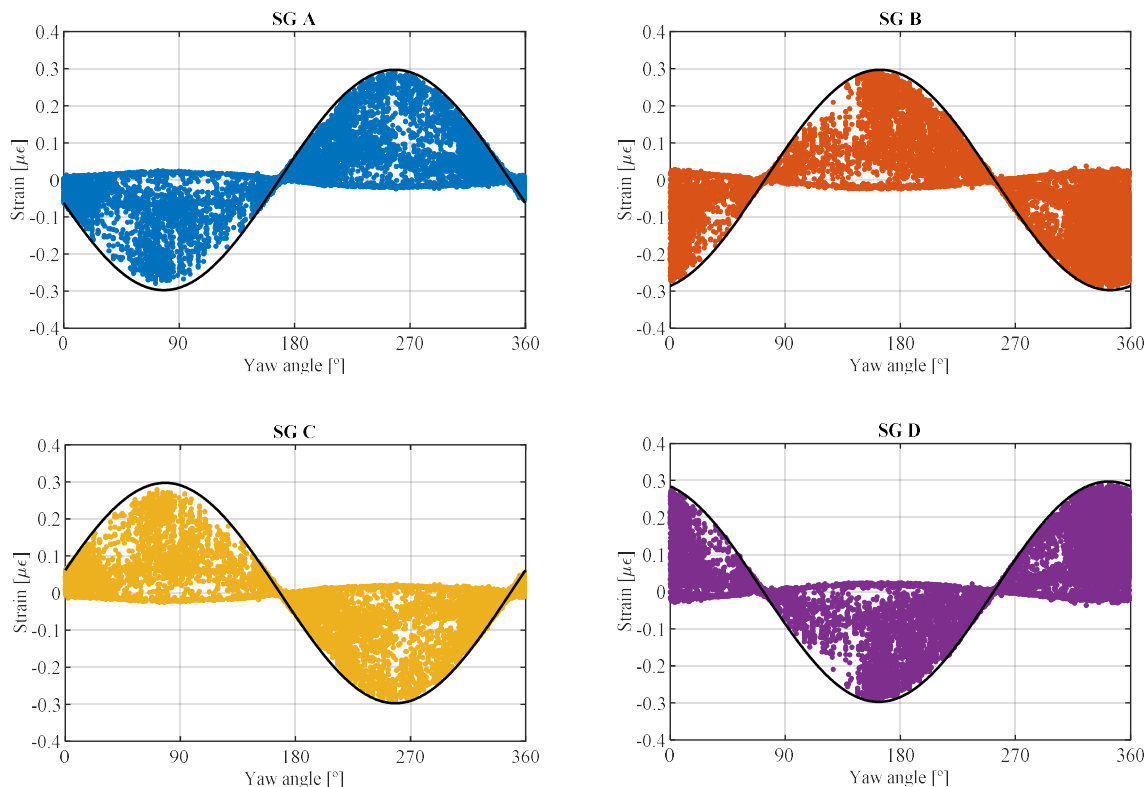


Figura 4.8: Média dos deslocamentos medidos nos extensómetros A, B, C e D (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).

Também foi feita a comparação entre o momento fletor estimado com a medida dos extensómetros e o estimado com a medida dos acelerómetros. Para a estimativa destes, foi considerado um evento de parada do rotor, e também se considerou apenas o primeiro modo de vibração. Então, foi determinado o deslocamento da torre nesta deformada ao nível do acelerómetro S1, localizado na Figura 4.5. A Figura 4.9 demonstra as séries temporais para deslocamentos obtidos através do acelerómetro (à esquerda), e extensões medidas por um dos extensómetros (à direita).

Com as séries temporais fornecidas tanto pelos extensómetros quanto pelos acelerómetros foi possível obter o valor do momento sofrido na base da torre através do uso da lei de Hook, equação (2.9), para obter a tensão e depois com recurso a equação de resistência dos materiais, equação (4.1), para enfim determinar os valores para estes momentos.

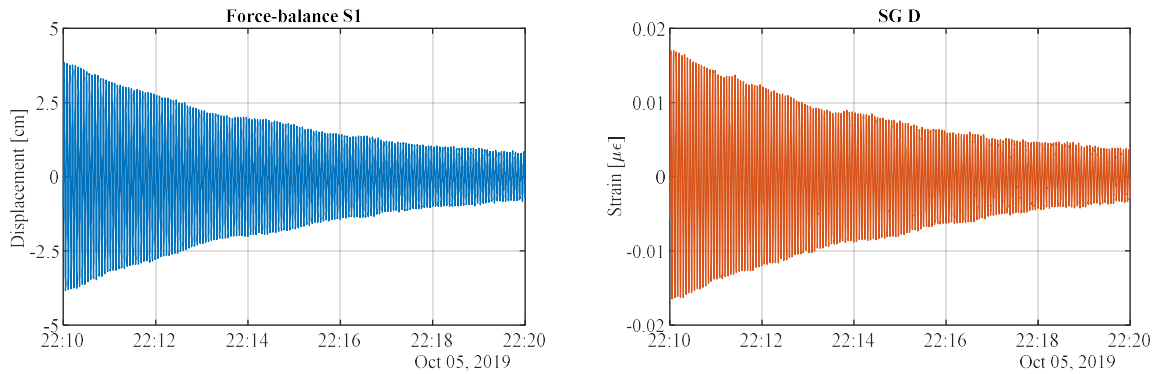


Figura 4.9: Série temporal de deslocamentos no topo da torre estimada a partir de acelerações medidas no sensor S1 (esquerda) e extensões no extensômetro D (direita) (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).

$$\sigma = \frac{M_x}{I} \cdot y + \frac{M_y}{I} \cdot x \quad (4.1)$$

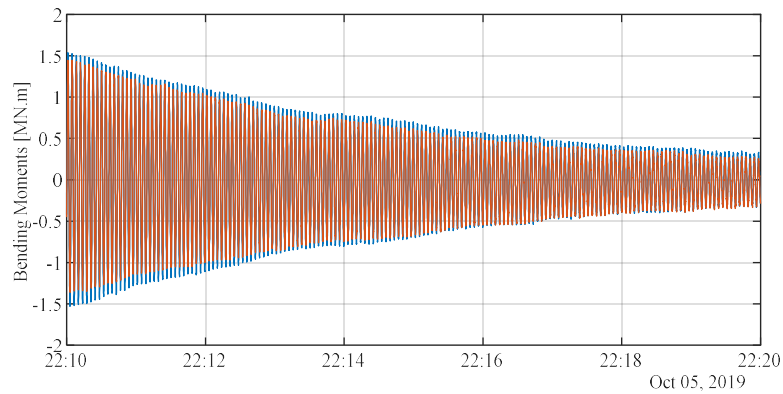


Figura 4.10: Momentos fletores na base da torre estimados a partir de séries temporais de acelerações e tensões (Pacheco, Magalhães e Cunha, 2020).

Os momentos fletores na base da torre estimado dos extensómetros e acelerómetros estão sobrepostos na Figura 4.10. Nota-se que há uma ótima semelhança entre ambos os métodos, com uma diferença inferior a 10%. Esta diferença pode se justificar pela dificuldade em contabilizar a rigidez lateral da torre, principalmente devido a rigidez da fundação.

5

ANÁLISE DE FADIGA DO CASO DE ESTUDO

Neste capítulo é apresentado a descrição do modelo desenvolvido que serviu para os dados de entrada para a análise numérica em relação a fadiga com os recursos apresentados no capítulo 3, para poder ser validado com os resultados obtidos na análise experimental e na análise por parte da VESTAS no projeto do aerogerador.

Inicialmente foram obtidos dados da empresa para análises de fadiga em torres de turbinas eólicas. Estes dados foram validados e compreendidos com a finalidade de perceber-se os métodos de análise interno para então poder replicá-los nos dados processados pelo Mlife, e assim serem comparados entre si. Portanto no presente capítulo será feita uma pormenorização deste processo.

Como foi dito na subsecção 3.2.7 sobre o Mlife, o software em questão realiza-se de uma análise de dados pós processados, ou seja, é necessário o uso de dados de saída de um modelo numérico já processado, como tipos de cargas e frequência com que elas ocorrem. Para isto, é preciso uma modelação bem feita que consiga replicar o mais próximo da realidade o comportamento de uma turbina eólica. A secção a seguir irá descrever o modelo numérico usado para o caso de estudo usando resultados descritos no artigo (Pimenta *et al.*, 2019)

5.1. MODELOS NUMÉRICOS DO CASO DE ESTUDO

O modelo foi desenvolvido com o uso do software FAST, já caracterizado no capítulo 3. Sendo previamente desenvolvido um modelo mais simples no Robot para estimava dos modos de vibração nas duas direções principais

Dentre os módulos apresentados, destacam-se aqui os dois que têm maior contribuição para uma melhor precisão do modelo. São eles os módulos de estrutura, Elastodyn, e o aerodinâmico, Aerodyn. No módulo estrutural, a torre foi simulada como uma massa linear e rigidez nas duas deformadas, side-to-side e fore-aft, em 37 pontos distribuídos ao longo da sua altura, já as pás foram discretizadas em 49 secções diferentes e em cada uma delas foram atribuídas rigidez, densidade e torção estrutural. Sendo a propriedade de rigidez adaptada da turbina modelo de 5MW disponível no site da NREL, justamente por ser a propriedade desconhecida. A fundação foi assumida como tendo rigidez infinita para translações e rotação em torno do eixo yaw da torre e os restantes componentes da matriz de rigidez foram avaliados com base nos momentos de flexão e rotação na base da torre no modelo de elementos

finitos (ROBOT), como já foi apresentado previamente no capítulo 3. Para poder simular este efeito, foi utilizado o modulo HydroDyn somente com a imposição de uma matriz de rigidez linear.

No módulo com as propriedades aerodinâmicas das pás foram usadas propriedades fornecidas por modelos CFD. De forma a captar a variação destas propriedades aerodinâmicas ao longo do comprimento das pás, estas foram divididas em 10 secções diferentes igualmente espaçadas e foi feito um modelo CFD para cada uma delas para diferentes ângulos de ataque.

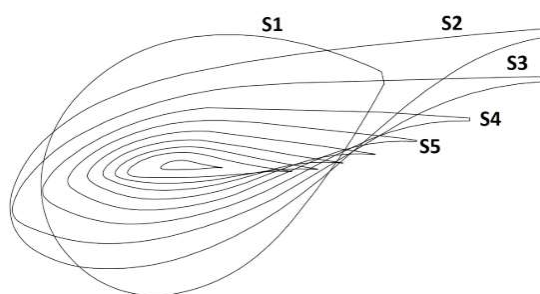


Figura 5.1: Representação das secções de pás adotadas.

5.1.1. Simulação do sistema de controlo

As propriedades do sistema de controlo, modulo ServoDyn, foram definidas com o uso da rotina simplificada disponibilizada pelo NREL. Em relação ao controlo do ângulo de pitch, por não haver informação disponível sobre este para velocidades abaixo da nominal, recorreu-se aos dados do SCADA e então foi definido uma média para o ângulo de pitch mínimo. O controlo de torque foi definido de forma que a potência gerada coincidisse com os valores teóricos. Para tal, foram configurados os valores apropriados para a eficiência da caixa de engrenagem, coeficiente de lei de potência da região 2 e valor de torque nominal da região 3, representados na Figura 3.7 .

Como o InflowWind tem a limitação de somente permitir que seja feita a uma velocidade média para o vento, ou seja, em uma mesma análise não é possível alterar a velocidade média do mesmo, com isto, a fim de obter a validação para o sistema de controlo, a medida adotada foi correr uma análise para diversos valores distintos de velocidade para então ser feita uma média. Foram plotadas as curvas de potência e força de empuxo de acordo com a velocidade do vento, Figura 5.2. Há uma boa correspondência entre os valores numéricos (pontos vermelhos) e teóricos (curvas em azul).

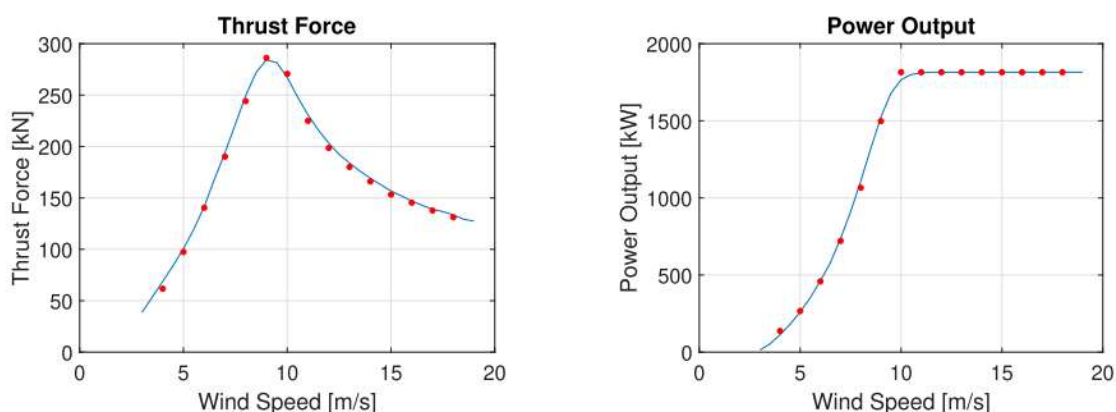


Figura 5.2: Comparação entre valores simulados (pontos em vermelho) e dados teóricos (curva em azul)(Pimenta *et al.*, 2019).

Portanto, com o sistema caracterizado e validado, é possível comparar com certa segurança os dados numéricos obtidos com o modelo e os dados experimentais, obtidos através das medições feitas com os sensores instalados na turbina, apresentados na seção 4.3. Estas comparações tem a finalidade de obter a validação do modelo numérico, permitindo fazer estimativas futuras.

5.1.2. Comparação resultados experimentais e numéricos

Os dados fornecidos pelo sistema SCADA são comparados aos dados gerados pelo FAST. Escolheu-se, assim, três destes, sendo eles, a potência produzida, a velocidade do rotor e o ângulo de pitch. Todos os três foram plotados em relação à velocidade do vento que chega à turbina e foram sobrepostos os dados de ambas origens, experimental e numérica, Figura 5.3. Com análise da velocidade do rotor e do ângulo de pitch, fica claro que o modelo reproduz muito bem os valores obtidos pelo sistema SCADA para situações em que a velocidade do vento são maiores que 5 m/s, gama mais relevante para análises à fadiga. A produção, por sua vez, apresenta um bom resultado no comparativo entre valores do FAST e do SCADA durante todos os cenários.

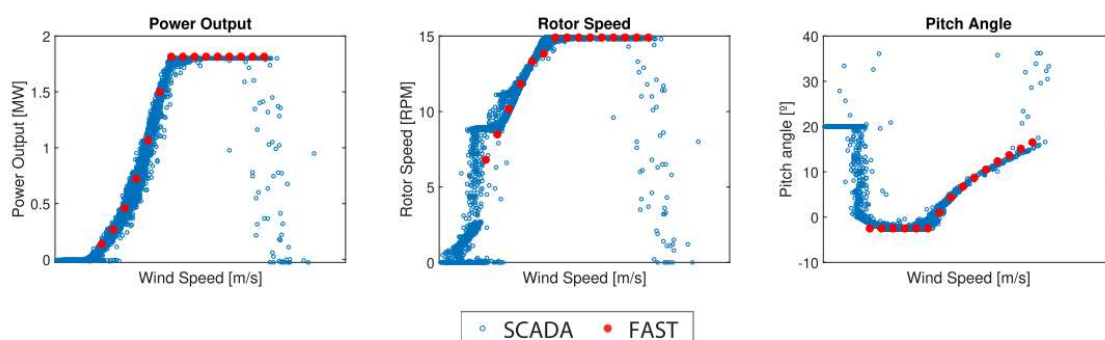


Figura 5.3: Comparação entre dados do modelo numérico e do SCADA (Pimenta *et al.*, 2019).

No intuito de comparar as forças internas na estrutura, foram feitas simulações com a velocidade do vento a oscilar em torno de um valor médio aproximadamente constante para intervalos de cerca de 10 minutos, a fim de que atingisse a estabilidade do sistema com as respectivas velocidades. Para selecionar tais valores, foram consultados os dados SCADA de fevereiro de 2019 e selecionados os intervalos de

tempo de 10 minutos, com as características apresentadas na Tabela 5.1. Ressalta-se que para a simulação da turbulência descrita recorreu-se ao pré-processador turbSim em conjunto com o módulo InflowWind.

Para essas séries foi assumido um perfil de vento médio da lei de potência com coeficiente variação em altura de 0,20 e rugosidade superficial de 0,03 m. Foi então plotado um gráfico comparativo do momento fletor na seção da torre onde estão instalados os extensómetros, a 6,5 metros acima da base (secção inferior referida no capítulo 4) para os três cenários. Embora, que para um resultado mais real, convinha ser feito um grande número de simulações, estes resultados mostram, para uma primeira avaliação, que os resultados numéricos estão de acordo com os experimentais.

Tabela 5.1: Cenários adotados para validação do modelo FAST

Data	Velocidade média do vento [m/s]	Intensidade de turbulência [%]	Ângulo yaw[°]
01/02/2019 21:20	13.90	22.30	325.2
01/02/2019 21:40	13.70	8.76	317.0
10/02/2019 15:20	5.70	19.30	357.4

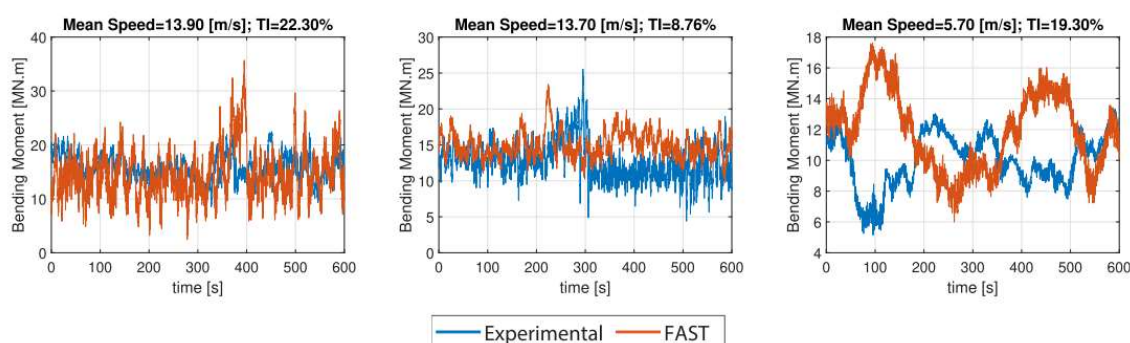


Figura 5.4: Comparação entre o momento fletor numérico e experimental para os intervalos da Tabela 5.1 (Pimenta et al., 2019).

Para fornecer uma validação mais robusta do modelo, 100 simulações independentes de 10 minutos, considerando uma intensidade turbulenta de 10%, para cada valor inteiro de velocidade média do vento entre 4 e 17 m/s foram calculadas. A força de empuxo atuando no rotor, e o momento fletor correspondente na seção de controlo, obtido para cada cálculo com uma dada velocidade média do vento prescrita é plotado na Figura 5.5, onde as barras de erro identificam os valores médios máximo e mínimo obtidos, foram considerados 0,5 e 1,0 como valores de coeficiente de arrasto da torre e, com isso, plotou-se um gráfico para cada. Como pode ser facilmente verificado, o menor coeficiente de arrasto leva a uma melhor concordância com os dados experimentais.

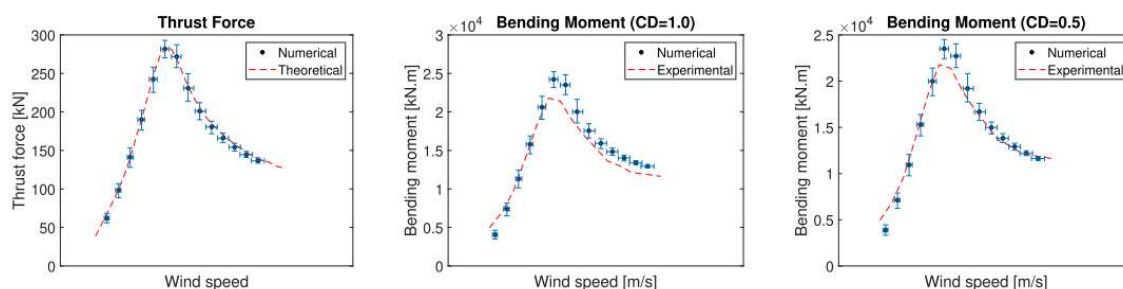


Figura 5.5: Comparação entre forças numéricas e experimentais para as 100 séries temporais geradas independentemente (Pimenta *et al.*, 2019).

Portanto, é possível verificar uma excelente correlação entre os resultados numéricos e experimentais. Em ambas as situações analisadas, os valores médios dos momentos flectores são muito semelhantes

5.2. DIMENSIONAMENTO À FADIGA DO CASO DE ESTUDO

Para esta análise foi escolhida linha de soldadura localizada imediatamente acima da porta de acesso à torre, enumerada como 3 na Figura 5.6, a uma altura de 6,908 metros acima do solo. Esta escolha deve-se a este detalhe tipicamente ser mais propenso à ocorrência de fissuras por fadiga por se tratar de uma união de secções, ou seja, apresenta descontinuidade geométrica e ser localizado próximo da base, o que leva a sofrer maiores valores de momento.

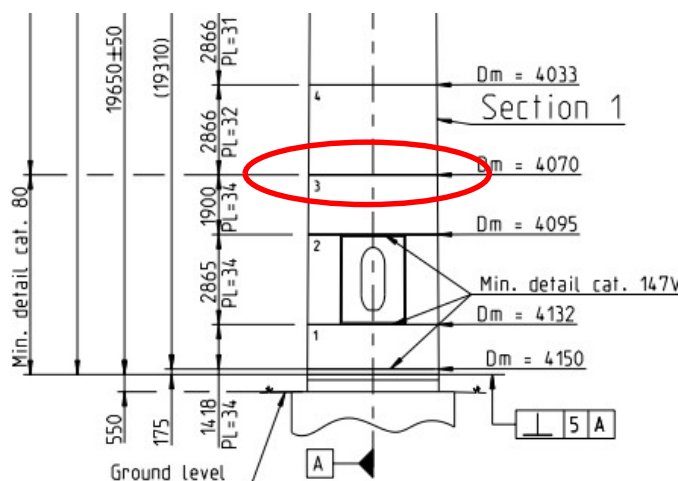


Figura 5.6: Esquema representativo da linha de soldadura a ser estudada.

A fim de obter uma validação desta análise de fadiga por parte do modelo numérico, utiliza-se os dados utilizados como base de dimensionamento fornecidos pelo fabricante. Estes dados são obtidos pelas séries temporais associadas a diferentes cenários indicados pela IEC 61400-1, Tabela 2.1. Estas séries são tratadas com o uso do método de contagem rainflow, apresentado na secção 2.6, que geram ficheiro consoante dados de cargas na estrutura associadas às frequências com que ocorrem.

Há dois tipos de ficheiros, os obtidos através de rainflow e os obtidos através de matriz de Markov. Na verdade, em ambos se encontra os tipos de dados necessários para esta análise, os momentos fletores associados a frequência com que se repetem. Porém utiliza-se o ficheiro gerado pelo rainflow por conter uma quantidade menor de dados, cerca de 10 vezes menor. Uma vez que o resultado final obtido tanto para Markov, quanto para rainflow deve ser o mesmo, justifica-se o uso deste último.

Há um ficheiro de cada, Markov e Rainflow, associado a 13 posições nas alturas ao longo da torre, podendo ser chamado de altura de referência para os dados rainflow. Para validação dos cálculos foram consideradas duas alturas, uma altura de referência próxima da altura da soldadura a ser analisada e outra correspondendo à altura do detalhe de soldadura propriamente dito, 9,774 e 6,908 respetivamente.

Este cálculo é feito com base nas alturas de referências adjacentes, ou seja, são feitos dois cálculos, um para a secção de altura de referência imediatamente acima e outro para a imediatamente abaixo para então depois interpolar estes valores e obter o resultado para a altura em questão.

Inicialmente, foram comparados os valores fornecidos através do ficheiro rainflow com os valores da curva S-N do Eurocódigo 3. O detalhe do Eurocódigo escolhido para a soldadura em questão foi o DC80, mesmo que atualmente encontre-se o detalhe DC90 associado a este tipo de soldadura em turbinas eólica em análises semelhantes, optou-se por esta, primeiramente por ser uma solução mais conservativa, e depois por se tratar de um dimensionamento feito há certo tempo, portanto nesta época era normalmente usado o DC80.

Para ser feita esta comparação, é necessário transformar as cargas, podendo ser momento fletor ou esforço transversal, em tensões normais ou tangenciais, respetivamente. Repara-se que para efeito de análise de fadiga, as tensões tangenciais não apresentam grande influência neste caso visto que a magnitude das tensões normais é muito maior. Portanto, neste trabalho não foram levados em consideração este tipo de tensão.

Para tal, foi necessário fazer o cálculo da tensão normal que é a divisão entre o momento fletor e o módulo da secção (W) multiplicado por fatores de correção e de segurança, como mostra a equação (5.1). Com os valores das tensões calculados, foi verificado se os valores se encontram abaixo dos valores indicados para a curva S-N do detalhe em questão. A Figura 5.7 mostra esta validação feita para os valores de tensão a altura 9,80m sobre o solo.

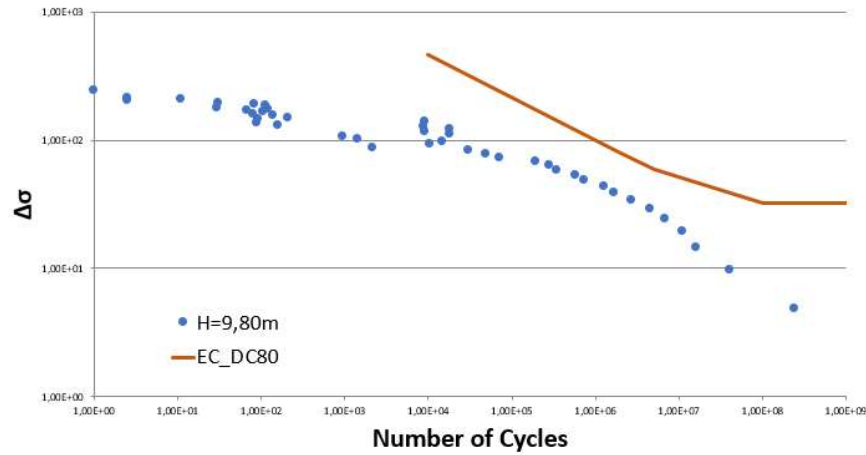


Figura 5.7: Comparativo entre as tensões a altura 9.80m com o limite da curva S-N do EC3 para o detalhe 80.

$$\sigma = M \times \frac{10^6}{W} \times \gamma_{FM} \times C_{red} \quad (5.1)$$

Na equação (5.1) σ é a tensão normal em Mpa; W é o módulo da secção em mm^3 , γ_{FM} é o fator de segurança e correção que contempla o carregamento aplicado na estrutura e o material usado nela, ambos baseados no Eurocódigo 3 e no IEC 61400-1, resultando no valor de 1.265 e C_{red} é o fator de correção da espessura, que assume valor unitário se o detalhe for menor ou igual a 80 e se a espessura for menor do que 25mm, neste caso, como foi usado o detalhe de número 80, portanto este fator de correção deve ser unitário. Ressalta-se que o módulo da secção nada mais é do que o momento de inércia (I) dividido pela maior distância de qualquer ponto da secção transversa até seu centro de gravidade, portanto, como se trata de uma secção circular, tem-se como maior distancia o raio externo (Y_{max}) como mostra a Figura 5.8 e a equação (5.2).

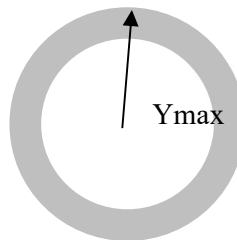


Figura 5.8: Medida do distanciamento máximo na secção transversal.

$$W[mm^3] = \frac{I [mm^4]}{Y_{max}[mm]} \quad (5.2)$$

Ao obter as tensões normais correspondentes a cada um dos 50 momentos presentes no ficheiro rainflow, tornou-se possível calcular os números de ciclo até a falha consoante cada uma das tensões. O Eurocódigo 3 também serviu como base para as equações da curva S-N. Considera-se dois patamares diferentes para o cálculo do número de ciclos até a rotura, como foi apresentado no capítulo 2. A fim de utilizar a escala logarítmica, aplicou-se log em todos os termos das equações (2.15) e (2.16). Este cálculo é demonstrado no desenvolvimento abaixo. Portanto para quando $N_R \leq 5 \times 10^6$ e consequentemente $m = 3$ tem-se a expressão (2.15) em log:

$$\text{LOG}(\Delta \sigma_R^3 N_R) = \text{LOG}(80^3 \times 2 \times 10^6) \quad (5.3)$$

Desenvolvendo a equação (5.3), temos a equação (5.4):

$$3\text{LOG}(\Delta \sigma_R) + \text{LOG}(N_R) = \text{LOG}(80^3 \times 2 \times 10^6) \quad (5.4)$$

Assumindo que $\text{LOG}(80^3 \times 2 \times 10^6) = \text{Log}(a)$, então:

$$\text{LOG}(N_R) = \text{LOG}(a) - 3\text{LOG}(\Delta \sigma_R) \quad (5.5)$$

Portanto:

$$N_R = 10^{\left[\frac{\text{Log}(a) - 3\text{Log}(\Delta \sigma_R)}{1}\right]} \quad (5.6)$$

O mesmo foi feito para quando $5 \times 10^6 \leq N_R \leq 10^8$ e consequentemente $m = 5$. Tem-se que $\Delta \sigma_R^m N_R = \Delta \sigma_D^m 5 \times 10^6$, e uma vez que $\Delta \sigma_D = 0.737 \times \Delta \sigma_c$, relações já apresentadas na secção 2.8, então, repetindo o mesmo processo feito anteriormente, aplica-se log em ambos os lados da expressão, o que resulta no desenvolvimento abaixo.

$$\text{Log}(\Delta \sigma_R^5 N_R) = \text{Log}((0.737 \times 80)^5 \times 5 \times 10^6) \quad (5.7)$$

$$5\text{Log}(\Delta \sigma_R) + \text{Log}(N_R) = \text{Log}(58.96^5 \times 5 \times 10^6) \quad (5.8)$$

Assumindo $\text{Log}(58.96^5 \times 5 \times 10^6) = \text{Log}(a)$, então:

$$\text{Log}(N_R) = \text{Log}(a) - 5\text{Log}(\Delta \sigma_R) \quad (5.9)$$

Portanto:

$$N_R = 10^{\left[\frac{\text{Log}(a) - 5\text{Log}(\Delta \sigma_R)}{1}\right]} \quad (5.10)$$

As equações (5.6) e (5.10) são usadas para estimar o número de ciclos permitido, número de ciclos até a rotura, correspondente à cada um dos 50 intervalos de tensão resultantes do ficheiro rainflow. Para tal, também se fez o cálculo para o valor de cada $\text{Log}(a)$ consoante ao m e ao detalhe utilizado. Vale a pena lembrar que para os devidos cálculos, foi considerado o detalhe 80.

De seguida, foi feito o dano referente a cada uma das 50 tensões, seguindo a regra de Pálmgren–Miner, equação (2.12) apresentada no capítulo 2. Fez-se o rácio entre o número de ciclos ocorridos para cada intervalo de tensão e o número de ciclos até a rotura associado a cada intervalo de tensão. E então obteve-se o somatório de todos estes danos, obteve-se que $D = 0,671$, consequentemente, respeitando assim a segurança, uma vez que este valor é menor que 1. O valor calculado seguindo os procedimentos apresentados neste trabalho está muito próximo do apresentado no documento de dimensionamento da VESTAS.

5.3. ANÁLISE À FADIGA DO CASO DE ESTUDO USANDO MLIFE

Como apresentado no capítulo 3, o Mlife é um software que faz diversos cálculos à da fadiga, permitindo obter resultados a longo prazo, lifetime, ou para um evento específico.

A partir de rotinas geradas com o modelo apresentado na secção 5.1 foram feitas duas simulações diferentes para esta turbina, baseado nos métodos de dimensionamento indicado no IEC 61400-1, e nos ventos observados no parque eólico para os dois últimos anos.

Nesta fase do trabalho apenas foram consideradas condições normais de operação pois a adoção de outros cenários envolveria o desenvolvimento de modelos numéricos mais sofisticados.

Como se pretende avaliar o comportamento à fadiga para a turbina em um cenário de condições normais de operação, consultando a Tabela 2.1, verifica-se que este se refere ao caso de carga 1.2 em que a velocidade do vento no hub deve estar no intervalo compreendido entre as velocidades de cut in e cut out. Portanto este aerogerador é de classe III, e como se vê na Tabela 5.2, para tal classe, considera-se o valor para velocidade de referência do vento como 37,5.

Tabela 5.2: Parâmetros básicos para as classes de turbinas eólicas.

Classe de turbina eólica		I	II	III	S
Vref	(m/s)	50	42,5	37,5	
A	I_{ref}		0,16		Valor especificado pelo projetista
B	I_{ref}		0,14		
C	I_{ref}		0,12		

Na Tabela 5.2 os parâmetros são:

- V_{ref} é a velocidade de referência do vento para uma média de 10 minutos.
- A é a categoria de turbulência com características mais severas.
- B é a categoria de turbulência com características intermediárias.
- C é a categoria de turbulência com características mais amenas.
- I_{ref} é o valor espectável para a intensidade de turbulência a 15 m/s.

Portanto, neste cenário a velocidade no hub é 20% da velocidade de referência, com isto, passa a ser então 7,5 m/s. Ainda a respeito deste caso de carga, a turbulência segue o modelo de turbulência normal (NTM). Neste modelo o valor representativo do desvio padrão da turbulência, σ_1 , deve ser dado pelo quantil de 90% para a dada velocidade do vento na altura do hub. Este valor para as classes padrão da turbina eólica pode ser dado pela equação (5.11), em que $b = 5,6$ m/s.

$$\sigma_1 = I_{ref} (0,75V_{hub} + b) \quad (5.11)$$

Entretanto, de forma simplificada, pode-se obter o valor da intensidade de turbulência ao verificar a Figura 5.9, que relaciona a intensidade de turbulência com a velocidade do vento no hub. Na figura há três curvas que representam as classes de severidade de turbulência.

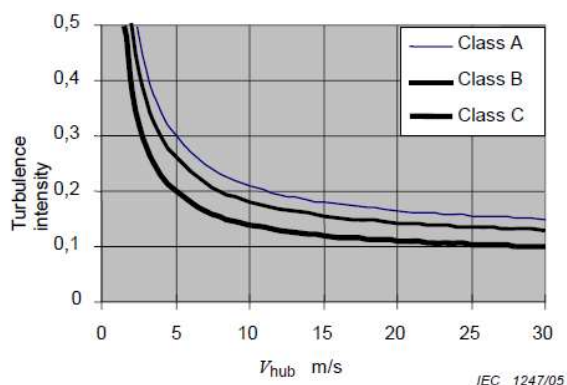


Figura 5.9: Intensidade de turbulência consoante a velocidade de vento no hub.

Para uma velocidade do hub de 7,5 m/s e uma turbulência de classe A, ou seja, classe mais severa para comportamento turbulento, o valor achado para a intensidade de turbulência é em torno de 0,25.

O processo que foi feito segue a seguinte ordem, na modelação feita no FAST definiu-se velocidades do vento e intensidade de turbulência gerando séries temporais do vento, estas são solicitadas nos aerogeradores durante a simulação. Os dados de saída desta são usados como dados de entrada no Mlife e são configurados para diferentes cenários, usando diferentes distribuição de vento. Foram utilizados 12 ficheiros por velocidade dando um total de 192 ficheiros

Como as respostas das simulações previamente feitas no FAST são series temporais para certo período, e neste estudo deseja-se saber o comportamento da estrutura para um período que corresponde ao tempo de projeto, ou seja 20 anos, estes dados devem ser extrapolados. Para tal utilizam-se as distribuições de

vento, neste caso adotou-se a distribuição Weibull, que consiste em uma distribuição feita com dois parâmetros, que são definidos no código como “WeibullShape” e “WeibullScale”. Esta distribuição é feita de forma a ajustar os valores do histograma de séries temporais a velocidade média pretendida na análise, para este primeiro caso, o 7,5 m/s, seguindo as instruções do IEC. Na Figura 5.10 é apresentada a distribuição obtida e compara-a com a distribuição que tem sido observada no Parque Eólico da Tocha. Como seria expectável a curva real apresenta maiores percentagem de ocorrência para velocidade de vento mais baixas, o que desde já indica que existe uma reserva de resistência à fadiga.

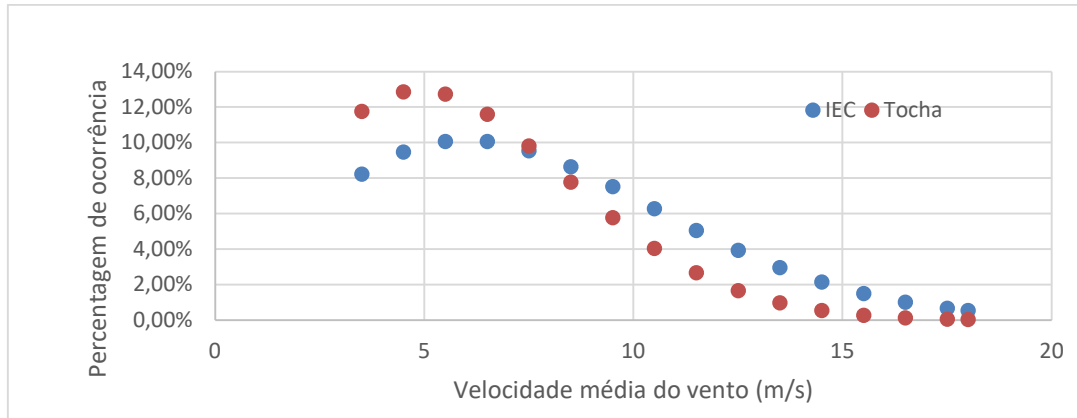


Figura 5.10: Funções de distribuição de velocidade de vento de acordo com IEC e observada na Parque Eólico da Tocha.

Nos ajustes deve ser introduzido o valor pretendido para a previsão, em segundos, ou seja, nesse caso, em que se deseja a previsão para a idade de projeto, 20 anos, que são 630720000 segundos. Conforme dito na subsecção 3.2.7, o Mlife permite o uso da correção de Goodman, porém para o presente estudo optou-se por não fazer uso desta.

Uma das limitações do Mlife é que não é possível utilizar mais de um tipo de declive da curva SN na mesma simulação, portanto não é possível seguir à risca as diferentes equações do Eurocódigo consoante a valores de $m = 3$ ou $m = 5$, Figura 2.9, sendo assim, optou-se por escolher o declive mais conservativo, que seria o valor de m sendo 5 para todos os valores de intervalo de tensão.

O programa faz o cálculo de dano seguindo a regra de Palmgren–Miner, pelo que é dado pelo somatório da divisão de ciclos sofridos durante a vida da turbina sobre os ciclos até a rotura. As equações (5.12), (5.13) e (5.14) exemplificam como é feito este cálculo.

$$Damage = \text{sum}(\text{lifetimeCycles} / \text{cyclesToFail}) \quad (5.12)$$

$$\text{lifetimeCycles} = \text{cyclesCount} * \text{timeFactor} \quad (5.13)$$

$$\text{timeFactor} = \text{designLife} * \text{probabilityFactor} * a / \text{timeinBin} \quad (5.14)$$

Em que $lifetimeCycles$ é o número de ciclos contados multiplicado por um fator de tempo. Este fator é obtido através de uma função que multiplica o tempo de projeto, 20 anos, por um fator de probabilidade associado à distribuição weibull, também multiplicado pelo “a” que significa availability, que representa a quantidade do tempo em que a turbina está realmente a funcionar. Toda esta multiplicação é dividida pelo $timeinBin$, que é um número representativo da duração de todos os ficheiros associados ao cenário em análise, gerados no FAST, que são considerados como input dos MLIFE.

No presente trabalho foram considerados dois cenários, o primeiro respeitando as condições de dimensionamento a fim de obter uma validação da análise numérica com os resultados teóricos obtidos na secção anterior. Portanto, para este primeiro cenário foi escolhida uma distribuição weibull que assegurasse a velocidade de vento médio de 7,5m/s.

Para o segundo cenário foram consideradas as velocidades de vento observadas no parque da Tocha no período compreendido entre os anos de 2013 e 2019, para tal foi escolhida a distribuição Weibull com melhor ajuste aos resultados experimentais de medição de vento. A distribuição obtida está representada na Figura 5.10 e apresenta um valor médio de 5,97 m/s.

Depois de corrida a função Mlife para ambos os cenários, foram apontados os resultados e estes estão explicitados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Resultados obtidos para ambos os cenários testados com Mlife.

	cenário 1	cenário 2
V_{hub}	7,5 m/s	5,97 m/s
D_{op}	0,311	0,19

5.4. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

Primeiramente ao comparar os dois cenários simulados numericamente, como era de esperar, a velocidade dos ventos observados na Tocha é menor do que a velocidade definida para dimensionamento, já que os dados de dimensionamento têm necessariamente de ser conservativos. O dano acumulado para atividade de operação de dimensionamento fica assim inferior à estimativa associada a condições reais de operação (cenário 2), o que também deveria ser o esperado já que o dano estimado no dimensionamento tem como objetivo a segurança da turbina. Este resultado demonstra já que poderá existir alguma margem para extensão da vida do aerogerador.

Ao observar o valor obtido no dimensionamento com o valor numérico obtido com a simulação do cenário baseado no dimensionamento, os valores apresentam significativa diferença, ligeiramente maior que 50%. Os motivos para tal diferença podem ser diversos, porém destacam-se três.

O primeiro e talvez mais importante é devido ao facto de na análise do MIFE, nesta fase do trabalho, apenas terem sido consideradas condições normais de operação, enquanto que no dimensionamento são considerados outros cenários (tabela 2.1) que poderão ter um maior impacto no consumo do tempo de vida da estrutura

Uma segunda razão para tal diferença poderão ser algumas insuficiências dos modelos numéricos usados que ainda estão a ser afinados usando os dados experimentais que estão a ser recolhidos na Tocha.

Uma terceira razão consiste na necessidade de ajustes nas funções do MLife para melhor reproduzir os procedimentos regulamentares associados ao dimensionamento de estruturas metálicas, nomeadamente a consideração de curvas SN com 3 troços lineares.

6

CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido ao longo da presente dissertação teve como objetivo simular o comportamento do aerogerador e obter respostas do mesmo face ao fenómeno da fadiga. A modelação do aerogerador foi feita com recurso ao software FAST e se apoiou em modelos simplificados feitos em ROBOT no intuito de se obter valores base que facilitaram o desenvolvimento no software final. O modelo numérico foi idealizado com base nas turbinas eólicas do modelo V100 1.8MW Vestas, sendo este correspondente ao caso de estudo.

O modelo desenvolvido foi validado com base nos dados recolhidos no âmbito da campanha experimental a ser realizada no parque eólico da Tocha, no projeto de investigação WindFarmSHM. Sendo esta localização a mesma do caso de estudo. Com esta validação, o modelo foi calibrado para então conseguir gerar dados como séries temporais para poderem ser usadas em estudos para a análise da fadiga.

Inicialmente foi feito um estudo aprofundado a respeito da energia eólica e do funcionamento das máquinas que extraem energia cinética do vento e convertem em energia elétrica, uma vez que estas são bastante complexas. De seguida foi feito um estudo sobre o fenómeno da fadiga, fenómeno este muito recorrente em estruturas deste tipo, e por isto foi levado em consideração os códigos normativos para este fenómeno, nomeados IEC e Eurocódigo.

Portanto no capítulo de introdução, capítulo 1, foi feita um enquadramento sobre energias renováveis e as componentes das turbinas eólicas. Enquanto que no capítulo 2 foi feita uma revisão sobre o fenómeno da fadiga e como são feitos os cálculos para previsão de danos provenientes deste tipo finalizando este capítulo com instruções dos códigos que contempla a análise deste assunto.

No capítulo foram apresentadas as principais características a serem consideradas para uma boa modelação de uma turbina eólica, e então foi explicado o funcionamento do software usado para conceber o modelo numérico, sendo este o FAST. Foi feita uma apresentação de seu funcionamento e de seus módulos que simulam cada componente, para no fim ser apresentada a função Mlife, função esta usada para avaliação da fadiga com o uso de dados de saída vindos da simulação do modelo em FAST.

Após esta revisão sobre estes dois tópicos importantes para o trabalho, foi apresentado o caso de estudo juntamente com a campanha experimental que lá ocorre. Neste capítulo também foram apresentados os dados obtidos desta campanha.

Por fim, no capítulo 5 é apresentado o modelo feito em FAST. Apresentou-se suas particularidades e confirmação da validação ao comparar os dados obtidos pelas simulações com dados obtidos pelo sistema SCADA e os dados obtidos experimentalmente com a campanha já mencionada no capítulo 4. Com o modelo validado, foi feita a comparação entre os resultados obtidos para análise de fadiga com os dados do dimensionamento e com os dados obtidos com o recurso do Mlife.

A respeito das simulações feitas com os modelos numéricos, estas apresentam uma boa correlação com os dados experimentais, sendo assim, pode-se dizer que são uma boa representação da realidade. Relativamente à função Mlife utilizada para avaliação do comportamento da fadiga, apresenta-se como uma ferramenta de grande potencial, necessitando de alguns ajustes para poder replicar os procedimentos estabelecidos no regulamentos. Os modelos adotados ainda carecem de ajustes e será necessário complementar as análises em condições normais de operação com os outros cenários considerados nos regulamentos para as análises de fadiga.

Com isto conclui-se que este é um tema bastante complexo, sobretudo por ter um caráter multidisciplinar, e por isto requer elevado grau de percepção teórica. Entretanto é um tema de extremo potencial, visto que, por ser uma energia de fonte renovável e entendida como limpa, há grandes incentivos para o seu desenvolvimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALLSOP, Steven *et al.* - Hydrodynamic analysis of a ducted, open centre tidal stream turbine using blade element momentum theory. **Ocean Engineering**. . ISSN 00298018. 141:2017) 531–542. doi: 10.1016/j.oceaneng.2017.06.040.
- AMZALLAG, C. *et al.* - Standardization of the rainflow counting method for fatigue analysis. **International Journal of Fatigue**. . ISSN 01421123. 16:4 (1994) 287–293. doi: 10.1016/0142-1123(94)90343-3.
- BALAT, M. - A review of modern wind turbine technology. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects**. . ISSN 15567036. 31:17 (2009) 1561–1572. doi: 10.1080/15567030802094045.
- BRANCO, Carla Margarida - **Desenvolvimento e validação experimental de modelo numérico de Aerogerador para avaliação de Fadiga** [Em linha]. [S.l.] : Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2019 Disponível em WWW:<URL:https://hdl.handle.net/10216/121564>.
- BURTON, Tony *et al.* - **Wind Energy Handbook**. [S.l.] : John Wiley & Sons, Ltd, 2011
- CORREIA, José António Fonseca De Oliveira - **An Integral Probabilistic Approach for Fatigue Lifetime Prediction of Mechanical and Structural Components**. [S.l.] : Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014
- CT 115 (LNEC) - **Eurocódigo 3-Projeto de estruturas de aço Parte 1-9: Fadiga** [Em linha] [Consult. 8 abr. 2020]. Disponível em WWW:<URL:www.ipq.pt>.
- e2p - energias endógenas de Portugal** - [Em linha] [Consult. 23 abr. 2020]. Disponível em WWW:<URL:http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>.
- FAST | NWTC Information Portal** - [Em linha] [Consult. 2 abr. 2020]. Disponível em WWW:<URL:https://nwtc.nrel.gov/FAST>.
- GOLOS, K. M. - Multiaxial fatigue criterion with mean stress effect. **International Journal of Pressure Vessels and Piping**. . ISSN 03080161. 69:3 (1996) 263–266. doi: 10.1016/0308-0161(96)00008-7.
- GONÇALVES, Pedro Miguel - **Modelação Do Comportamento Dinâmico De Um Aerogerador Em** [Em linha]. [S.l.] : Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2018 Disponível em WWW:<URL:https://hdl.handle.net/10216/115412>.
- GONÇALVES REIS DANTAS, Rita - **Fatigue life estimation of steel half-pipes bolted connections for onshore wind towers applications** [Em linha]. [S.l.] : Faculdade de Engenharia da Universidade do, 2019 Disponível em WWW:<URL:https://hdl.handle.net/10216/122886>.
- GREENPEACE AND EWEA - **Wind force 12. A blueprint to achieve 12 % of the world's electricity from wind power by 2020** [Em linha]. Brussels : [s.n.] Disponível em WWW:<URL:https://www.greenpeace.org/usa/wp-content/uploads/legacy/Global/usa/report/2007/7/windforce-12-2004.pdf>.
- HAYMAN, G. J. - **MLife Theory Manual for Version 1.00**. October (2012) 12.
- INFRASTRUCTURE, National *et al.* - International Standard. . ISSN 21559600. 2005:2 (2005) 88. doi: 10.4172/2155-9600.1000405.
- JONKMAN, B. J.; BUHL, M. L., Jr. - **TurbSim User's Guide** [Em linha]. Golden, CO : [s.n.]

[Consult. 8 set. 2020]. Disponível em WWW:<URL:<http://www.osti.gov/bridge>>.

JONKMAN, Bonnie J.; JONKMAN, Jason. M. - FAST v8.16.00a-bjj User's Guide. **Nrel**. 2016) 58.

JONKMAN, J. M. - Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of FAST _ AD Modeling of the UAE Wind Turbine for Refinement of. **Contract**. December (2003).

JONKMAN, J. M. *et al.* - AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual. **Renewable Energy**. March (2015) 46.

KAMAL, M.; RAHMAN, M. M. - Advances in fatigue life modeling: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. . ISSN 18790690. 82:September 2017 (2018) 940–949. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.047.

LEE, Yung Li; BARKEY, Mark E. - **Stress-Based Multiaxial Fatigue Analysis** [Em linha]. [S.l.] : Elsevier Inc., 2012 Disponível em WWW:<URL:<http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-385204-5.00005-7>>. ISBN 9780123852045.

LEE, Yung Li; TJHUNG, Tana - **Rainflow Cycle Counting Techniques** [Em linha]. [S.l.] : Elsevier Inc., 2012 Disponível em WWW:<URL:<http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-385204-5.00003-3>>. ISBN 9780123852045.

LORAUX, Christophe Thierry - **Long-term monitoring of existing wind turbine towers and fatigue performance of UHPFRC under compressive stresses**. [S.l.] : ÉCOLE POLYTECHNIQUE FÉDÉRALE DE LAUSANNE, 2018

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. - **Wind Energy Explained** [Em linha]. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2009 Disponível em WWW:<URL:<http://doi.wiley.com/10.1002/9781119994367>>. ISBN 9781119994367.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY - **The Inside of a Wind Turbine | Department of Energy** [Em linha] [Consult. 23 ago. 2020]. Disponível em WWW:<URL:<https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine>>.

OLIVEIRA, Gustavo - Vibration-based structural health monitoring of wind turbines (Doctoral Thesis). April (2016) 393.

PACHECO, J.; MAGALHÃES, F.; CUNHA, A. - Validation of alternative approaches to evaluate bending moments at the tower of an onshore wind turbine. **XI International Conference on Structural Dynamics**. EUROODYN:Athens, Greece (2020).

PEREIRA, Hélder Filipe Sousa Gomes - **Comportamento à Fadiga de Componentes Estruturais sob a Acção de Solicitações de Amplitude Variável** [Em linha]. [S.l.] : Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2006 Disponível em WWW:<URL:<http://hdl.handle.net/10216/11308>>.

PIMENTA, F. *et al.* - **Calibration of onshore wind turbine numerical model using experimental data**

PIRES, Julio Cesar; OLIVEIRA, Branca Freitas - Modelagem e simulação virtual de pá para rotor eólico de pequeno porte. **Design e Tecnologia**. . ISSN 2178-1974. 1:02 (2010) 69. doi: 10.23972/det2010iss02pp69-76.

REN - Electricity Dados Técnicos - REN - 2019. 2019).

SCHIJVE, J. - Fatigue of structures and materials in the 20th century and the state of the art. **International Journal of Fatigue**. . ISSN 01421123. 25:8 (2003) 679–702. doi: 10.1016/S0142-1123(03)00051-3.

SCHIJVE, Jaap - **Fatigue of Structures and Materials** [Em linha]. Dordrecht : Kluwer

Academic Publishers, 2004 Disponível em WWW:<URL:<http://link.springer.com/10.1007/0-306-48396-3>>. ISBN 0-7923-7013-9.

SCHÜTZ, Walter - A history of fatigue. **Engineering Fracture Mechanics**. . ISSN 00137944. 54:2 (1996) 263–300. doi: 10.1016/0013-7944(95)00178-6.

TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK (DTU) - **Wind Energy - Página inicial | Coursera** [Em linha] [Consult. 23 ago. 2020]. Disponível em WWW:<URL:<https://www.coursera.org/learn/wind-energy/home/welcome>>.

TENGHIRI, Lhoussaine *et al.* - Structural design and analysis of a small wind turbine blade using Simple Load Model, FAST-MLife codes, and ANSYS nCode DesignLife. **Wind Engineering**. . ISSN 2048402X. 2019). doi: 10.1177/0309524X19882430.

ZUO, Haoran; BI, Kaiming; HAO, Hong - A state-of-the-art review on the vibration mitigation of wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. . ISSN 18790690. 121:2020) 109710. doi: 10.1016/j.rser.2020.109710.

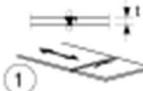
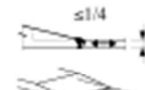
ANEXO A – TABELA 2 DO IEC 61400-1

Table 2 – Design load cases

Design situation	DL C	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}$, V_r , $V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault or loss of electrical network	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Protection system or preceding internal electrical fault	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control, protection, or electrical system faults including loss of electrical network	F	*
3) Start up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}$, $V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
4) Normal shut down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
5) Emergency shut down	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and V_{out}		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year recurrence period		U	N
	6.2	EWM 50-year recurrence period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year recurrence period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{out}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year recurrence period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM V_{maint} to be stated by the manufacturer		U	T
	8.2	EWM 1-year recurrence period		U	A

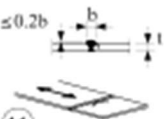
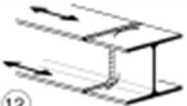
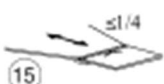
ANEXO B – QUADRO 8.3 DO EC3-9

Quadro 8.3 – Soldaduras transversais de topo

Categoria do pormenor	Pormenor construtivo	Descrição	Requisitos
112	    	<u>Sem contrachapa de apoio:</u> 1) Emendas transversais de chapas e barras. 2) Emendas de banzo e de alma de vigas compostas antes da sua construção. 3) Emendas com soldaduras de topo da secção total de perfis laminados sem entalhes nas intersecções. 4) Emendas transversais de chapas ou barras de largura ou espessura variáveis, com uma inclinação $\leq 1/4$.	- Todas as soldaduras aplanadas por máquina até a face da superfície da chapa paralelamente à direcção da seta. - Postigos de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <u>Pormenor 3):</u> Apenas para secções laminadas, cortadas e soldadas.
90	 	5) Emendas transversais de chapas ou barras. 6) Emendas com soldaduras de topo da secção total de perfis laminados sem entalhes nas intersecções. 7) Emendas transversais de chapas ou barras de largura ou espessura variáveis, com uma inclinação $\leq 1/4$. Transição das soldaduras maquinadas para eliminação dos entalhes.	- Altura da convexidade do cordão não superior a 10 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa. - Postigos de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. <u>Pormenores 5) e 7):</u> Soldaduras executadas na horizontal.
90		8) Como no pormenor 3) mas com entalhes na intersecção.	- Todas as soldaduras aplanadas por máquina até a face da superfície da chapa paralelamente à direcção da seta. - Postigos de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. - Secções laminadas com as mesmas dimensões sem diferenças de tolerância.

(continua)

Quadro 8.3 – Soldaduras transversais de topo (continuação)

Categoria do pormenor	Pormenor construtivo		Descrição	Requisitos
80	efeito de dimensão para $t \geq 25$ mm: $k_t = (25/t)^{0,2}$	   $\leq 0,2b$	9) Emendas transversais de vigas compostas soldadas sem entalhes nas intersecções. 10) Soldaduras de topo da secção total de perfis laminados com entalhes nas intersecções. 11) Emendas transversais de chapas, barras, secções laminadas ou vigas compostas.	- Altura da convexidade do cordão não superior a 20 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa. - Soldadura não aplanada por máquina. - Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldadura nos dois lados; controlada por NDT. Pormenor 10): Altura da convexidade do cordão não superior a 10 % da largura do cordão, com transições suaves para a superfície da chapa.
63			12) Emendas com soldadura de topo da secção total de perfis laminados sem entalhes nas intersecções.	- Postiços de extremidade retirados após a soldadura. Bordos das chapas aplanados por máquina na direcção das tensões. - Soldada nos dois lados.
36			13) Soldaduras de topo executadas de um só lado.	13) Sem contrachapas de apoio.
71	efeito de dimensão para $t \geq 25$ mm: $k_t = (25/t)^{0,2}$		13) Soldaduras de topo executadas de um só lado unicamente quando a penetração total é verificada por meio de um controlo por NDT adequado.	
71	efeito de dimensão para $t \geq 25$ mm: $k_t = (25/t)^{0,2}$	  $> 10\text{mm}$ $\leq 1/4$	Com contrachapas de apoio: 14) Emenda transversal. 15) Soldadura de topo transversal com largura ou espessura variável com uma inclinação $\leq 1/4$. Também válido para chapas curvas.	Pormenores 14) e 15): As soldaduras de ângulo que fixam a contrachapa de apoio terminam pelo menos a 10 mm dos bordos da chapa solicitada. Soldaduras de posição no interior da soldadura definitiva.
50	efeito de dimensão para $t \geq 25$ mm: $k_t = (25/t)^{0,2}$	  $\leq 1/4$	16) Soldadura transversal de topo com contrachapa de apoio permanente, de largura ou espessura variável, com uma inclinação $\leq 1/4$. Também válido para chapas curvas.	16) As soldaduras de ângulo da contrachapa de apoio terminam a menos de 10 mm do bordo da chapa, ou não pode ser garantido um bom ajustamento.

(continua)