

ANÁLISE DE VENTO RELACIONADA AO LOCAL E AVALIAÇÃO DE RENDIMENTO DE ENERGIA

PARQUE EÓLICO CAUCAIA

Data: 27/06/2019

Cliente



Autor



Ten Project Srl

San Giorgio del Sannio (BN) via De Gasperi 61

P.IVA 01465940623

Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



Eng. Massimo Lepore

01	JUN 2019					Atualização dados de vento
00	MAI 2019					Primeira emissão
REV.	DATA	sigla	firma	sigla	sigla	DESCRIÇÃO
		REDAÇÃO		VERIFICAÇÃO	EMISSÃO	
Nome arquivo origem		GE.CAU02.WAEYA.doc			Nome File impressão	GE.CAU02.WAEYApdf



TENPROJECT

PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA
ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE
RENDIMENTO DE ENERGIA

Código
Revisão
Data criação
Data revisão
Página

GE.CAU002
02/11/2018
24/05/2019
2 de 120

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	5
1.1	PREÂMBULO	5
1.2	ATIVIDADES REALIZADAS	5
2	LOCAL DO PROJETO	6
2.1	ESTUDO DO LOCAL	6
3	METODOLOGIA	8
3.1	SOFTWARE UTILIZADO	8
3.2	MODELOS NUMÉRICOS	8
3.3	ENTRADAS TOPOGRÁFICAS	12
3.3.1	MAPA OROGRÁFICO	12
3.3.2	MAPA DE RUGOSIDADE	13
4	ENTRADAS DE DADOS DO VENTO	14
4.1	DADOS DO VENTO	14
4.2	DADOS DO LOCAL : TP_2839_ MAST_“CAUCAIA”	16
4.3	DADOS METEOROLÓGICOS A LONGO PRAZO	19
4.3.1	CFSR2_W38.659_S03.578 DADOS DE VENTO	19
4.3.2	ERA5_S03.512879_W038.53125	21
4.4	ABORDAGEM DE DADOS DE VENTO	23
4.5	CISLHAMENTO DE VENTO (MEDIDO)	23
4.6	CORRELAÇÃO DE DADOS DE VENTO	29
4.7	ENTRADA DE ESTATÍSTICAS DE VENTO PARA SIMULAÇÃO	37
4.8	TURBULÊNCIA	39
4.8.1	INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA AMBIENTE	40
5	AVALIAÇÃO DO LOCAL	42

5.1	MODELAGEM WASP	42
5.2	DADOS TÉCNICOS DA TURBINA EÓLICA	44
5.3	ANÁLISE DA CURVA DE POTÊNCIA	51
5.4	LAYOUT E LOCALIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO	56
6	ESTIMATIVA DO RENDIMENTO DE ENERGIA	59
6.1	RESULTADOS	59
6.2	PERDAS ESTIMADAS	62
6.3	RESULTADO DETALHADO, AEP LÍQUIDO	64
6.4	ANÁLISES DE INCERTEZAS	70
7	CLASSIFICAÇÃO IEC DO LOCAL	75
7.1	TURBULÊNCIA DO LOCAL	77
7.2	VREF	78
7.3	COMPATIBILIDADE COM CISALHAMENTO IEC	81
7.4	CONFORMIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EÓLICA	82
8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	84
9	REFERÊNCIAS	85
	APÊNDICE 1: RELATÓRIO DO MASTRO DO LOCAL TP_2839	87
	APÊNDICE 3: GLOSSÁRIO	117

1 INTRODUÇÃO

1.1 Preâmbulo

A BI ENERGIA LTDA instruiu a Ten Project Srl a realizar uma avaliação independente da condição específica do local e um cálculo de rendimento de energia para uma proposta de parque eólico offshore no Nordeste do Brasil. O local de instalação está localizado a cerca de 5 km da direção norte da cidade de Caucaia, na região nordeste da região do Ceará. O objetivo deste trabalho é avaliar os dados do vento com especial atenção na velocidade do vento, turbulência e condições extremas de vento em cada WTG da instalação e determinar o rendimento energético esperado.

O cálculo foi focado em:

- avaliação de dados de vento, correções e correlação de longo prazo
- avaliação da estatística de velocidade do vento para o local
- avaliação dos rendimentos anuais de energia esperados
- estimativa da produção líquida esperada de energia do w.t.g, incluindo todas as perdas relevantes
- avaliação da incerteza com os níveis de excedência do rendimento energético calculado
- avaliação preliminar da classificação do local de acordo com a norma IEC 61400-1 ed. 3 alteração 1, com referência a:
 - intensidade de turbulência característica calculada no ponto de referência na altura do hub
 - estimativa da extrema velocidade do vento na altura do hub
 - complexidade topográfica do local

1.2 Atividades realizadas

Para este estudo, as seguintes atividades foram realizadas:

- Foi realizada uma revisão geral e avaliação do material de dados meteorológicos disponíveis. Os dados anemológicos brutos de um mastro meteorológico de 60 metros localizado na costa e diferentes conjuntos de dados de satélite foram analisados e utilizados para a estimação. Os dados foram avaliados quanto à sua qualidade e usabilidade para os fins pretendidos.
- Um modelo de simulação foi estabelecido com base em um modelo linear usando o programa Wasp para avaliação de rendimento energético.
- A fonte potencial de perdas de energia foi avaliada e deduzida da produção anual bruta de energia (AEP).
- Incertezas de várias fontes foram quantificadas e, considerando a variabilidade da velocidade futura do vento, foi previsto um PEA líquido para vários níveis de confiança.

2 LOCAL DO PROJETO

2.1 Estudo do local

A área de desenvolvimento de projetos está localizada na parte nordeste do Brasil no município de Caucaia, a poucos quilômetros da cidade de Fortaleza que é a capital do estado do Ceará.



Figura 1 : Mapas dos sites da área de Caucaia

O projeto envolve a instalação de 48 turbinas eólicas com potência nominal (maior ou igual) a 12 MW em modo offshore, e outras 11 turbinas eólicas de até 3,3 MW de potência posicionadas em píeres específicos, perto da costa em modo semi-offshore.

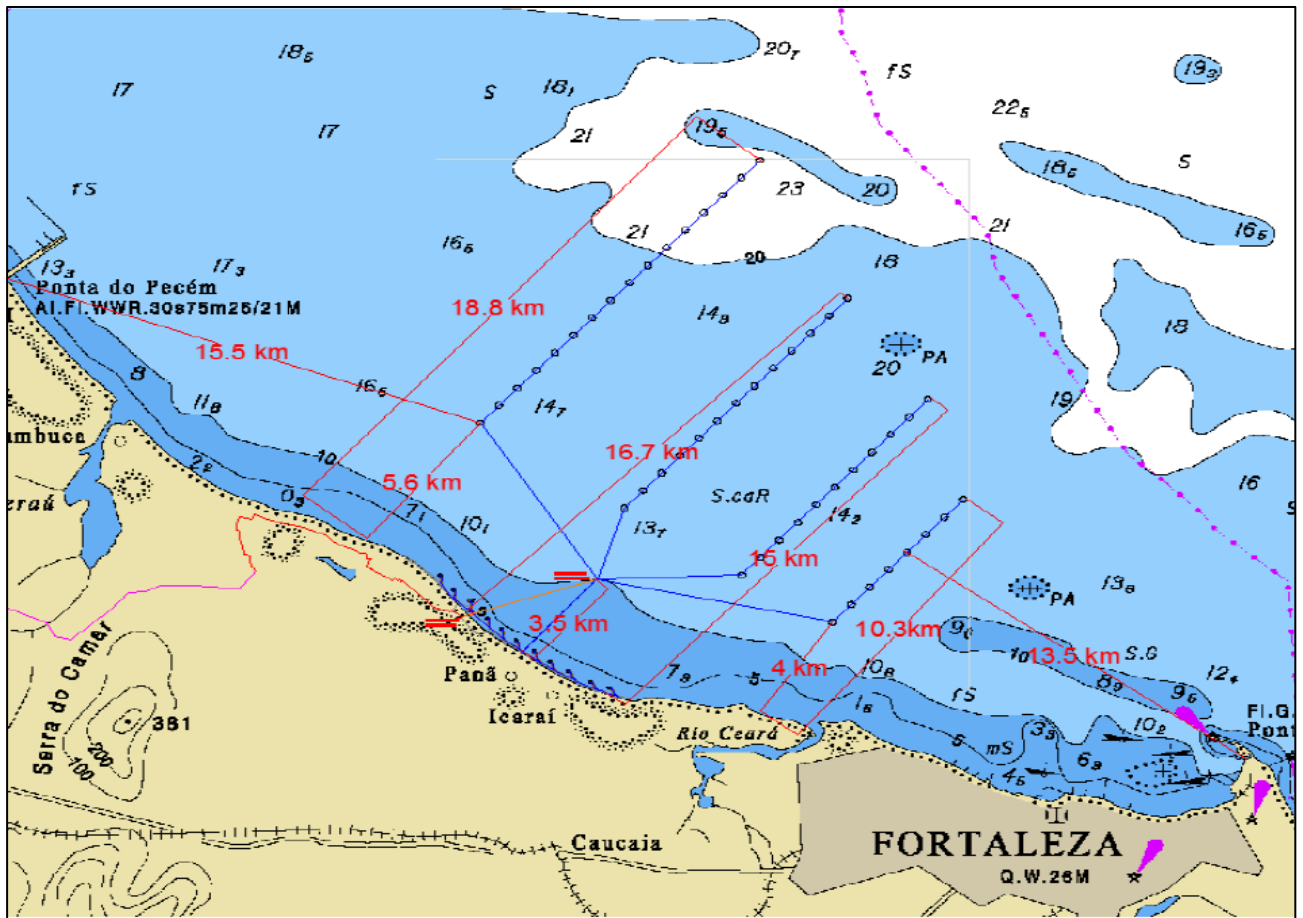


Figura 2 : Planta layout com detalhe de distância da costa e batimetria

3 METODOLOGIA

3.1 Software utilizado

A Ten Project utilizou o seguinte software para a investigação entre diversas ferramentas e programas para avaliação e correlação dos dados do vento:

- Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), Version 12.3.16, Release A, , Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark. [24]
- WAsP Engineering 4.00.0180 [24]
- WindPRO, version 3.3.261 2019, EMD International A/S, Denmark licence number: 7384 [23]

3.2 Modelos numéricos

Para este estudo foi utilizada a abordagem numérica baseada no software WindPro / Wasp, uma das principais e mais completas ferramentas de instrumentos de análise eólica atualmente disponíveis no mercado.

O Programa de Análise e Aplicação de Atlas de Vento (WAsP), descrito em detalhes por Mortensen et al (2003) [2], é um programa de computador amplamente usado que é capaz de generalizar um conjunto de observações de vento de superfície em um conjunto representativo regional de estatísticas de vento modelando o fluxo de vento através do ambiente. No modo de análise, as estatísticas derivadas de um conjunto de dados de velocidade e direção do vento de longo prazo de um local de referência de longo prazo são usadas para criar um Clima de Vento Observado (OWC). O OWC é então extrapolado para o topo da camada limite, ajustando-se a uma distribuição Weibull e modelando os efeitos devido a obstáculos, rugosidade do terreno e topografia no local de referência. O conjunto resultante de estatísticas de velocidade e direção do vento representativas do vento geostrófico sobre a região é conhecido como Atlas de Vento. Aplicando o caminho inverso do processo de análise, uma previsão do recurso eólico em um local candidato é extrapolada para baixo a partir do topo da camada limite usando os dados do Atlas de Vento.

Os dados de entrada necessários para a determinação dos mapas eólicos

- orografia da área
- dados de vento (velocidade e direção) de pelo menos um ponto na área considerada,
- características "rugosidade" do solo,
- obstáculos

A saída consiste em um atlas de vento ou uma climatologia do vento na área considerada com a qual é possível elaborar um mapa eólico da área em questão e, uma vez escolhido o local para instalar a usina eólica, também é capaz de calcular a produtividade anual de uma única máquina e de todo um parque eólico, tendo em conta qualquer interferência entre as pás devido ao efeito de trilha e a possível presença de obstáculos que possam alterar a distribuição do vento.

Em detalhe, o modelo WASP é composto por um conjunto de modelos numéricos que tem a tarefa de corrigir as medidas anemométricas para obter uma climatologia do vento da área considerada.

Esses modelos são:

- **O modelo para estabilidade:** baseia-se em algumas correções a serem feitas no perfil logarítmico do vento na mudança das condições de estabilidade atmosférica e requer como entrada as médias climatológicas e os desvios quadráticos médios do fluxo de calor superficial. O modelo é derivado da lei da resistência geostrófica e o perfil do vento é derivado de uma expansão da primeira ordem da expressão do fluxo de calor sensível para condições de neutralidade atmosférica.

- **O modelo para a mudança de rugosidade:** baseia-se em algumas correções a serem feitas no campo de vento no caso em que o solo não é homogêneo. Neste caso, os comprimentos de rugosidade são atribuídos ao solo de tal maneira que o fluxo do vento, passando entre duas superfícies não homogêneas, é calculado por considerações sobre o estado limite da superfície. Este modelo desempenha um papel importante na estimativa da produtividade de um parque eólico, uma vez que estabelece o que o fator de crescimento da velocidade do vento deve ser com a altura. Portanto, é essencial reproduzir rigorosamente as características de rugosidade da área em questão, introduzindo um mapa de rugosidade da área.

- **O modelo para o efeito de barreira:** ele entra em jogo considerando os efeitos do atrito causado pela resistência aerodinâmica devido a possíveis obstáculos com dimensões variáveis próximas ao anemômetro ou ao local do vento. De fato, sabe-se que perto de um obstáculo, a distâncias ou dimensões comparáveis à sua altura, o perfil do vento é perturbado. Este modelo permite assim "limpar" os dados anemométricos, eliminando estes efeitos.

- **O modelo para orografia:** como os dois anteriores, ele é usado para corrigir os dados do vento dos efeitos devido às inhomogeneidades do terreno circundante; Neste caso, os efeitos induzidos pelas variações altimétricas do solo ao redor da estação de medição são calculados.

O algoritmo pode ser representado através de um fluxograma:

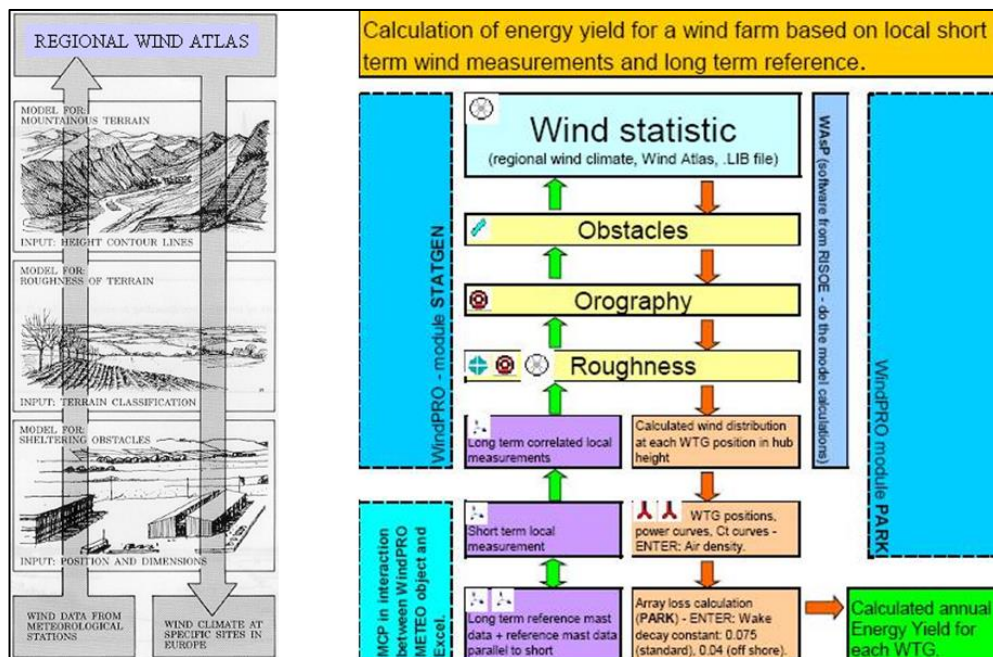


Figura 3: Fluxogramas de metodologia de atlas eólico em software Wasp e Wpro

O "European Wind Atlas" é um procedimento de cálculo que corrige dados de medição específicos do local de acordo com as influências da topografia e extrapola esses dados para um clima de vento geral não específico do local (dados do atlas de vento, dados "WASP lib"). Para calcular o clima do vento em outro local a partir deste clima geral do vento, os mesmos procedimentos são usados de maneira oposta, levando em conta a topografia específica do local. O modelo é baseado nos princípios físicos dos fluxos nas camadas limite atmosféricas. Ele leva em conta os seguintes efeitos: a redução da velocidade do vento causada pela vegetação e outras rugas superficiais, efeitos de sombra de edifícios e outros obstáculos e mudanças na velocidade do vento, bem como direção do vento causada por efeitos orográficos (montanhas, vales).

Para aplicação deste modelo, o entorno do sítio considerado e da base meteorológica é descrito na atribuição de comprimentos de rugosidade às características da superfície. As posições e alturas dos obstáculos são determinadas e um mapa orográfico do entorno é feito. Com base na descrição deste site, a velocidade média do vento e as estatísticas de vento no local podem ser calculadas a partir do clima do vento regional. Em detalhe, para uma altura específica, a distribuição de frequência da velocidade do vento (distribuição de Weibull) é calculada para cada um dos 12 setores de direção do vento. Com estas distribuições específicas do local e a curva de potência de cada turbina, calcula-se o rendimento médio anual de energia. Para fazer uma seleção e avaliação corretas dos dados de entrada, é necessária uma experiência considerável com os princípios e a sensibilidade do método do atlas eólico. A base meteorológica tem grande influência no resultado e deve ser selecionada de forma adequada quanto à sua localização e período de medição.

Para calcular o rendimento energético de um parque eólico, o rendimento energético anual das turbinas eólicas individuais tem de ser calculado, bem como as perdas de rendimento energético causadas

pelos efeitos de sombreamento mútuo. Estes cálculos são realizados com base no "Park Model" desenvolvido pelo Risø National Laboratory, Dinamarca. N.O. Jensen desenvolveu o modelo matemático usado do rastro de turbinas em Risø [2].

Os dados básicos de entrada para este cálculo são as distribuições de frequência da velocidade do vento em cada posição de turbina do parque eólico planejado, consistindo nos parâmetros A e k das distribuições Weibull. Estas quantidades são calculadas de acordo com os métodos do Atlas Eólico Europeu (ver acima). O modelo de um arrasto atrás de uma turbina eólica usa a conservação de massa e impulso para determinar a velocidade do vento atrás do rotor. Uma expansão linear do arrasto é assumida. O déficit de velocidade do vento dentro do arrasto é calculado usando a curva de coeficiente de empuxo c_t . O ângulo de abertura depende da intensidade da turbulência e pode ser calculado usando relações empíricas.

Para calcular o rendimento energético e a eficiência agrícola de um parque eólico, é necessário ter em conta a geometria de instalação da exploração e a sobreposição dos impactos únicos. Para essas tarefas, o modelo de Risø usa um método de superposição de arrasto linear. Resumindo o procedimento de cálculo, utiliza os seguintes dados de entrada:

característica das turbinas, ou seja, curva de potência $P(v)$, curva de coeficiente de empuxo $c_t(v)$, altura do cubo e diâmetro do rotor

- coordenadas de cada turbina do parque eólico
- dados meteorológicos para as posições das turbinas (distribuição de Weibull)

Os resultados do cálculo do parque eólico são o rendimento energético e a eficiência do parque eólico, para cada aerogerador e para toda a exploração. A eficiência total da fazenda é a razão entre a energia elétrica total da fazenda (levando em consideração as perdas de arrasto) e a soma da energia de todos os aerogeradores únicos, assumindo um fluxo não perturbado.

3.3 Entradas topográficas

3.3.1 Mapa orográfico

Um mapa digital de 45 km x 45 km foi obtido a partir do banco de dados SRTM do Serviço Geológico dos EUA e foi checado a área ao redor do local e um bom acordo foi encontrado.

Os dados da missão de topografia de radar (SRTM) obtidos foram divulgados na resolução de 1 segundo de arco no final de 2014 e a América do Sul é coberta. De acordo com a descrição do produto USGS, esses dados SRTM atendem às precisões absolutas horizontais e verticais de 20 metros (erro circular com 90% de confiança) e 16 metros (erro linear com 90% de confiança), respectivamente.

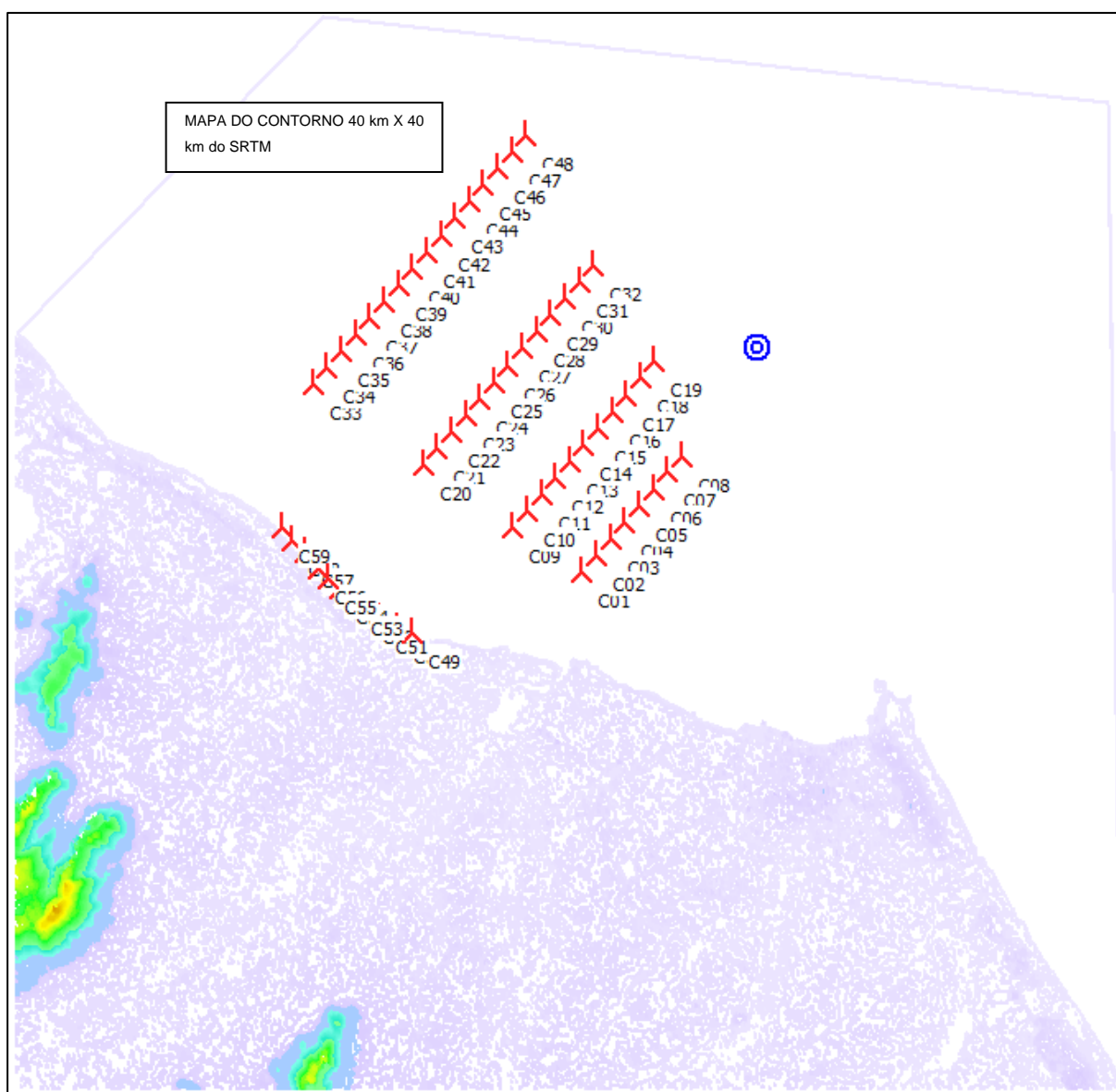


Figura 4: Característica do arquivo DTM usado para ambos os modelos de simulação, com evidência de área detalhada

3.3.2 Mapa de rugosidade

A rugosidade da superfície da terra, que é determinada principalmente pela altura e tipo de vegetação e edifícios, tem um impacto importante na velocidade média do vento em alturas de interesse para as turbinas eólicas. A informação de rugosidade é baseada no “GlobCover 2009” que é um conjunto de dados de cobertura global do solo com uma resolução espacial de 300 m. O conjunto de dados é desenvolvido e processado pela ESA e pela Université catholique de Louvain (UCL) <http://due.esrin.esa.int/>; o mapa digital foi ajustado solucionando os conflitos das linhas sobrepostas e enriquecido com as informações derivadas da entrada manual de mapas orto-fotográficos e levantamento de sites. Abrange uma área de 60x60 km dentro da área do parque eólico e em torno do local.

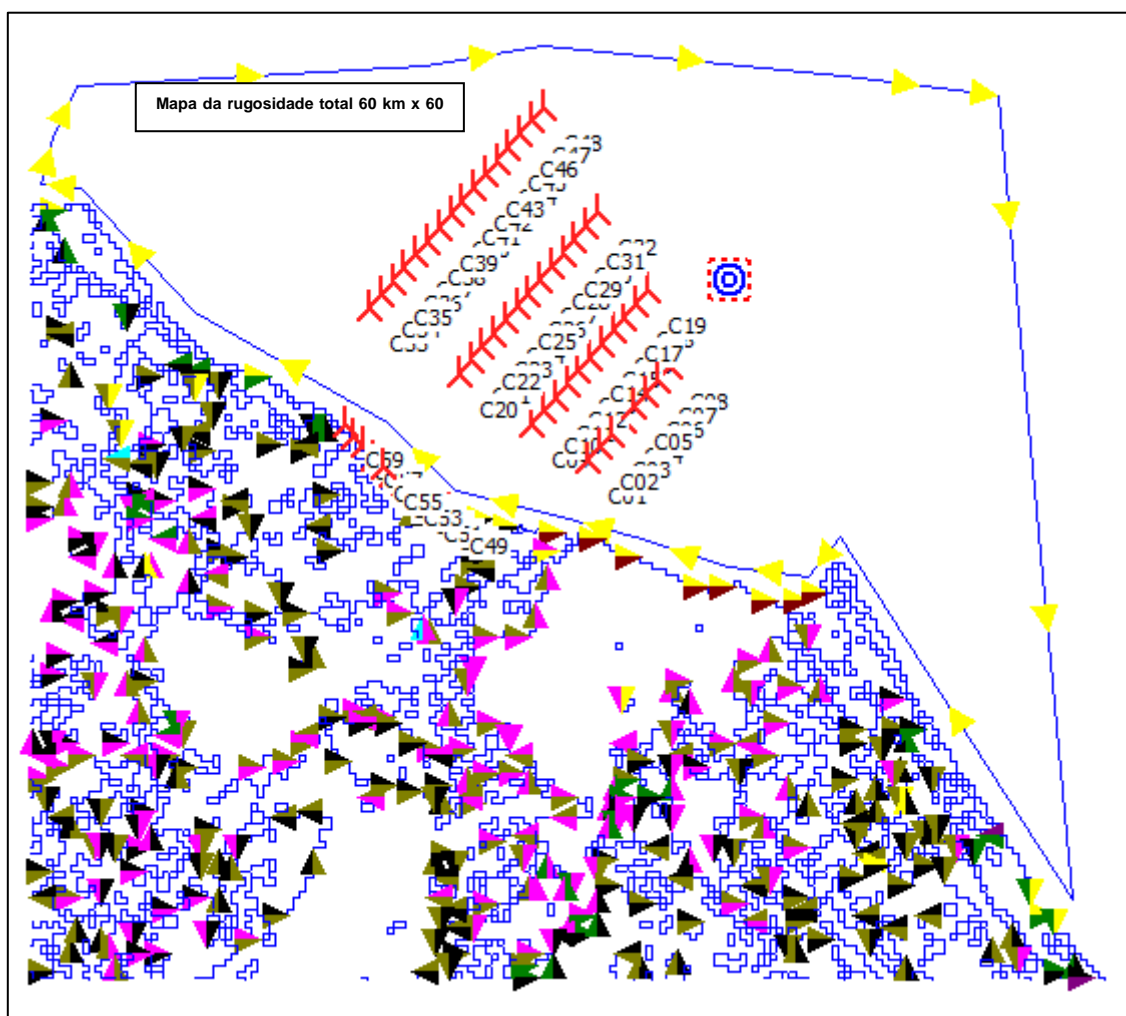


Figura 5: Mapa de rugosidade usado para modelos de simulação

4 ENTRADAS DE DADOS DO VENTO

4.1 Dados do vento

A tabela a seguir lista algumas informações dos mastros de suporte disponíveis para o local analisado. O mastro TP_2839_60 m, é considerado como o mastro do local, enquanto os outros são a estação de referência encontrada para verificar e estabilizar a velocidade do vento em um período de longo prazo.

Tabela 1: Coordenadas de mastros utilizados para avaliação do clima do local

ID Mastro	Detalhes do mastro	Altura [m]	WGS84 zone 24 Est [m]	WGS 84 zone 24 Nord [m]
TP_2839_60m	Tubular mast logger NGR Synphonie	60	543279	9592142
CFSR2_W38.659_S03.578	Satellite data	10	537872	9604511
ERA5_S03.512879_W038.53125	Satellite data	100, 10	552091	9611690

Tabela 2: Detalhe do período de medição dos mastros encontrados usados para avaliação climática do local

	Altura [m]	Primeiro dado	Último dado	Meses
TP_2839	60,00m - 1	12/06/2009	17/12/2012	42,2
	40,00m - 2	03/06/2009	28/11/2012	41,9
	60,00m - 3	17/05/2010	17/12/2012	31,1
ERA5_S03.512879_W38.53125	10,00m -	01/01/2000	31/12/2018	228,1
	100,00m -	01/01/2000	31/12/2018	228,1
CFSR2_W38,659_S03.578	10,00m -	31/12/2011	30/09/2018	81

Uma análise detalhada de cada mastro meteorológico usado é relatada nos apêndices. Aqui é mostrada apenas uma visão resumida de suas principais características, em particular são sintetizadas: configuração do mastro dos canais, disponibilidade dos dados do vento, velocidade média total do vento V_m , velocidade máxima do vento V_{max} , velocidade mensal do vento, parâmetros weibull, análise detalhada do vento.

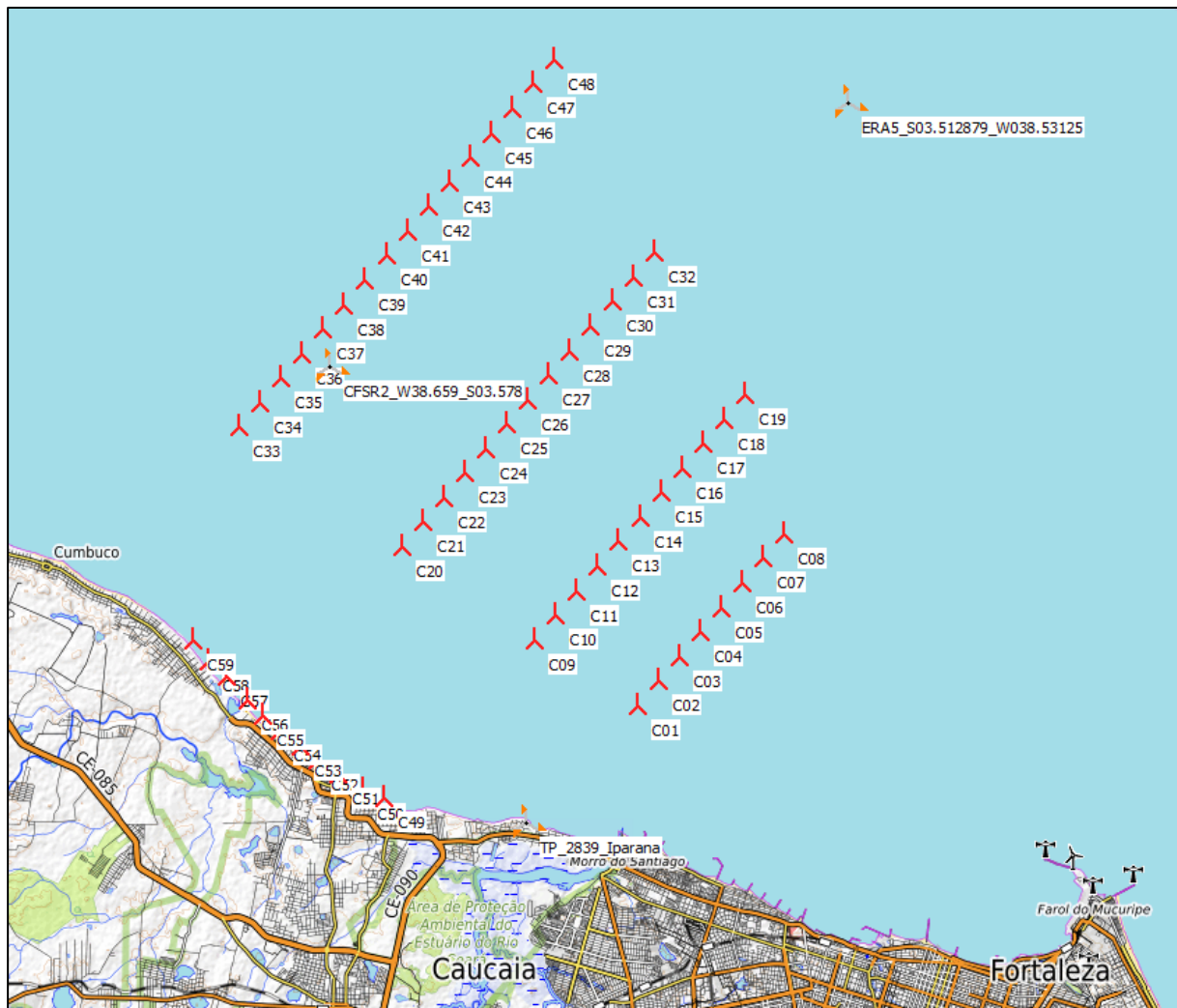


Figura 6: Locais de fontes meteorológicas de dados de vento relacionados ao layout de parques eólicos no mapa topográfico

4.2 Dados do local : TP_2839_mast_“Caucaia”

O mastro TP_2839, instalado em junho de 2009 e descartado em dezembro de 2012, era um mastro de 60 metros localizado perto da costa, tinha 3 anemômetros a 60-60-40 m e 2 Vane (60-40 m). Era um mastro de treliça instalado na costa a cerca de 8 m g.l. A posição WTG (C01) mais próxima da disposição offshore fica a cerca de 5 km da posição do mastro, enquanto a posição wtg mais próxima do parque eólico costeiro é de cerca de 4 km (C49). Foi utilizado como mastro de referência para estimar os parâmetros solicitados na altura do hub nas posições WTG (após uma correção de longo prazo e uma extrapolação de cisalhamento vertical até 90 m de altura).

Abaixo uma tabela de resumo de todas as principais características de medição.

Tabela 3: Síntese das características do mastro do local TP_2839

	Sinal	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Std dev	Min	Max	Weibull Médio	Weibull A par	Weibull k par
60,00m - 1	Velocidade média do vento, tudo	m/s	161599	87,4%	7,60		0,4	18,5	7,65	8,46	3,8304
60,00m - 1	Direção do vento, todos	Graus	161599	87,4%	123		0	356			
60,00m - 1	Intensidade de turbulência, ativada		151098	81,7%	0,0789	0,0687	0	0,7302			
40,00m - 2	Velocidade média do vento, tudo	m/s	133260	72,7%	6,86		0,4	18	6,91	7,7	3,3203
40,00m - 2	Direção do vento, todos	Graus	133260	72,7%	126,9		4	356			
40,00m - 2	Intensidade de turbulência, ativada		117543	64,1%	0,1148	0,0571	0,0217	0,82			
60,00m - 3	Velocidade média do vento, tudo	m/s	124684	91,6%	7,66		0,2	16,4	7,76	8,58	3,8296
60,00m - 3	Direção do vento, todos	Graus	124686	91,6%	117,5		0	356			
60,00m - 3	Intensidade de turbulência, ativada		114890	84,4%	0,1033	0,0532	0,0222	1,2857			
60,00m - 1 Subst	Velocidade média do vento, tudo	m/s	175204	94,1%	7,53		0,2	18,5	7,58	8,4	3,7192
60,00m - 1 Subst	Direção do vento, todos	Graus	175204	94,1%	123,1		0	356			
60,00m - 1 Subst	Intensidade de turbulência, ativada		162547	87,3%	0,0809	0,0682	0	0,7302			



Na tabela acima, além dos canais 1,2,3 de 60 e 40 m, também é relatado um canal com a denominação de 60,0 m Subst. Estas linhas mostram as informações relativas ao canal 1 de 60 m após uma série de processamentos realizados, quando possível, para recuperar analiticamente os dados perdidos devido a falhas no funcionamento do sensor parcial. Em detalhe, os seguintes cálculos foram realizados:

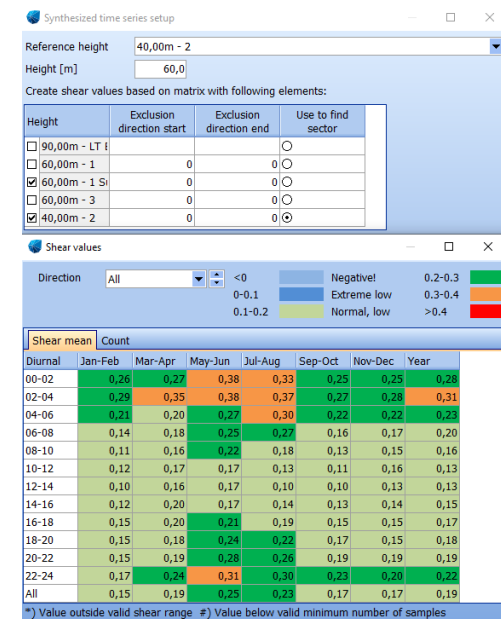
- Passo 1: substituição de CH3 para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento).
- Passo 2: sintetizar séries de dados de vento de 40 a 60 m usando a lei de potência aplicada a uma tabela de corte detalhada para 12 setores e períodos sazonais [29].
- Passo 3: substituição do canal sintetizado para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento).

A série obtida de dados de vento resulta em linha com os dados originais medidos a 60 m e permite recuperar 13605 strings de 10 minutos correspondendo a cerca de 3 meses de dados, passando a disponibilidade de dados válidos de 87,4% para 94,1%.

A velocidade média da série de dados mais completa obtida com 94,1% de dados válidos é igual a 7,58 m / s em comparação com 7,65 m / s da série original. A série obtida é considerada congruente e foi usada para processamento subsequente.

Os gráficos seguintes sintetizam as características anemológicas dos valores medidos de 60 m, referidos a 60 m 1 de canal Subst.

Tabela 4: Matriz de cisalhamento usada para sintetizar dados de vento de 40 a 60 m



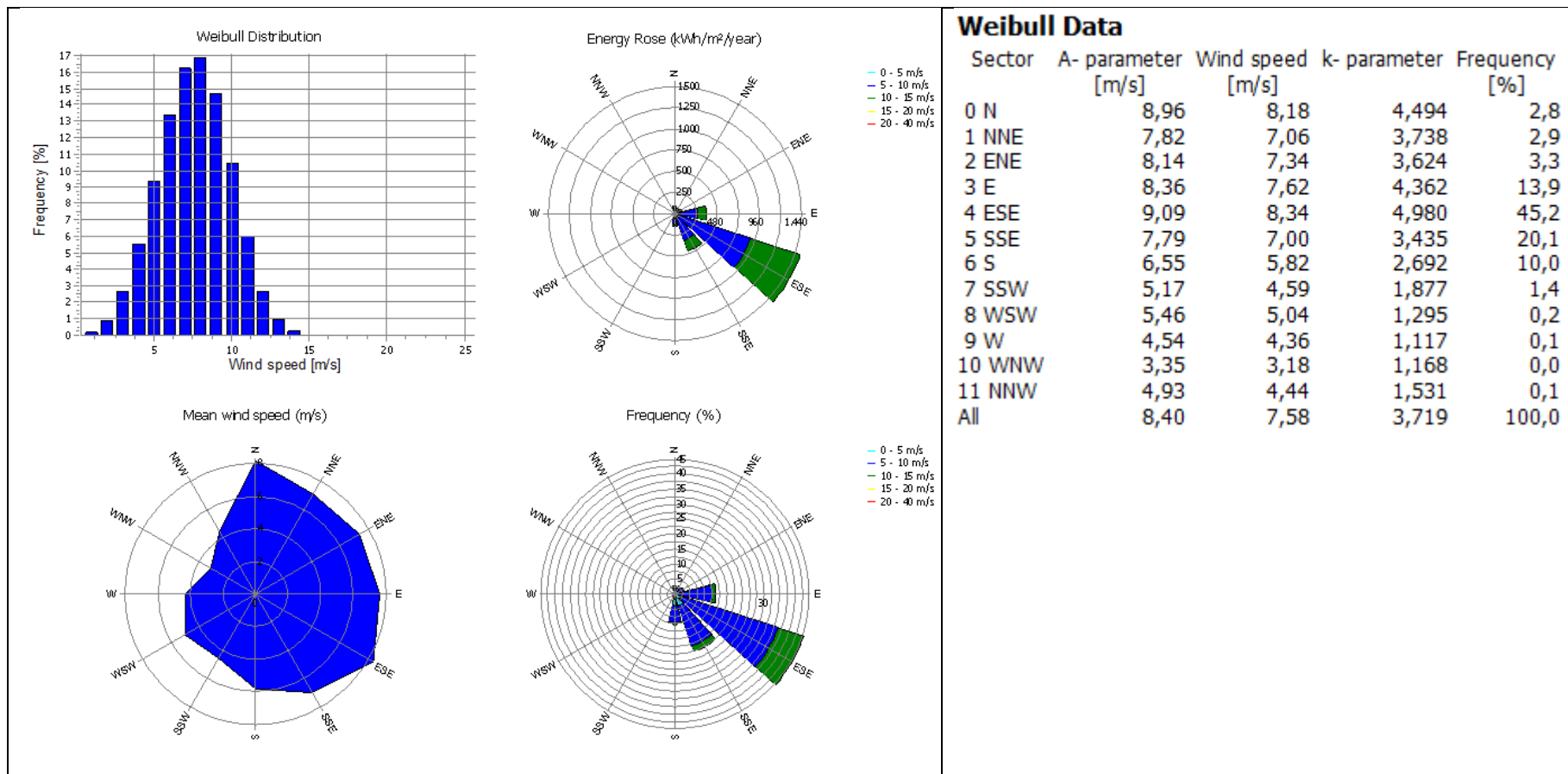


Figura 7: TP_2839 relatórios de gráfico direcional de mastro para distribuição de frequência medida de 60 m de altura, velocidade média do vento e energia aumentaram. Dados de distribuições weibull setoriais

4.3 Dados meteorológicos a longo prazo

A correlação de longo prazo é recomendada para reduzir a incerteza na velocidade média do vento na altura do cubo do WTG para melhorar a confiabilidade da estimativa de produção de energia. Vários conjuntos de dados de vento foram testados entre bancos de dados de satélite, como dados do Merra, dados do CFSR, dados do ERA5.

Dois conjuntos de dados foram considerados válidos para o propósito e seus detalhes são relatados abaixo

4.3.1 CFSR2_W38.659_S03.578 dados de vento

DADOS CFS e CFSR

O CFSR é um produto de reanálise de terceira geração. É um sistema global, de alta resolução, acoplado de superfície-mar de gelo e atmosfera-oceano-terra projetado para fornecer a melhor estimativa do estado destes domínios acopladas ao longo deste período. O CFSR inclui (1) acoplamento de atmosfera e oceano durante a geração do campo de adivinhação de 6 horas, (2) um modelo interativo de gelo marinho e (3) assimilação de radiancias de satélites.

Todos têm uma cobertura global sobre as massas terrestres, que se estende por cerca de 50 km até o mar, perto das costas. A resolução temporal é de 1 hora.

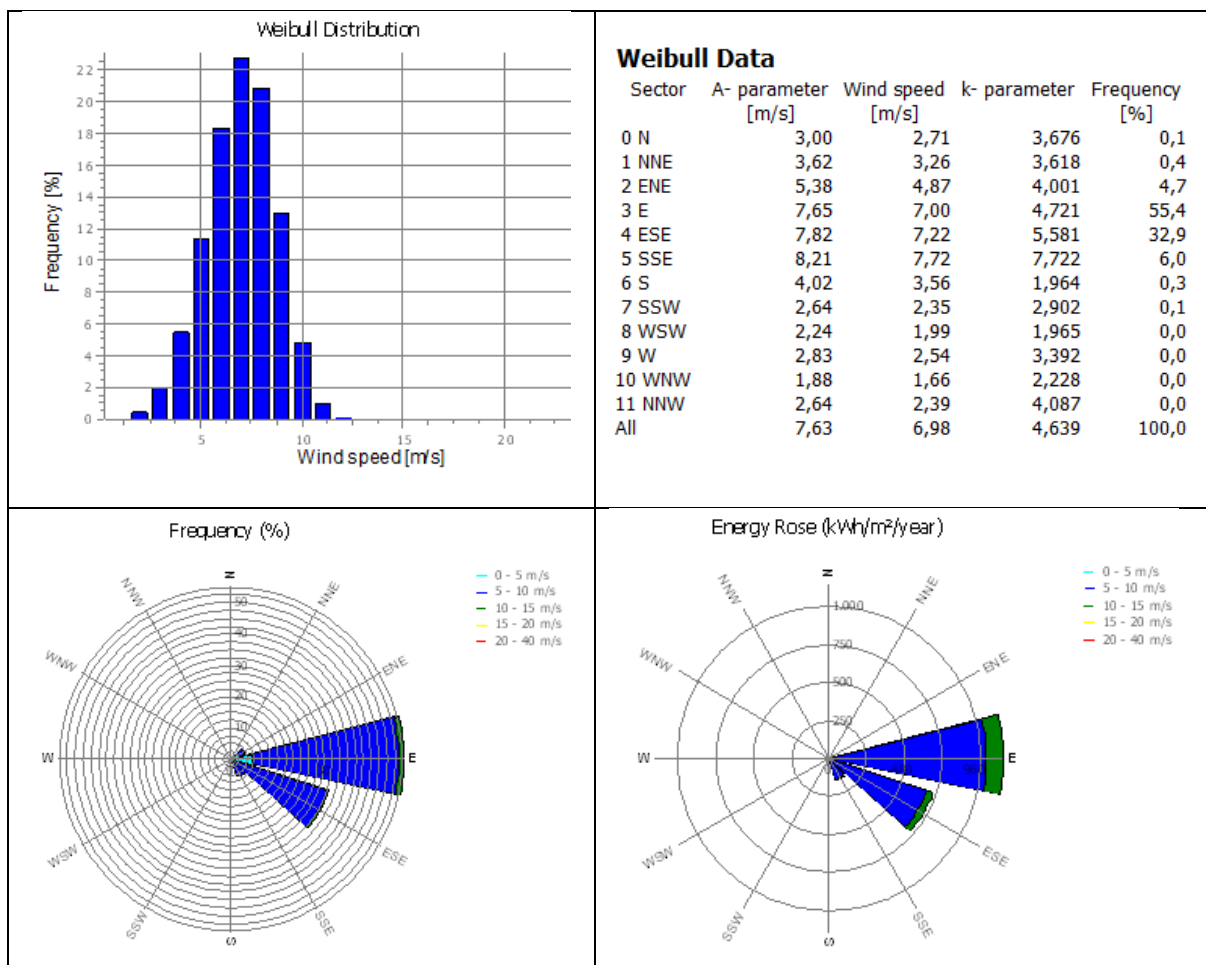
A resolução da atmosfera global da CFSR é de ~ 38 km (T382) com 64 níveis. O oceano global é de 0,25 ° no equador, estendendo-se a um 0,5 ° global além dos trópicos, com 40 níveis. O modelo de superfície terrestre global tem 4 níveis de solo e o modelo global de gelo marinho tem 3 níveis. O modelo atmosférico da CFSR contém variações observadas no dióxido de carbono (CO₂), juntamente com mudanças nos aerossóis e outros gases residuais e variações solares. Com estes parâmetros variáveis, o estado analisado incluirá estimativas de mudanças no clima do sistema terrestre devido a esses fatores.

Tabela 5: Síntese das características do mastro do local

Sinal	Altura	Unidade	Cont.	Período de	Médio	Min	Max	Weibull médio	Weibull A par	Weibull k par
Velocidade média do vento	10,0m	m/s	59160	100%	6,97	0,1	11,74	6,98	7,63	4,6388
Direção do vento	10,0m	Degrees	59160	100%	102,4	0,2	359,1			

Tabela 6: Velocidades médias do vento do CFSR2

CFSR2_W38.659_S03.578									
10,00m - Veloc. média do vento [m/s]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Média
Janeiro		7,13	6,64	6,85	7,1	5,02	6,51	6,56	6,54
Fevereiro		6,36	7,14	6,29	6,2	6,54	5,56	4,28	6,06
Março		6,11	6,25	5,53	5,2	5,73	5	5,14	5,57
Abril		6,14	5,06	5,02	5,27	6,34	5,34	4,82	5,43
Maió		6,77	6,09	4,97	6,63	6,08	5,43	5,73	5,96
Junho		6,75	6,12	6,92	6,84	6,97	6,91	7,0	6,79
Julho		7,85	6,65	7,54	7,81	7,78	7,15	7,18	7,42
Agosto		8,69	8,16	8,4	8,66	8,16	8,08	7,83	8,28
Setembro		8,5	8,65	7,96	8,38	8,44	8,98	8,42	8,48
Outubro		8,56	8,29	8,58	8,4	8,43	8,59		8,47
Novembro		7,1	7,96	7,42	7,34	8,19	7,64		7,61
Dezembro	5,74	7,26	7,02	7,46	7,38	7,4	7,2		7,28
média, todos	5,74	7,27	7,05	6,92	7,11	7,09	6,87	6,35	6,97


Figura 8: A velocidade média do vento medida pelo ERA5, os relatórios de gráfico direcional para distribuição de frequência medida com 100 m de altura, a velocidade média do vento e a energia aumentaram. Distribuições weibull setoriais

4.3.2 ERA5_S03.512879_W038.53125

ERA5 é um conjunto de dados de reanálise climática desenvolvido através do Serviço Copernicus Climate Change Service (C3S) e processado / entregue pelo ECMWF. O conjunto de dados destina-se a substituir o conjunto de dados do ERA-Interim do ECMWF logo após o conjunto de dados do ERA5 ser concluído. O conjunto de dados ERA5 tem várias melhorias em comparação com o ERA-Interim:

- Sistema de modelagem mais recente
- Mais observações utilizadas na assimilação
- Maior resolução horizontal espacial (cerca de 31 km em comparação com 79 km)
- Maior resolução vertical espacial

Resolução:

A grelha do modelo é uma grelha gaussiana reduzida (T620) que tem uma resolução lateral de 0,28125° (cerca de 31 km). Ele contém valores por hora. A cobertura é global para áreas de terra e regiões costeiras. Em windPRO, espera-se que a cobertura offshore cubra uma área de aproximadamente 300 km do litoral.

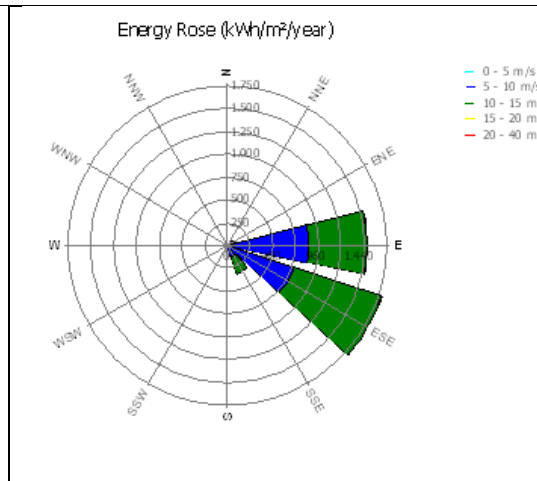
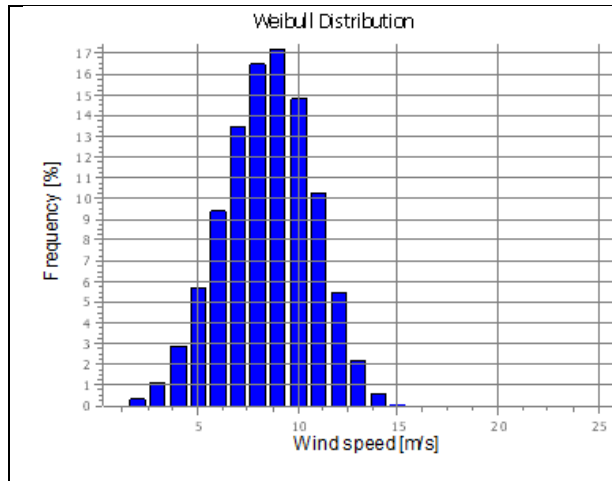
Avaliação de dados:

As velocidades de vento horárias dos dados do ERA5 foram comparadas às velocidades de vento medidas de 108 mastros meteorológicos altos em todo o mundo. Os mastros têm alturas de sensor variando de cerca de 60m a 140m. Correlações foram calculadas para todos os locais - e os dados do ERA5 mostram uma melhoria significativa em relação ao MERRA2 - a correlação média é aumentada em 0,07 e a variação também é menor.

Tabela 7: Detalhes do conjunto de dados ERA5

Sinal	Altura	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Min	Max	Weibull Média	Weibull A par	Weibull k par
Velocidade média do vento, todos	100,0m	m/s	166559	100,00%	8,37	0,02	15,73	8,43	9,28	4,2167
Direção do vento, todos	100,0m	Graus	166559	100,00%	104	0	359,9			
Velocidade média do vento, todos	10,0m	m/s	166559	100,00%	7,39	0,08	13,01	7,45	8,15	4,6649
Direção do vento, todos	10,0m	Graus	166559	100,00%	103,8	0	359,9			

ERA5_S03.512879_W038.53 125.100,00m - Velocidade Média do Vento [m/s]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Mean
Janeiro	6,09	8,11	5,90	6,18	5,73	7,62	9,35	8,04	7,21	6,84	7,49	5,83	8,58	8,22	8,20	8,64	5,94	7,42	7,17	7,29
Fevereiro	5,05	6,44	7,44	6,25	5,78	7,52	5,94	5,44	6,69	5,97	8,22	5,78	7,68	8,81	7,75	7,22	7,41	6,64	4,46	6,66
Março	6,44	5,70	6,19	5,26	6,85	6,24	5,61	6,96	3,80	4,61	6,45	5,01	7,40	7,80	6,61	6,09	6,87	5,18	5,62	6,04
Abril	5,78	6,23	5,76	6,08	7,23	7,64	4,74	6,17	4,87	3,17	6,68	4,84	7,58	6,01	5,74	5,79	7,86	6,40	5,20	5,99
Mai	7,97	7,35	7,09	7,39	7,82	7,76	6,42	7,73	6,07	3,92	7,18	6,67	8,85	7,63	6,06	8,21	7,92	7,08	6,77	7,15
Junho	8,19	8,28	8,26	8,48	8,48	8,91	8,63	9,00	7,79	7,25	8,47	8,00	8,95	7,99	8,95	8,81	8,90	8,74	8,69	8,46
Julho	8,49	9,59	9,13	9,94	8,95	9,72	9,19	9,99	9,32	8,57	9,76	8,54	10,58	8,91	9,94	10,06	10,20	9,22	9,39	9,45
Agosto	9,79	11,00	10,59	10,16	9,99	10,83	10,26	11,06	9,70	9,57	10,90	9,89	11,16	10,74	10,94	11,21	10,58	10,21	9,81	10,44
Setembro	10,11	10,28	10,35	10,56	10,73	10,46	10,37	11,07	10,45	10,25	11,21	10,82	10,77	11,00	10,60	10,83	10,68	11,28	10,69	10,66
Outubro	10,35	9,44	10,55	10,65	10,49	10,58	9,83	10,61	10,82	9,04	8,68	9,41	11,13	10,52	10,90	10,52	10,49	10,80	9,27	10,21
Novembro	8,99	9,06	9,41	9,37	9,85	9,90	9,15	9,66	9,43	9,82	9,52	9,68	8,98	10,13	9,39	9,05	9,98	9,51	9,38	9,49
Dezembro	7,65	9,16	7,95	8,27	8,71	8,97	8,13	8,85	8,31	8,25	7,82	9,19	9,19	8,75	9,36	8,86	8,46	8,25	7,03	8,48
Média de Todos	7,92	8,40	8,22	8,23	8,39	8,85	8,15	8,74	7,88	7,28	8,53	7,82	9,25	8,88	8,71	8,79	8,78	8,40	7,81	8,37



Weibull Data				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	3,72	3,32	2,955	0,3
1 NNE	4,47	4,00	3,123	1,1
2 ENE	6,38	5,75	3,615	6,1
3 E	9,09	8,32	4,742	44,2
4 ESE	9,85	9,07	5,214	40,5
5 SSE	10,17	9,51	6,941	6,8
6 S	4,63	4,18	1,509	0,2
7 SSW	2,93	2,59	2,151	0,1
8 WSW	2,56	2,27	2,022	0,1
9 W	2,79	2,54	1,396	0,1
10 WNW	3,54	3,14	2,320	0,2
11 NNW	3,67	3,25	2,195	0,2
All	9,28	8,43	4,217	100,0

Figura 9: A velocidade média do vento medida pelo ERA5, os relatórios de gráfico direcional para distribuição de frequência medida com 100 m de altura, a velocidade média do vento e a energia aumentaram. Distribuições weibull setoriais

4.4 Abordagem de dados de vento

Em relação ao mastro no local, toda a instrumentação utilizada para medição foi analisada e verificada; foram reimportados todos os dados brutos e para cada canal foram verificados os fatores de calibração correspondentes com os certificados recebidos.

Algumas lacunas nos dados para os canais de 60 m foram resolvidas substituindo mutuamente os dois canais na mesma altura (CH1 60m, CH3 60m), com base no fato de que os dois canais mostraram perfeita analogia de medição. Além disso, outros dados foram recuperados do canal de 40 m usando a lei de potência de cisalhamento. Os novos conjuntos de dados foram denominados CH1 60 Subst e CH3 60 Subst.

O conjunto de dados Ch1 de 60 m foi extrapolado para 90 m de altura usando matriz de cisalhamento dos valores medidos.

O novo conjunto de 90 dados foi então correlacionado ao conjunto de dados de longo prazo do ERA5 para obter uma velocidade de vento de longo prazo estabilizada.

4.5 Cisalhamento de vento (medido)

O perfil do vento da camada limite atmosférica é geralmente de natureza logarítmica e é melhor aproximado usando a equação do perfil de vento que é responsável pela rugosidade superficial e estabilidade atmosférica. A equação para estimar a velocidade média do vento (u) em altura z (metros) acima do solo é:

$$u_z = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z-d}{z_0} \right) + \psi(z, z_0, L) \right]$$

onde u_* é a velocidade de atrito (ou cisalhamento) (m s⁻¹), κ é a constante de Von Kármán (~ 0,41), d é o deslocamento do plano nulo, z_0 é a rugosidade da superfície (em metros) e ψ é um termo de estabilidade onde L é o parâmetro de estabilidade Monin-Obukhov. Sob condições de estabilidade neutras, $z/L = 0$ e ψ sai. A relação da lei de potência do perfil do vento é frequentemente usada como um substituto para o perfil do vento de registro quando as informações de rugosidade ou estabilidade da superfície não estão disponíveis.

A relação da lei do poder do perfil do vento é:

$$V_z/V_{z_r} = (Z/Z_r)^\alpha$$

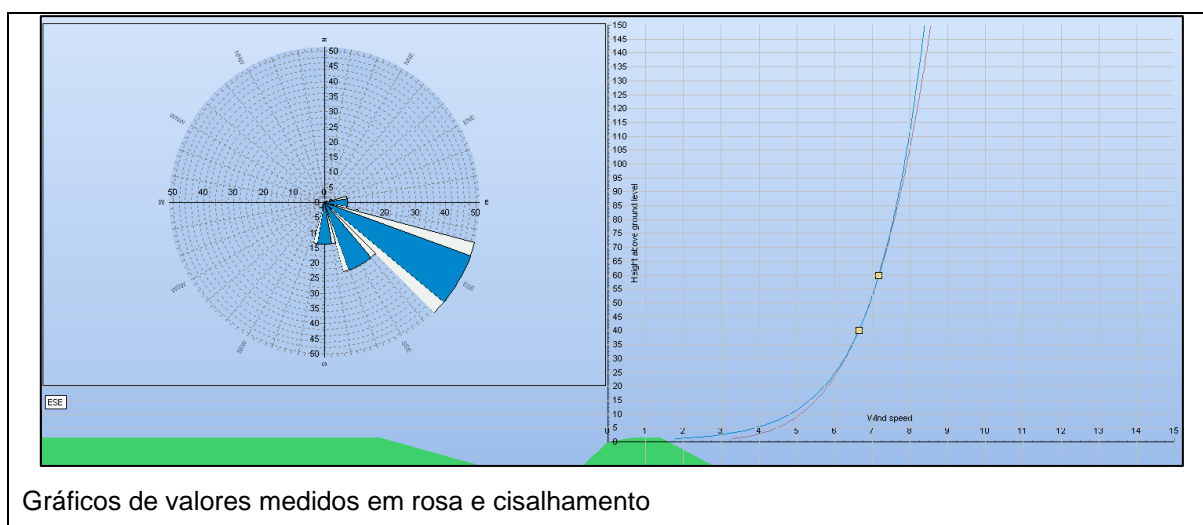
onde V_z é a velocidade do vento (em metros por segundo) na altura Z (em metros), e V_r é a velocidade conhecida do vento em uma altura de referência Z_r . O expoente (α) é um coeficiente empiricamente derivado que varia dependendo da estabilidade da atmosfera. Para condições de estabilidade neutra, α é aproximadamente 1/7 ou 0,143.

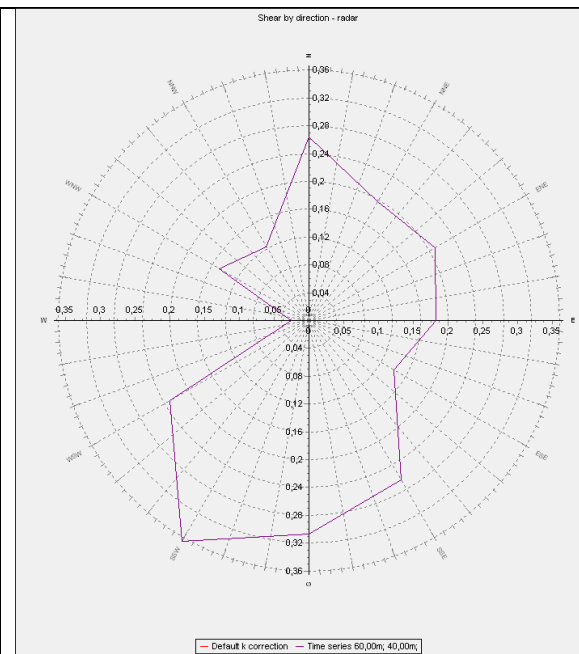
O cisalhamento do vento depende fortemente das alturas de referência, da faixa de velocidade do

vento, das direções do vento e da sazonalidade. Resultados mais detalhados são relatados no apêndice III. A tabela a seguir mostra a base de cisalhamento do vento medida em diferentes sensores instalados no mastro de montagem TP_2839.

Tabela 8: O cisalhamento do vento medido em TP_019 foi expresso como lei de potência e lei de registro para todas as direções

Setor	Expoente da Lei da Potência	Comprimento do Registro de Rugosidade Superficial
Média	0,19	0,25
N	0,26	1,10
NNE	0,20	0,30
ENE	0,21	0,41
E	0,18	0,21
ESE	0,14	0,04
SSE	0,27	1,12
S	0,31	1,88
SSW	0,37	3,17
WSW	0,23	0,64
W	0,03	0,00
WNW	0,15	0,06
NNW	0,12	0,01





Valores de rosa de vento de cisalhamento

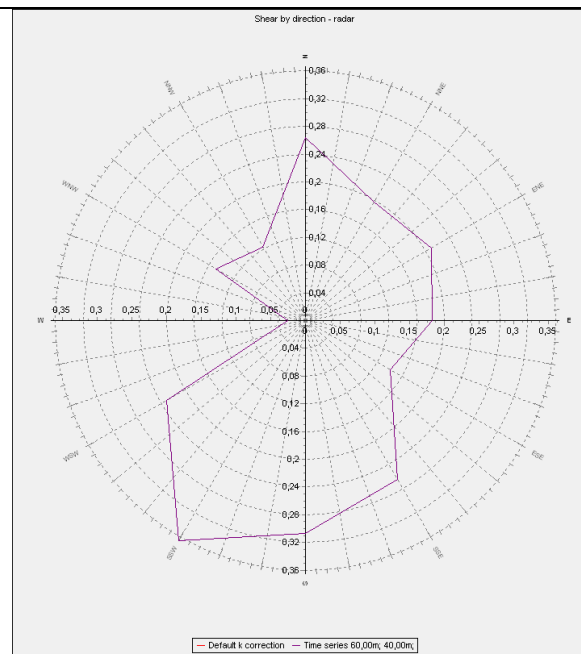


Gráfico linear de valores de corte setoriais

Direction	All	<0	Negative!	0.2-0.3	Normal, high
		0-0.1	Extreme low	0.3-0.4	Very high
		0.1-0.2	Normal, low	>0.4	Extreme high

Shear mean	Count							
Diurnal	Jan-Feb	Mar-Apr	May-Jun	Jul-Aug	Sep-Oct	Nov-Dec	Year	
00-02	0,26	0,27	0,40	0,33	0,24	0,25	0,28	
02-04	0,29	0,35	0,39	0,37	0,27	0,28	0,31	
04-06	0,21	0,20	0,28	0,30	0,23	0,22	0,23	
06-08	0,14	0,18	0,25	0,27	0,16	0,17	0,20	
08-10	0,11	0,16	0,23	0,18	0,13	0,15	0,16	
10-12	0,12	0,17	0,17	0,13	0,11	0,16	0,13	
12-14	0,10	0,16	0,17	0,10	0,10	0,13	0,13	
14-16	0,12	0,20	0,17	0,14	0,13	0,14	0,15	
16-18	0,15	0,20	0,22	0,19	0,15	0,15	0,17	
18-20	0,15	0,18	0,25	0,22	0,17	0,15	0,18	
20-22	0,15	0,19	0,28	0,26	0,19	0,19	0,19	
22-24	0,17	0,24	0,31	0,30	0,22	0,20	0,22	
All	0,15	0,19	0,25	0,23	0,17	0,17	0,19	

Matriz de corte com detalhe de valores sazonais e diurnos

Figura 10: Representação gráfica e detalhe do cisalhamento de vento

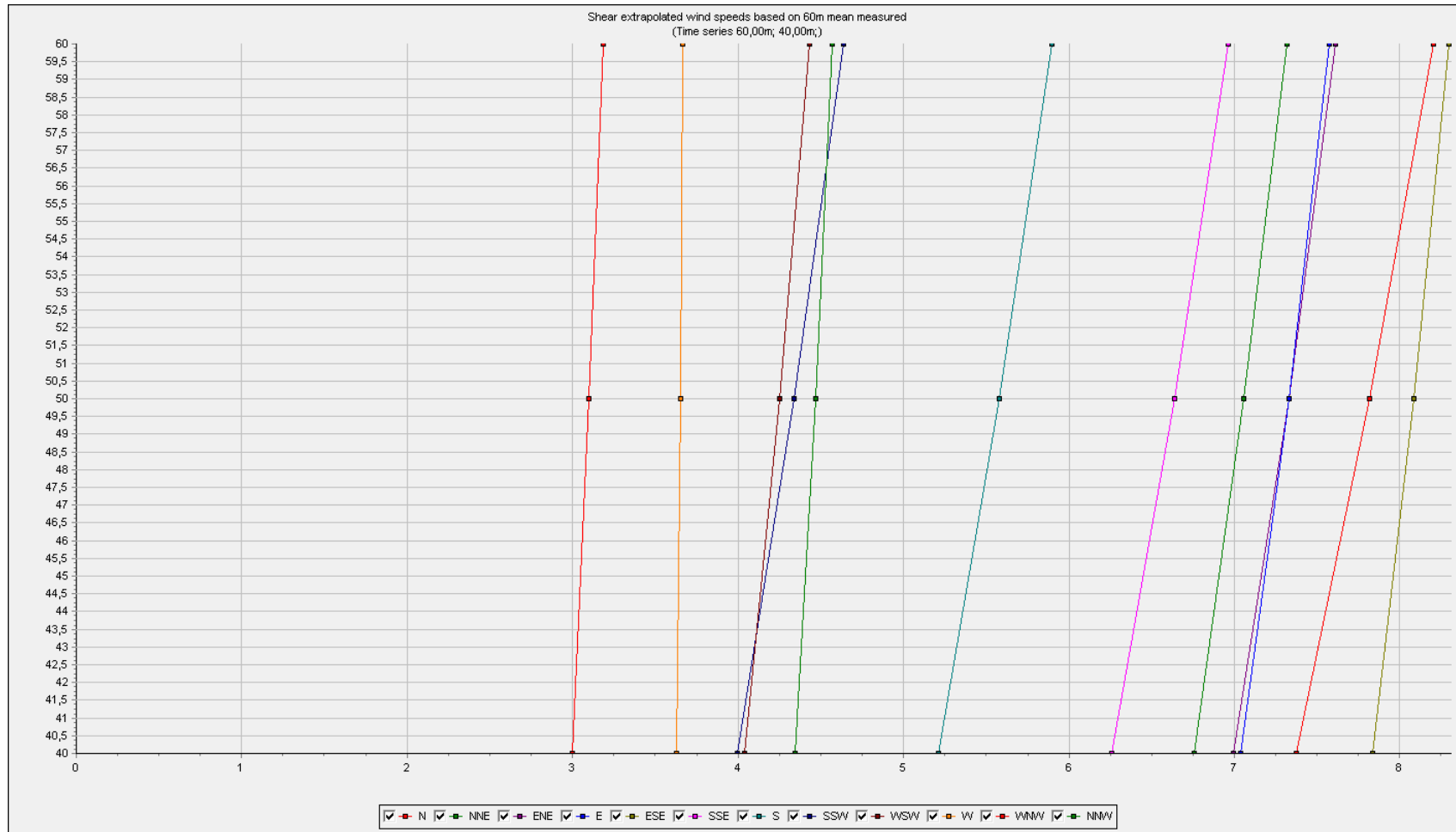



Figura 11: Representação de cisalhamento do vento em setores extrapolados

	PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE RENDIMENTO DE ENERGIA	Código Revisão Data criação Data revisão Página	GE.CAU002 02/11/2018 24/05/2019 27 de 120
---	--	---	--

O perfil de vento medido é o principal parâmetro usado para calibrar a simulação de software.

Como antecipado, os valores de cisalhamento medidos para alturas de 60/40 foram usados para extrapolar uma série de dados a uma altura de 90 m do solo [29], este procedimento é geralmente realizado para evitar que o software de simulação apresente superestimados excessivos extrapolação vertical. Deve-se enfatizar que a posição da estação de medição está na linha da costa, em um ponto muito próximo da mudança de rugosidade, enquanto 48 estão no mar a mais de 5 km da costa. Embora não exista o problema da complexidade orográfica, o caso não é, em qualquer caso, um modelo simples, uma vez que a diferença das grandezas físicas do fluxo de calor influencia fortemente o fenômeno do vento. A metodologia baseia-se no pressuposto de que o cisalhamento do vento entre 60/40 é semelhante ou maior do que aquele que existe entre as alturas de 40 e 60 m, então a suposição é de precaução. Era preferível não ultrapassar 90 m porque, além de certa altura, o cisalhamento real diminui significativamente e a ingestão pode gerar efeitos de superestimação.

Com base na matriz de cisalhamento mostrada nas figuras anteriores, o conjunto de dados em 90 m foi extrapolado, cujas características anemológicas são mostradas na próxima página.

	Sinal	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Std dev	Min	Max	Weibull Médio	Weibull A par	Weibull k par
90,00m - F Synth	Velocidade média do vento, tudo	m/s	175204	94,1%	8,15		0,2	23,4	8,18	9,04	3,869
90,00m - F Synth	Direção do vento, todos	Degrees	175204	94,1%	123,1		0	356			
90,00m - F Synth	Intensidade de turbulência, ativada		162472	87,3%	0,0741	0,062	0	0,6763			

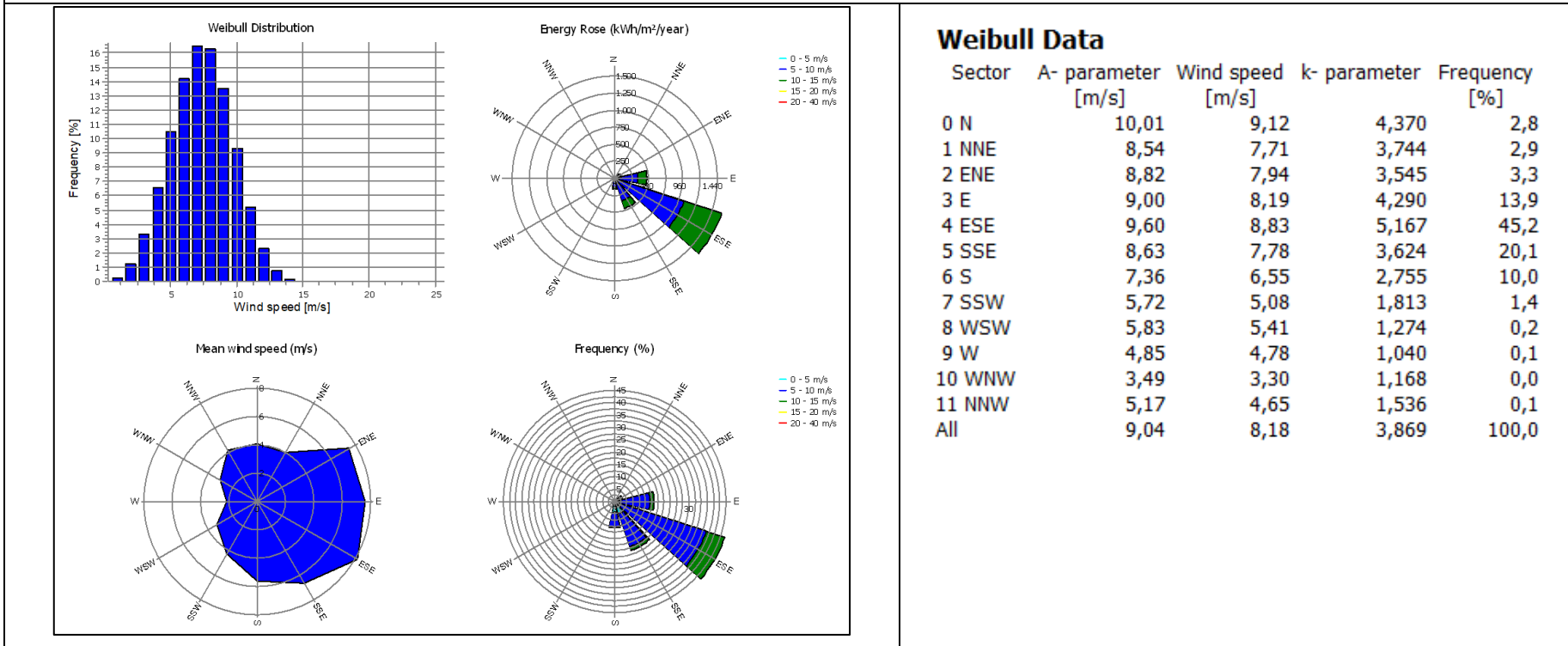


Figura 12: TP_2839 - velocidade média estimada do vento, relatórios de gráfico direcional para altura sintetizada de 90 m: distribuição de frequência, velocidade média do vento e energia aumentada. Distribuições weibull setoriais

4.6 Correlação de dados de vento

Os conjuntos de dados registrados na área do parque eólico proposto são válidos apenas por um período relativamente curto. Para uma determinação a longo prazo da velocidade do vento e do rendimento energético, a medição a longo prazo deve abranger um período de pelo menos 10 anos, caso contrário os resultados são influenciados por variações sazonais e anuais de vento. Mesmo um período médio de alguns anos geralmente não é independente das variações ano a ano. Geralmente, os dados de medição para um período de vários meses ou anos estão disponíveis para o site do parque eólico. Com dados de vento de longo prazo de uma estação de medição meteorológica adequada na mesma região, os dados medidos do site podem ser extrapolados para dados de longo prazo.

Para a extrapolação, os dados de séries temporais simultaneamente medidos do local e da estação meteorológica são comparados e avaliados para testar se as medições da velocidade do vento e da direção do vento das duas estações se correlacionam, ou seja, se existe uma relação entre elas. Se as séries temporais de curto e longo prazos não mostrarem um comportamento de correlação adequado, a extrapolação a longo prazo é realizada com base nos valores médios da velocidade do vento. Para assegurar que esta conversão de longo prazo seja permitida, a maioria das direções do vento, classes de velocidade do vento e situações de estabilidade térmica devem ser incluídas nas medições de tempo curtas.

Para realizar uma correlação de séries temporais entre os dados de medição de uma estação de referência e uma estação alvo (localizada no local do parque eólico), as séries temporais dos dados de vento medidos são comparadas. As relações entre as velocidades do vento e as direções do vento entre elas são determinadas pelo período de medição comum e sobreposto. Posteriormente, os parâmetros de correlação obtidos por este método são aplicados nas séries temporais de longa data da estação de referência, a fim de calcular uma série temporal de tempo longo artificial para a estação alvo.

Para determinar a relação da velocidade do vento, é aplicada uma regressão polinomial nos dados da velocidade do vento para determinados setores de direção do vento. Este procedimento, que é descrito a seguir, é chamado avançado algoritmo de previsão de correlação de medidas (MCP). [7]; Para este procedimento, os setores de direção do vento são variáveis e otimizados quanto a uma boa correlação. Partindo de uma primeira suposição, as relações determinadas de velocidade do vento para todos os setores são otimizadas quanto a um bom resultado, que é um desvio mínimo da distribuição da velocidade do vento medida no local e a distribuição da velocidade do vento obtida pelo método MCP. Os parâmetros desta função são otimizados quanto a desvios mínimos das distribuições de direção do vento, também. Portanto, a comparação das distribuições de velocidade do vento e direção do vento medidas no local de destino e aquelas obtidas pelo método MCP durante o período de sobreposição pode ser interpretada como teste de autoconsistência do procedimento de correlação e seus parâmetros.

A aplicação dos parâmetros de correlação resulta na distribuição esperada do vento no local de destino

durante o período de referência. Isto é frequentemente referido como distribuição de vento extrapolada no local alvo, que será a base para a avaliação adicional dos recursos eólicos.

Em nosso estudo de caso, o conjunto de dados extrapolado para 90 m é, no entanto, apenas representativo do período de medição da estação de cerca de 3,5 anos; De acordo com os procedimentos do setor, o próximo passo foi correlacionar a estação do site com uma estação de longo prazo, a fim de eliminar o componente sazonal que poderia afetar o período de medição limitado.

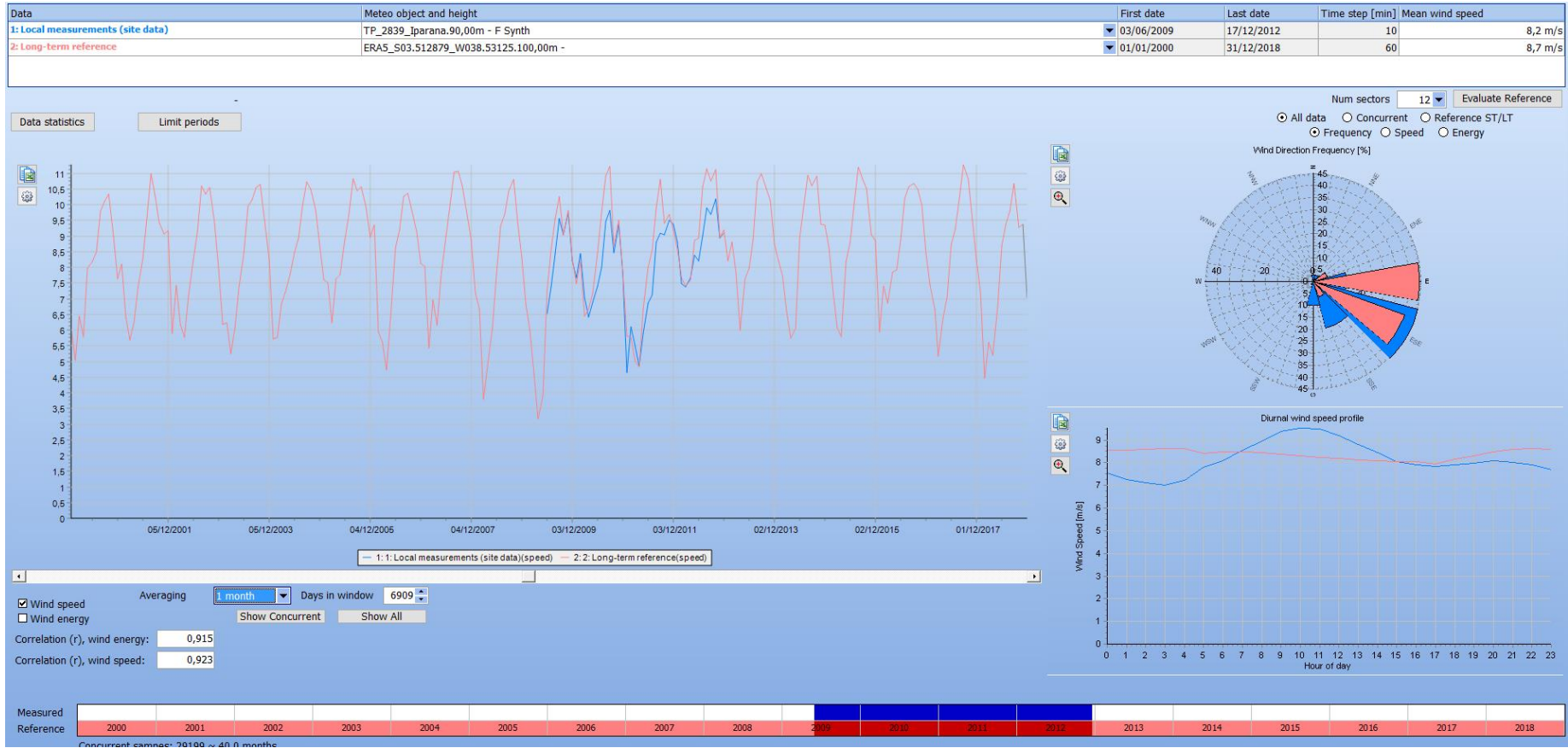
As correlações entre o mastro local TP_2839 e as séries de longo prazo descritas foram testadas com resultados satisfatórios quanto aos fatores de correlação. O conjunto de dados ERA5 e CFSR mostrou tendência semelhante, mas o conjunto de dados ERA5 foi escolhido como referência de longo prazo devido ao período mais longo de dados de vento disponíveis.

Para realizar uma correlação de séries temporais entre os dados de medição de uma estação de referência e a estação localizada no parque eólico, as séries temporais dos dados de vento medidos foram comparadas. As relações entre as velocidades do vento e as direções do vento entre elas foram determinadas para o período de medição comum e sobreposto.

Para determinar a relação da velocidade do vento, foi aplicada uma regressão linear estatística nos dados da velocidade do vento para determinados setores de direção do vento. Este procedimento é chamado algoritmo avançado de Medida-Correlação-Prognóstico (MCP).



Figura 13: detalhes MCP





PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA
ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE
RENDIMENTO DE ENERGIA

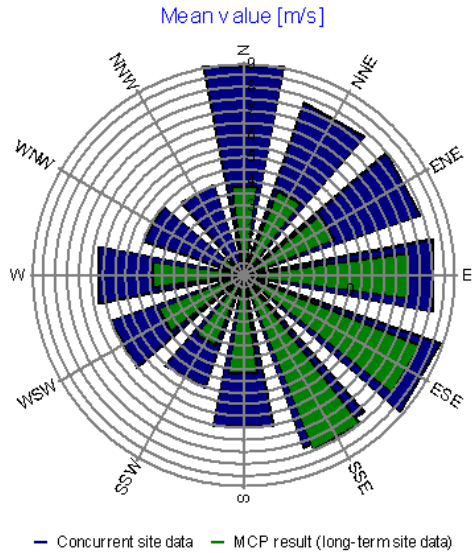
Código
Revisão
Data criação
Data revisão
Página

GE.CAU002
02/11/2018
24/05/2019
32 de 120

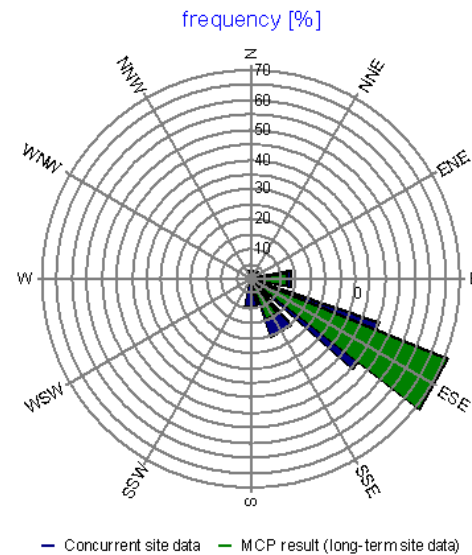
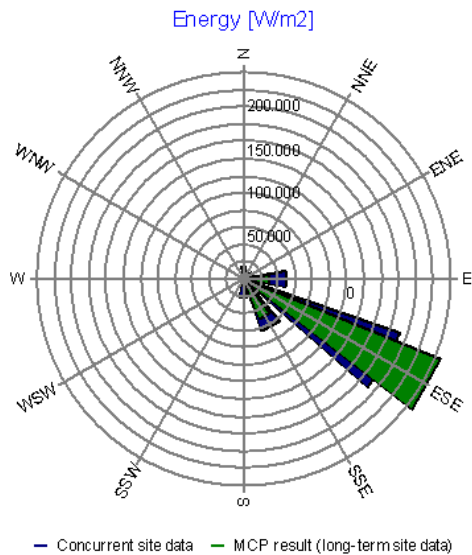
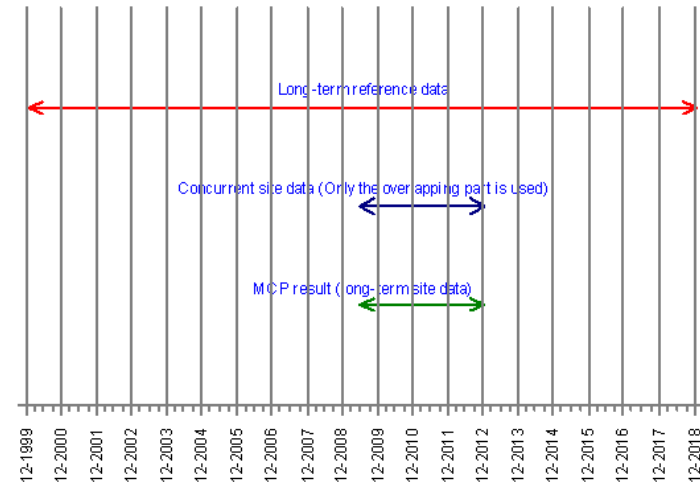
Data	Meteo object and height	First date	Last date	Time step [min]	Mean wind speed [m/s]	Concurrent Mean Wind Speed [m/s]
1: Local measurements (site data)	TP_2839_Iparana.90,00m - F Synth	03/06/2009	17/12/2012	10	8,2 m/s	8,2 m/s
2: Long-term reference	ERA5_S03.512879_W038.53125.100,00m -	01/01/2000	31/12/2018	60	8,4 m/s	8,7 m/s



Figura 14: detalhes MCP



Timelines of MCP source data and result
Only the overlapping and enabled parts of the concurrent data are used



MCP - Main report Regression MCP

1: Local measurements (site data) TP_2839_Iparana
Height 90,00 m
Period 03/06/2009 to 17/12/2012 3,5 years
Mean wind speed 8,18 m/s
Filters used (Averaging)

2: Long-term reference ERA5_S03.512879_W038.53125
Height 100,00 m
Period 01/01/2000 to 31/12/2018 19,0 years
Mean wind speed 8,43 m/s
Filters used Not Filtered

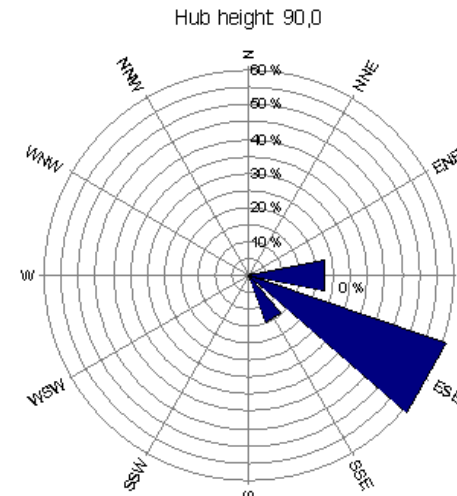
Calculation setup

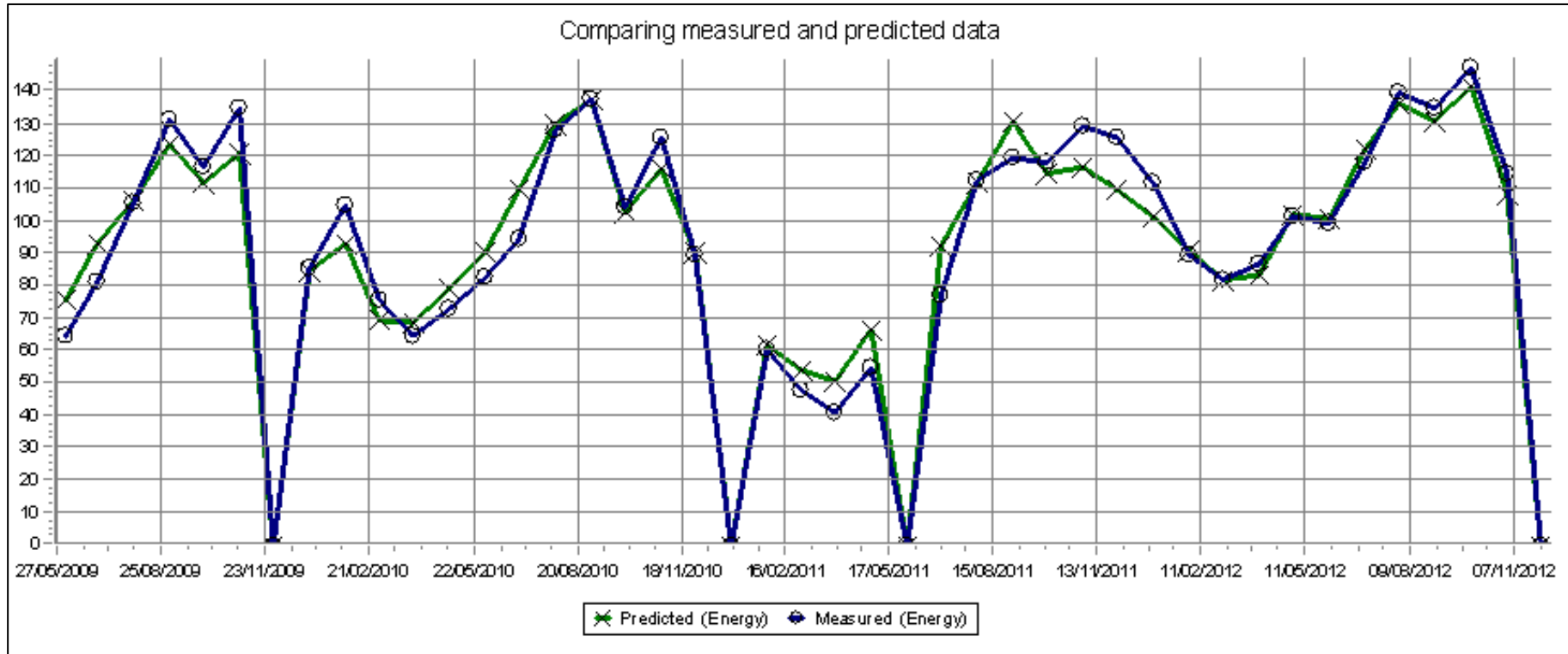
Method Find transfer function for each sector
Number of sectors 12
Skip angle differences larger than 360,00
Skip wind speeds less than 2,00
Regression model (wind speed) Linear (1st order polynomial)
Regression model (wind direction) Constant (0th order polynomial)
Wind speed model - use residual resampling Advanced Gaussian: Mean and std.dev. conditioned on wind speed modelled as polynomials (Of order: 1)
Wind direction model - use residual resampling No model

Results

Measure height a.g.l. 90,0 m
Mean wind in measure height 7,86 m/s
Key height a.g.l. 90,0 m
Mean wind in key height 7,93 m/s
Wind energy 59,8
WTG energy 92,2
r - wind speed 0,4278
s - wind speed 2,0095 m/s
r - wind index 0,9625
s - wind index 6,5525 %
Time of calculation 24/06/2019 11:40

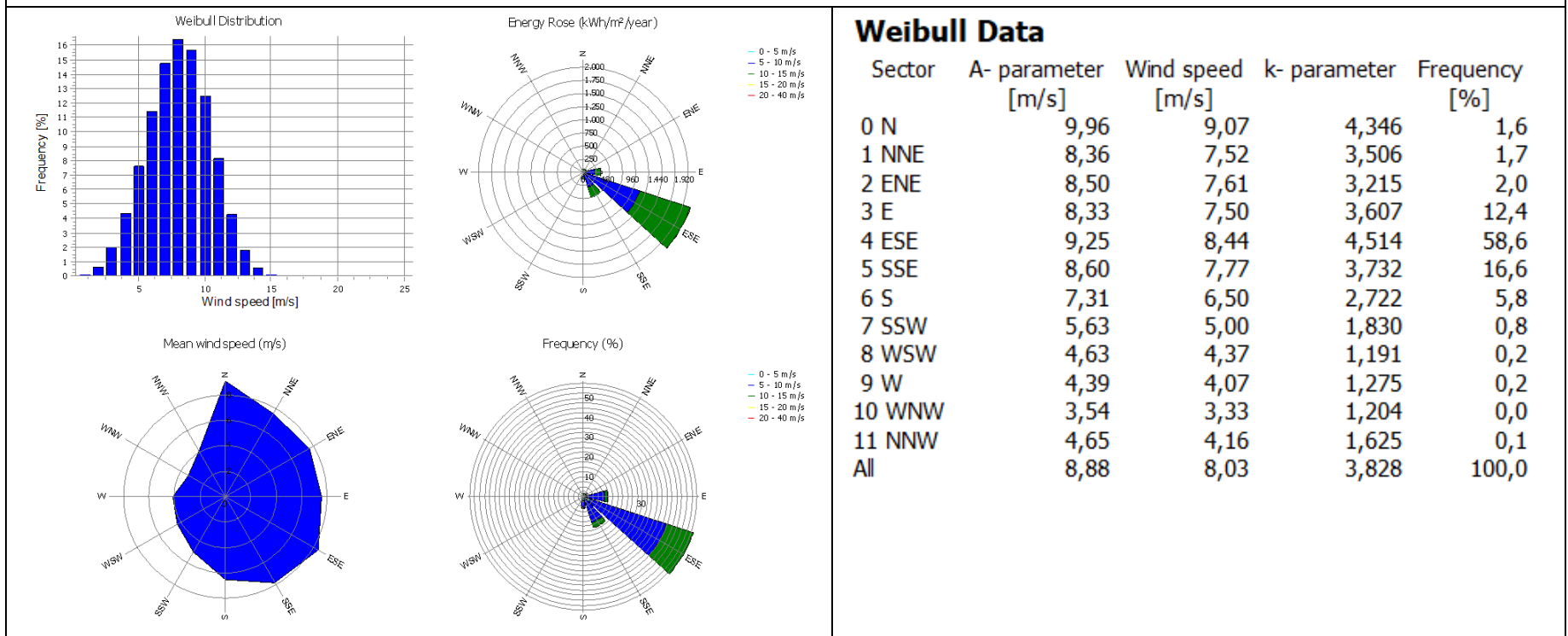
Expected long-term WTG energy direction distribution AT SITE





	Sinal	Média Weibull do Período [m/s]	Média Weibull a Longo Prazo - MCP ERA5 [m/s]	Ks Fator de Correção Histórico	Supra- Estimativa do Período
90,0m	Velocidade média do vento	8,18	8,03	0,9817	1,87%

	Sinal	Unidade	Contagem	Do Período	Média	Std dev	Min	Max	Weibull Médio	Weibull A par	Weibull k par
90,00m - LT ERA5	Velocidade média do vento, tudo	m/s	312564	31,3%	7,99		0	23,4	8,03	8,88	3,8279
90,00m - LT ERA5	Direção do vento, todos	Graus	312564	31,3%	121,4		0	356			
90,00m - LT ERA5	Intensidade de turbulência, ativada		162472	16,3%	0,0741	0,062	0	0,6763			



	Sinal	Média Weibull do Período [m/s]	Média Weibull a Longo Prazo - MCP ERA5 [m/s]	Ks Fator de Correção Histórico	Supra- Estimativa do Período
90,0m	Velocidade média do vento	8,18	8,03	0,9817	1,87%

Figura 15: TP_2839 - velocidade média do vento a longo prazo, relatórios de gráfico direcional para 90 m de altura: distribuição de frequência, velocidade média do vento e energia aumentada. Distribuições weibull setoriais

4.7 Entrada de estatísticas de vento para simulação

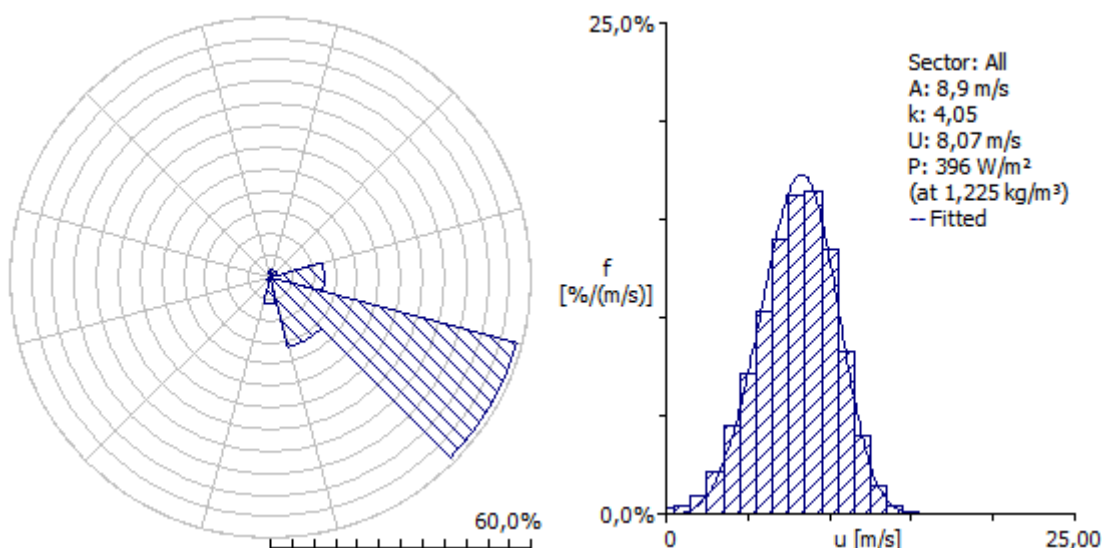
Com base em todo o procedimento descrito, segue-se o detalhamento da estatística de vento representativo de longo prazo (19 anos), utilizada para as simulações, obtida utilizando as medidas da estação TP_2839 no período de 3,5 anos, de junho de 2009 a dezembro de 2012 correlacionada com o conjunto de dados de mesoescala ERA5 (19 anos de janeiro de 2000 a dezembro de 2018).

A metodologia de correlação mostrou que o período de medição de 3,5 anos está ligeiramente acima da média histórica de longo prazo, em detalhes a correção de longo prazo consiste em uma redução de 1,87% na velocidade média com um fator de correção k_s igual a 0,9817.

4.7.1.1 TP_2839_LT_ERA5 90m 'Simulação de entrada - Resumo

O anemômetro está localizado nas coordenadas -3,69 ° N -38,61 ° E Altura 90 m

Parâmetro	Medido	Emergente	Discrepância
Velocidade Média do Vento	8,03	8,03	0.0 %
Densidade de potência média	397,5	396	0.4 %



4.7.1.2 Vento

-	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A [m/s]	10,0	8,4	8,5	8,3	9,2	8,6	7,3	5,6	4,6	4,4	3,5	4,6
k	4,36	3,49	3,21	3,62	4,51	3,72	2,72	1,83	1,19	1,28	1,20	1,62
U [m/s]	9,08	7,52	7,61	7,51	8,44	7,76	6,50	5,00	4,37	4,07	3,33	4,16
P [W/m²]	549	339	365	332	437	363	250	161	206	147	90	107
f [%]	1,6	1,7	2,0	12,4	58,6	16,6	5,8	0,8	0,2	0,2	0,0	0,1

Wind statistics - Overview

File: \\192.168.1.5\Med-Tp\WPROjects\ESTERO\BRASILE\CAUCAIA\BR TP_2839_Iparana - LT ERA5 90 WP -60+50+5.wws

Name

TP_2839_Iparana - LT ERA5 90 WP -60+50+5

Source

USER

Country

Brazil

Site coordinates

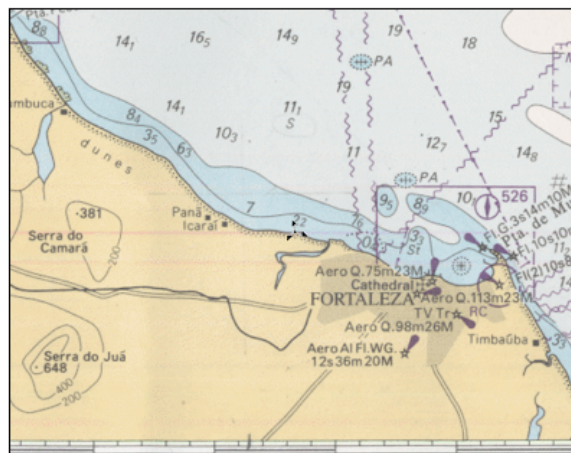
UTM WGS84 S Zone: 24 East: 543.279 North: 9.592.142

WASP version

WASP 11 Version 11.06.0028

Interval used

01/01/2000 - 31/12/2018



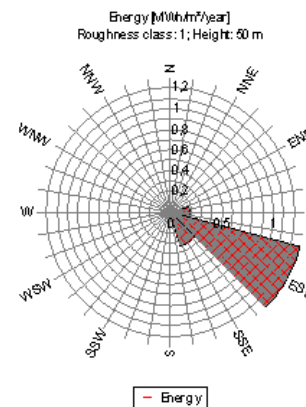
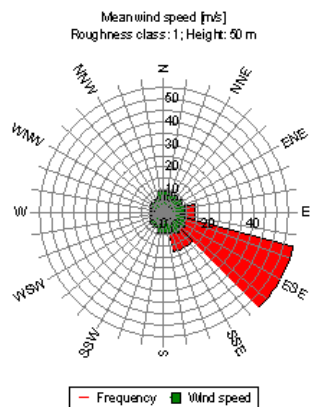
Scale 1:500.000

Mean wind speed [m/s]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	7,0	4,7	4,1	3,2	2,1
25,0	7,6	5,7	5,1	4,2	3,2
50,0	8,2	6,6	6,0	5,1	4,1
100,0	8,8	7,9	7,2	6,3	5,2
200,0	9,5	9,8	8,9	7,8	6,6

Wind energy [kWh/m²/year]

Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	2.377	787	507	238	68
25,0	3.082	1.326	940	540	235
50,0	3.757	2.013	1.494	942	493
100,0	4.651	3.319	2.500	1.654	965
200,0	5.872	6.128	4.608	3.110	1.918



WTG energy [kWh/m²/year]

Normal rated WTG (0.45 kW/m ²)						High wind rated WTG (0.55 kW/m ²)						Low wind rated WTG (0.35 kW/m ²)					
Height [m]	Roughness class/Length					Height [m]	Roughness class/Length					Height [m]	Roughness class/Length				
	0	1	2	3	4		0	1	2	3	4		0	1	2	3	4
0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m		0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m		0,00 m	0,03 m	0,10 m	0,40 m	1,50 m	
10,0	1.075	388	213	56	3	10,0	1.154	394	206	50	2	10,0	985	388	236	66	3
25,0	1.274	669	483	246	58	25,0	1.405	692	495	242	51	25,0	1.153	631	470	265	68
50,0	1.435	961	758	499	222	50,0	1.603	1.022	788	511	216	50,0	1.278	886	708	484	244
100,0	1.608	1.363	1.142	846	530	100,0	1.806	1.516	1.238	890	544	100,0	1.382	1.228	1.042	785	510
200,0	1.797	1.860	1.634	1.319	955	200,0	2.032	2.108	1.837	1.461	1.016	200,0	1.547	1.610	1.398	1.191	881

4.8 Turbulência

A expressão “Turbulência Eólica” denota as variações estocásticas na velocidade a partir da média de 10 min. A turbulência do vento depende da topografia circundante, da rugosidade da superfície, da estabilidade das diferentes camadas atmosféricas e das condições meteorológicas gerais. A turbulência é gerada principalmente por duas causas:

- atrito com a superfície da Terra, onde as perturbações de fluxo são causadas por características topográficas como colinas, obstáculos e montanhas.
- efeitos térmicos que podem causar movimento vertical de massas de ar devido a variações de temperatura e, portanto, da densidade do ar.

Frequentemente, esses dois efeitos estão interconectados, como quando uma massa de ar flui sobre

uma cadeia de montanhas e é forçada para regiões mais frias, onde não está mais em equilíbrio térmico com o ambiente. A turbulência é claramente um processo complexo e não pode ser representada simplesmente em termos de equações determinísticas. O desvio padrão das flutuações da velocidade do vento é um parâmetro chave conhecido para cargas extremas e de fadiga, e sua ação deve ser levada em conta para assegurar sustentabilidade estrutural suficiente das turbinas eólicas expostas ao “fluxo eólico”.

4.8.1 Intensidade de turbulência ambiente

A turbulência ambiente (I) é determinada como uma razão entre o desvio padrão da velocidade do vento (σ) e a velocidade média do vento, avaliada no mesmo intervalo de 10 min.

$$I = \frac{\sigma}{V_{mean}}$$

As duas tabelas seguintes mostram a intensidade da turbulência e o desvio padrão para todo o sector de direção do vento e todo o caixote de velocidade do vento a 61 m a.g.l. A última linha (“Média do setor”) fornece os valores médios por setor de direção do vento para todos os compartimentos de velocidade do vento. O valor vermelho no canto inferior direito é o valor médio total. Os valores de turbulência e o desvio padrão são calculados para todos os dados medidos sem filtros.

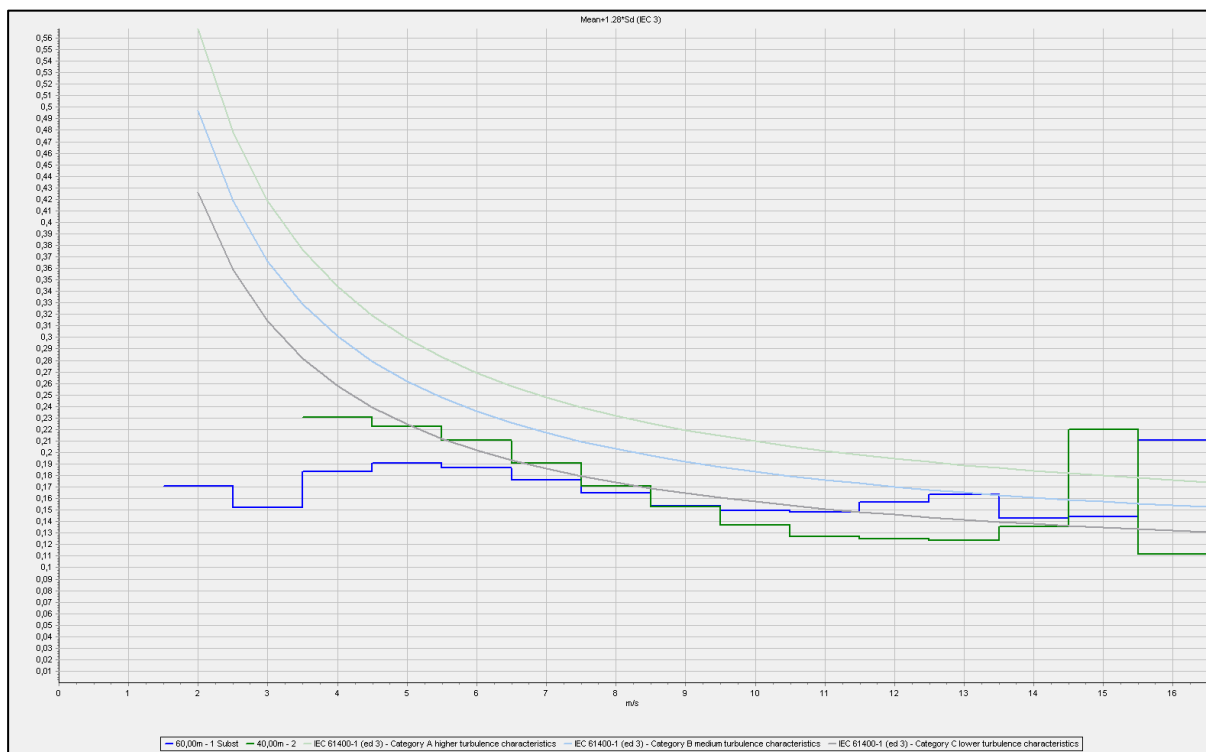
De acordo com a classificação WTGS referente à norma IEC 61400-1, edição 3, uma turbina eólica tem que ser projetado para suportar a intensidade de turbulência (I_{ref}) de 16% (classe A), 14% (classe B) ou 12% (classe C). A intensidade de turbulência I_{ref} é definida como o valor esperado da intensidade de turbulência da altura do cubo a uma velocidade média do vento de dez minutos de 15 m / s.

A figura a seguir mostra a intensidade de turbulência na caixa medida no mastro (61 m de altura) em comparação com as classes de turbulência da IEC61400-1, edição 3.[14]

Uma detalhada análise de turbulência medida para cada caixa de velocidade do vento e para cada setor é descrita no relatório do mastro.

Tabela 9: Intensidade de turbulência no escaninho numérico medida

Bin	Média	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
Média	0,08	0,11	0,12	0,1	0,09	0,06	0,1	0,09	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08
0	0,21					0,21							
1	0,11							0,11					
2	0,12					0,09		0,15					
3	0,09				0,07	0,11	0,1	0,13	0,08	0,05			
4	0,09	0,14	0,11	0,1	0,1	0,11	0,1	0,06	0,05	0,09	0,13	0,07	0,12
5	0,1	0,15	0,13	0,1	0,1	0,1	0,11	0,07	0,04	0,04	0,08	0,1	0,1
6	0,09	0,15	0,14	0,1	0,09	0,08	0,11	0,09	0,05	0,06	0,18	0,1	0,11
7	0,09	0,14	0,13	0,09	0,09	0,07	0,1	0,1	0,07	0,11			0,07
8	0,08	0,12	0,12	0,09	0,09	0,06	0,11	0,11	0,09	0,1			0,07
9	0,07	0,1	0,12	0,09	0,09	0,05	0,11	0,11	0,11	0,1	0,08	0,05	0,05
10	0,07	0,09	0,11	0,1	0,09	0,05	0,1	0,12	0,1	0,06	0,06		0,06
11	0,07	0,07	0,09	0,1	0,09	0,05	0,1	0,12	0,08	0,06	0,06	0,13	0,11
12	0,07	0,06	0,08	0,11	0,09	0,06	0,1	0,13	0,08	0,06	0,05		0,08
13	0,08	0,06	0,09	0,14	0,09	0,06	0,11	0,12	0,14	0,07			
14	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,11	0,07	0,09	0,05			
15	0,08	0,04			0,13	0,06	0,09	0,06				0,04	
16	0,13		0,04	0,22	0,1	0,19	0,16						
17	0					0							
18													
19	0					0							
20													


Figura 16: Representação gráfica da intensidade de turbulência na caixa medida no mastro (60 m de altura) em comparação com as classes de turbulência da IEC61400-1 ed. 3

5 AVALIAÇÃO DO LOCAL

5.1 Modelagem Wasp

Usando todos os dados de entrada da orografia descritos, rugosidade e vento, foi definido um modelo WPRO / Wasp. O perfil de vento vertical padrão no modelo de cálculo aplicado WAsP é otimizado para o uso no meio ou no norte da Europa. O parâmetro do fluxo de calor no local considerado difere das condições do norte da Europa. Os dois parâmetros disponíveis para alterar o tratamento de estabilidade em WAsP são identificados como fluxo de calor RMS e deslocamento de fluxo de calor [8]; [30]. De acordo com os valores recomendados pela literatura, os seguintes parâmetros foram definidos inicialmente:

“Fluxo de calor deslocado sobre a terra” = 60 W / m² (Padrão -40 W / m²)

“Fluxo de calor RMS sobre a terra” = 50 W / m² (padrão 100 W / m²)

“Fluxo de calor RMS sobre a água” = 5 W / m² (padrão 30 W / m²)

O uso desses parâmetros recomendados resultou em uma adaptação deficiente do cisalhamento medido e uma forte superestimação do recurso na área marítima verificada por comparação cruzada com os dados do ERA5 a 100 m.

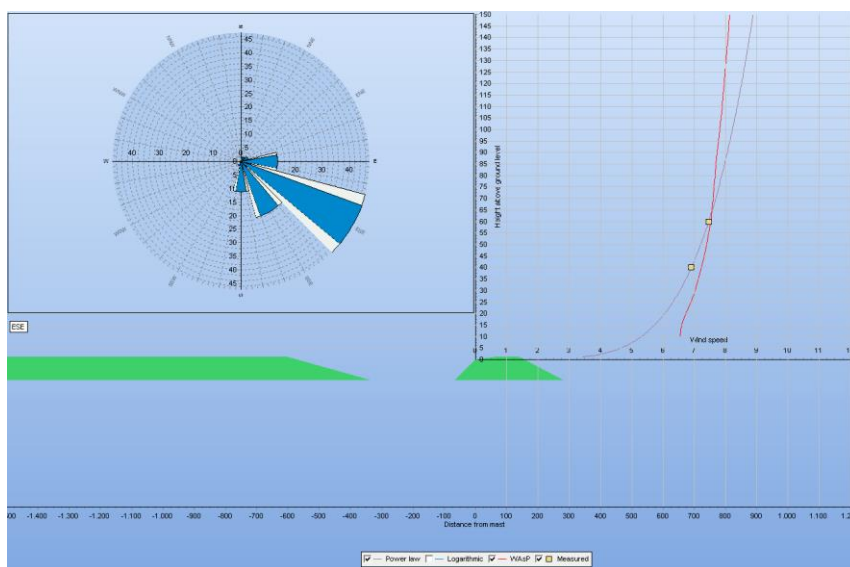


Figura 17: Adaptação do perfil de cisalhamento do Wasp usando parâmetros de fluxo de calor recomendado

Tabela 10: Valores de previsão cruzados com configurações recomendadas de fluxo de calor

Valores de previsão cruzada usando a HF recomendada 60; 50; 5					Valores previstos por preditor			
Previsto em	Descrição do mastro	ID de altura	Altura [m]	Velocidade do vento medida [m/s]	A [m/s]	B [m/s]	A [%]	B [%]
A	ERA5_S03.512879_W038.53125	100,00m -	100	8,43	8,43	8,79	-0,1	4,3
B	TP_2839_Iparana	90,00m - LT ERA5	90	7,88	7,80	7,94	-0,9	0,8

Embora nem sempre seja recomendável, devido à cautela na estimativa, preferiu-se adaptar o perfil da modelagem Wasp para a medida, um bom resultado foi obtido deixando os parâmetros recomendados e alterando apenas o valor do deslocamento do fluxo de calor em detalhe.

“Fluxo de calor deslocado sobre a terra” = -60 W / m² (Padrão -40 W / m²)

“Fluxo de calor RMS sobre a terra” = 50 W / m² (padrão 100 W / m²)

“Fluxo de calor RMS sobre a água” = 5 W / m² (padrão 30 W / m²)

Utilizando os parâmetros descritos, obteve-se uma boa adaptação do perfil e bons valores de auto e predição cruzada

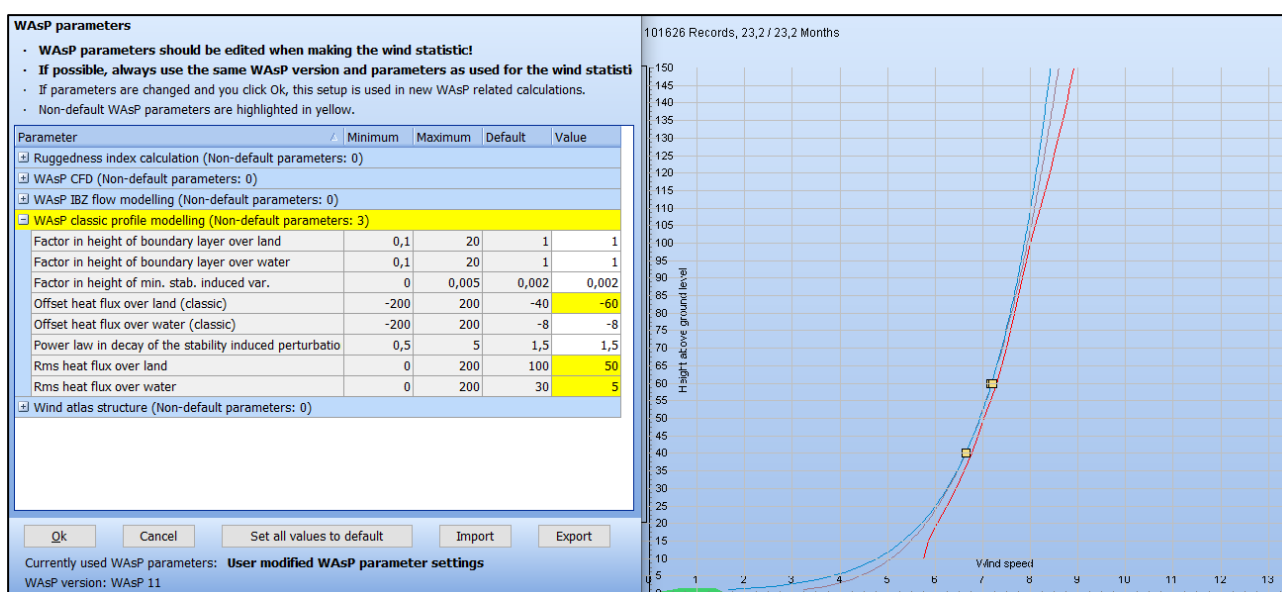


Figura 18: Adaptação do perfil de cisalhamento do Wasp usando parâmetros de fluxo de calor modificados

Tabela 11: Valores de previsão cruzada com configurações modificadas por fluxo de calor

Valores de previsão cruzados usando HF-60 modificado; 50; 5					Valores previstos por preditor			
Previsto em	Descrição do mastro	ID de altura	Altura [m]	Velocidade do vento medida [m/s]	A [m/s]	B [m/s]	A [%]	B [%]
A	ERA5_S03.512879_W038.53125	100,00 m -	100	8,43	8,43	8,46	-0,1	0,4
B	TP_2839_Iparana	90,00m - LT ERA5	90	7,88	7,90	7,87	0,3	-0,1

Um bom valor de auto-predição foi obtido para o mastro do local com uma superpredição máxima de 0,4%.

5.2 Dados técnicos da turbina eólica

Até hoje, a maioria das plantas offshore está localizada em áreas caracterizadas por uma alta velocidade do vento (por exemplo, mares do norte, mar Báltico) com altos valores de rajadas e distribuições eólicas que exigem características estruturais robustas e curvas de potência elegíveis para tais esquemas.

O regime anemológico da área brasileira de Caucaia possui características muito peculiares, pois é caracterizado por uma alta velocidade média (8,5 m / s a 100 m), mas por uma distribuição estatística correspondente a um Weibull com super fator de forma a 3, 5, praticamente um gaussiano. Os valores extremos esperados são muito baixos (<25 m / s), o fluxo é muito regular caracterizado por baixa turbulência.

As curvas de potência adequadas para explorar esta velocidade do vento são aquelas com um grande tamanho de rotor e um grupo gerador para funcionar nos regimes centrados em Gauss. As turbinas eólicas projetadas para baixas velocidades de vento podem ser instaladas e podem garantir um fator de capacidade de mais de 50%.

Para o projeto de Caucaia, imaginou-se instalar máquinas de rotor de até 250 m e alimentar até 12 MW para levar em conta o rápido desenvolvimento da tecnologia.

Nem todas as mais recentes curvas de energia de turbinas eólicas offshore foram disponibilizadas pelos fornecedores.

A MHI -Vestas forneceu as curvas de potência, mas com a condição de não divulgar os detalhes técnicos, por este motivo, no caso da Vestas, apenas os resultados das produções finais são mostrados.

Em todos os outros casos offshore, foram utilizadas curvas teóricas não-oficiais de potência, extrapoladas usando o software WindPro baseado em padrões de tecnologia de pitch para um rotor e potência designados. O método é muito cauteloso e é baseado em "HP simplificado - curvas", que assumem que todos os WTGs têm um desempenho bastante similar. Somente carga de energia específica (kW / M^2) e velocidade single / dual ou stall / pitch decide os valores calculados.

Decidiu-se realizar algumas estimativas com curvas de potência de modelos de aerogeradores terrestres que possuem as características adequadas para evidenciar a capacidade produtiva do recurso offshore brasileiro com turbinas eólicas com as características técnicas certas.

Nas tabelas abaixo são sintetizadas as principais características da turbina eólica escolhida para o parque eólico.

Tabela 12: Tipos de aerogeradores hipotetizados para o projeto para os diferentes cenários

Tipo de Turbina	N° WTG	Tipo	Potência	Altura do Hub a.g.l. [m]
48*Siemens SG 6.0-170 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Onshore	313,300	[110-80]
48*VESTAS V162-5.6 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Onshore	290,800	[110-95]
48*Siemens SG 8.0-154 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Offshore	409,300	[110-80]
48*VESTAS V164-10.0 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	502,000	[110-95]
48*VESTAS V174-9.5 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	478,000	[110-95]
48*GE WIND 220 12 MW + 11*GE 116-2.0	59	Offshore	9597,104	[150-90]



Overview

Features

A trusted choice from day one, built on the proven 9 MW platform and Vestas technology lineage with minimal design changes

Configured for worldwide application and engineered for IEC T

9.5 MW rated power, with an optimal rotor to generator ratio

Rotor diameter of 174 metres

85 m blades with an optimised, load minimising design profile

Each blade weighs 35 tonnes, same as the V164-9.5 MW blade

Swept area of 23,779 m², more than double the area of the London Eye

The nacelle is 21 m long, 9 m wide and 9 m high, weighing approximately 390 tonnes

Approximate hub height of 110 m

Approximate tip height of 197 m

One turbine can power 9,000 UK homes

V174-9.5 MW™

- ✓ Largest commercially proven rotor size – 174 meters
- ✓ Engineered for IEC class T
- ✓ Based on the proven, trusted and bankable V164 turbine platform
- ✓ Aerodynamically efficient, upgraded blade profile
- ✓ Swept area of 23,779 m², more than double the area of the London Eye



Overview

Features

The V164-10.0 MW™ incorporates a stronger gearbox, some minor mechanical upgrades, and a small design change to enhance air flow and increase cooling in the converter. The upgrades ensure that this gentle giant can run at full power, at a site with wind speeds of 10 metres per second, for 25 years.

- Flanged connected drive train with easy-access key-components
- Main bearings, coupling, gearbox and generator is possible to lift out separately for service
- Permanent magnet generator
- Full scale converter 50/60 Hz at 66 kV nominal voltage
- Nacelle dimensions: 9.3 m x 20.7 m x 8.8 m (H x L x W)
- Rotor diameter: 164 m
- Swept area: 21,124 m²
- Helihoist platform available

V164-10.0 MW™

- ✓ The world's first commercial double digit offshore wind turbine
- ✓ Built on the proven and trusted 9 MW Platform
- ✓ Ready for installation from 2021



SG 6.0-170



Technical Specifications

Rotor

Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade

Type	Self-supporting
Blade length	83 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Forged steel
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

Nacelle Cover

Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator

Type	Asynchronous, DFIG
------------	--------------------

Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power ..	8.0 MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz

Yaw System

Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	Electric gear motors
Yaw brake	Active friction brake

Controller

Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	SGRE SCADA System

Tower

Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m, site-specific
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data

Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

Weight

Modular approach	All modules weight lower than 80 t for transport
------------------------	---

V162-5.6 MW 50/60 Hz



Generator	
Type	Permanent Magnet Synchronous generator
Rated Power [P_N]	Up to 5850 kW (depending on turbine variant)
Frequency range [f_N]	0-138 Hz
Voltage, Stator [U_{Ns}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	36
Winding Type	Form with Vacuum Pressurized Impregnation
Winding Connection	Star
Operational speed range	0-460 rpm
Overspeed Limit (2 minutes)	TBD
Temperature Sensors, Stator	PT100 sensors placed in the stator hot spots.
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Rotor	V150	V162
Diameter	150 m	162 m
Swept Area	17671 m ²	20611 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	4.9 - 12.6 rpm	4.3 - 12.1 rpm
Rotational Direction	Clockwise (front view)	
Orientation	Upwind	
Tilt	6°	
Hub Coning	6°	
No. of Blades	3	
Aerodynamic Brakes	Full feathering	

Blades	V150	V162
Blade Length	73.65 m	79.35 m
Maximum Chord	4.2 m	4.3 m
Chord at 90% blade radius	1.4 m	1.57 m
Type Description	Structural airfoil shell	
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)	
Blade Connection	Steel roots inserted	
Airfoils	High-lift profile	



- 12 MW** capacity
- 220-meter** rotor
- 107-meter** long blades
- 260 meters** high
- 67 GWh** gross AEP
- 63%** capacity factor
- 38,000 m²** swept area
- Wind Class IEC: IB**
- Generates **double the energy** as previous GE Haliade model
- Generates almost **45% more energy** than most powerful wind turbine available on the market today
- Will generate enough clean power for up to **16,000** European households per turbine, and up to **1 million** European households in a 750 MW configuration windfarm

HALIADE-X 12 MW

GE Renewable Energy is developing **Haliade-X 12 MW**, the biggest offshore wind turbine in the world, with **220-meter rotor**, **107-meter blade**, leading capacity factor (**63%**), and **digital capabilities**, that will help our customers find success in an increasingly competitive environment.

1063 ft
324 m



Eiffel Tower

853 ft
260 m



Haliade-X 12 MW

1046 ft
319 m



Chrysler Building

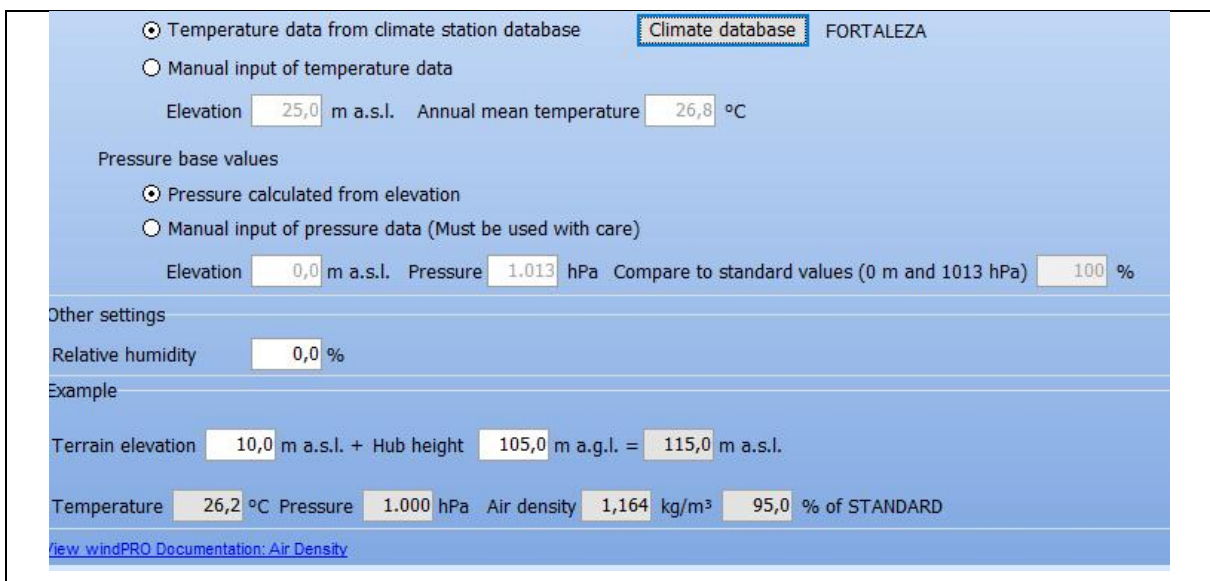


Haliade-X Specifications

Rated Power	12 MW
Rotor Diameter	220m
Blade Length	107m
Rotor Swept Area	38,000m ²
Total Height	260m

5.3 Análise da curva de potência

A curva de potência descreve a saída de energia elétrica de um WTG específico em relação à velocidade do vento na altura do hub. A curva de potência é tipicamente fornecida pelo fornecedor do WTG. A curva de potência oficial fornecida é tipicamente medida por uma sociedade certificada instalando equipamentos de monitoramento de vento próximos a um WTG e medindo os valores coincidentes em condições padrão detalhadas para a densidade de ar normalizada de 1.225. kg / m³. A curva de potência foi adaptada à condição de densidade do ar da localização do local na altura do hub. O cálculo da densidade do ar nos locais baseou-se nas medições de temperatura a longo prazo do banco de dados climáticos de Fortaleza, tendo em conta a altitude do local.



The screenshot displays the 'Climate database' settings for 'FORTALEZA'. It includes radio buttons for 'Temperature data from climate station database' (selected) and 'Manual input of temperature data'. Input fields show 'Elevation' as 25,0 m a.s.l. and 'Annual mean temperature' as 26,8 °C. Under 'Pressure base values', 'Pressure calculated from elevation' is selected, with 'Elevation' set to 0,0 m a.s.l. and 'Pressure' set to 1.013 hPa. A 'Compare to standard values (0 m and 1013 hPa)' field is set to 100 %. The 'Other settings' section shows 'Relative humidity' as 0,0 %. An 'Example' section shows a calculation: 'Terrain elevation 10,0 m a.s.l. + Hub height 105,0 m a.g.l. = 115,0 m a.s.l.' and 'Temperature 26,2 °C Pressure 1.000 hPa Air density 1,164 kg/m³ 95,0 % of STANDARD'. A link to 'windPRO Documentation: Air Density' is provided at the bottom.

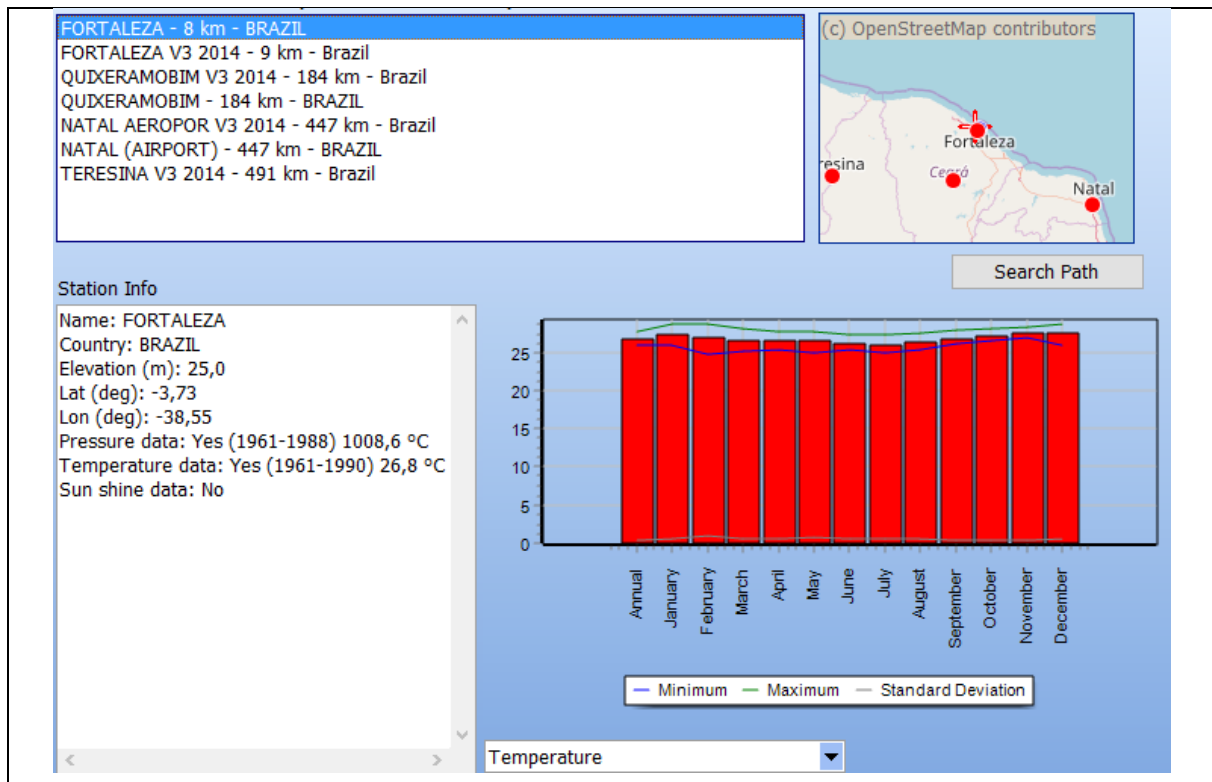


Figura 19: Características da estação meteorológica de Fortaleza usada para melhorar a estimativa de pressão no local

A densidade do ar do local baseou-se nos dados disponíveis mais próximos do banco de dados climáticos do WindPRO que é fornecido abaixo. A densidade média do ar avaliada na altura do cálculo é 1,164 kg/m³.

Então, este valor foi usado para calcular o rendimento energético, a densidade do ar na posição WTG levando em conta a altitude e a altura do cubo, calculada pela densidade do ar padrão, usando a seguinte equação::

$$\rho_1 V_1^3 = \rho_2 V_2^3; \quad V_2 = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{1/3} V_1$$

Calculation: SG 170 6 MWTG: 26 - Siemens SG 6.0-170 6000 170.0 !O!, Hub height: 122,5 m

Name: Mode Std.
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
08/09/2017	USER	03/05/2017	08/05/2019	27,0	Pitch	User defined	Variable	0,26

Power Curve Rev. 0.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013) [MWh]	11.225	16.735	21.905	26.405	30.135	33.074
Siemens SG 6.0-170 6000 170.0 !O! Mode Std. [MWh]	11.459	17.007	22.177	26.648	30.335	33.239
Check value [%]	-2	-2	-1	-1	-1	0

 The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Jnr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

 Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	0,000	0,25	3,0	0,91
3,5	184,0	0,31	3,5	0,86
4,0	234,0	0,38	4,0	0,84
4,5	293,0	0,42	4,5	0,83
5,0	364,0	0,44	5,0	0,82
5,5	447,0	0,45	5,5	0,82
6,0	533,0	0,46	6,0	0,82
6,5	621,0	0,47	6,5	0,82
7,0	713,0	0,47	7,0	0,82
7,5	809,0	0,47	7,5	0,82
8,0	909,0	0,47	8,0	0,81
8,5	1013,0	0,46	8,5	0,79
9,0	1121,0	0,45	9,0	0,74
9,5	1233,0	0,43	9,5	0,68
10,0	1349,0	0,39	10,0	0,60
10,5	1470,0	0,35	10,5	0,52
11,0	1595,0	0,32	11,0	0,45
11,5	1725,0	0,28	11,5	0,39
12,0	1859,0	0,25	12,0	0,33
12,5	1997,0	0,22	12,5	0,29
13,0	2139,0	0,20	13,0	0,26
13,5	2285,0	0,18	13,5	0,23
14,0	2435,0	0,16	14,0	0,20
14,5	2589,0	0,14	14,5	0,18
15,0	2747,0	0,13	15,0	0,16
15,5	2909,0	0,12	15,5	0,15
16,0	3074,0	0,11	16,0	0,13
16,5	3243,0	0,10	16,5	0,12
17,0	3415,0	0,09	17,0	0,11
17,5	3591,0	0,08	17,5	0,10
18,0	3770,0	0,07	18,0	0,10
18,5	3953,0	0,07	18,5	0,09
19,0	4140,0	0,06	19,0	0,08
19,5	4331,0	0,06	19,5	0,08
20,0	4526,0	0,05	20,0	0,07
20,5	4725,0	0,05	20,5	0,06
21,0	4928,0	0,04	21,0	0,06
21,5	5135,0	0,04	21,5	0,05
22,0	5346,0	0,04	22,0	0,05
22,5	5561,0	0,03	22,5	0,04
23,0	5780,0	0,03	23,0	0,04
23,5	5999,0	0,03	23,5	0,04
24,0	6218,0	0,03	24,0	0,04
24,5	6437,0	0,03	24,5	0,03
25,0	6656,0	0,02	25,0	0,03

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

 Data used in calculation, Air density: 1,163 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	84,4	0,24	2,50-3,50	17,9	17,9	0,1
4,0	312,7	0,37	3,50-4,50	109,2	127,1	0,4
5,0	722,1	0,44	4,50-5,50	379,8	506,8	1,6
6,0	1311,4	0,46	5,50-6,50	992,6	1499,4	4,8
7,0	2123,8	0,47	6,50-7,50	2122,5	3621,9	11,5
8,0	3180,4	0,47	7,50-8,50	3777,4	7399,4	23,6
9,0	4362,1	0,45	8,50-9,50	5452,9	12852,3	41,0
10,0	5296,0	0,40	9,50-10,50	6171,6	19023,9	60,6
11,0	5772,9	0,33	10,50-11,50	5425,0	24448,8	77,9
12,0	5941,5	0,26	11,50-12,50	3736,2	28185,0	89,8
13,0	5987,4	0,21	12,50-13,50	2018,2	30203,2	96,2
14,0	5997,2	0,17	13,50-14,50	841,8	31045,0	98,9
15,0	5999,0	0,13	14,50-15,50	264,6	31309,6	99,8
16,0	6000,0	0,11	15,50-16,50	61,0	31370,6	100,0
17,0	6000,0	0,09	16,50-17,50	10,0	31380,6	100,0
18,0	6000,0	0,08	17,50-18,50	1,1	31381,7	100,0
19,0	6000,0	0,07	18,50-19,50	0,1	31381,8	100,0
20,0	6000,0	0,06	19,50-20,50	0,0	31381,8	100,0
21,0	5760,0	0,05	20,50-21,50	0,0	31381,8	100,0
22,0	5520,0	0,04	21,50-22,50	0,0	31381,8	100,0
23,0	5280,0	0,03	22,50-23,50	0,0	31381,8	100,0
24,0	5040,0	0,03	23,50-24,50	0,0	31381,8	100,0
25,0	4800,0	0,02	24,50-25,50	0,0	31381,8	100,0
26,0	4800,0	0,02	25,50-26,50	0,0	31381,8	100,0
27,0	4800,0	0,02	26,50-27,50	0,0	31381,8	100,0

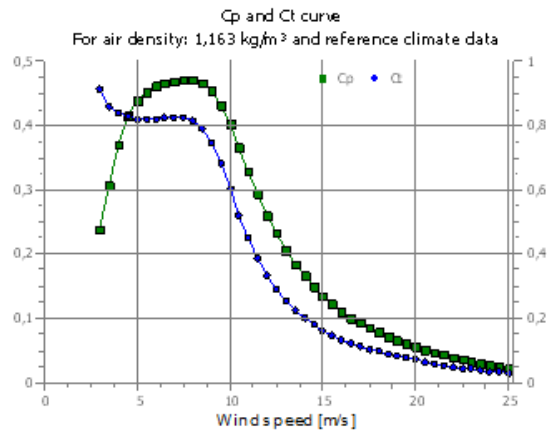
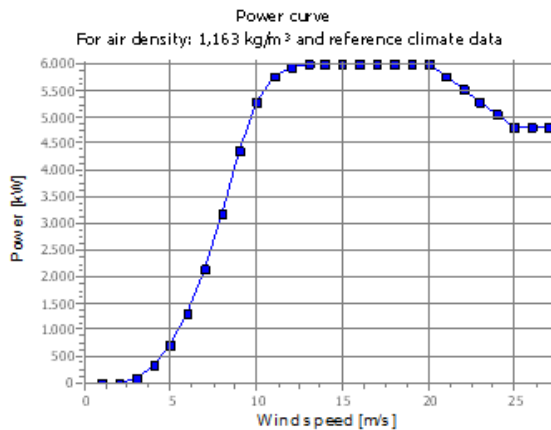


Figura 20: Detalhes da curva de potência de SG 170 6 MW

Calculation: Vestas V162 5.6WTG: 26 - VESTAS V162-5.6 5600 162.0 !O!, Hub height: 125,0 m
Name: Level 0 - Calculated - Power Curves, Mode 0 - 24-10-2018
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
24/10/2018	USER	10/08/2017	14/01/2019	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,27

Document no.: 0079-5337 V00

Date: 2018-10-24

Document owner: Platform Management

Type: T05 - General Description

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.249	15.343	20.152	24.357	27.855	30.619
VESTAS V162-5.6 5600 162.0 !O! Level 0 - Calculated - Power Curves, Mode 0 - 24-10-2018	[MWh]	10.446	15.650	20.507	24.652	27.934	30.319
Check value	[%]	-2	-2	-2	-1	0	1

 The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Junr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

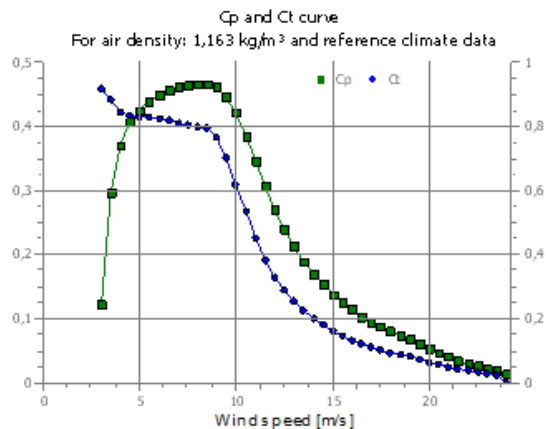
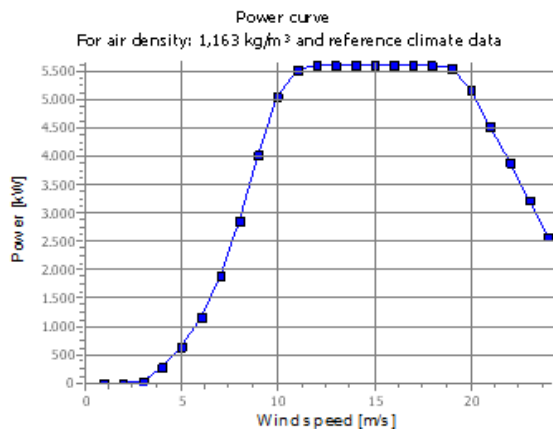
 Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed curve [m/s]
3,0	52,0	0,15	3,0
3,5	100,0	0,21	3,5
4,0	200,0	0,30	4,0
4,5	470,0	0,41	4,5
5,0	873,0	0,43	5,0
5,5	927,0	0,44	5,5
6,0	1.224,0	0,45	6,0
6,5	1.570,0	0,46	6,5
7,0	1.995,0	0,46	7,0
7,5	2.475,0	0,46	7,5
8,0	3.012,0	0,47	8,0
8,5	3.614,0	0,47	8,5
9,0	4.285,0	0,46	9,0
9,5	4.813,0	0,44	9,5
10,0	5.238,0	0,41	10,0
10,5	5.477,0	0,37	10,5
11,0	5.574,0	0,33	11,0
11,5	5.527,0	0,29	11,5
12,0	5.600,0	0,26	12,0
12,5	5.600,0	0,23	12,5
13,0	5.600,0	0,20	13,0
13,5	5.600,0	0,18	13,5
14,0	5.600,0	0,16	14,0
14,5	5.600,0	0,15	14,5
15,0	5.600,0	0,13	15,0
15,5	5.600,0	0,12	15,5
16,0	5.600,0	0,11	16,0
16,5	5.600,0	0,10	16,5
17,0	5.600,0	0,09	17,0
17,5	5.600,0	0,08	17,5
18,0	5.600,0	0,08	18,0
18,5	5.600,0	0,07	18,5
19,0	5.528,0	0,06	19,0
19,5	5.400,0	0,06	19,5
20,0	5.147,0	0,05	20,0
20,5	4.821,0	0,04	20,5
21,0	4.514,0	0,04	21,0
21,5	4.185,0	0,03	21,5
22,0	3.870,0	0,03	22,0
22,5	3.559,0	0,03	22,5
23,0	3.225,0	0,02	23,0
23,5	2.899,0	0,02	23,5
24,0	2.584,0	0,01	24,0

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

 Data used in calculation, Air density: 1,163 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	39,8	0,12	2,50-3,50	15,6	15,6	0,1
4,0	284,3	0,37	3,50-4,50	96,6	112,2	0,4
5,0	636,0	0,42	4,50-5,50	333,3	445,6	1,5
6,0	1.139,3	0,45	5,50-6,50	873,0	1.318,6	4,5
7,0	1.891,8	0,46	6,50-7,50	1.881,7	3.200,2	10,9
8,0	2.856,6	0,47	7,50-8,50	3.394,3	6.594,6	22,4
9,0	4.025,7	0,46	8,50-9,50	5.042,2	11.636,8	39,5
10,0	5.049,8	0,42	9,50-10,50	5.874,2	17.511,0	59,5
11,0	5.515,2	0,35	10,50-11,50	5.222,8	22.733,8	77,3
12,0	5.597,8	0,27	11,50-12,50	3.591,9	26.325,7	89,5
13,0	5.600,0	0,21	12,50-13,50	1.915,3	28.271,0	96,1
14,0	5.600,0	0,17	13,50-14,50	820,9	29.092,0	98,9
15,0	5.600,0	0,14	14,50-15,50	262,1	29.354,1	99,8
16,0	5.600,0	0,11	15,50-16,50	61,8	29.416,2	100,0
17,0	5.600,0	0,10	16,50-17,50	10,1	29.426,5	100,0
18,0	5.600,0	0,08	17,50-18,50	1,2	29.427,7	100,0
19,0	5.538,0	0,07	18,50-19,50	0,1	29.427,8	100,0
20,0	5.147,0	0,05	19,50-20,50	0,0	29.427,8	100,0
21,0	4.514,0	0,04	20,50-21,50	0,0	29.427,8	100,0
22,0	3.870,0	0,03	21,50-22,50	0,0	29.427,8	100,0
23,0	3.225,0	0,02	22,50-23,50	0,0	29.427,8	100,0
24,0	2.584,0	0,02	23,50-24,50	0,0	29.427,8	100,0


Figura 21: Detalhes da curva de potência do Vestas V162 5,6 MW

GE WIND ENERGY GE 2.0-116 2000 116.0 !O! Level 0 - Calculated - Normal Operation - 2011[MWh] 4.769 6.806 8.580 10.037 11.190 12.054
Check value [%] 1 0 0 0 0 0

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.
For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.
The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.
Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed Ct curve [m/s]	
3,0	0,0	0,00	3,0	1,55
3,5	62,0	0,22	3,5	0,95
4,0	139,0	0,34	4,0	0,89
4,5	231,0	0,39	4,5	0,88
5,0	341,0	0,42	5,0	0,88
5,5	473,0	0,44	5,5	0,86
6,0	627,0	0,45	6,0	0,85
6,5	804,0	0,45	6,5	0,84
7,0	1.008,0	0,45	7,0	0,84
7,5	1.241,0	0,45	7,5	0,84
8,0	1.500,0	0,45	8,0	0,83
8,5	1.731,0	0,44	8,5	0,77
9,0	1.879,0	0,40	9,0	0,67
9,5	1.988,0	0,36	9,5	0,56
10,0	2.000,0	0,31	10,0	0,47
10,5	2.000,0	0,27	10,5	0,40
11,0	2.000,0	0,23	11,0	0,34
11,5	2.000,0	0,20	11,5	0,29
12,0	2.000,0	0,18	12,0	0,26
12,5	2.000,0	0,16	12,5	0,22
13,0	2.000,0	0,14	13,0	0,20
13,5	2.000,0	0,13	13,5	0,18
14,0	2.000,0	0,11	14,0	0,16
14,5	2.000,0	0,10	14,5	0,14
15,0	2.000,0	0,09	15,0	0,13
15,5	2.000,0	0,08	15,5	0,12
16,0	2.000,0	0,08	16,0	0,11
16,5	2.000,0	0,07	16,5	0,10
17,0	2.000,0	0,06	17,0	0,09
17,5	2.000,0	0,06	17,5	0,08
18,0	2.000,0	0,05	18,0	0,08
18,5	2.000,0	0,05	18,5	0,07
19,0	2.000,0	0,05	19,0	0,07
19,5	2.000,0	0,04	19,5	0,06
20,0	2.000,0	0,04	20,0	0,06
20,5	2.000,0	0,04	20,5	0,06
21,0	2.000,0	0,03	21,0	0,05
21,5	2.000,0	0,03	21,5	0,05
22,0	2.000,0	0,03	22,0	0,05
22,5	2.000,0	0,03	22,5	0,04
23,0	2.000,0	0,03	23,0	0,04
23,5	2.000,0	0,02	23,5	0,04
24,0	2.000,0	0,02	24,0	0,04
24,5	2.000,0	0,02	24,5	0,04
25,0	2.000,0	0,02	25,0	0,03

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,166 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	0,0	0,00	2,50-3,50	10,0	10,0	0,1
4,0	128,7	0,33	3,50-4,50	82,0	92,0	1,1
5,0	322,6	0,42	4,50-5,50	299,6	391,5	4,5
6,0	596,0	0,45	5,50-6,50	730,0	1.121,5	13,0
7,0	960,2	0,45	6,50-7,50	1.337,8	2.459,3	28,5
8,0	1.430,0	0,45	7,50-8,50	1.860,2	4.319,5	50,0
9,0	1.830,7	0,41	8,50-9,50	1.851,7	6.171,2	71,5
10,0	1.995,0	0,32	9,50-10,50	1.287,8	7.458,9	86,4
11,0	2.000,0	0,24	10,50-11,50	670,4	8.129,4	94,2
12,0	2.000,0	0,19	11,50-12,50	299,3	8.428,7	97,6
13,0	2.000,0	0,15	12,50-13,50	127,2	8.555,9	99,1
14,0	2.000,0	0,12	13,50-14,50	51,4	8.607,3	99,7
15,0	2.000,0	0,10	14,50-15,50	18,2	8.625,5	99,9
16,0	2.000,0	0,08	15,50-16,50	5,3	8.630,8	100,0
17,0	2.000,0	0,07	16,50-17,50	1,2	8.632,1	100,0
18,0	2.000,0	0,06	17,50-18,50	0,2	8.632,3	100,0
19,0	2.000,0	0,05	18,50-19,50	0,1	8.632,4	100,0
20,0	2.000,0	0,04	19,50-20,50	0,0	8.632,4	100,0
21,0	2.000,0	0,04	20,50-21,50	0,0	8.632,4	100,0
22,0	2.000,0	0,03	21,50-22,50	0,0	8.632,4	100,0
23,0	2.000,0	0,03	22,50-23,50	0,0	8.632,4	100,0
24,0	2.000,0	0,02	23,50-24,50	0,0	8.632,4	100,0
25,0	2.000,0	0,02	24,50-25,50	0,0	8.632,4	100,0

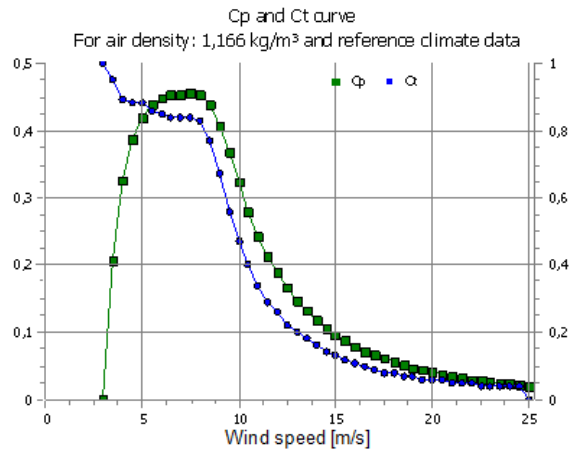
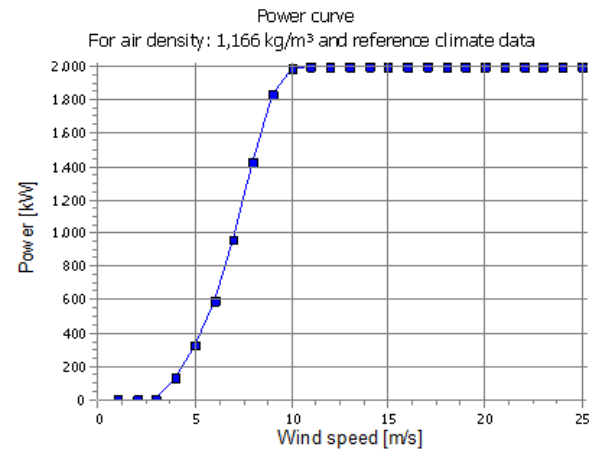


Figura 22: Detalhes da curva de potência da GE 116 2 MW

5.4 Layout e localização do parque eólico

O parque eólico planejado está bem posicionado em relação às direções predominantes, e é confirmado pelo baixo valor da perda de arrasto calculada; a camada foi otimizada para reduzir as perdas de arrasto e o decaimento de arrasto, de modo que a distância entre as linhas ortogonais ao vento está aumentando com o número de linhas e começa com um valor mínimo de cerca de 3,2 km, até cerca de 5,5 km as últimas linhas.

Na tabela abaixo estão as coordenadas WGS 84 de posições WT, enquanto na tabela abaixo estão representadas as distâncias horizontais entre as turbinas eólicas.

Tabela 13: Matriz de distância da turbina eólica

Label	WGS 84 Zone 24 East [m]	WGS 84 Zone 24 North [m]	Z [m]	Nearest WTG [m]	Horizontal distance [m]
C01	543747	9597143	0	C02	880
C02	544323	9597808	0	C01	880
C03	544900	9598473	0	C02	880
C04	545476	9599139	0	C05	878
C05	546052	9599801	0	C04	878
C06	546628	9600469	0	C07	878
C07	547203	9601133	0	C06	878
C08	547780	9601799	0	C07	881
C09	541778	9598534	0	C10	880
C10	542354	9599199	0	C09	880
C11	542930	9599865	0	C12	880
C12	543506	9600530	0	C13	878
C13	544083	9601192	0	C12	878
C14	544659	9601860	0	C15	881
C15	545234	9602528	0	C14	881
C16	545810	9603196	0	C15	882
C17	546385	9603865	0	C18	882
C18	546961	9604533	0	C19	872
C19	547534	9605190	0	C18	872
C20	538910	9600380	0	C21	880
C21	539487	9601045	0	C22	879
C22	540062	9601710	0	C21	879
C23	540639	9602376	0	C24	880
C24	541215	9603041	0	C25	880
C25	541791	9603706	0	C26	880

Label	WGS 84 Zone 24 East [m]	WGS 84 Zone 24 North [m]	Z [m]	Nearest WTG [m]	Horizontal distance [m]
C26	542367	9604371	0	C27	880
C27	542943	9605036	0	C28	876
C28	543512	9605702	0	C27	876
C29	544096	9606367	0	C30	880
C31	545248	9607697	0	C30	880
C32	545851	9608394	0	C31	922
C33	535331	9602939	0	C34	881
C34	535907	9603605	0	C35	880
C35	536484	9604270	0	C36	880
C36	537060	9604935	0	C37	880
C37	537636	9605600	0	C38	880
C38	538212	9606265	0	C37	880
C39	538788	9606931	0	C40	880
C40	539364	9607596	0	C41	879
C41	539940	9608260	0	C40	879
C42	540516	9608925	0	C41	880
C43	541092	9609591	0	C44	880
C44	541668	9610256	0	C45	880
C45	542244	9610921	0	C44	880
C46	542821	9611586	0	C47	879
C47	543396	9612251	0	C46	879
C48	543972	9612916	0	C47	880
C49	539387	9592831	0	C50	627
C50	538799	9593049	0	C49	627
C51	538116	9593470	0	C52	667
C52	537557	9593834	0	C53	616
C53	537075	9594218	0	C52	616
C54	536508	9594629	0	C55	623
C55	536054	9595055	0	C56	593
C56	535631	9595470	0	C55	593
C57	535082	9596128	0	C58	665
C58	534574	9596557	0	C57	665
C59	534169	9597104	0	C58	681
C31	545248	9607697	0	C30	880

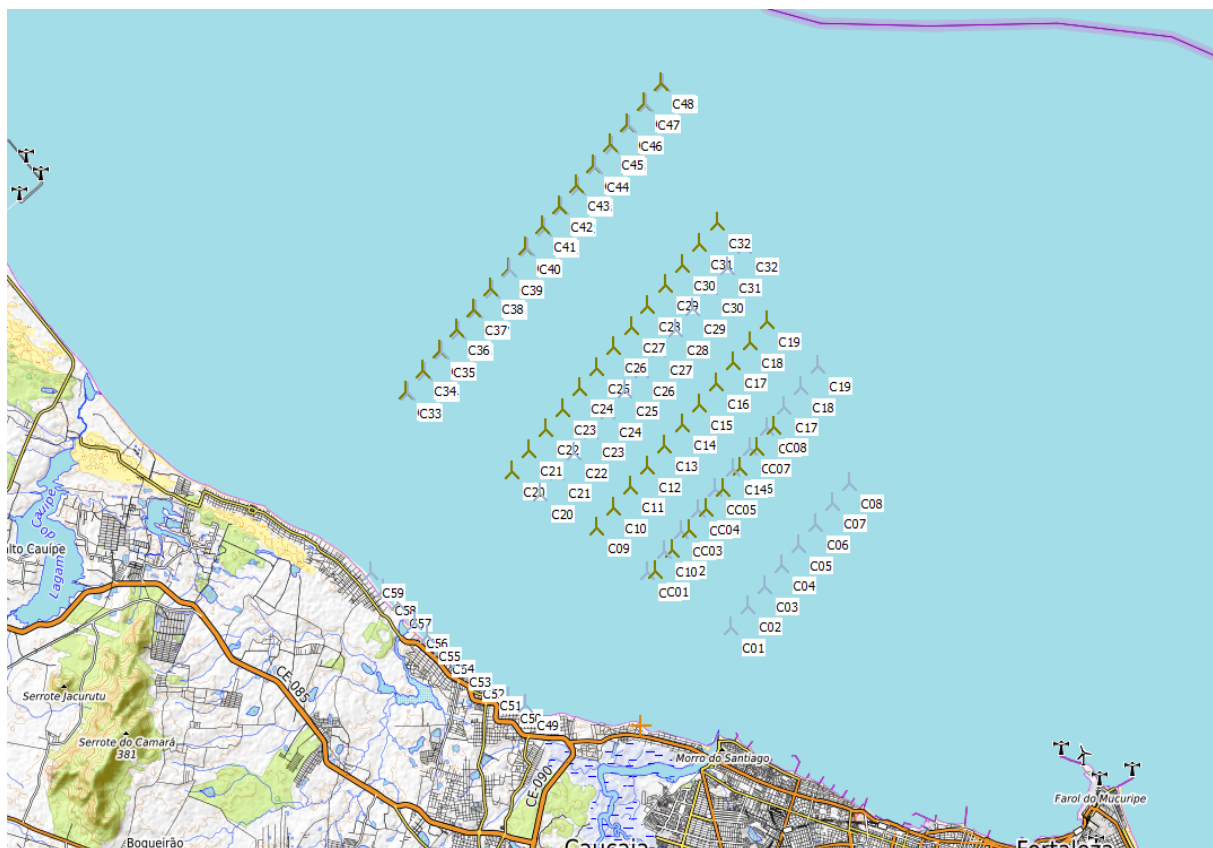


Figura 23: Evidência gráfica de design de layout e distâncias. Para cada WT é afixado com uma linha verde uma elipse com um eixo maior ajustado a 7 D orientado na direção predominante do vento. O eixo menor é igual a 3D

6 ESTIMATIVA DO RENDIMENTO DE ENERGIA

6.1 Resultados

Esperando pelas curvas oficiais de potência do WEC mais recente desenvolvido para fins offshore, o seguinte modelo de WTG foi o teste para o layout do parque eólico:

48 * Siemens SG 6.0-170 +11 * SWT-2.3-101-2.300

48 * Vestas V162-5.6 + 11 * VESTAS V110-2.0

48 * Siemens SG 8.0-154 + 11 * SWT-2.3-101-2.300

48 * Vestas V164-10.0 + 11 * VESTAS V110-2.0

48 * Vestas V174-9.5 + 11 * VESTAS V110-2.0

48 * GE Wind GE 220 12 MW + 11 * GE Wind 116 -2.0 MW

Os seguintes parâmetros do modelo foram aplicados

- **WAKE MODEL : N.O. Jensen (RISO/EMD Park 2018)**
- **WAKE DECAY COSTANT : DTU offshore padrão WDC = 0.06**

A velocidade média prevista do vento à altura do cubo para o parque eólico de Caucaia é calculada em cerca de 8,5 m / s para 120 m a.g.l. com distribuições estatísticas de vento que garantem uma produção de energia confiável e boa, levando em conta cerca de 8,5% das perdas técnicas.

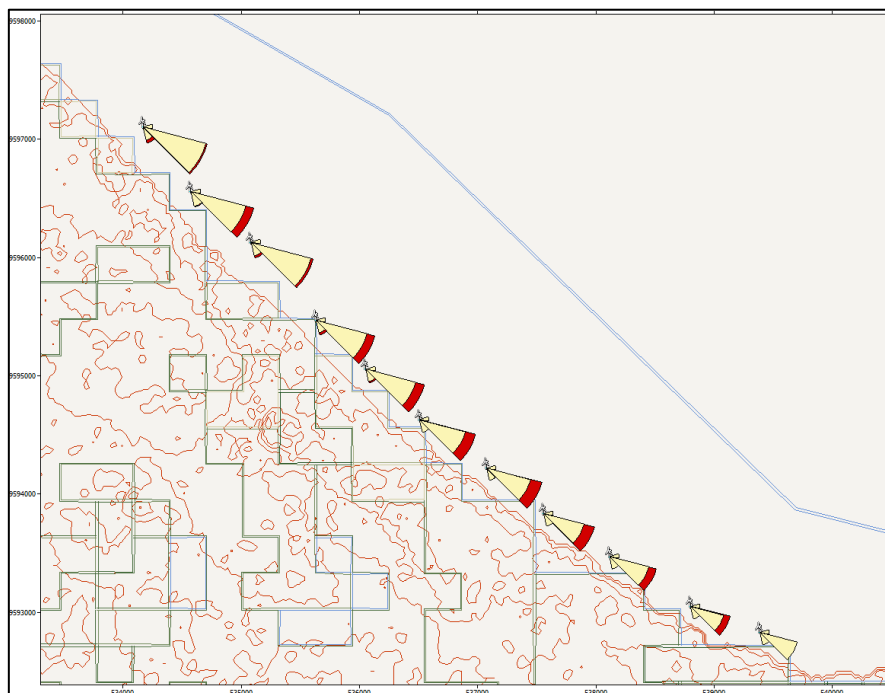
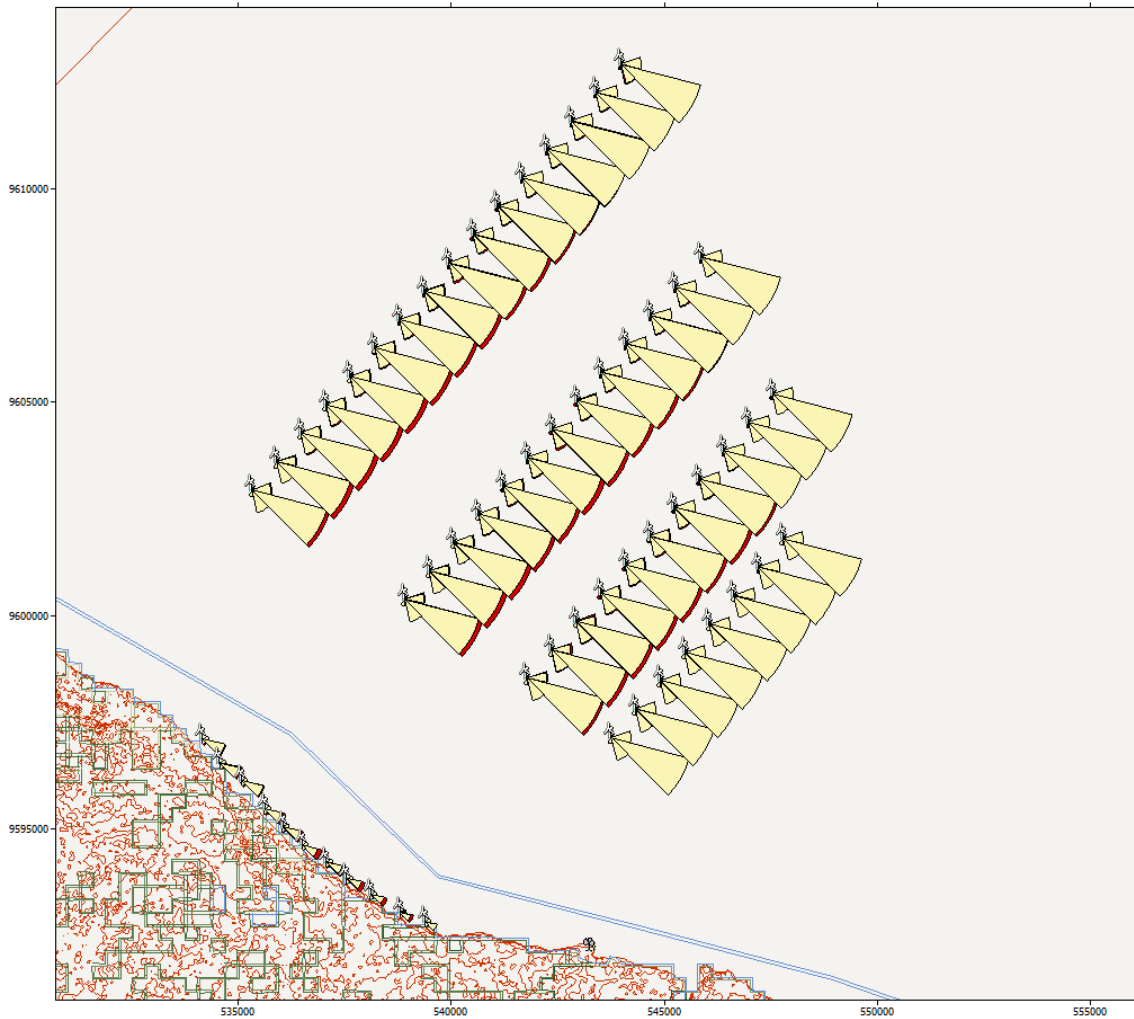
Com base na curva de potência especificada e na metodologia descrita, a produção de energia foi calculada e os resultados são relatados abaixo.

Tabela 14: Parâmetros Principais do Projeto

WINDFARM	Caucaia
N° WTG	48 WT OFFSHORE + 11 WT ONSHORE (COSTEIRO)

Tabela 15: Síntese de todos os valores estimados de AEP

Tipo de Turbina	Nº WTG	Tipo	Potência Total (MW)	Altura do Hub a.g.l (m)	AEP Total Bruto (GWh)	Perda de Arrasto Total AEP (GWh)	Perdas Técnicas Totais da Net AEP (GWh)	Perda de Arrasto Média (%)	MWh/MW	F.C (%)
48*Siemens SG 6.0-170 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Onshore	313,300	[110-80]	1712,984	1644,071	1504,325	4,89	4802	54,8%
48*VESTAS V162-5.6 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Onshore	290,800	[110-95]	1609,384	1547,341	1415,817	4,50	4869	55,5%
48*Siemens SG 8.0-154 + 11*Siemens SWT-2.3-101	59	Offshore	409,300	[110-80]	1361,148	1285,242	1175,996	6,15	2873	32,8%
48*VESTAS V164-10.0 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	502,000	[110-95]	1977,866	1863,093	1704,730	6,25	3396	38,7%
48*VESTAS V174-9.5 + 11*VESTAS V110-2.0	59	Offshore	478,000	[110-95]	2144,708	2029,655	1857,134	5,89	3885	44,3%
48*GE WIND 220 12 MW + 11*GE 116-2.0	59	Offshore	598,000	[150-90]	3201,767	3022,584	2765,664	6,27	4625	52,8%




 TENPROJECT	PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE RENDIMENTO DE ENERGIA	Código Revisão Data criação Data revisão Página	GE.CAU002 02/11/2018 24/05/2019 62 de 120
---	--	---	--

Figura 24: Evidência gráfica da perda de arrasto do layout (Wasp 11)

6.2 Perdas Estimadas

Os rendimentos de energia calculados são baseados nas curvas de potência, nos efeitos de sombreamento de arrasto e nas condições de vento calculadas e não levam em conta reduções devido à disponibilidade limitada de turbinas eólicas, perdas elétricas etc. Os valores de desconto determinados para esses efeitos foram estimados por cálculos específicos do projeto ou assumidos de acordo com a experiência.

Os seguintes efeitos podem ser considerados como uma redução relevante da produção de energia:

- As perdas elétricas da fiação e da estação de interconexão dependem do projeto específico da conexão à rede e dos componentes envolvidos. Para este estudo os valores apresentados são baseados em estimação, mas eles podem ser calculados recebendo informações detalhadas.
- A disponibilidade é uma disponibilidade média estimada durante a operação normal, e presume-se que seja ligeiramente superior às condições contratuais acordadas para um parque eólico, devido à tecnologia inovadora específica adotada para o local. Deve-se considerar que as perdas dependem fortemente da estratégia do sistema de controle da turbina eólica e a disponibilidade é muitas vezes menor nos primeiros meses de operação.
- A manutenção planejada geralmente não é incluída no nível de indisponibilidade. Detalhes para a manutenção devem ser determinados nos contratos. A influência é estimada como bastante limitada (80 horas com velocidade média do vento), sob o pressuposto de que existe um bom conceito de manutenção.
- A disponibilidade da rede no local é considerada alta (tempo de parada da rede de 50 horas com velocidade média do vento). Essa é uma suposição geral sem considerar as propriedades específicas do local.
- Se as turbinas eólicas precisarem ser retiradas temporariamente da rede ou se as turbinas estiverem funcionando em um modo de operação com limitação de energia devido a ordens administrativas, isso deve ser considerado separadamente. Descontos para tais efeitos não foram levados em conta.
- Ao longo da vida útil das turbinas eólicas, pode-se esperar que as pás do rotor não mantenham seu perfil aerodinâmico ideal. Isto é devido a sujeira, insetos, nevasca e gelo. Também devemos levar em consideração o envelhecimento do material da pá do rotor, devido a isso, uma pequena perda de degradação da lâmina do rotor é assumida.

A fonte potencial de perdas de energia foi avaliada e deduzida do PEA bruto, eles são estimados em valores conhecidos empíricos e são relatados abaixo.

Tabela 16: Detalhamento das perdas técnicas estimadas

Perdas Técnicas		
Especificações	Entrada	Valor de Perda [%]
Disponibilidade		0
Disponibilidade do Aeroogerador	Garantida	3
Balance of plant (BOP)	Suposição	0,8
Disponibilidade da Rede Elétrica	Suposição	0,5
Outras Disponibilidades	Suposição	0,1
Perdas de Desempenho		0
Histerese para ventos de alta intensidade	Suposição	0,1
Variabilidade do campo de fluxo ventoso	Suposição	0
Perdas de desempenho / outras (congelamento / degradação de hélices)	Suposição	0
Perdas Elétricas		
Perdas de vazamento elétrico		3,5
Degradação da planta		0,1
Perdas por Causas Ambientais		
Perdas de desempenho devido a causas diferentes de "congelamento"	Suposição	0
Parada da máquina para relâmpagos / granizo / outros	Suposição	0,1
Temperaturas extremas	Suposição	0,1
Inacessibilidade e força maior	Suposição	0,1
Vegetação circundante (crescimento / abate)	Suposição	0
Perdas por Limitações/Reduções		
Gestão do setor eólico	Suposição	0
Rede de eletricidade (limitações / ordens de despacho)	Suposição	0
Limitações na produção de energia acordada	Suposição	0
Limitações de energia para redução de ruído	Calculada	0
Limitações de potência para reduções de cintilação	Calculada	0
Limitações de poder para pássaros / quirópteros	Suposição	0
Limitações / other	Suposição	0,1
Perdas Técnicas Totais	Calculada	8,5



Tabela 18: Resultados definitivos avaliados para o Vestas V162 5.6 / V110 2.0

		MED Misure Elaborazione Dati				VESTAS V162 5,6 MW H 105 E V110 2,0 MW						
ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/M W]	
OFFSHORE	C01	543747	9597143	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,065	30,858	0,67	28,235	8,82	5042
	C02	544323	9597808	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,101	30,877	0,72	28,252	8,82	5045
	C03	544900	9598473	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,136	30,912	0,72	28,284	8,83	5051
	C04	545476	9599139	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,145	30,925	0,71	28,296	8,83	5053
	C05	546052	9599801	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,134	30,926	0,67	28,298	8,83	5053
	C06	546628	9600469	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,133	30,941	0,62	28,311	8,83	5056
	C07	547203	9601133	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,132	30,974	0,51	28,341	8,83	5061
	C08	547780	9601799	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,138	31,089	0,16	28,446	8,84	5080
	C09	541778	9598534	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,062	29,732	4,28	27,205	8,82	4858
	C10	542354	9599199	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,094	29,598	4,81	27,082	8,82	4836
	C11	542930	9599865	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,124	29,540	5,09	27,029	8,83	4827
	C12	543506	9600530	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,135	29,529	5,16	27,019	8,83	4825
	C13	544083	9601192	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,144	29,560	5,08	27,048	8,84	4830
	C14	544659	9601860	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,120	29,628	4,80	27,110	8,83	4841
	C15	545234	9602528	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,136	29,793	4,31	27,261	8,83	4868
	C16	545810	9603196	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,147	30,154	3,19	27,591	8,84	4927
	C17	546385	9603865	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,141	30,673	1,50	28,066	8,84	5012
	C18	546961	9604533	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,136	30,839	0,95	28,218	8,84	5039
	C19	547534	9605190	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,132	31,027	0,34	28,389	8,84	5070
	C20	538910	9600380	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,031	29,586	4,66	27,071	8,81	4834
	C21	539487	9601045	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,088	29,424	5,35	26,923	8,82	4808
	C22	540062	9601710	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,106	29,358	5,62	26,862	8,83	4797
	C23	540639	9602376	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,117	29,320	5,77	26,828	8,83	4791
	C24	541215	9603041	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,118	29,317	5,79	26,825	8,83	4790
	C25	541791	9603706	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,128	29,344	5,73	26,850	8,83	4795
	C26	542367	9604371	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,114	29,436	5,39	26,934	8,83	4810
	C27	542943	9605036	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,118	29,597	4,89	27,081	8,83	4836
	C28	543512	9605702	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,127	29,793	4,29	27,261	8,83	4868
	C29	544096	9606367	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,130	29,986	3,67	27,437	8,84	4900
	C30	544672	9607032	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,123	30,262	2,77	27,689	8,83	4945
	C31	545248	9607697	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,127	30,615	1,64	28,013	8,83	5002
	C32	545851	9608394	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,124	30,866	0,83	28,242	8,83	5043
	C33	535331	9602939	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,014	29,595	4,58	27,079	8,81	4836
	C34	535907	9603605	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,049	29,448	5,16	26,945	8,82	4812
	C35	536484	9604270	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,069	29,387	5,41	26,889	8,82	4802
	C36	537060	9604935	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,094	29,373	5,53	26,876	8,83	4799
	C37	537636	9605600	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,097	29,374	5,54	26,878	8,83	4800
	C38	538212	9606265	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,103	29,403	5,47	26,904	8,83	4804
	C39	538788	9606931	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,114	29,458	5,32	26,954	8,83	4813
	C40	539364	9607596	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,110	29,522	5,11	27,013	8,83	4824
	C41	539940	9608260	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,111	29,634	4,75	27,115	8,83	4842
	C42	540516	9608925	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,111	29,773	4,30	27,243	8,83	4865
	C43	541092	9609591	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,112	29,918	3,84	27,375	8,83	4888
	C44	541668	9610256	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,114	30,095	3,28	27,537	8,83	4917
	C45	542244	9610921	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,110	30,341	2,47	27,762	8,83	4958
	C46	542821	9611586	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,111	30,564	1,76	27,966	8,83	4994
	C47	543396	9612251	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,110	30,710	1,29	28,100	8,83	5018
	C48	543972	9612916	VESTAS V162-5.6-5.600	5600	105	31,110	30,883	0,73	28,258	8,83	5046
MEAN VALUES												
TOTAL				268.800		1493,348	1441,957		1319,391		4908	
ONSHORE	C49	539387	9592831	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	9,140	9,120	0,22	8,344	7,21	4172
	C50	538799	9593049	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	9,409	8,565	8,97	7,837	7,32	3918
	C51	538116	9593470	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	9,830	8,885	9,62	8,130	7,49	4065
	C52	537557	9593834	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	10,313	9,086	11,89	8,314	7,69	4157
	C53	537075	9594218	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	10,591	9,248	12,68	8,462	7,82	4231
	C54	536508	9594629	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	10,724	9,429	12,07	8,628	7,88	4314
	C55	536054	9595055	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	10,912	9,656	11,51	8,835	7,98	4418
	C56	535631	9595470	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	11,025	9,790	11,20	8,958	8,03	4479
	C57	535082	9596128	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	11,300	10,623	5,99	9,720	8,17	4860
	C58	534574	9596557	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	11,319	10,240	9,54	9,369	8,18	4685
	C59	534169	9597104	VESTAS V110-2.0-2.000	2000	95	11,473	10,743	6,36	9,830	8,27	4915
MEAN VALUES												
TOTAL				22.000		116,036	105,384		9,097	8,766	4383	
ALL WT MEAN VALUES												
TOTAL				290.800		1.609,384	1.547,341		4,496	1.415,817		4869



PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA
ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE
RENDIMENTO DE ENERGIA

Código
Revisão
Data criação
Data revisão
Página

GE.CAU002
02/11/2018
24/05/2019
66 de 120

Tabela 19: Resultados definitivos avaliados para Siemens SG 8.0 154 / 2.3 101

	MED Misure Elaborazione Dati				SIEMENS GAMESA SG 154 8 MW E SG 113 2,3 MW							
	ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/M W]
OFFSHORE	C01	543747	9597143	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,061	25,865	0,75	23,666	8,84	2958
	C02	544323	9597808	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,110	25,899	0,81	23,697	8,85	2962
	C03	544900	9598473	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,174	25,964	0,80	23,757	8,85	2970
	C04	545476	9599139	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,190	25,983	0,79	23,774	8,86	2972
	C05	546052	9599801	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,176	25,978	0,75	23,770	8,86	2971
	C06	546628	9600469	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,183	25,998	0,71	23,788	8,86	2974
	C07	547203	9601133	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,189	26,033	0,60	23,820	8,86	2978
	C08	547780	9601799	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,200	26,151	0,19	23,928	8,86	2991
	C09	541778	9598534	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,085	24,366	6,59	22,295	8,84	2787
	C10	542354	9599199	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,126	24,214	7,32	22,155	8,85	2769
	C11	542930	9599865	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,171	24,153	7,71	22,100	8,85	2763
	C12	543506	9600530	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,184	24,144	7,79	22,092	8,86	2762
	C13	544083	9601192	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,201	24,189	7,68	22,133	8,86	2767
	C14	544659	9601860	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,160	24,268	7,23	22,205	8,85	2776
	C15	545234	9602528	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,195	24,487	6,52	22,405	8,86	2801
	C16	545810	9603196	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,214	24,980	4,71	22,856	8,86	2857
	C17	546385	9603865	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,207	25,700	1,93	23,516	8,86	2939
	C18	546961	9604533	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,204	25,896	1,18	23,695	8,86	2962
	C19	547534	9605190	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,199	26,098	0,39	23,879	8,86	2985
	C20	538910	9600380	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,057	24,203	7,12	22,146	8,84	2768
	C21	539487	9601045	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,135	23,986	8,22	21,947	8,85	2743
	C22	540062	9601710	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,163	23,911	8,61	21,878	8,85	2735
	C23	540639	9602376	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,176	23,865	8,83	21,836	8,85	2730
	C24	541215	9603041	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,176	23,861	8,84	21,833	8,85	2729
	C25	541791	9603706	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,194	23,902	8,75	21,871	8,86	2734
	C26	542367	9604371	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,173	24,020	8,23	21,978	8,85	2747
	C27	542943	9605036	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,180	24,239	7,41	22,179	8,85	2772
	C28	543512	9605702	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,194	24,489	6,51	22,407	8,86	2801
	C29	544096	9606367	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,200	24,742	5,56	22,639	8,86	2830
	C30	544672	9607032	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,190	25,126	4,06	22,990	8,85	2874
	C31	545248	9607697	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,198	25,611	2,24	23,434	8,86	2929
	C32	545851	9608394	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,194	25,908	1,09	23,706	8,86	2963
	C33	535331	9602939	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,043	24,217	7,01	22,158	8,83	2770
	C34	535907	9603605	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,092	24,020	7,94	21,978	8,84	2747
	C35	536484	9604270	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,116	23,943	8,32	21,908	8,84	2738
	C36	537060	9604935	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,153	23,929	8,51	21,895	8,85	2737
	C37	537636	9605600	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,158	23,935	8,50	21,901	8,85	2738
	C38	538212	9606265	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,164	23,974	8,37	21,936	8,85	2742
	C39	538788	9606931	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,185	24,053	8,14	22,008	8,85	2751
	C40	539364	9607596	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,177	24,135	7,80	22,084	8,85	2760
	C41	539940	9608260	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,177	24,282	7,24	22,218	8,85	2777
	C42	540516	9608925	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,179	24,474	6,51	22,393	8,85	2799
	C43	541092	9609591	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,179	24,668	5,77	22,572	8,85	2821
	C44	541668	9610256	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,183	24,909	4,87	22,792	8,85	2849
	C45	542244	9610921	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,179	25,257	3,52	23,110	8,85	2889
	C46	542821	9611586	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,181	25,566	2,35	23,393	8,85	2924
	C47	543396	9612251	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,178	25,744	1,66	23,556	8,85	2944
	C48	543972	9612916	Siemens Gamesa 8.0-154	8000	110	26,180	25,933	0,94	23,729	8,85	2966
	MEAN VALUES								5,154	22,708		2839
	TOTAL				384.000		1255,986	1191,265		1090,008		
ONSHORE	C49	539387	9592831	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	7,790	7,770	0,26	7,110	6,96	3091
	C50	538799	9593049	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	8,083	7,249	10,32	6,633	7,06	2884
	C51	538116	9593470	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	8,639	7,666	11,26	7,014	7,25	3050
	C52	537557	9593834	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	9,207	7,923	13,94	7,250	7,46	3152
	C53	537075	9594218	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	9,584	8,137	15,10	7,445	7,60	3237
	C54	536508	9594629	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	9,752	8,385	14,02	7,672	7,66	3336
	C55	536054	9595055	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	10,032	8,698	13,29	7,959	7,77	3460
	C56	535631	9595470	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	10,169	8,886	12,61	8,131	7,82	3535
	C57	535082	9596128	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	10,539	9,850	6,53	9,013	7,97	3919
	C58	534574	9596557	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	10,583	9,364	11,52	8,568	7,98	3725
	C59	534169	9597104	Siemens SWT-2.3-101	2300	80	10,785	10,048	6,83	9,194	8,07	3997
		MEAN VALUES								10,518	7,817	
	TOTAL				25.300		105,163	93,976		85,988		
ALL WT	MEAN VALUES								6,154			2873
	TOTAL				409.300		1.361,148	1.285,242		1.175,996		

Tabela 20: Resultados definitivos avaliados para o Vestas V164 10.0 MW / V110 2.0 MW

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	MED Misure Elaborazione Dati		48*VESTAS V164 10 MW e 11*V110 2MW							
			WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/M W]	
C01	543747	9597143	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,669	38,343	0,84	35,083	8,84	3508	
C02	544323	9597808	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,730	38,378	0,91	35,116	8,85	3512	
C03	544900	9598473	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,808	38,457	0,90	35,189	8,85	3519	
C04	545476	9599139	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,826	38,480	0,89	35,209	8,86	3521	
C05	546052	9599801	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,806	38,477	0,85	35,206	8,86	3521	
C06	546628	9600469	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,814	38,505	0,80	35,232	8,86	3523	
C07	547203	9601133	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,819	38,558	0,67	35,280	8,86	3528	
C08	547780	9601799	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,832	38,750	0,21	35,457	8,86	3546	
C09	541778	9598534	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,691	35,942	7,11	32,887	8,84	3289	
C10	542354	9599199	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,744	35,680	7,91	32,647	8,85	3265	
C11	542930	9599865	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,799	35,566	8,33	32,543	8,85	3254	
C12	543506	9600530	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,815	35,545	8,42	32,524	8,86	3252	
C13	544083	9601192	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,836	35,611	8,31	32,584	8,86	3258	
C14	544659	9601860	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,784	35,750	7,82	32,711	8,85	3271	
C15	545234	9602528	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,826	36,086	7,05	33,019	8,86	3302	
C16	545810	9603196	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,849	36,863	5,11	33,730	8,86	3373	
C17	546385	9603865	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,840	38,009	2,14	34,778	8,86	3478	
C18	546961	9604533	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,834	38,324	1,31	35,067	8,86	3507	
C19	547534	9605190	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,828	38,658	0,44	35,372	8,86	3537	
C20	538910	9600380	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,651	35,686	7,47	32,652	8,84	3265	
C21	539487	9601045	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,750	35,310	8,88	32,308	8,85	3231	
C22	540062	9601710	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,783	35,175	9,30	32,185	8,85	3219	
C23	540639	9602376	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,801	35,096	9,55	32,113	8,85	3211	
C24	541215	9603041	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,801	35,088	9,57	32,106	8,85	3211	
C25	541791	9603706	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,823	35,147	9,47	32,160	8,86	3216	
C26	542367	9604371	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,796	35,340	8,91	32,336	8,85	3234	
C27	542943	9605036	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,803	35,687	8,03	32,654	8,85	3265	
C28	543512	9605702	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,821	36,084	7,05	33,017	8,86	3302	
C29	544096	9606367	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,828	36,489	6,03	33,387	8,86	3339	
C30	544672	9607032	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,815	37,098	4,42	33,945	8,85	3394	
C31	545248	9607697	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,824	37,865	2,47	34,646	8,86	3465	
C32	545851	9608394	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,819	38,351	1,20	35,091	8,86	3509	
C33	535331	9602939	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,628	35,710	7,56	32,674	8,83	3267	
C34	535907	9603605	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,690	35,371	8,58	32,365	8,84	3236	
C35	536484	9604270	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,722	35,235	9,00	32,240	8,84	3224	
C36	537060	9604935	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,769	35,198	9,21	32,206	8,85	3221	
C37	537636	9605600	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,775	35,203	9,21	32,210	8,85	3221	
C38	538212	9606265	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,782	35,262	9,08	32,265	8,85	3226	
C39	538788	9606931	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,808	35,379	8,83	32,372	8,85	3237	
C40	539364	9607596	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,798	35,515	8,46	32,496	8,85	3250	
C41	539940	9608260	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,797	35,749	7,85	32,711	8,85	3271	
C42	540516	9608925	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,799	36,054	7,08	32,989	8,85	3299	
C43	541092	9609591	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,799	36,367	6,27	33,276	8,85	3328	
C44	541668	9610256	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,804	36,751	5,29	33,627	8,85	3363	
C45	542244	9610921	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,798	37,305	3,85	34,134	8,85	3413	
C46	542821	9611586	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,801	37,793	2,60	34,581	8,85	3458	
C47	543396	9612251	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,797	38,082	1,85	34,845	8,85	3484	
C48	543972	9612916	VESTAS V164-10.0	10000	110	38,799	38,392	1,05	35,129	8,85	3513	
MEAN VALUES									5,591	33,507	3351	
TOTAL				480.000		1861,830	1757,762		1608,352			
ONSHORE	C49	539387	9592831	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,140	9,117	0,25	8,342	7,21	4171
	C50	538799	9593049	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,409	8,562	9,00	7,834	7,32	3917
	C51	538116	9593470	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,830	8,882	9,65	8,127	7,49	4063
	C52	537557	9593834	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,313	9,083	11,92	8,311	7,69	4156
	C53	537075	9594218	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,591	9,244	12,71	8,459	7,82	4229
	C54	536508	9594629	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,724	9,425	12,11	8,624	7,88	4312
	C55	536054	9595055	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,912	9,651	11,55	8,831	7,98	4416
	C56	535631	9595470	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,025	9,785	11,25	8,953	8,03	4477
	C57	535082	9596128	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,300	10,617	6,05	9,715	8,17	4857
	C58	534574	9596557	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,319	10,232	9,61	9,362	8,18	4681
	C59	534169	9597104	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,473	10,732	6,46	9,820	8,27	4910
MEAN VALUES									9,141	8,762	4381	
TOTAL				22.000		116,036	105,332		96,378			
ALL	MEAN VALUES								6,253		3396	
WT	TOTAL				502.000		1.977,866	1.863,093		1.704,730		



Tabela 21: Resultados definitivos avaliados para o Vestas V174 9,5 MW / V110 2,0 MW

				MED Misure Elaborazione Dati		48*VESTAS V174 9,5 MW e 11*V110 2MW						
	ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/M W]
OFFSHORE	C01	543747	9597143	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,166	41,814	0,83	38,260	8,84	4027
	C02	544323	9597808	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,223	41,845	0,90	38,288	8,85	4030
	C03	544900	9598473	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,296	41,920	0,89	38,356	8,85	4038
	C04	545476	9599139	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,310	41,939	0,88	38,374	8,86	4039
	C05	546052	9599801	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,289	41,937	0,83	38,372	8,86	4039
	C06	546628	9600469	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,294	41,966	0,78	38,398	8,86	4042
	C07	547203	9601133	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,296	42,023	0,65	38,451	8,86	4047
	C08	547780	9601799	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,307	42,223	0,20	38,634	8,86	4067
	C09	541778	9598534	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,177	39,452	6,46	36,099	8,84	3800
	C10	542354	9599199	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,230	39,187	7,21	35,856	8,85	3774
	C11	542930	9599865	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,281	39,068	7,60	35,747	8,85	3763
	C12	543506	9600530	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,296	39,046	7,68	35,727	8,86	3761
	C13	544083	9601192	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,316	39,110	7,58	35,786	8,86	3767
	C14	544659	9601860	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,264	39,249	7,13	35,913	8,85	3780
	C15	545234	9602528	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,302	39,584	6,43	36,219	8,86	3813
	C16	545810	9603196	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,323	40,343	4,68	36,914	8,86	3886
	C17	546385	9603865	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,313	41,458	2,02	37,934	8,86	3993
	C18	546961	9604533	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,307	41,779	1,25	38,227	8,86	4024
	C19	547534	9605190	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,300	42,120	0,42	38,540	8,86	4057
	C20	538910	9600380	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,132	39,164	7,04	35,835	8,84	3772
	C21	539487	9601045	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,230	38,795	8,14	35,497	8,85	3737
	C22	540062	9601710	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,260	38,656	8,53	35,370	8,85	3723
	C23	540639	9602376	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,276	38,577	8,75	35,298	8,85	3716
	C24	541215	9603041	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,278	38,570	8,77	35,291	8,85	3715
	C25	541791	9603706	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,297	38,627	8,68	35,344	8,86	3720
	C26	542367	9604371	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,270	38,821	8,16	35,522	8,85	3739
	C27	542943	9605036	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,277	39,162	7,37	35,834	8,85	3772
	C28	543512	9605702	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,293	39,563	6,45	36,200	8,86	3811
	C29	544096	9606367	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,300	39,964	5,52	36,567	8,86	3849
	C30	544672	9607032	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,286	40,560	4,08	37,113	8,85	3907
	C31	545248	9607697	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,294	41,315	2,32	37,803	8,86	3979
	C32	545851	9608394	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,289	41,807	1,14	38,253	8,86	4027
	C33	535331	9602939	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,104	39,168	6,97	35,839	8,83	3773
	C34	535907	9603605	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,164	38,834	7,90	35,533	8,84	3740
	C35	536484	9604270	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,195	38,696	8,29	35,407	8,84	3727
	C36	537060	9604935	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,243	38,660	8,48	35,374	8,85	3724
	C37	537636	9605600	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,247	38,664	8,48	35,378	8,85	3724
	C38	538212	9606265	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,254	38,724	8,36	35,432	8,85	3730
	C39	538788	9606931	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,277	38,839	8,13	35,538	8,85	3741
	C40	539364	9607596	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,268	38,975	7,79	35,662	8,85	3754
	C41	539940	9608260	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,267	39,215	7,22	35,881	8,85	3777
	C42	540516	9608925	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,269	39,519	6,51	36,160	8,85	3806
	C43	541092	9609591	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,269	39,831	5,77	36,446	8,85	3836
	C44	541668	9610256	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,274	40,214	4,87	36,796	8,85	3873
	C45	542244	9610921	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,267	40,752	3,58	37,288	8,85	3925
	C46	542821	9611586	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,269	41,234	2,45	37,729	8,85	3971
	C47	543396	9612251	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,266	41,525	1,75	37,996	8,85	4000
	C48	543972	9612916	VESTAS V174-9.5	9500	110	42,267	41,845	1,00	38,288	8,85	4030
	MEAN VALUES								5,144	36,683		3861
	TOTAL				456.000		2028,672	1924,340		1760,771		
ONSHORE	C49	539387	9592831	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,140	9,116	0,26	8,341	7,21	4171
	C50	538799	9593049	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,409	8,561	9,01	7,833	7,32	3917
	C51	538116	9593470	VESTAS V110-2.0	2000	95	9,830	8,881	9,66	8,126	7,49	4063
	C52	537557	9593834	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,313	9,082	11,93	8,310	7,69	4155
	C53	537075	9594218	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,591	9,243	12,73	8,458	7,82	4229
	C54	536508	9594629	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,724	9,424	12,12	8,623	7,88	4312
	C55	536054	9595055	VESTAS V110-2.0	2000	95	10,912	9,650	11,57	8,830	7,98	4415
	C56	535631	9595470	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,025	9,783	11,26	8,952	8,03	4476
	C57	535082	9596128	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,300	10,615	6,07	9,713	8,17	4856
	C58	534574	9596557	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,319	10,230	9,63	9,360	8,18	4680
	C59	534169	9597104	VESTAS V110-2.0	2000	95	11,473	10,729	6,48	9,817	8,27	4909
	MEAN VALUES								9,155	8,760		4380
	TOTAL				22.000		116,036	105,315		96,363		
ALL WT	MEAN VALUES								5,892			3885
	TOTAL				478.000		2.144,708	2.029,655		1.857,134		

Tabela 22: Resultados definitivos avaliados para GE WIND 220 12 MW / GE 116 2,0 MW

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	MED Misure Elaborazione Dati		48*GE 220 - 12 MW + 11* GE 116 -2.0							
			WEC Model	Power [KW]	Hub Height a.g.l. [m]	Gross AEP [GWh]	AEP net of wake loss[GWh]	Wake Loss [%]	Net AEP [GWh]	Vm [m/s]	Fleoh [MWh/MW]	
C01	543747	9597143	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,634	64,012	0,96	58,571	9,15	4881	
C02	544323	9597808	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,566	63,899	1,03	58,468	9,15	4872	
C03	544900	9598473	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,548	63,884	1,03	58,454	9,15	4871	
C04	545476	9599139	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,474	63,823	1,01	58,398	9,14	4867	
C05	546052	9599801	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,395	63,780	0,96	58,358	9,13	4863	
C06	546628	9600469	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,331	63,765	0,88	58,345	9,13	4862	
C07	547203	9601133	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,278	63,819	0,71	58,395	9,13	4866	
C08	547780	9601799	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,250	64,107	0,22	58,658	9,12	4888	
C09	541778	9598534	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,493	60,270	6,55	55,147	9,14	4596	
C10	542354	9599199	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,476	59,747	7,33	54,669	9,14	4556	
C11	542930	9599865	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,462	59,461	7,76	54,407	9,14	4534	
C12	543506	9600530	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,411	59,340	7,87	54,296	9,14	4525	
C13	544083	9601192	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,374	59,369	7,77	54,323	9,13	4527	
C14	544659	9601860	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,273	59,574	7,31	54,510	9,12	4543	
C15	545234	9602528	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,262	60,037	6,57	54,934	9,12	4578	
C16	545810	9603196	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,248	61,138	4,84	55,941	9,12	4662	
C17	546385	9603865	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,211	62,784	2,22	57,448	9,12	4787	
C18	546961	9604533	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,175	63,282	1,39	57,903	9,12	4825	
C19	547534	9605190	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,146	63,825	0,50	58,400	9,12	4867	
C20	538910	9600380	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,326	59,598	7,35	54,532	9,13	4544	
C21	539487	9601045	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,381	58,918	8,49	53,910	9,13	4492	
C22	540062	9601710	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,355	58,619	8,91	53,637	9,13	4470	
C23	540639	9602376	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,325	58,431	9,16	53,464	9,13	4455	
C24	541215	9603041	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,278	58,363	9,20	53,402	9,13	4450	
C25	541791	9603706	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,263	58,413	9,10	53,448	9,12	4454	
C26	542367	9604371	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,191	58,693	8,57	53,704	9,12	4475	
C27	542943	9605036	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,171	59,203	7,74	54,171	9,12	4514	
C28	543512	9605702	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,160	59,816	6,77	54,732	9,12	4561	
C29	544096	9606367	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,149	60,437	5,79	55,300	9,12	4608	
C30	544672	9607032	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,115	61,327	4,35	56,114	9,11	4676	
C31	545248	9607697	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,108	62,471	2,55	57,161	9,11	4763	
C32	545851	9608394	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,088	63,264	1,29	57,886	9,11	4824	
C33	535331	9602939	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,180	59,436	7,39	54,384	9,12	4532	
C34	535907	9603605	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,200	58,825	8,37	53,825	9,12	4485	
C35	536484	9604270	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,196	58,540	8,81	53,564	9,12	4464	
C36	537060	9604935	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,213	58,425	9,01	53,459	9,12	4455	
C37	537636	9605600	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,184	58,390	9,03	53,427	9,12	4452	
C38	538212	9606265	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,159	58,445	8,91	53,477	9,12	4456	
C39	538788	9606931	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,155	58,590	8,67	53,610	9,12	4467	
C40	539364	9607596	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,124	58,796	8,31	53,798	9,11	4483	
C41	539940	9608260	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,102	59,163	7,70	54,134	9,11	4511	
C42	540516	9608925	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,086	59,645	6,93	54,575	9,11	4548	
C43	541092	9609591	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,073	60,141	6,14	55,029	9,11	4586	
C44	541668	9610256	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,064	60,724	5,21	55,563	9,11	4630	
C45	542244	9610921	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,040	61,537	3,91	56,306	9,11	4692	
C46	542821	9611586	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,033	62,278	2,74	56,984	9,11	4749	
C47	543396	9612251	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,020	62,750	1,98	57,416	9,10	4785	
C48	543972	9612916	GE WIND HALIADE X 12-220	12000	150	64,009	63,272	1,15	57,894	9,10	4824	
MEAN VALUES									5,427	55,594	4633	
TOTAL				576.000		3083,754	2916,427		2668,531			
C49	539387	9592831	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	9,297	9,265	0,34	8,478	7,13	4239	
C50	538799	9593049	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	9,568	8,634	9,77	7,900	7,24	3950	
C51	538116	9593470	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,000	8,945	10,54	8,185	7,41	4093	
C52	537557	9593834	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,491	9,133	12,95	8,356	7,62	4178	
C53	537075	9594218	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,773	9,297	13,70	8,506	7,75	4253	
C54	536508	9594629	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	10,903	9,481	13,05	8,675	7,81	4337	
C55	536054	9595055	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,104	9,713	12,52	8,888	7,91	4444	
C56	535631	9595470	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,216	9,848	12,20	9,011	7,96	4506	
C57	535082	9596128	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,491	10,721	6,70	9,810	8,10	4905	
C58	534574	9596557	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,509	10,300	10,50	9,425	8,12	4712	
C59	534169	9597104	GE WIND ENERGY 2.0-116	2000	90	11,661	10,819	7,22	9,899	8,20	4950	
MEAN VALUES									9,953	8,830	4415	
TOTAL				22.000		118,013	106,157		97,133			
ALL WT	MEAN VALUES								6,271		4625	
TOTAL				598.000		3.201,767	3.022,584		2.765,664			

6.4 Análises de incertezas

Parte essencial da avaliação dos recursos eólicos e da produção de energia de um parque eólico é uma análise detalhada da incerteza. Nessa análise, a incerteza das diferentes etapas da avaliação é determinada e combinada, tendo em conta as suas dependências, a fim de derivar a incerteza geral sobre a produção anual de energia a longo prazo. Esta incerteza na saída de energia é dada como incerteza padrão. As incertezas associadas aos dados do vento meteorológico foram avaliadas e são apresentadas a seguir. A incerteza das condições de vento projetadas deriva de diferentes fontes: A incerteza da medição deve-se à qualidade da configuração da medição e aos dados de medição. A incerteza da medição da velocidade do vento é uma combinação de vários componentes de incerteza. Geralmente os mais importantes são os efeitos de montagem nos anemômetros e a incerteza da calibração do anemômetro [12]. Análises de incerteza para a medição de recursos eólicos no local TP_2839 são feitas de acordo com a IEC 61400-12-1 [12] de acordo com a seguinte equação:

$$u_{V,i} = \sqrt{(u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{dV,i}^2)}$$

onde:

- $u_{V1,i}$ = incerteza da calibração do anemômetro na velocidade do vento bin i ;
- $u_{V2,i}$ = incerteza devido às características operacionais do anemômetro na velocidade do vento bin i ;
- $u_{V3,i}$ = incerteza da distorção do fluxo devido a efeitos de montagem na velocidade do vento;
- $u_{dV,i}$ = incerteza no sistema de aquisição de dados para velocidade do vento bin i .

Os anemômetros usados são apenas parcialmente calibrados por um instituto independente. A calibração não foi realizada de acordo com o padrão MEASNET [12]. A incerteza geral da calibração do anemômetro de acordo com o padrão MEASNET é estimada em 0,1 m/s [12], 0,2 m/s são aplicados aqui.

De acordo com a IEC 61400-12-1, a incerteza devido à característica operacional dos anemômetros é estimada em 0,5% da velocidade do vento [12]. Para o anemômetro usado no mastro de medição TP_2839, que não são anemômetro de primeira classe. a incerteza devido às características operacionais é estimada em 1,0% da velocidade do vento.

O sistema de medição completo, incluindo mastro; as dimensões e direções das barras e a montagem dos sensores não são projetadas seguindo os requisitos da IEC 61400-12-1 [12]. A incerteza devido à montagem do anemômetro é estimada em 1,5% da velocidade do vento para todos os anemômetros montados na lança e 0,5 para os anemômetros montados na parte superior. A incerteza do sistema de aquisição de dados é indicada como 0,1% da velocidade do vento de acordo com o fabricante.

A incerteza do dimensionamento a longo prazo compreende a incerteza das condições de vento calculadas para o período de longo prazo expresso com os seguintes pontos.

1. A incerteza estatística da correlação,
2. A incerteza do procedimento de correção ou correlação.

A incerteza calculada na extrapolação vertical da altura de medição para a altura do hub, bem como a incerteza da extrapolação horizontal das condições de vento entre o mastro de medição e as turbinas eólicas estão associadas ao modelo de correção orográfica utilizado e ao modelo de rugosidade. Esta incerteza é relativamente alta devido ao terreno complexo.

As incertezas de 1 e 10 anos mostram quanto o recurso eólico varia de ano para ano na região específica. Baseando-se na série de longa duração escolhida ERA5, o valor calculado é de cerca de 5,9% na velocidade do vento. A variabilidade inserida é usada para a incerteza calculada em 1 ano, a incerteza de variabilidade de 10a é a $\sigma_{1a} / \sqrt{10}$ na velocidade do vento. É importante estar ciente de que a variabilidade diz sobre as flutuações dentro de poucos anos, não as variações de longo prazo. Com as incertezas energéticas, que são consideradas estocásticas e independentes, calcula-se uma incerteza geral da velocidade do vento para cada local de turbina eólica. A incerteza da velocidade do vento é convertida em incerteza da energia do vento por uma sensibilidade calculada do rendimento energético em relação à velocidade do vento. O valor dessa sensibilidade é limitado dependendo da curva de potência do WT e é 1,6 para a solução GE WIND e 2.0 para o Vestas V174 + Vestas V110. Isso significa que uma variação de 10% na velocidade do vento leva a uma variação de 20% no rendimento energético. É diferente para outras configurações ou tipos de turbinas eólicas.

As características técnicas dos conversores de energia eólica escolhidos no local (por exemplo, a curva de potência) são consideradas como objeto do contrato com o fabricante. No entanto, uma incerteza padrão associada aos dados WT é assumida como 5%, com base em uma garantia padrão de fornecedor, neste caso específico, um valor de 8% é assumido devido ao fato de que as curvas oficiais de potência não estão disponíveis. [suposição do autor]

A avaliação da incerteza foi feita apenas para as duas soluções de GE WIND e Vestas V174 + V110, porque considerada a mais adequada para a anemologia do local.

Tabela 23: Detalhamento da Avaliação da Incerteza

Avaliação de Incertezas		
(Stvty: [%AEP] / %[m/s])		2,0
Parâmetros	Unc.Wind Speed [%]	Unc.Energy [%]
Medição de vento / dados de vento	2,5	5
Correção de longo prazo	2,98	5,96
Variabilidade ano a ano	5,9	11,8
Variabilidade de 10 anos	1,87	3,73
Clima futuro	1	2
Outros	1	2
Modelo de vento	0	0
Extrapolação vertical	2,5	5,0
Extrapolação horizontal	2,5	5
Outro modelo eólico relacionado	1,8	3,6
Conversão de Potência	0	0
Incerteza da curva de potência	4,0	8,0
Incerteza de medição	2,5	5
Outras incertezas relacionadas ao AEP	1	2
Incerteza Total 1 ano	9,54	19,1
Incerteza Total 10 anos	7,72	15,4

Tabela 24: Detalhe da avaliação da incerteza para GE WIND 220 12 MW e GE 116 2 MW

Avaliação de Incertezas		
(Stvty: [%AEP] / %[m/s])		1,6
Parâmetros	Unc.Wind Speed [%]	Unc.Energy [%]
Medição de vento / dados de vento	2,5	4
Correção de longo prazo	2,98	4,77
Variabilidade ano a ano	5,8	9,3
Variabilidade de 10 anos	1,83	2,93
Clima futuro	1	1,6
Outros	1	1,6
Modelo de vento	0	0
Extrapolção vertical	2,5	4,0
Extrapolção horizontal	2,5	4
Outro modelo eólico relacionado	1,8	2,88
Conversão de potência	0	0
Incerteza da curva de potência	5,0	8,0
Incerteza de medição	2,5	4
Outras incertezas relacionadas ao AEP	1	1,6
Incerteza total 1 ano	9,94	15,9
Incerteza total 10 anos	8,28	13,2

As tabelas a seguir apresentam os níveis de rendimento energético que são excedidos com uma dada probabilidade baseada em um processo gaussiano. Os valores dessa tabela podem ser a base para uma avaliação econômica do projeto e, nesse sentido, as perdas sistemáticas devem ser levadas em consideração, subtraindo-as do rendimento energético calculado.

Tabela 25: Níveis de excedência do rendimento líquido de energia com base em um ano e 10 anos das condições futuras de vento para o cenário Vestas V174 de 9,5 MW

Probabilidade de excedência		P50	P75	P90
Período base				
1 Ano	[MWh]	1.880.326	1.638.449	1.420.753
	FLEOH [MWh/MW]	3934	3428	2972
10 Anos	[MWh]	1.880.326	1.684.501	1.508.253
	FLEOH [MWh/MW]	3934	3524	3155

Tabela 26: Níveis de excedência do rendimento líquido de energia com base em um ano e 10 anos das condições futuras de vento para o cenário GE 220 12 MW e GE 116 2,0 MW

Probabilidade de excedência		P50	P75	P90
1 Ano	[MWh]	2.803.415	2.502.756	2.232.154
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4185	3733
10 Anos	[MWh]	2.803.415	2.553.047	2.327.708
	FLEOH [MWh/MW]	4688	4269	3892

7 CLASSIFICAÇÃO IEC DO LOCAL

As normas da International Electrotechnical Commission (IEC) estabelecem os requisitos de design. A IEC 61400-1 Ed.3 (08-2005) especifica classes de projeto com intensidades de vento e intensidades de turbulência extremas associadas. Modelos de turbulência e outras condições ambientais, como a complexidade topográfica, também são especificados. A próxima figura apresenta os parâmetros básicos para a classificação de turbinas eólicas.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Values specified by the designer
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

The parameter values apply at hub height and

V_{ave} is the annual average wind speed;
 V_{ref} is the reference wind speed average over 10 min;
 $V_{ref,T}$ is the reference wind speed average over 10 min applicable for areas subject to tropical cyclones;
 A+ designates the category for very high turbulence characteristics;
 A designates the category for higher turbulence characteristics;
 B designates the category for medium turbulence characteristics;
 C designates the category for lower turbulence characteristics; and
 I_{ref} is a reference value of the turbulence intensity (see 6.3.2.3).

From [24] IEC 61400-1 ed. 4 (2019): "Table 1 – Basic parameters for wind turbine classes".

Figura 25: Parâmetros básicos para classes do WTG

Onde: V_{ref} é a velocidade do vento de referência com um período de recorrência de 50 anos; é o parâmetro extremo básico usado para definir classes de turbinas eólicas (uma turbina projetada para uma classe WTGS com uma referência de velocidade do vento V_{ref} , é projetada para suportar climas para os quais a velocidade média do vento de 10 min com um período de recorrência de 50 anos é menor igual ou igual a V_{ref})

A designa a categoria para características de maior turbulência;

B designa a categoria para características de turbulência média;

C designa a categoria para características de menor turbulência;

I_{ref} é o valor característico da intensidade de turbulência a 15 m/s; I_{ref} é aqui definido como o valor médio.

As avaliações da integridade estrutural por referência aos dados de vento são descritas na seção IEC 61400-1 11.9. Referindo-se à última versão da emenda 1 da IEC 61400_1, as seguintes variáveis devem ser verificadas:

Cisalhamento do vento: deve ser positivo e menor que 0,2.

Ângulo de entrada do vento: A inclinação do fluxo deve ser inferior a 8 ° (em valor absoluto).

Velocidade extrema do vento: A estimativa do local da velocidade média extrema do vento de 10 minutos na altura do cubo com um período de recorrência de 50 anos deve ser menor que V_{ref} , valor definido nos padrões IEC.

Critério para a densidade de probabilidade: O valor do local da função de densidade de probabilidade da velocidade do vento na altura do cubo V_{hub} deve ser menor que a densidade de probabilidade de projeto em todos os valores de V_{hub} entre as velocidades do vento $0,2 V_{ref}$ e $0,4 V_{ref}$.

Critério para σ : O desvio padrão da turbulência ambiental σ e o desvio padrão σ devem ser estimados em V_{hub} entre V_{in} e V_{out} .

V_{in} é a velocidade do vento e V_{out} é a velocidade do vento cortada.

No caso do efeito de arrasto, o teste é verdadeiro se

O IEC ed. 4 verificações de clima de vento são divididas em uma lista de verificações de cargas de fadiga e uma lista de cargas finais. A lista abaixo de cinco verificações, a) ae), representa cargas de fadiga ou “clima normal”, também estavam no IEC ed. 3. a) Distribuição do vento b) Turbulência efetiva c) Inclinação do fluxo d) Cisalhamento do vento e) Densidade do ar

$$\sigma_1 \geq I_{eff} \cdot V_{hub} + 1.28 \widehat{\sigma}_\sigma$$

Onde, de acordo com o padrão IEC (Edição 3), para o modelo normal de turbulência, temos:

$$\sigma_1 = I_{ref} (0.75 V_{hub} + 5.6)$$

Critério para a turbulência: A intensidade efetiva da turbulência deve ser menor que

$$I_{eff} < \frac{I_{ref} (5.6 + 0.75 V_{hub})}{V_{hub}}$$

Todos estes testes foram realizados e são relatados no apêndice II com uma única forma detalhada para cada gerador de turbina eólica. Na imagem abaixo são sintetizados os resultados do cálculo de conformidade IEC preliminar com base nos valores medidos no local.

Main result		Check Design Load Case:		WTG	Method	Quality	WTG	Max	Min	WTGs	WTGs	WTGs
				class			Mean	WTG	WTG	OK	Caution	Critical
Main IEC checks												
Terrain complexity			OK				0,00	0,00	0,00	59	0	0
Fatigue/Normal conditions												
Effective turbulence			OK				-	-	-	59	0	0
Wind distribution			Critical	DLC1.2*	(+DLC3.1,DLC4.1,DLC6.4)		-	-	-	0	0	59
Flow inclination			OK				0,2	2,2	0,0	59	0	0
Wind shear			Caution				0,20	0,20	0,20	0	59	0
Air density			OK				1,162	1,165	1,161	59	0	0
Ultimate/Extreme conditions												
Extreme wind			OK				19,4	19,7	18,3	59	0	0
Ambient 90% turbulence [NTM]			OK				-	-	-	0	0	0
Ambient extreme turbulence [ETM]			OK				-	-	-	0	0	0
Max centre-wake 90% turbulence [ETM]			OK				-	-	-	0	0	0
Other IEC checks & analysis												
Seismic hazard			OK				0,5	-	-			
Lightning rate			OK				0,7	-	-			
*) DLC1.2 is implemented in LOAD RESPONSE. DLCs 3,1,4,1,6,4 are less significant.												
Result details												
Main IEC checks												
Terrain complexity	ic	[-]		Active DEM			0,00	0,00	0,00	59	0	0
Fatigue/Normal conditions												
Effective turbulence	$\sigma_{eff}(u)^*$	[-]		III A Mast	A+		-	-	-	59	0	0
Wind distribution	$pdf(u)^*$	[-]		III A Mast Weibull shear	B		-	-	-	0	0	59
Flow inclination	ϕ_{max}	[°]		Terrain fit	C		0,2	2,2	0,0	59	0	0
Wind shear	α	[-]		Mast	C		0,20	0,20	0,20	0	59	0
Air density	ρ	[kg/m³]		GHCN	C		1,162	1,165	1,161	59	0	0
Ultimate/Extreme conditions												
Extreme wind	u_{50y}	[m/s]		III A AM	A+C		19,4	19,7	18,3	59	0	0
Ambient 90% turbulence [NTM]		[-]		III A Mast	A+		-	-	-	0	0	0
Ambient extreme turbulence [ETM]		[-]		III A Mast	A+		-	-	-	0	0	0
Max centre-wake 90% turbulence [ETM]		[-]		III A Mast	A+		-	-	-	0	0	0
Other IEC checks & analysis												
Seismic hazard	PGA	[m/s²]		GSHAP map			0,5	-	-			
Lightning rate		[flashes/year/km²]		NASA GHCC			0,7	-	-			
* Parameter checked for a range of windspeeds (u), a single summary value is not possible.												

Figura 26: Principais resultados da avaliação IEC

7.1 Turbulência do local

Para determinar a intensidade de turbulência na altura do cubo no site WTG, o módulo de conformidade do site Wind Pro foi usado com o uso do algoritmo de engenharia wasp.

A turbulência direcional corrigida no ponto de resultado I_{corp} (dir) é calculada de acordo com:

$$DELTA_I(dir) = I_{mes}(dir) - I_{calcm}(dir)$$

$$I_{corp}(dir) = I_{calcp}(dir) + DELTA_I(dir) * C_m(dir) / C_p(dir)$$

A turbulência direcional corrigida no ponto de resultado I_{corp} (dir) é calculada de acordo com:

- I_{mes} (dir) é a intensidade de turbulência direcional medida no ponto de referência.
- I_{calcm} (dir) é a intensidade turbulenta direcional calculada no ponto de referência.
- I_{calcp} (dir) é a intensidade turbulenta direcional calculada no ponto de resultado.

- C_m (dir) é o fator de aceleração direcional calculado no ponto de referência.

- C_p (dir) é o fator de aceleração direcional calculado no ponto de resultado.

Todas as análises de turbulência são baseadas na IEC 61400-1 Ed 3 Emenda 1, na tabela a seguir apenas os resultados resumidos dos parâmetros sigma recomendados na IEC 61400 ed.3 Am. 1 são reportados para a pior turbina eólica:

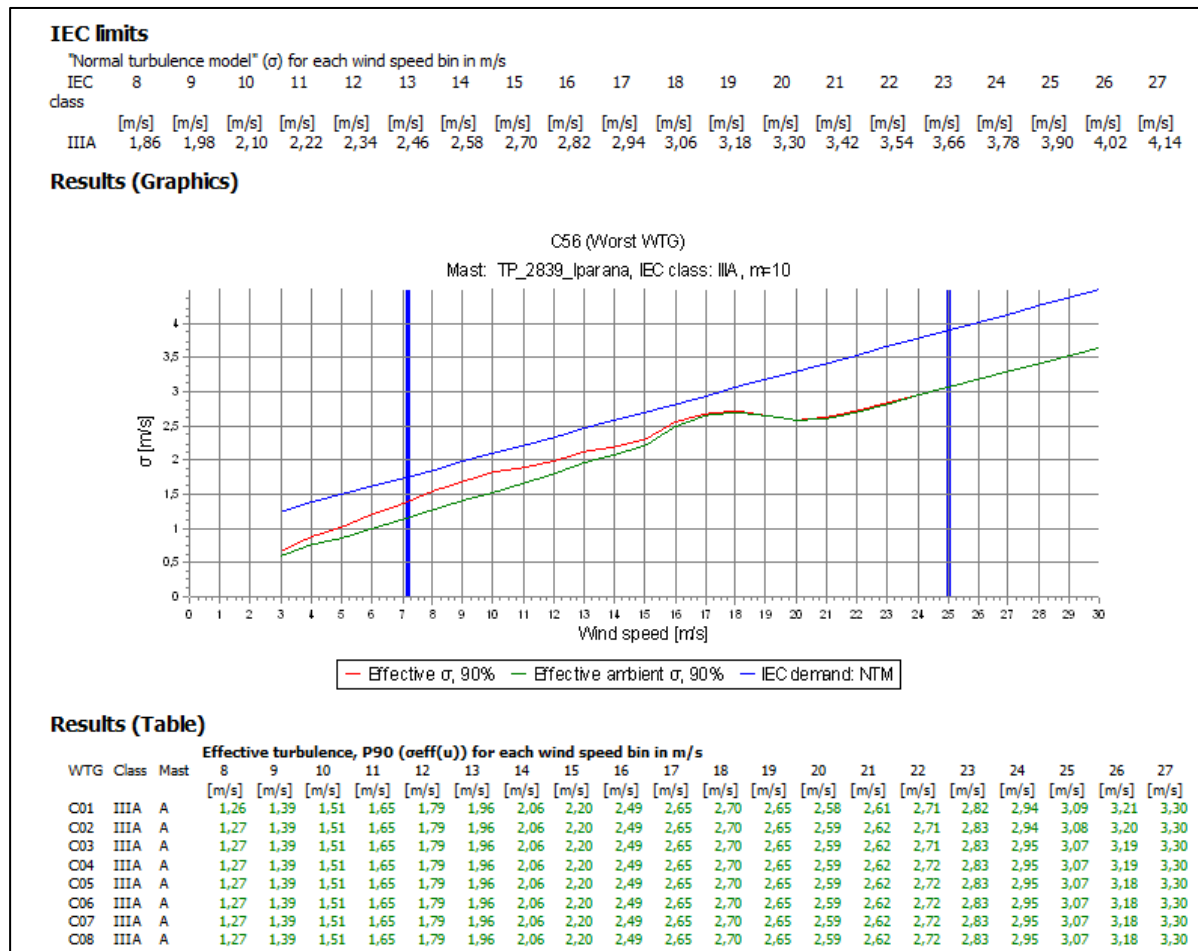


Figura 27: Resultados resumidos do parâmetro sigma de turbulência para pior wtg

7.2 Vref

A velocidade do vento de referência V_{ref} , ou a velocidade extrema do vento com um período de retorno de 50 anos, é um parâmetro importante na análise da classe do local e muitas vezes é o discriminante para selecionar o modelo de turbina adequado, porque diretamente associado às cargas de projeto nominal do vento turbina. Uma boa investigação desse parâmetro precisa de uma análise extrema baseada em uma distribuição GEV/Gumbel. Como essa abordagem leva em consideração apenas um valor de velocidade máxima por período (1 ano), o conjunto de dados do qual os extremos são extraídos deve ser longo: Cook (1985) sugere pelo menos 20 anos de dados para resultados confiáveis (20 extremos) e afirma que o método não deve ser empregado com menos de 10 anos. Para as aplicações de energia eólica, esse longo conjunto de dados geralmente não está disponível e a aplicação do método Gumbel pode resultar em uma estimativa não confiável de V_{ref} . Como as tempestades tendem a ocorrer em famílias ou aglomerados, e o segundo maior valor extremo em um ano pode ser consideravelmente maior do que o mais forte em outro ano, a análise extrema da época ignora informações importantes.

Uma abordagem alternativa para análise extrema é o "método Peak Over Threshold" (P.O.T) que leva

a um conjunto apropriado obtido como tempestades independentes acima de um valor limite mínimo. O método P.O.T leva em conta todas as velocidades extremas independentes e identicamente distribuídas que excedam um valor limite específico. As amostras extremas podem ser analisadas com Gumbel ou outros tipos de distribuições extremas (isto é, Gumbel modificado).

Essa abordagem é implementada como uma ferramenta do programa de computador WINDPRO e requer uma combinação adequada de tempo mínimo e mínimo de separação entre eventos para selecionar apenas as amostras independentes. Esses dois parâmetros podem ter um impacto muito grande na estimativa de V_{ref} e eles são selecionados de um processo iterativo. O conjunto de dados extremos pode ser selecionado a partir da velocidade real do vento e da velocidade do vento quadrada. Segundo Cook (1985), uma melhor estimativa da extrema probabilidade de vento é obtida ajustando-se uma distribuição de Gumbel a valores extremos da velocidade do vento quadrada, justamente porque a função de distribuição cumulativa de probabilidade da velocidade do vento quadrada é mais exponencial que a real. velocidade do vento, e converge muito mais rapidamente para a distribuição de Gumbel. Portanto, usando este método para prever valores extremos de velocidades de vento quadradas, estimativas mais confiáveis podem ser obtidas a partir de um determinado número de observações. Aqui é apresentado o resultado do cálculo V_{ref} de acordo com:

WINDPRO – Distribuição de Gumbel: calculou-se um valor de V_{ref} ajustando a distribuição de Gumbel em dois conjuntos extremos selecionados aplicando o método Peak over threshold (P.O.T) e o método de tempestade independente (I.S) à velocidade do vento medida. Isso é realizado com a ferramenta Estimador de Velocidade do Vento Extremo do software WINDPRO a 61 m de altura de medição na posição do mastro e extrapolada para a altura do cubo da turbina planejada. A tabela a seguir mostra o valor V_{ref} na posição do mastro TP_2839 a 60 m por dia. calculado usando a ferramenta WINWWE EWSE (Extreme Wind Speed Estimator). A imagem a seguir mostra as amostras selecionadas usadas para estimar o V_{ref} usando a ferramenta WINWWE EWSE.

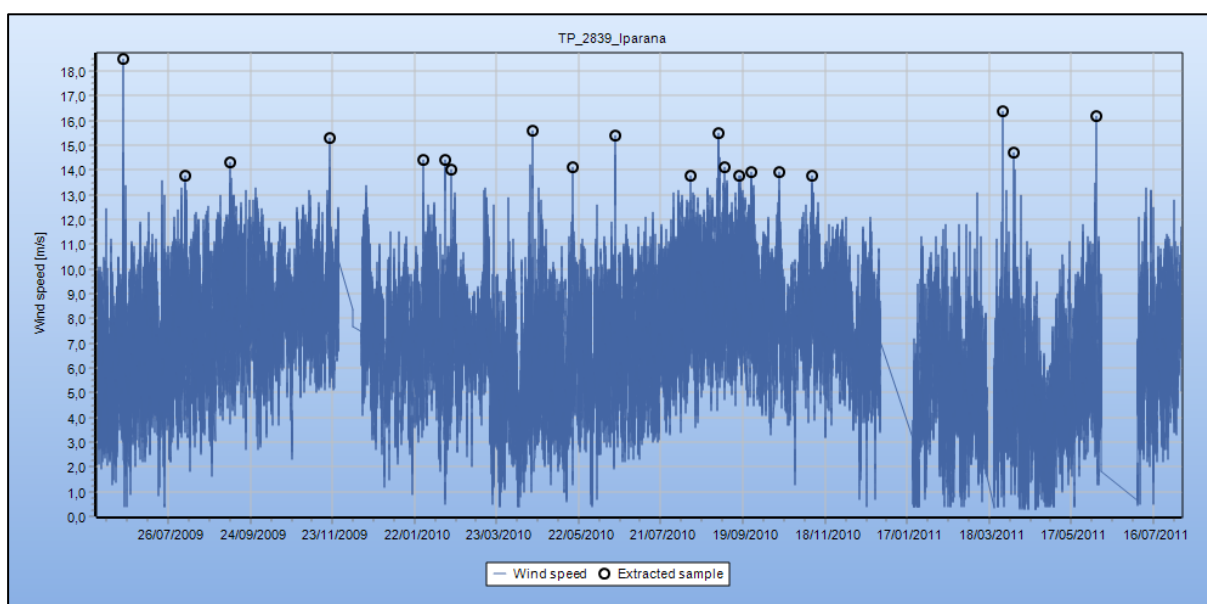


Figura 28: Amostras selecionadas para estimar a ferramenta V_{ref} with WINDPRO EWSE

A figura a seguir mostra os resultados V_{ref} em TP_2839 a 60 m a.g.l. usando a ferramenta WINDPRO EWSE na velocidade quadrática do vento.

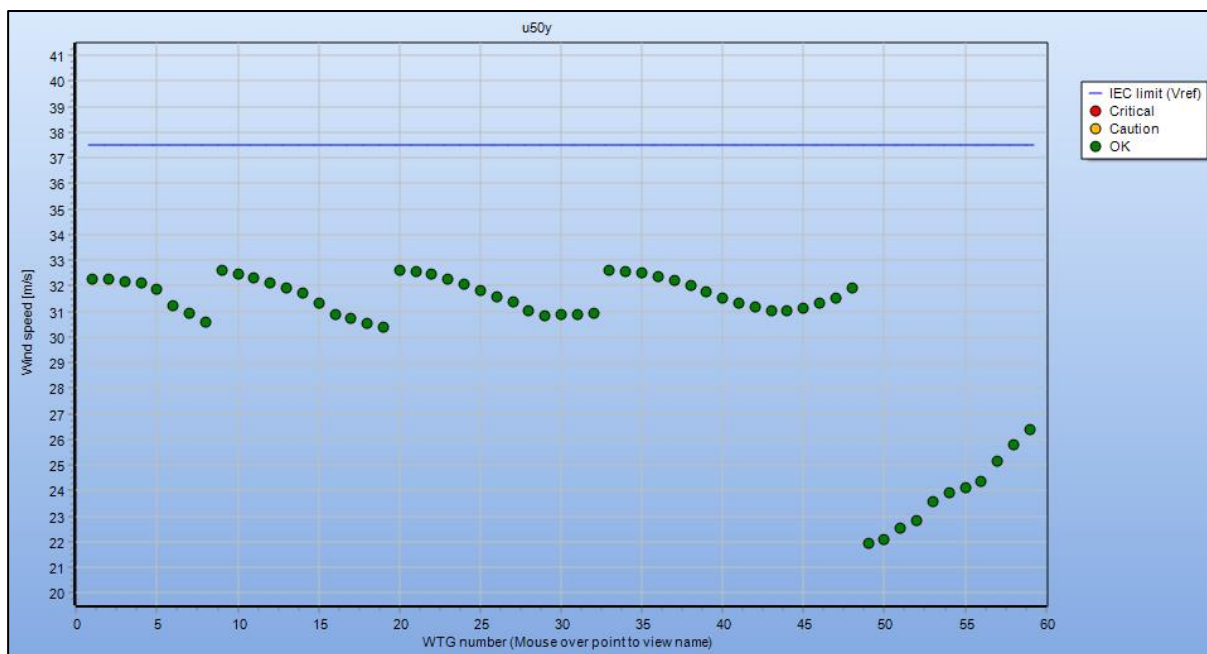


Figura 29: Estimativa V_{ref} com ferramenta WINDPRO EWSE usando a velocidade de vento quadrática em TP_2839 a 60 m por dia

Para uma determinada condição de estabilidade (aqui neutra), o impacto da topografia é independente do nível de velocidade do vento. Como resultado, os efeitos topográficos na velocidade e direção média do vento podem ser avaliados comparando-se o vento calculado a um vento de referência, definido como a velocidade do vento que teríamos nas condições de referência. As condições de referência são definidas como: 10 m de altura, terreno plano, comprimento de rugosidade homogêneo de 5 cm (terreno rural aberto). Então, em qualquer local, é definido um fator de aceleração direcional como a razão entre a velocidade do vento computada V e a velocidade do vento de referência V_{ref} . Se C_i é o fator de aceleração em um local, para um setor de direção do vento de referência i . Além disso, é definido o coeficiente de rajada G de 3 segundos em qualquer ponto do site como o valor médio da razão entre a velocidade máxima instantânea do vento durante um período de 10 min, dividido pela velocidade média do vento de 10 min. Pode ser calculado como uma função da intensidade de turbulência I com:

$$G = 1 + 2.84 * I$$

Onde I é a intensidade turbulenta computada para cada direção.

Como a posição e a altura do mastro de medição não coincidem com a posição e a altura do hub do WT, foi necessário um processo de extrapolação do valor V_{ref} .

Isto foi realizado com o programa de computador Metedyn WT CFD seguindo o procedimento:

O valor calculado de 50 anos da velocidade média do vento de 10 min no ponto de medição é usado

para calcular em qualquer ponto de resultado a velocidade média do vento de 50 a 10 min e a velocidade da rajada de 3 s por:

$$V_{50mean} = (C/C_0)_{max} V_{50mean\ mes}$$

$$V_{50gust} = (GC/C_0)_{max} V_{50mean\ mes}$$

Onde chamamos C_0 e G_0 o fator de aceleração direcional e o coeficiente de rajada no ponto de medição. Na análise extrema do vento, a direção da velocidade extrema do vento não é conhecida. Portanto, seria mais seguro considerar que a velocidade extrema do vento pode ocorrer em qualquer direção. No entanto, para algumas direções, C_0 pode ser muito baixo. Como consequência, a velocidade extrema calculada do vento pode ser superestimada, porque a direção para a qual C / C_0 é máxima pode ser uma direção onde ventos fortes são raros. É por isso que podem ser ignoradas as direções que têm um baixo coeficiente de aceleração.

Para os resultados finais definitivos, os setores 30, 60, 90, 120, 180 foram ignorados baseando-se em valores extremos medidos apresentados.

7.3 Compatibilidade com cisalhamento IEC

O **cisalhamento do vento** foi determinado sobre o plano do rotor, o expoente de cisalhamento α foi calculado a partir do software Meteodyn WT de acordo com a emenda 1 da IEC 61400-1 em 2010. O expoente de cisalhamento do vento para cada posição da turbina eólica é apresentado a seguir.

De acordo com a IEC 61400-1, o cisalhamento máximo permitido pelo vento é de 0,20 (expoente α .)

Todas as posições WT estão dentro dos limites prescritos

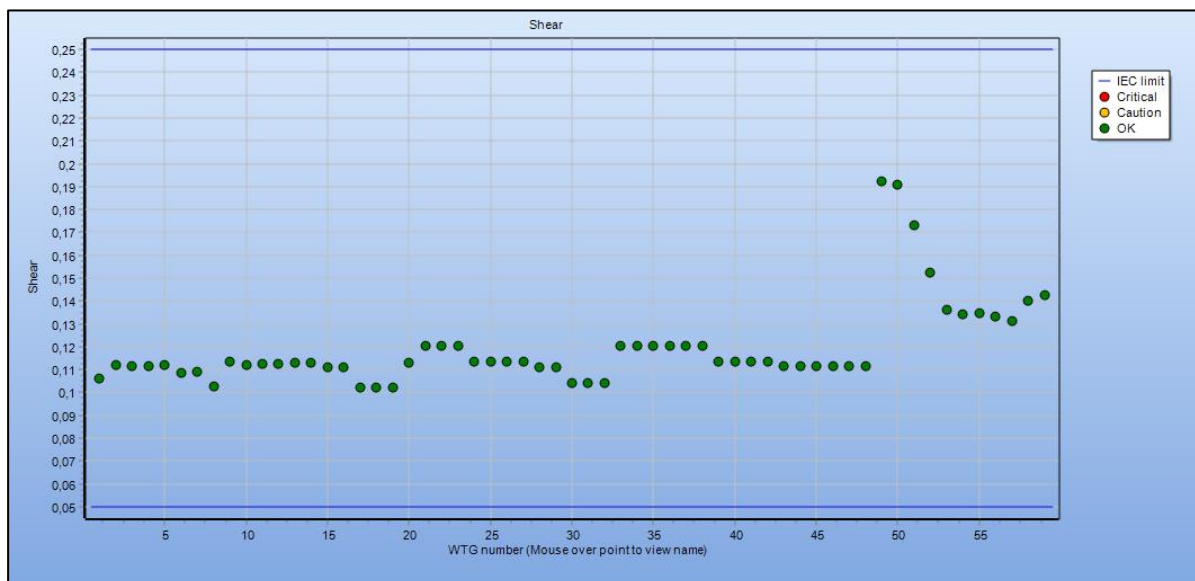


Figura 30: Parâmetros de Cisalhamento Calculados

7.4 Conformidade de distribuição de energia eólica

De acordo com a última recomendação do IEC [24], a verificação da distribuição do vento avalia a frequência de ocorrência em diferentes velocidades do vento para cada WTG comparando-os com a frequência de ocorrência assumida no limite de projeto do IEC. O limite de projeto IEC para a verificação de distribuição de energia eólica é uma distribuição Weibull com um fator de forma de $k = 2$. A velocidade média do vento é definida como 20% do parâmetro de cálculo básico V_{ref} , que é 10m / s, 8,5m / s e 7,5m / s para as classes de velocidade do vento I, II e III, respectivamente. Uma gama de velocidades de vento variando de 20% a 40% de V_{ref} deve ser verificada, ou seja, da velocidade média do vento para duas vezes a velocidade média do vento de cada classe WTG.

No padrão IEC, é necessário que a distribuição de vento estimada para cada WTG seja representativa de longo prazo. Portanto, uma avaliação do nível de longo prazo e possivelmente uma correção de longo prazo é necessária.

Este parâmetro parece ser o único que pode requerer investigações adicionais sobre as condições de instalação da máquina. O efeito deste requisito está nas cargas de fadiga e as condições expressas ainda devem ser consideradas superadas usando dispositivos de engenharia sugeridos pelo fornecedor.

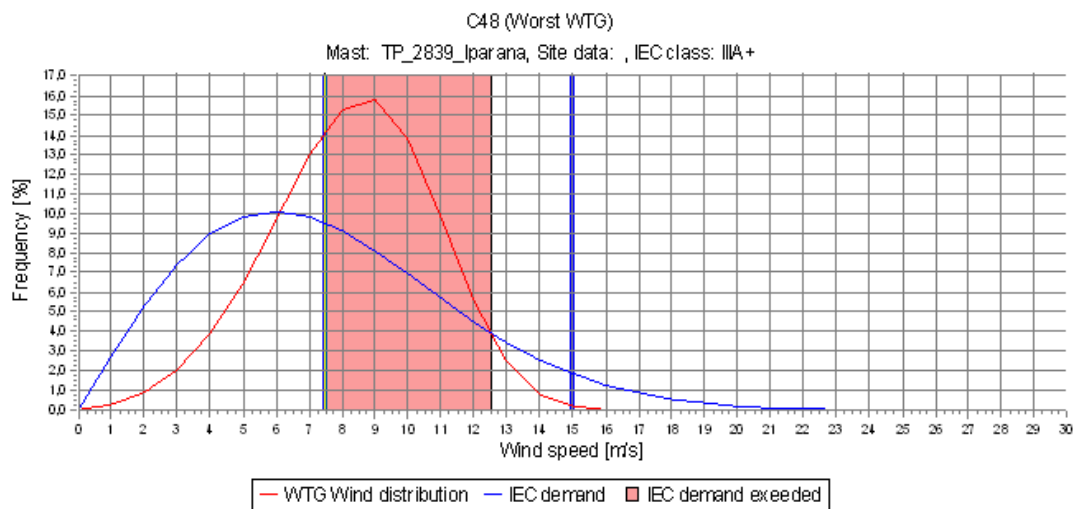
Design standard: IEC61400-1 ed. 4 (2019)

Result: **Critical**
Check setup

Method used	Mast Weibull shear	(quality: B)
Method details	Mast sector Weibulls and sector shears (mast shear required)	
Methods available	Mast Weibull shear	(quality: B)
	Mast direct	(quality: C)
User comment	DLC1.2* (+DLC3.1,DLC4.1,DLC6.4)	

IEC limits

Max frequency for each wind speed bin [m/s]								
IEC class	8	9	10	11	12	13	14	15
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
IIIA+	9,1	8,1	6,9	5,7	4,5	3,4	2,5	1,8

Results (Graphics)

Results (Table)

WTG	Class	Mast	Frequency for each wind speed bin [m/s]							
			8	9	10	11	12	13	14	15
			[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
C01	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C02	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C03	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C04	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C05	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C06	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C07	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C08	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C09	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2
C10	IIIA+	A	15,3	15,8	13,8	9,8	5,6	2,4	0,8	0,2

Figura 31: Faixa de verificação de distribuição de energia eólica de acordo com IEC 61400

8 Conclusões e recomendações

A velocidade média prevista para o vento na altura do hub é de cerca de **8,8 m / s a cerca de 120 m** com distribuições estatísticas de vento que asseguram uma produção de energia fiável e boa com todos os modelos de turbinas eólicas testados, mesmo tendo em conta cerca de 8,5% perdas.

Em relação à conformidade IEC, uma advertência deve ser considerada com referência à distribuição de vento que pode levar a cargas de fadiga.

Baseando-se nestas considerações, seguindo as recomendações abaixo, poderá diminuir as incertezas do cálculo do rendimento energético e possíveis avaliações adicionais:

- Deve-se considerar a instalação de sistemas de medição adicionais no local com maior altura, a fim de diminuir a incerteza.
- Recomenda-se a utilização de um Lidar pela empresa para esclarecer todas as incertezas da extrapolação vertical.

9 Referências

- [1] I. Troen, E.L. Petersen: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1990.
- [2] G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen, E.L. Petersen: Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1993 and updates.
- [3] I.Katic, J.Højstrup; N.O.Jensen: A Simple Model for Cluster Efficiency, European Wind Energy Association Conference and Exhibition, 7-9 October 1986, Rome, Italy.
- [4] MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, 3rd Ed., November 2000.
- [5] IEA: IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1st Ed., 1999.
- [6] V. Riedel, M. Strack, H.P. Wald: Robust Approximation of functional Relationships between Meteorological Data: Alternative Measure-Correlate-Predict Algorithms. Proceedings EWEC 2001, Copenhagen.
- [7] International Organization for Standardization: Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement. First edition, 1993, corrected and reprinted, Geneva, Switzerland, 1995.
- [8] Gregor Giebel Sven-Erik Gryning, Risø National Laboratory Shear and stability in high met masts, and how WAsP treats it
- [9] Risø National Laboratory; European Wind Atlas; Denmark 1989
- [10] Frandsen, S., Thøgersen, M. Integrated fatigue loading for wind turbines in wind farm by combining ambient turbulence and wakes. Wind engineering, volume. 23 NO. 6, 1999.
- [11] [Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 11. Wind speed measurement and use of cup anemometry, IEA, Edition 1, 1999.
- [12] CEI-IEC 61400-12-1 2005: Power performance measurements of electricity producing Wind turbine
- [13] CEI-IEC 61400-1, 2005 3rd Edition Wind turbine generator systems – Part 1: Design Requirements.
- [14] CEI-IEC 61400-1, 2010 3rd Edition Am.1 Wind turbine generator systems – Part 1: Design Requirements.
- [15] IEC 61400-1, 2019 Edition 4 Wind turbine generator systems – Part 1: Design Requirements.
- [16] Ayotte, K.W., Hughes, D.E. Observations of boundary-layer wind-tunnel flow over isolated ridges of varying steepness and roughness., B. L. Meteorology, 112, 525-556, 2004.
- [17] Mortensen, N. G., and Petersen, E. L., Influence Of Topographical Input Data On The Accuracy Of Wind Flow Modeling In Complex Terrain, EWEC 1997, Dublin.
- [18] J G Warren et al. "Performance of wind farms in complex terrain", Proc. Of the 17th BWEA Wind Energy Conference, 1995.
- [19] Nielsen, P.: WindPRO-2 Manual, Energi- og Miljødata (EMD), Aalborg, Denmark, 2001 NCEP/NCAR: Reanalysis Project. <http://www.cdc.noaa.gov/cdc/reanalysis/reanalysis.shtml>
- [20] EMD: WindPRO/MCP, Energi- og Miljødata International A/S (EMD), Aalborg, Denmark, 2005 European wind turbine standards II: EWTS II, Part 1, Sub C, p. 7 – 11
- [21] Emil J.Gumbel: Statistical Theory of Extreme Values and some Practical Applications, U.S.

Department of Commerce, National Bureau of Standards, Washington D.C., February 1954

[22] Hans Bergström: Distribution of Extreme Wind Speed. Wind Energy Report WE 92:2, Department of Meteorology, Uppsala University, 1992.

[23] WindPRO Software (www.emd.dk) manual

[24] WAsP Software (www.wasp.dk) manual

[25] P Raftery, A J Tindal and A D Garrad, "Understanding the risks of financing windfarms", Proc. EWEA Wind Energy Conference, Dublin, 1997

[26] Gerdes, G. & M.Strack: Long-term Correlation of Wind Measurement Data, DEWI Magazin Nr. 15, August, 1999.

[27] Derrick, A.: Investigations into the Measure-Correlate-Predict Strategy for Site Wind Assessment, ETSU W/11/00236/REP.

[28] Wind pro papers -Windpro / mcp mcp - measure-correlate-predict "An introduction to the mcp facilities in windpro" author Morten Lybech Thøgersen, M.Sc.Co-authors: Per Nielsen, M.Sc. Thomas Sørensen, M.Sc.Lasse Ulrik Svenningsen, Ph.d. Mads v. Sørensen, M.Sc.

[29] "Extrapolation of wind speed data for wind energy applications" Jennifer F. Newman₁ and Petra M. Klein₁ ₁School of Meteorology, University of Oklahoma, Norman, OK

[30] "Changing WAsP Parameters In WindPRO" Lasse Svenningsen, PhD

APÊNDICE 1: Relatório do Mastro do Local TP_2839

A estação de medição identificada com a ID TP_2839 é uma estação de medição de treliça instalada em 03/06/2009 no município de Caucaia na localidade de Iparana.

A estação foi instalada perto da costa nas seguintes coordenadas geográficas:

Tabl la27: Coordenadas de estação de mastro

Coordenadas geográficas			
Latitude	3° 41' 23,4"S - 9592142 S	Fuse	24
Longitude	38° 36' 36,8"W - 543279 E	Altitude: m a.s.l.	8 m

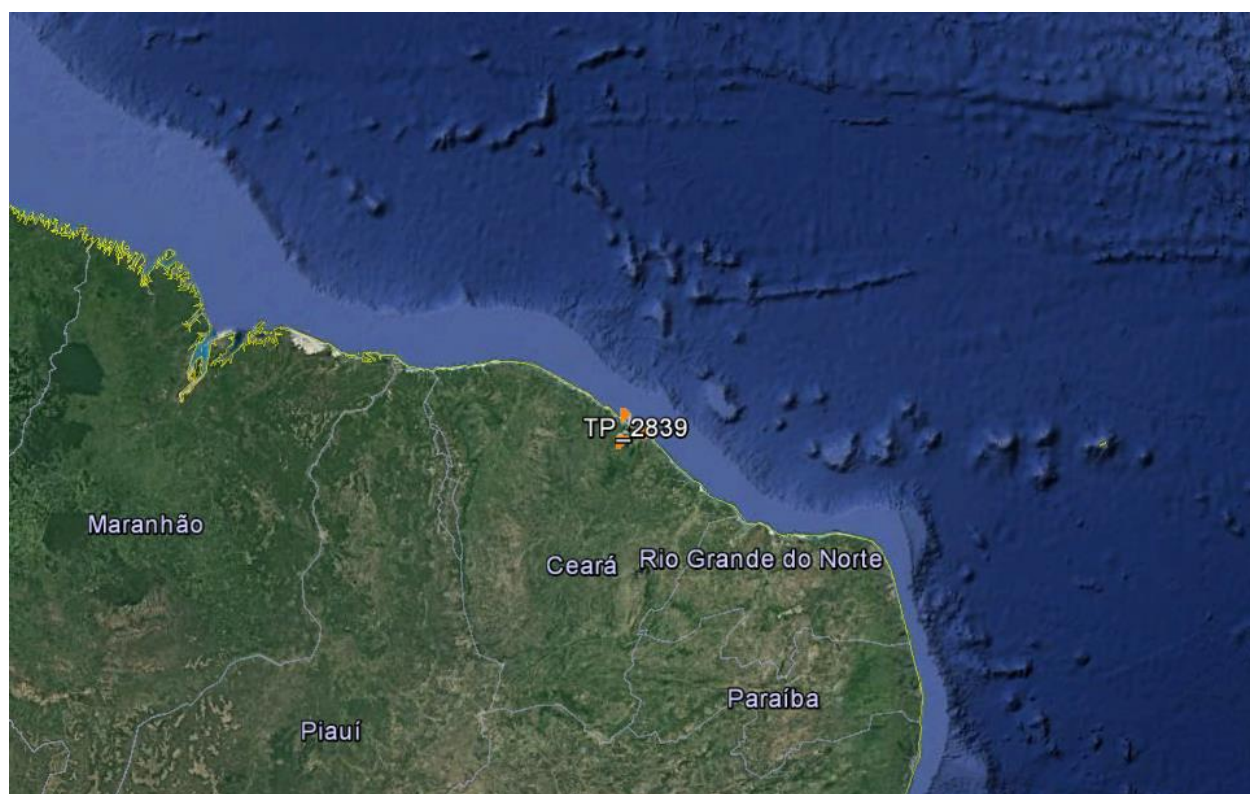
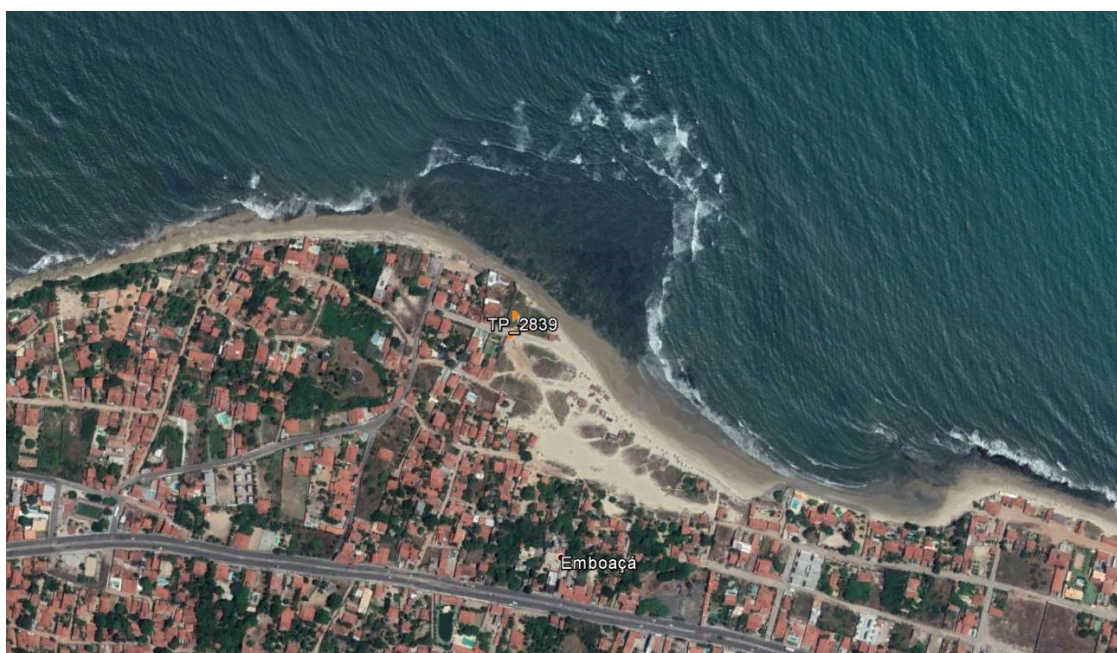


Figura 32: Posição do mastro em ortofoto


Figura 33: Posição do mastro em ortofoto

GIERRET S.R.L. via Alcide de Gasperi n°44, 82018 S.Giorgio del Sannio (BN)					
SCHEMA SITO EOLICO					
Numero di sito 2839			PIN:		
Nome del sito	IPARANA		Nome del progetto:		
Ubicazione sito	CAUCAIA - Brasile				
Incarico di installazione firma:	Data di installazione		03/06/2009		
Tipo NRG symphonie n° 309012833					
	anemometro 1	anemometro 2		banderuola 1	banderuola 2
Altezza di monitoraggio	60m	40 m		60m	40 m
Principale o ridondante	Principale	Ridondante		Principale	Ridondante
Orientamento di installazione (Gradi - Magnetico)	180° da nord	180° da nord		0° nord	0° nord
Lunghezza supporto	1,5 mt	1,5 mt		1,5 mt	1,5 mt
Orientamento supporto	180° da nord	180° da nord		0° nord	0° nord
Certificato di calibrazione-numero	62864	127		139	142
Offset	0,37	0,35		0	0
Unità di misura	m/s	m/s		deg	deg
Fattore di scala	0,761	0,765		0,351	0,351
N. canale del data logger	1	2		7	8
LUNGHEZZA CAVI	100m 3*0,50			100m 3*0,50	
CAVO GIALLO-VERDE PER MESSA A TERRA	100m				

Figura 34: Relatório de instalação mastro Met

SCHEMA SITO - Mast n° 2839			
<i>Numero di sito</i>			
<i>Data Istallazione</i>	03/06/2009		
<i>Aggiornato al</i>			
Coordinate Geografiche			
<i>Lat</i>	3º 41' 23,4"S - 9592142 S	<i>Fuso</i>	24
<i>Long</i>	38º 36' 36,8"W - 543279 E	<i>Altitudine m s.l.m.</i>	8 m
Luogo Installazione			
<i>Regione</i>	Ceará - Brasil		
<i>Comune</i>	Caucaia		
<i>Provincia</i>			
<i>Località</i>	Iparana		
Dati Catastali			
<i>Proprietario: Arnaldo Amadori</i>		Foglio	Particella
<i>Tel.</i>			
Descrizione Sito			
<i>Posicionada à beira-mar de Iparana, com boas rajadas de vent, pois não há construções</i>			
Torre di misura			
<i>Tipo</i>	Reticular	<i>Altezza</i>	60 m
<i>Materiale</i>	Ferro - Galvanizado	<i>Produttore</i>	J. Antenas
Configurazione torre di misura			
<i>Altezza di misura</i>	<i>Orientamento Booms in gradi rispetto al Nord</i>	<i>Lunghezza Booms</i>	<i>Ultima configurazione Serial Number sensori</i>
60 m Anemometro	180º SUL	1,5 m	62864
60 m Anemometro	0º NORTE	1,5 m	20177
40 m Anemometro	180º SUL	1,5 m	127
60 m Banderuola	0º NORTE	1,5 m	139
40 m Banderuola	0º NORTE	1,5 m	142
Data Logger			
<i>Tipo</i>	NRG Symphony	<i>S.N.</i>	309012833

Figura 35: TP_2839 folha 1 de manutenção do mastro

SCHEDA SITO - Mast TP_2839- Iparana						
Sensori di misura						
<i>Altezza</i>	<i>Serial Numb.</i>	<i>Tipo</i>	<i>Calibrazione</i>	<i>Slope [m/s]</i>	<i>Offset [m/s]</i>	<i>Periodo di misura</i>
60	62864	NRG #40C Anemom.	<input checked="" type="checkbox"/> Otech	0,761	0,37	
60	20177	NRG #40C Anemom.	<input checked="" type="checkbox"/> Svend	0,772	0,24	
40	127	NRG #40C Anemom.	<input checked="" type="checkbox"/>	0,765	0,35	
60	139	NRG 200P Wind Vane	<input checked="" type="checkbox"/>	0,351	0	
40	142	NRG 200P Wind Vane	<input checked="" type="checkbox"/>	0,351	0	
Storico Data Logger						
<i>Tipo</i>	<i>Serial Numb.</i>					<i>Periodo di misura</i>
NRG Symphony	309012839					3-6-09 a 7-09-12
NRG Symphony	408005364					7-9-12 a 17-12-12

Figura 36: TP_2839 folha 2 de manutenção do mastro

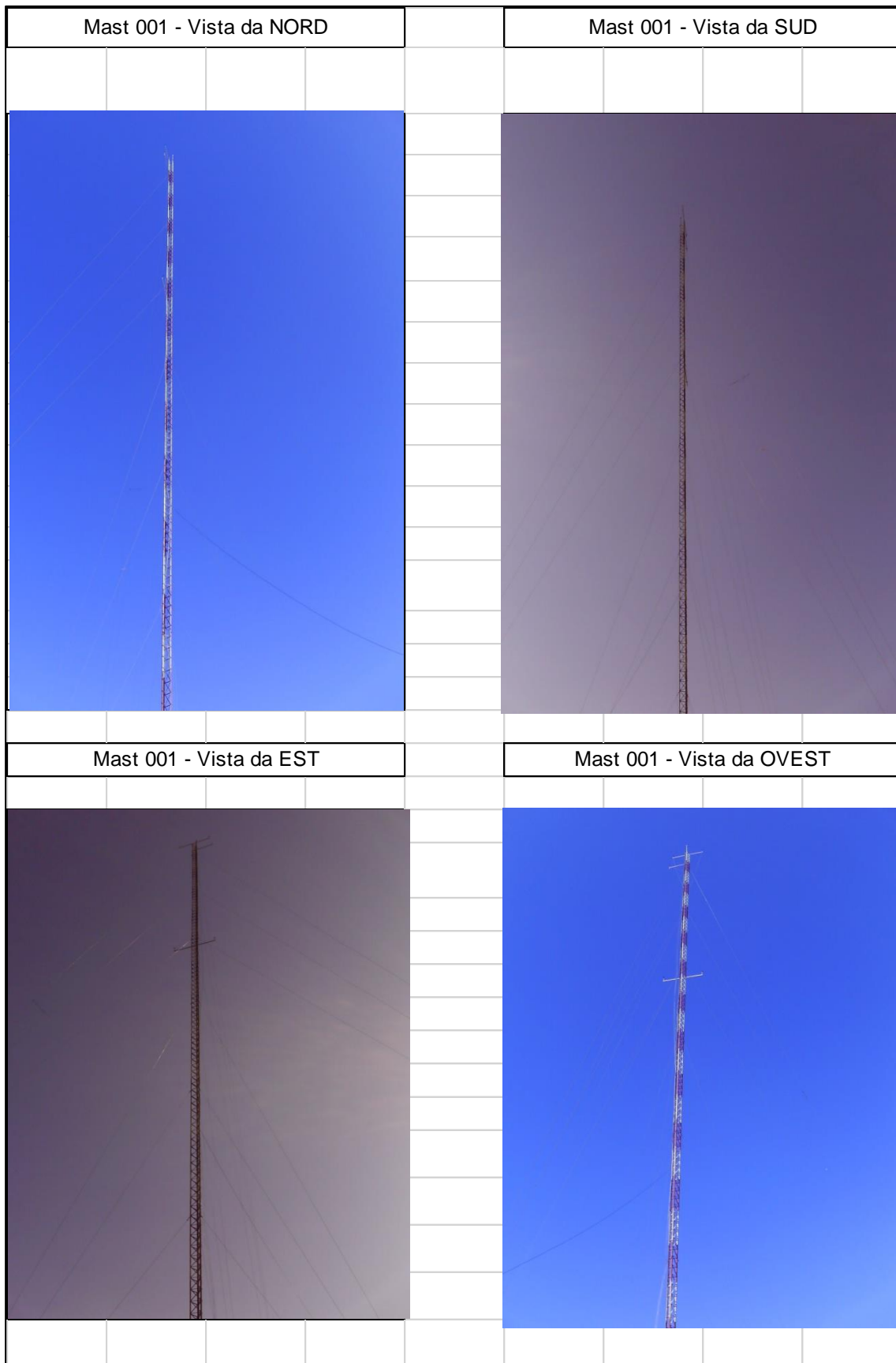



Figura 37: Fotos TP_2839

**Figura 38**

	PARQUE EÓLICO OFFSHORE CAUCAIA	Código	GE.CAU002
	ANÁLISE DE VENTO E AVALIAÇÃO DE RENDIMENTO DE ENERGIA	Revisão	02/11/2018
		Data criação	24/05/2019
		Data revisão	93 de 120
		Página	

Uma revisão geral e avaliação do material de dados meteorológicos disponíveis foi realizada. Os dados foram avaliados quanto à sua qualidade e usabilidade para os fins pretendidos. Os dados utilizados foram verificados quanto a erros detectáveis de medição, gravação ou conversão e inconsistências. A tabela a seguir mostra os parâmetros de recalibração usados.

Tabela 28: Configuração de canal dos parâmetros logger e recalibration

Canal	Altura (m)	Instrumento	Modelo	SN	Orient.	Data de início	Data final	Slope in Logger	Offset in Logger	Slope Desired	Offset Desired	Slope correction	Offset correction
-	4	Logger	NRG Symphony	309012839	-	03/06/2009	07/09/2012	-	-	-	-	-	-
-	4	Logger	NRG Symphony	408005364	-	07/09/2012	17/12/2012	-	-	-	-	-	-
C1	100	Anemometer	NRG #40C Anemom.	62864	270°	03/06/2009	07/09/2012	0,761	0,37	0,761	0,37	1,000	0,000
C2	100	Anemometer	NRG #40C Anemom.		90°	03/06/2009	17/12/2012	0,765	0,35	0,765	0,35	1,000	0,000
C3	80	Anemometer	NRG #40C Anemom.	20177	270°	03/06/2009	07/09/2012	0,772	0,24	0,772	0,24	1,000	0,000
C1	100	Anemometer	NRG #40C Anemom.	62864	270°	07/09/2012	17/12/2012	0,765	0,35	0,761	0,37	0,9948	0,0218
C3	80	Anemometer	NRG #40C Anemom.	20177	270°	07/09/2012	17/12/2012	0,765	0,35	0,772	0,24	1,0092	-0,1132
A1	98	Wind Vane	NRG 200P	-	270°	11/06/2018	today	0,351	0	0,351	0	1,0000	0,0000
A2	58	Wind Vane	NRG 200P	-	270°	11/06/2018	today	0,351	0	0,351	0	1,0000	0,0000
A3	10	Temp Sensor	NRG 110S	-	-	30/12/2013	today	0,351	0	0,351	0	1,0000	0,0000

A integridade dos dados foi verificada e algumas lacunas de dados foram preenchidas seguindo as etapas:

1. substituição de CH3 para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento)
2. Sintetização de séries de dados de vento de 40 a 60 m usando a lei de potência aplicada a uma tabela de corte detalhada para 12 setores e períodos sazonais.
3. substituição de etapa do canal sintetizado para CH1 do par de dados de vento ausente e inválido (velocidade e direção do vento)

Relatório de dados meteorológicos TP_2839

Meteo data report - Main results

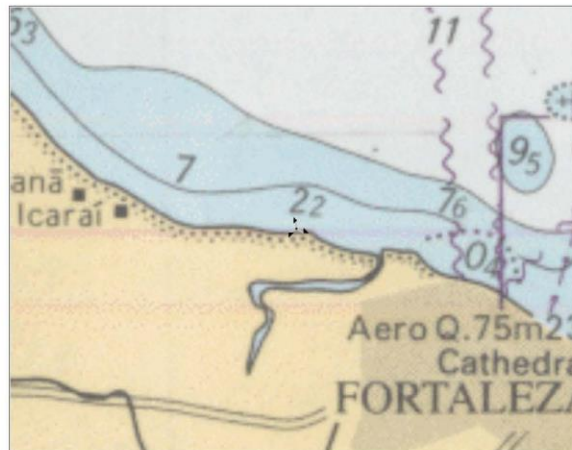
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Mast position: UTM WGS84 S Zone: 24 East: 543.279 North: 9.592.142

Measurement heights and wind speeds (in this report)

Disabled data not included in overview table below

ID	Height [m]	Data recovery [%]	Records	U_max [m/s]	U_mean *) [m/s]
60,00m - 1	60,00	87,4	161599	18,5	7,6
60,00m - 1 Subst#)	60,00	94,1	175204	18,5	7,5
60,00m - 3	60,00	91,6	124684	16,4	7,7
40,00m - 2	40,00	72,7	133260	18,0	6,9

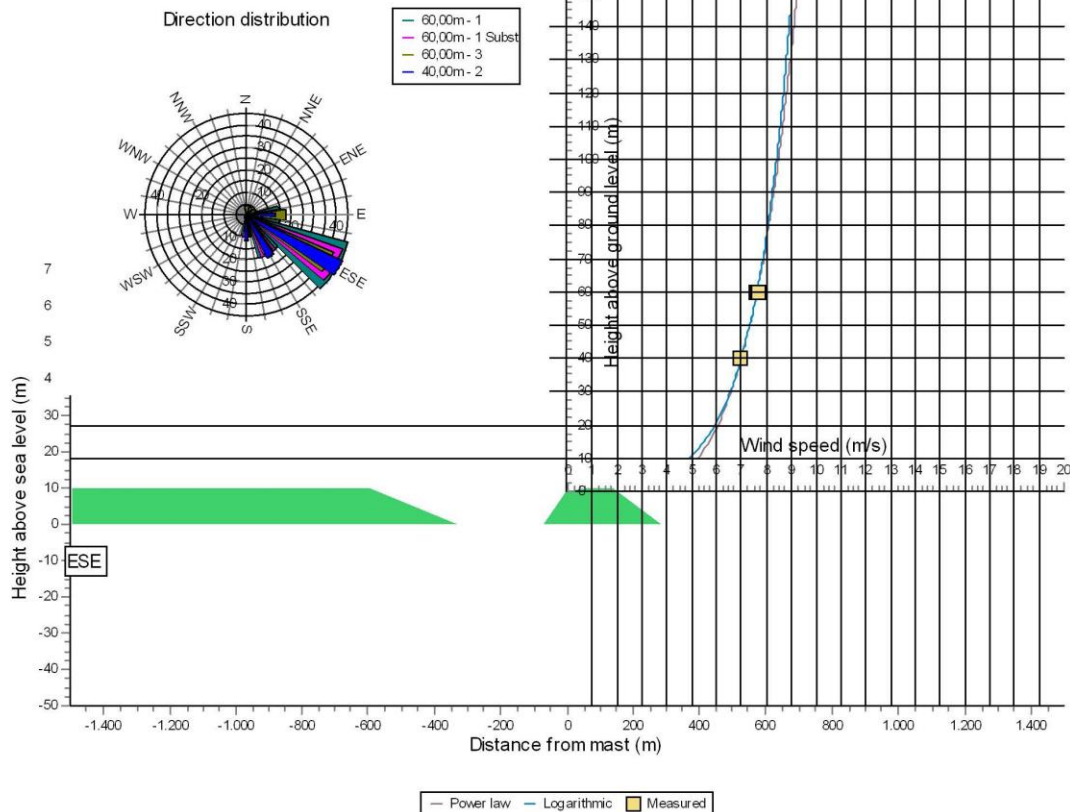


Scale: 200.000

*) U_mean is simple arithmetic average

#) Chosen as fixed height in profile graph

Mean wind profile for all concurrent data and terrain profile for the most frequent sector of height: 60,00m - 1: ESE (left side)



Profile characteristics for best curve fit through all data (Note: Values are only fully valid in flat terrain)

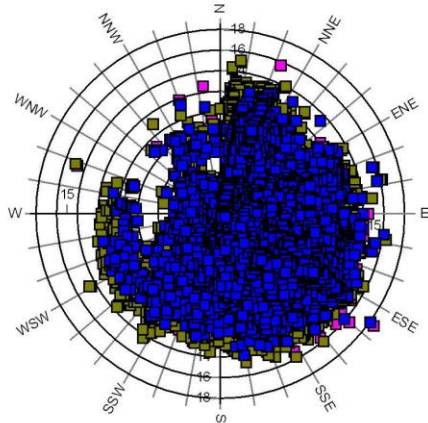
Shear exponent 0,2094 (Power law profile)

Roughness length 0,4118 m class 3,02 (Equivalent roughness for logarithmic profile)

Meteo data report - Main results

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

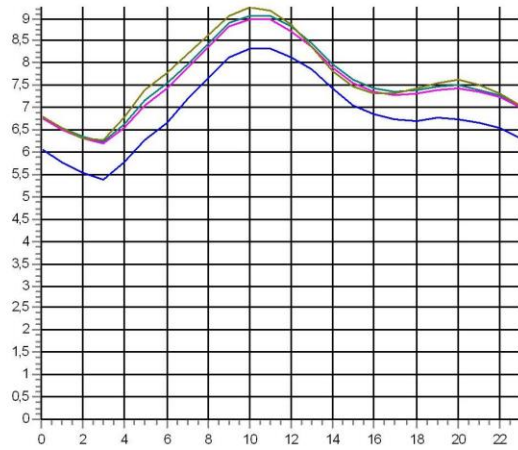
Wind speed/direction



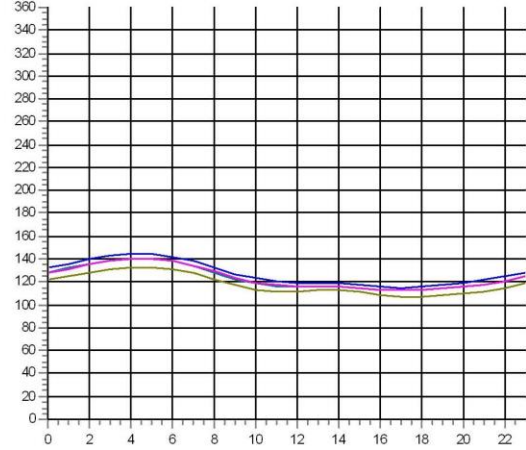
Statistics

Signal	Unit	Count	Of period [%]	Mean	Weibull mean	Weibull A	Weibull k
60,00m - 1 Mean wind speed, all	m/s	161599	100,0	7,60	7,65	8,46	3,83
60,00m - 1 Wind direction, all	Degrees	161599	100,0	122,99			
60,00m - 1 Turbulence intensity, all		161599	100,0	0,16			
60,00m - 1 Turbulence intensity, enabled		151098	93,5	0,08			
60,00m - 1 Subst Mean wind speed, all	m/s	175204	100,0	7,53	7,58	8,40	3,72
60,00m - 1 Subst Wind direction, all	Degrees	175204	100,0	123,12			
60,00m - 1 Subst Turbulence intensity, all		175204	100,0	0,16			
60,00m - 1 Subst Turbulence intensity, enabled		162547	92,8	0,08			
60,00m - 3 Mean wind speed, all	m/s	124684	100,0	7,66	7,76	8,58	3,83
60,00m - 3 Wind direction, all	Degrees	124686	100,0	117,51			
60,00m - 3 Turbulence intensity, all		124684	100,0	0,11			
60,00m - 3 Turbulence intensity, enabled		114890	92,1	0,10	6,91	7,70	3,32
40,00m - 2 Mean wind speed, all	m/s	133260	100,0	6,86			
40,00m - 2 Wind direction, all	Degrees	133260	100,0	126,94			
40,00m - 2 Turbulence intensity, all		133260	100,0	0,12			
40,00m - 2 Turbulence intensity, enabled		117543	88,2	0,11			

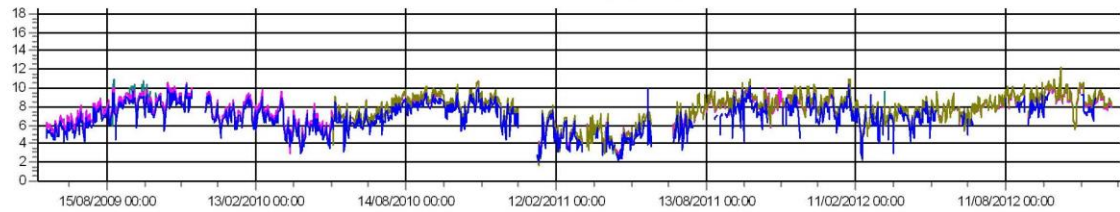
Hourly mean wind speed



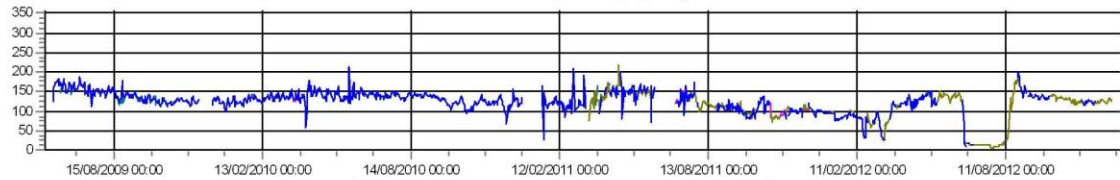
Hourly mean wind direction



Wind speed, Averaging: Day



Wind direction, Averaging: Day



— 60,00m - 1 — 60,00m - 1 Subst — 60,00m - 3 — 40,00m - 2

Meteo data report - Import filters, files and heights
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Import filter: I1

Files/Folders

\\192.168.1.5\Med-Tp\ARCHIVIO ANEMOMETRI TEN PROJECT\ESTERO\BRASILE\CAUCAIA_IPARANA\Iparana Old Logger (2839).txt

Time zone for measurements: Same as in the project properties: (UTC-03:00) Brasilia

Line with header: 141

Header field separator: "Tab"

First line with data: 142

Data field separator: "Tab"

Column	Channel	Type	Sub type	Unit	Height	Name
1		Time stamp	Date&Time	d/m/y h:m:s		
2	1	Wind speed	Mean	m/s	60,00 m	CH1Avg
3	1	Wind speed	StdDev	m/s	60,00 m	CH1SD
4	1	Wind speed	Max	m/s	60,00 m	CH1Max
5	1	Wind speed	Min	m/s	60,00 m	CH1Min
6	2	Wind speed	Mean	m/s	40,00 m	CH2Avg
7	2	Wind speed	StdDev	m/s	40,00 m	CH2SD
8	2	Wind speed	Max	m/s	40,00 m	CH2Max
9	2	Wind speed	Min	m/s	40,00 m	CH2Min
10	3	Wind speed	Mean	m/s	60,00 m	CH3Avg
11	3	Wind speed	StdDev	m/s	60,00 m	CH3SD
12	3	Wind speed	Max	m/s	60,00 m	CH3Max
13	3	Wind speed	Min	m/s	60,00 m	CH3Min
26	7	Wind direction	Mean	Degrees	60,00 m	CH7Avg
27	7	Wind direction	StdDev	Degrees	60,00 m	CH7SD
28	7	Wind direction	Max	Degrees	60,00 m	CH7Max
29	7	Wind direction	Min	Degrees	60,00 m	CH7Min
30	8	Wind direction	Mean	Degrees	40,00 m	CH8Avg
31	8	Wind direction	StdDev	Degrees	40,00 m	CH8SD
32	8	Wind direction	Max	Degrees	40,00 m	CH8Max
33	8	Wind direction	Min	Degrees	40,00 m	CH8Min

Import filter: I2

Files/Folders

\\192.168.1.5\Med-Tp\ARCHIVIO ANEMOMETRI TEN PROJECT\ESTERO\BRASILE\CAUCAIA_IPARANA\Iparana New Logger (5364).csv

Time zone for measurements: Same as in the project properties: (UTC-03:00) Brasilia

Line with header: 171

Header field separator: "; (Semicolon)"

First line with data: 172

Data field separator: "; (Semicolon)"

Column	Channel	Type	Sub type	Unit	Height	Name	Scale	Offset
1		Time stamp	Date&Time	dd/mm/yyyy hh:mm			1,0000	0,0000
2	1	Wind speed	Mean	m/s	60,00 m	CH1Avg	0,9948	0,0218
3	1	Wind speed	StdDev	m/s	60,00 m	CH1SD	1,0000	0,0000
4	1	Wind speed	Max	m/s	60,00 m	CH1Max	0,9948	0,0218
5	1	Wind speed	Min	m/s	60,00 m	CH1Min	0,9948	0,0218
6	2	Wind speed	Mean	m/s	40,00 m	CH2Avg	1,0000	0,0000
7	2	Wind speed	StdDev	m/s	40,00 m	CH2SD	1,0000	0,0000
8	2	Wind speed	Max	m/s	40,00 m	CH2Max	1,0000	0,0000
9	2	Wind speed	Min	m/s	40,00 m	CH2Min	1,0000	0,0000
10	3	Wind speed	Mean	m/s	60,00 m	CH3Avg	1,0091	-0,1132
11	3	Wind speed	StdDev	m/s	60,00 m	CH3SD	1,0000	0,0000
12	3	Wind speed	Max	m/s	60,00 m	CH3Max	1,0091	-0,1132
13	3	Wind speed	Min	m/s	60,00 m	CH3Min	1,0091	-0,1132
26	7	Wind direction	Mean	Degrees	60,00 m	CH7Avg	1,0000	0,0000
27	7	Wind direction	StdDev	Degrees	60,00 m	CH7SD	1,0000	0,0000
28	7	Wind direction	Max	Degrees	60,00 m	CH7Max	1,0000	0,0000
29	7	Wind direction	Min	Degrees	60,00 m	CH7Min	1,0000	0,0000
30	8	Wind direction	Mean	Degrees	40,00 m	CH8Avg	1,0000	0,0000
31	8	Wind direction	StdDev	Degrees	40,00 m	CH8SD	1,0000	0,0000
32	8	Wind direction	Max	Degrees	40,00 m	CH8Max	1,0000	0,0000
33	8	Wind direction	Min	Degrees	40,00 m	CH8Min	1,0000	0,0000

Meteo data report - Table of missing data
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Height: 60,00m - 1

23/06/2009 16:00:00 - 23/06/2009 20:00:00 No data
 25/06/2009 05:40:00 - 25/06/2009 10:20:00 No data
 26/06/2009 03:30:00 - 26/06/2009 07:40:00 No data
 17/07/2009 18:50:00 - 18/07/2009 03:30:00 No data
 18/07/2009 08:40:00 - 19/07/2009 10:10:00 No data
 21/08/2009 03:40:00 - 22/08/2009 14:10:00 No data
 23/08/2009 04:30:00 - 23/08/2009 22:50:00 No data
 24/08/2009 05:20:00 - 24/08/2009 22:00:00 No data
 25/08/2009 01:50:00 - 25/08/2009 14:20:00 No data
 25/08/2009 20:30:00 - 26/08/2009 03:00:00 No data
 26/08/2009 08:20:00 - 27/08/2009 17:30:00 No data
 28/08/2009 05:20:00 - 28/08/2009 08:50:00 No data
 11/09/2009 04:10:00 - 11/09/2009 07:20:00 No data
 11/09/2009 20:30:00 - 11/09/2009 22:40:00 No data
 12/09/2009 00:30:00 - 12/09/2009 08:00:00 No data
 12/09/2009 20:50:00 - 13/09/2009 07:10:00 No data
 13/09/2009 17:10:00 - 14/09/2009 10:30:00 No data
 14/09/2009 15:50:00 - 14/09/2009 17:50:00 No data
 15/09/2009 00:50:00 - 15/09/2009 09:40:00 No data
 16/09/2009 16:00:00 - 17/09/2009 07:40:00 No data
 17/09/2009 20:00:00 - 18/09/2009 08:30:00 No data
 18/09/2009 15:40:00 - 19/09/2009 07:10:00 No data
 19/09/2009 23:10:00 - 20/09/2009 07:40:00 No data
 26/09/2009 21:30:00 - 27/09/2009 08:50:00 No data
 28/09/2009 03:50:00 - 28/09/2009 07:20:00 No data
 28/09/2009 20:20:00 - 29/09/2009 08:30:00 No data
 29/09/2009 21:00:00 - 30/09/2009 07:10:00 No data
 01/10/2009 20:40:00 - 02/10/2009 08:00:00 No data
 02/10/2009 16:10:00 - 03/10/2009 07:40:00 No data
 03/10/2009 15:40:00 - 04/10/2009 07:20:00 No data
 04/10/2009 15:10:00 - 05/10/2009 06:50:00 No data
 05/10/2009 15:20:00 - 06/10/2009 08:40:00 No data
 06/10/2009 15:20:00 - 08/10/2009 07:00:00 No data
 08/10/2009 15:50:00 - 13/10/2009 06:40:00 No data
 13/10/2009 16:20:00 - 14/10/2009 06:00:00 No data
 14/10/2009 16:40:00 - 15/10/2009 01:10:00 No data
 15/10/2009 23:20:00 - 16/10/2009 02:00:00 No data
 20/10/2009 13:50:00 - 20/10/2009 16:30:00 No data
 27/11/2009 10:50:00 - 07/12/2009 17:40:00 No data
 07/12/2009 17:50:00 - 14/12/2009 13:10:00 No data
 17/05/2010 07:40:00 - 17/05/2010 12:30:00 No data
 28/12/2010 11:50:00 - 21/01/2011 13:00:00 No data
 16/03/2011 12:00:00 - 21/03/2011 08:50:00 No data
 28/03/2011 07:30:00 - 29/03/2011 12:30:00 No data
 30/03/2011 04:10:00 - 02/04/2011 10:30:00 No data
 02/04/2011 15:40:00 - 02/04/2011 19:40:00 No data
 03/04/2011 11:20:00 - 04/04/2011 14:40:00 No data
 04/04/2011 18:20:00 - 09/04/2011 06:50:00 No data
 09/04/2011 15:30:00 - 13/04/2011 02:30:00 No data
 14/04/2011 05:00:00 - 21/04/2011 13:50:00 No data
 22/04/2011 02:00:00 - 22/04/2011 14:50:00 No data
 09/05/2011 08:20:00 - 09/05/2011 14:00:00 No data
 10/05/2011 22:10:00 - 12/05/2011 11:20:00 No data
 08/06/2011 07:50:00 - 04/07/2011 12:00:00 No data
 17/02/2012 12:20:00 - 16/03/2012 09:00:00 No data
 30/07/2012 07:50:00 - 31/07/2012 07:00:00 No data
 24/08/2012 10:00:00 - 07/09/2012 15:20:00 No data

Height: 60,00m - 1 Subst

27/11/2009 10:50:00 - 07/12/2009 17:40:00 No data
 07/12/2009 17:50:00 - 14/12/2009 13:10:00 No data
 28/12/2010 11:50:00 - 21/01/2011 13:00:00 No data
 16/03/2011 12:00:00 - 21/03/2011 08:50:00 No data
 08/06/2011 07:50:00 - 04/07/2011 12:00:00 No data
 16/03/2012 07:50:00 - 16/03/2012 09:00:00 No data
 30/07/2012 07:50:00 - 31/07/2012 07:00:00 No data
 04/09/2012 11:50:00 - 07/09/2012 15:20:00 No data

Meteo data report - Table of missing data
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Height: 60,00m - 3

28/12/2010 11:50:00 - 21/01/2011 13:00:00 No data
 16/03/2011 12:00:00 - 21/03/2011 08:50:00 No data
 08/06/2011 07:50:00 - 05/07/2011 05:40:00 No data
 14/07/2011 11:30:00 - 15/07/2011 16:30:00 No data
 15/07/2011 21:30:00 - 20/07/2011 06:50:00 No data
 17/09/2011 16:30:00 - 17/09/2011 19:20:00 No data
 21/09/2011 07:10:00 - 22/09/2011 03:40:00 No data
 23/09/2011 06:20:00 - 23/09/2011 09:30:00 No data
 03/10/2011 16:40:00 - 04/10/2011 14:40:00 No data
 24/10/2011 03:50:00 - 25/10/2011 16:00:00 No data
 26/10/2011 01:50:00 - 28/10/2011 17:20:00 No data
 28/10/2011 19:20:00 - 29/10/2011 09:00:00 No data
 06/11/2011 14:50:00 - 06/11/2011 20:10:00 No data
 08/11/2011 10:10:00 - 14/11/2011 03:40:00 No data
 10/12/2011 16:30:00 - 11/12/2011 02:30:00 No data
 12/12/2011 05:10:00 - 12/12/2011 11:20:00 No data
 12/12/2011 15:10:00 - 12/12/2011 16:50:00 No data
 12/12/2011 22:20:00 - 13/12/2011 01:00:00 No data
 13/12/2011 07:30:00 - 13/12/2011 08:40:00 No data
 16/03/2012 07:50:00 - 16/03/2012 09:00:00 No data
 30/07/2012 07:50:00 - 31/07/2012 07:00:00 No data
 10/08/2012 04:50:00 - 10/08/2012 06:00:00 No data
 10/08/2012 06:00:00 - 10/08/2012 10:10:00 No data
 04/09/2012 11:50:00 - 07/09/2012 15:20:00 No data
 21/03/2011 08:50:00 - 21/03/2011 09:00:00 Missing Turbulence intensity

Height: 40,00m - 2

27/11/2009 10:50:00 - 07/12/2009 17:40:00 No data
 07/12/2009 17:50:00 - 14/12/2009 13:10:00 No data
 24/03/2010 21:00:00 - 25/03/2010 13:50:00 No data
 30/05/2010 23:30:00 - 31/05/2010 10:10:00 No data
 28/12/2010 11:50:00 - 21/01/2011 13:00:00 No data
 14/03/2011 10:00:00 - 14/03/2011 19:50:00 No data
 16/03/2011 12:00:00 - 02/04/2011 10:30:00 No data
 02/04/2011 15:40:00 - 02/04/2011 19:40:00 No data
 04/04/2011 18:20:00 - 09/04/2011 06:50:00 No data
 10/04/2011 03:00:00 - 14/04/2011 07:10:00 No data
 24/04/2011 13:40:00 - 27/04/2011 08:00:00 No data
 01/05/2011 23:20:00 - 02/05/2011 20:20:00 No data
 23/05/2011 10:30:00 - 23/05/2011 18:10:00 No data
 24/05/2011 11:50:00 - 24/05/2011 16:30:00 No data
 27/05/2011 08:00:00 - 27/05/2011 19:40:00 No data
 28/05/2011 09:20:00 - 28/05/2011 19:10:00 No data
 29/05/2011 07:20:00 - 29/05/2011 17:40:00 No data
 30/05/2011 09:20:00 - 30/05/2011 17:10:00 No data
 30/05/2011 18:10:00 - 03/06/2011 16:20:00 No data
 07/06/2011 02:50:00 - 07/06/2011 15:50:00 No data
 08/06/2011 07:50:00 - 05/07/2011 05:30:00 No data
 10/07/2011 08:10:00 - 11/07/2011 17:00:00 No data
 14/07/2011 11:30:00 - 15/07/2011 16:30:00 No data
 20/07/2011 08:10:00 - 21/07/2011 16:30:00 No data
 25/07/2011 02:50:00 - 25/07/2011 22:00:00 No data
 27/07/2011 00:00:00 - 30/07/2011 13:00:00 No data
 31/07/2011 14:00:00 - 16/08/2011 05:30:00 No data
 16/08/2011 07:20:00 - 24/08/2011 21:20:00 No data
 26/08/2011 04:40:00 - 26/08/2011 11:00:00 No data
 27/08/2011 19:40:00 - 30/08/2011 20:40:00 No data
 02/09/2011 03:50:00 - 02/09/2011 16:30:00 No data
 02/09/2011 23:20:00 - 05/09/2011 09:30:00 No data
 07/09/2011 01:40:00 - 07/09/2011 14:30:00 No data
 08/09/2011 06:00:00 - 09/09/2011 13:30:00 No data
 11/09/2011 12:00:00 - 12/09/2011 18:50:00 No data
 15/09/2011 01:30:00 - 16/09/2011 15:40:00 No data
 17/09/2011 02:40:00 - 17/09/2011 09:00:00 No data
 18/09/2011 01:40:00 - 19/09/2011 10:10:00 No data
 24/09/2011 04:50:00 - 24/09/2011 14:40:00 No data
 26/09/2011 02:00:00 - 26/09/2011 10:00:00 No data
 28/09/2011 04:00:00 - 29/09/2011 08:50:00 No data

To be continued on next page...

Meteo data report - Table of missing data**Mast:** TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)*...continued from previous page*

30/09/2011 01:50:00 - 30/09/2011 12:00:00 No data
01/10/2011 02:30:00 - 01/10/2011 13:50:00 No data
02/10/2011 03:20:00 - 02/10/2011 12:10:00 No data
05/10/2011 02:00:00 - 05/10/2011 13:20:00 No data
08/10/2011 01:20:00 - 08/10/2011 13:10:00 No data
09/10/2011 02:30:00 - 09/10/2011 10:40:00 No data
10/10/2011 03:30:00 - 10/10/2011 11:20:00 No data
15/10/2011 01:20:00 - 15/10/2011 21:20:00 No data
23/10/2011 04:20:00 - 23/10/2011 18:50:00 No data
24/10/2011 03:50:00 - 25/10/2011 16:00:00 No data
26/10/2011 01:50:00 - 28/10/2011 17:20:00 No data
28/10/2011 19:20:00 - 14/11/2011 03:40:00 No data
15/11/2011 11:50:00 - 18/11/2011 01:20:00 No data
18/11/2011 01:30:00 - 19/11/2011 17:10:00 No data
05/12/2011 04:40:00 - 13/12/2011 13:40:00 No data
25/12/2011 07:00:00 - 25/12/2011 14:10:00 No data
27/12/2011 04:50:00 - 27/12/2011 14:00:00 No data
10/01/2012 03:20:00 - 12/01/2012 15:00:00 No data
15/01/2012 05:50:00 - 15/01/2012 13:30:00 No data
03/02/2012 05:10:00 - 05/02/2012 12:50:00 No data
06/02/2012 04:20:00 - 07/02/2012 11:20:00 No data
23/02/2012 19:00:00 - 29/02/2012 07:50:00 No data
15/03/2012 18:10:00 - 21/03/2012 17:10:00 No data
28/03/2012 16:30:00 - 02/04/2012 08:50:00 No data
12/04/2012 07:50:00 - 12/04/2012 18:30:00 No data
05/05/2012 03:50:00 - 05/05/2012 09:50:00 No data
11/05/2012 05:20:00 - 12/05/2012 09:50:00 No data
18/05/2012 04:20:00 - 18/06/2012 06:30:00 No data
21/06/2012 04:50:00 - 21/06/2012 15:40:00 No data
22/06/2012 06:10:00 - 25/06/2012 16:10:00 No data
26/06/2012 21:20:00 - 29/06/2012 06:30:00 No data
02/07/2012 04:20:00 - 10/08/2012 15:30:00 No data
11/08/2012 20:30:00 - 24/08/2012 12:30:00 No data
25/08/2012 19:50:00 - 26/08/2012 06:00:00 No data
04/09/2012 11:50:00 - 07/09/2012 15:20:00 No data
02/10/2012 22:10:00 - 12/11/2012 09:10:00 No data

Meteo data report - Monthly wind speeds

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Monthly wind speeds

60,00m - 1

Month	2009	2010	2011	2012	Mean	Mean of month
January		7,20	4,35	8,27	7,25	6,61
February		7,91	5,73	7,97	7,08	7,20
March		6,52	5,07	6,95	6,14	6,18
April		5,91	3,55	7,13	6,04	5,53
May		6,26	5,27	7,65	6,42	6,39
June	5,98	6,72	6,17	7,34	6,73	6,55
July	6,72	7,35	6,53	8,08	7,19	7,17
August	7,75	8,69	8,15	8,92	8,37	8,38
September	8,98	9,12	8,53	8,86	8,87	8,87
October	8,71	7,95	8,51	9,46	8,65	8,66
November	9,11	8,79	8,65	8,36	8,71	8,73
December	7,66	7,27	8,54	8,50	7,99	7,99
mean, all data	7,88	7,47	7,03	8,14	7,45	
mean of months	7,84	7,47	6,59	8,12		7,36

Monthly wind speeds

60,00m - 1 Subst

Month	2009	2010	2011	2012	Mean	Mean of month
January		7,20	4,35	8,27	7,25	6,61
February		7,91	5,73	7,00	6,88	6,88
March		6,52	5,12	6,85	6,22	6,16
April		5,91	4,49	7,13	5,84	5,84
May		6,29	5,29	7,65	6,41	6,41
June	5,88	6,72	6,17	7,34	6,63	6,53
July	6,67	7,35	6,53	8,08	7,17	7,16
August	7,73	8,69	8,15	8,97	8,38	8,38
September	8,89	9,12	8,53	8,96	8,87	8,88
October	8,49	7,95	8,51	9,46	8,60	8,60
November	9,11	8,79	8,65	8,36	8,71	8,73
December	7,66	7,27	8,54	8,50	7,99	7,99
mean, all data	7,78	7,47	6,89	8,03	7,41	
mean of months	7,78	7,48	6,67	8,05		7,35

Monthly wind speeds

60,00m - 3

Month	2010	2011	2012	Mean	Mean of month
January		4,22	8,38	7,33	6,30
February		5,65	7,06	6,37	6,36
March		5,01	6,86	6,01	5,93
April		4,43	7,14	5,79	5,79
May	6,93	5,21	7,68	6,54	6,61
June	6,69	6,13	7,39	6,94	6,74
July	7,40	6,73	8,16	7,50	7,43
August	8,82	8,30	9,06	8,73	8,73
September	9,24	8,70	9,11	9,01	9,02
October	8,03	8,52	9,65	8,75	8,73
November	8,89	8,73	8,53	8,72	8,72
December	7,40	8,74	8,73	8,24	8,29
mean, all data	8,00	6,86	8,12	7,49	
mean of months	7,92	6,70	8,15		7,39

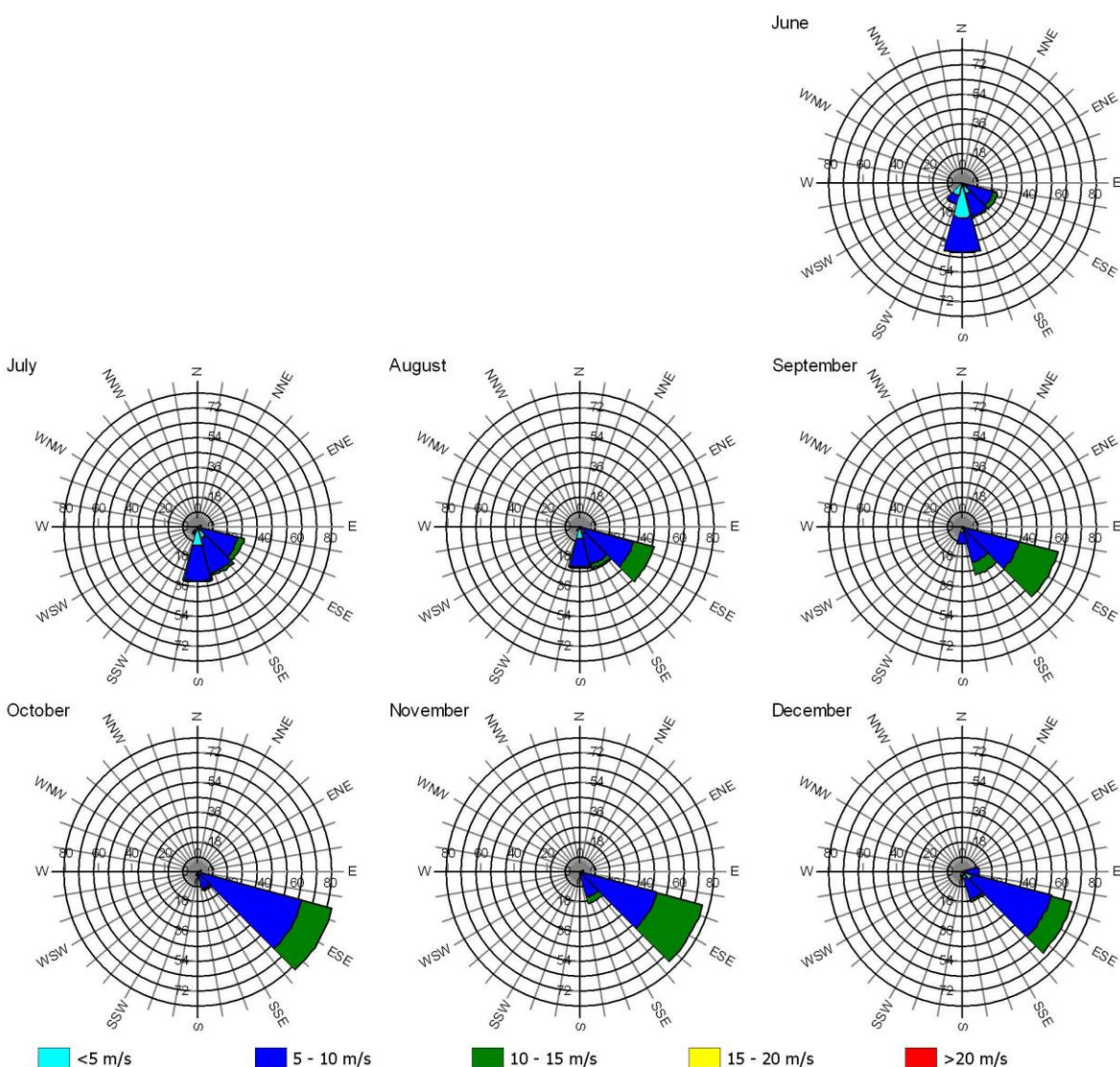
Meteo data report - Monthly wind speeds

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Monthly wind speeds

40,00m - 2

Month	2009	2010	2011	2012	Mean	Mean of month
January		6,83	4,08	7,61	6,73	6,17
February		7,41	5,33	6,56	6,42	6,43
March		6,17	4,53	6,26	5,83	5,65
April		5,45	3,89	6,70	5,57	5,35
May		5,79	4,58	7,16	5,64	5,84
June	5,32	6,15	5,13	6,39	5,78	5,75
July	6,04	6,71	5,52	6,54	6,19	6,20
August	7,22	8,04	6,71	8,26	7,65	7,56
September	8,45	8,49	7,70	8,03	8,22	8,17
October	8,02	7,55	7,85	9,24	7,83	8,17
November	8,73	8,30	7,96	7,63	8,26	8,16
December	7,33	6,86	7,73		7,27	7,31
mean, all data	7,30	6,98	5,93	7,20	6,78	
mean of months	7,30	6,98	5,92	7,31		6,73

Meteo data report - Monthly wind rose graphs
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)
Height: 60,00m - 1 Subst **2009**


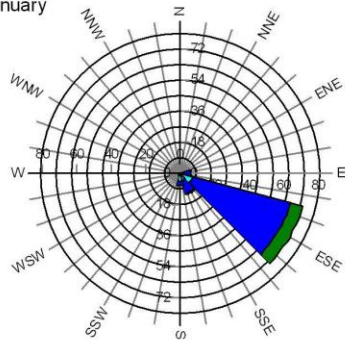
Meteo data report - Monthly wind rose graphs

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

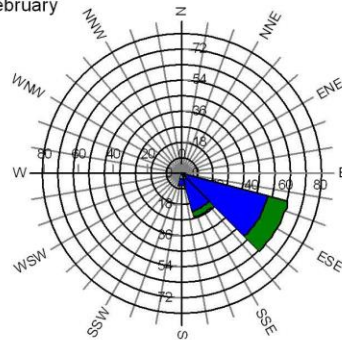
Height: **60,00m - 1 Subst**

2010

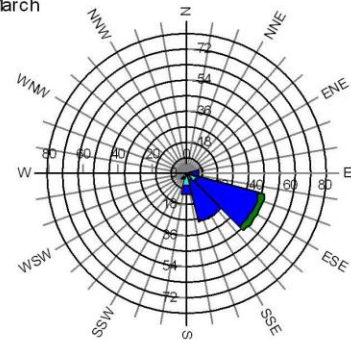
January



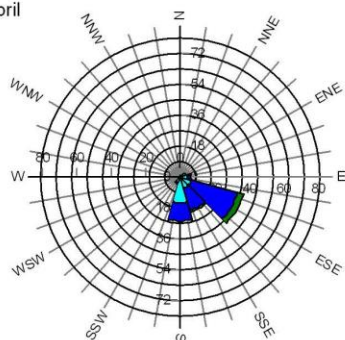
February



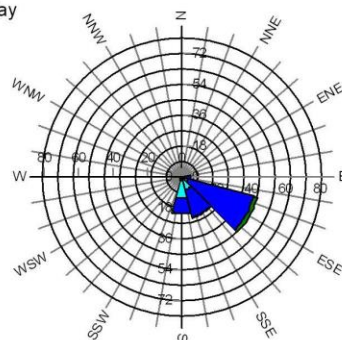
March



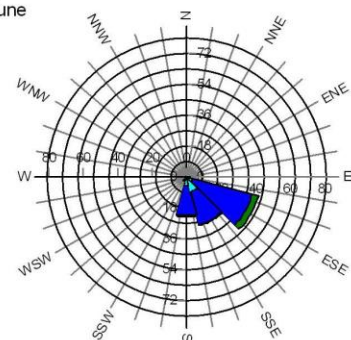
April



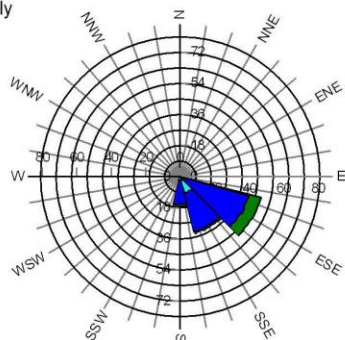
May



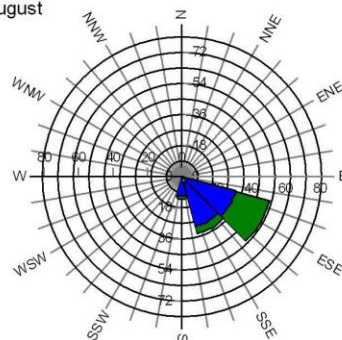
June



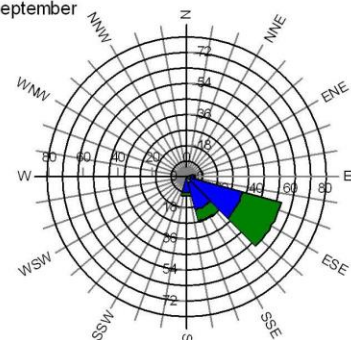
July



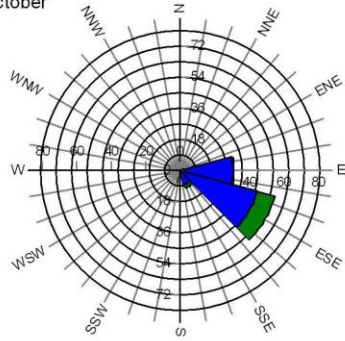
August



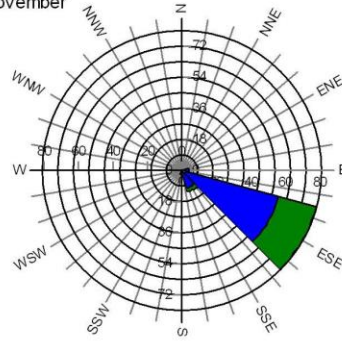
September



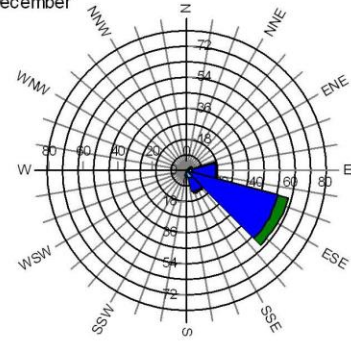
October




November





December



 < 5 m/s

 5 - 10 m/s

 10 - 15 m/s

 15 - 20 m/s

 > 20 m/s

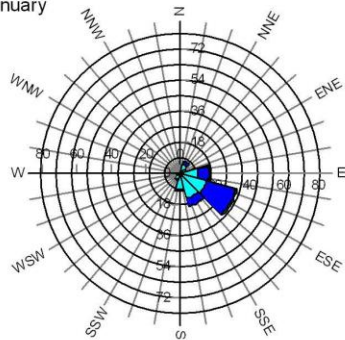
Meteo data report - Monthly wind rose graphs

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

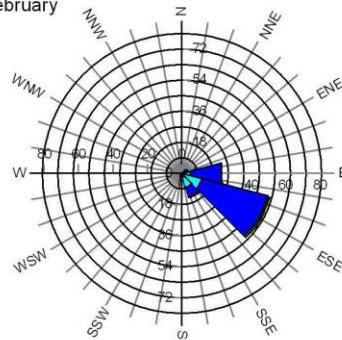
Height: **60,00m - 1 Subst**

2011

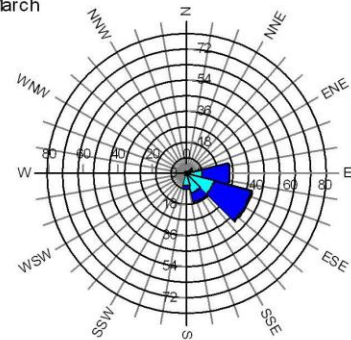
January



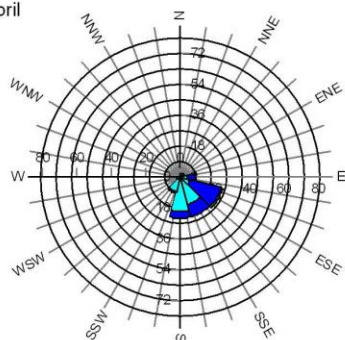
February



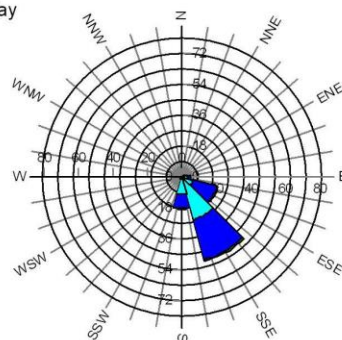
March



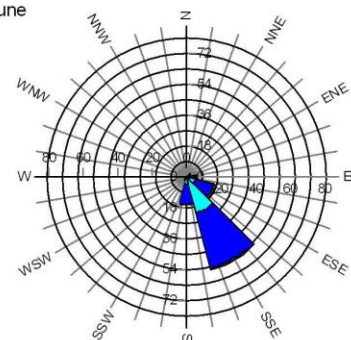
April



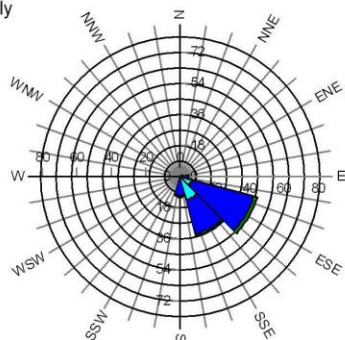
May



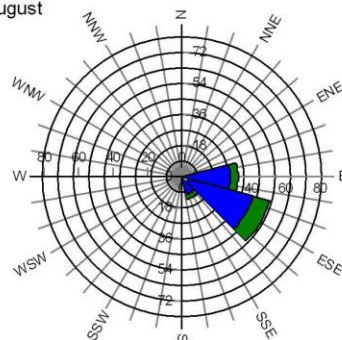
June



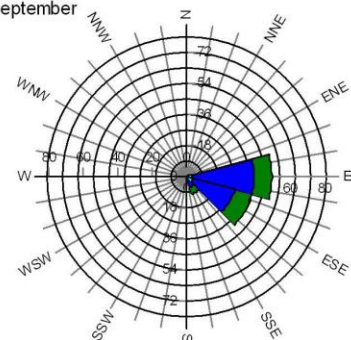
July



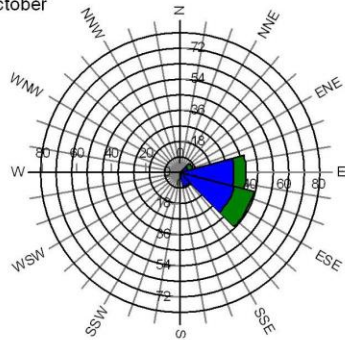
August



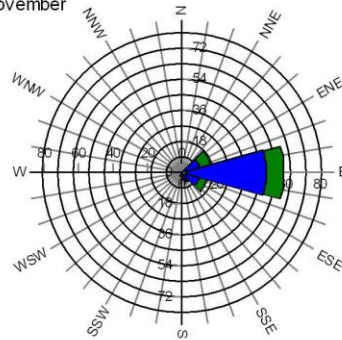
September



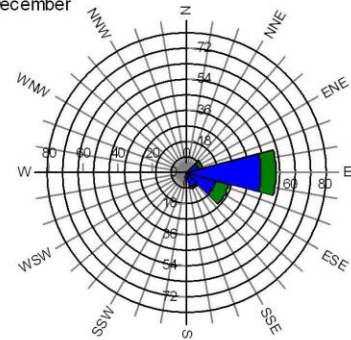
October



November





December



 < 5 m/s

 5 - 10 m/s

 10 - 15 m/s

 15 - 20 m/s

 > 20 m/s

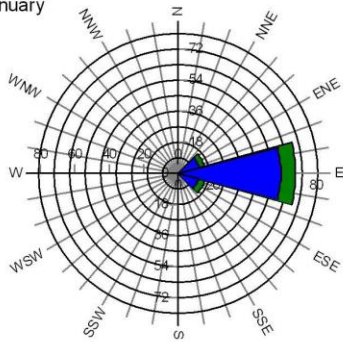
Meteo data report - Monthly wind rose graphs

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

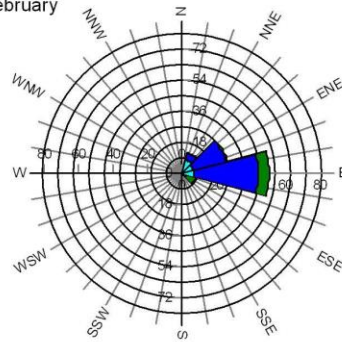
Height: **60,00m - 1 Subst**

2012

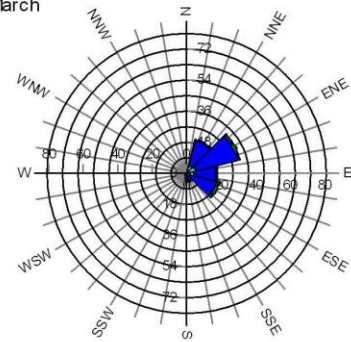
January



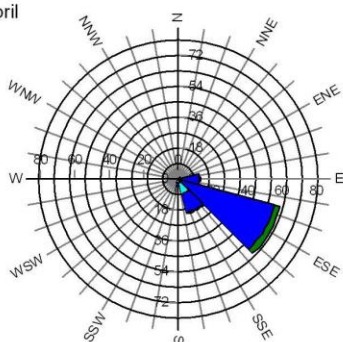
February



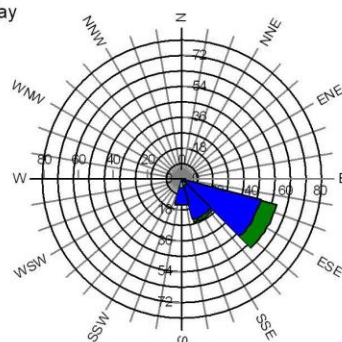
March



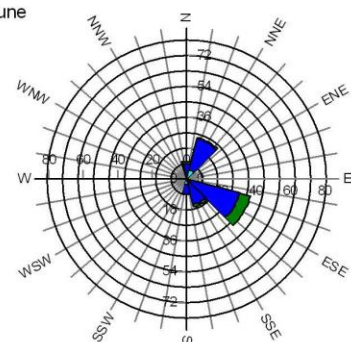
April



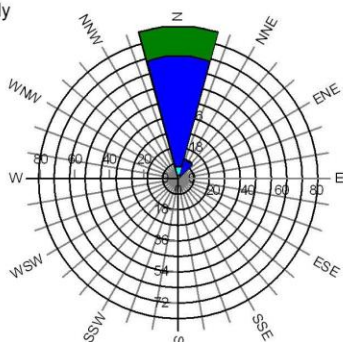
May



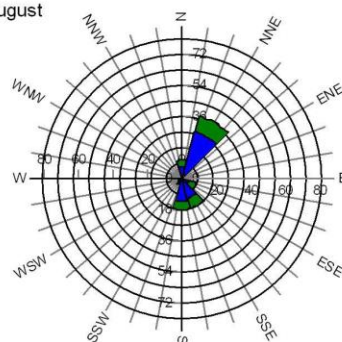
June



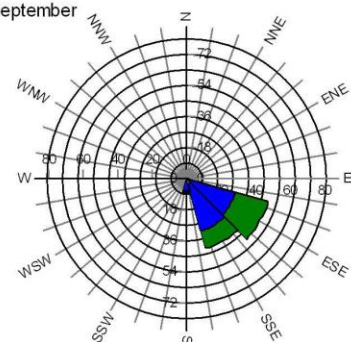
July



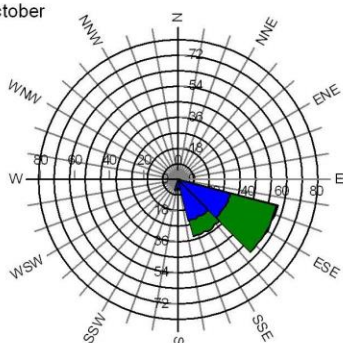
August



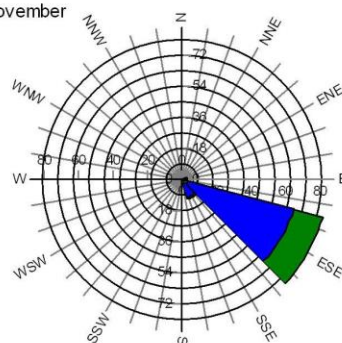
September



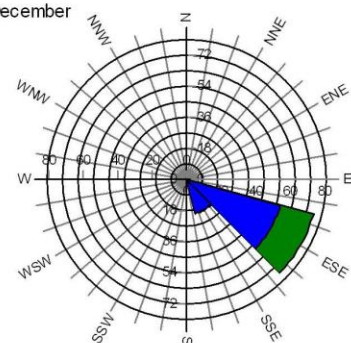
October




November





December



 < 5 m/s

 5 - 10 m/s

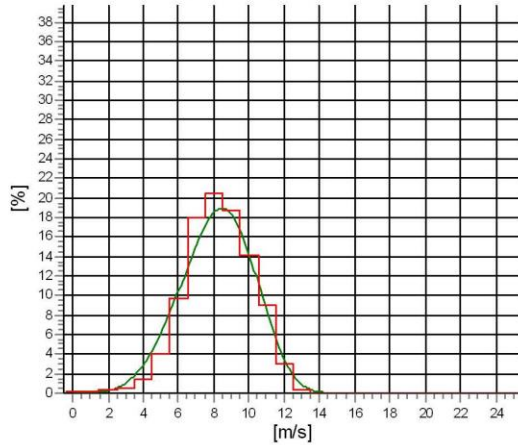
 10 - 15 m/s

 15 - 20 m/s

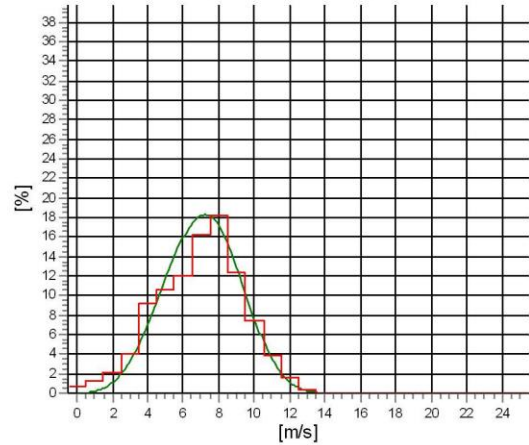
 > 20 m/s

Meteo data report - Sector wise histogram/weibull graphs
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)
Height: 60,00m - 1 Subst

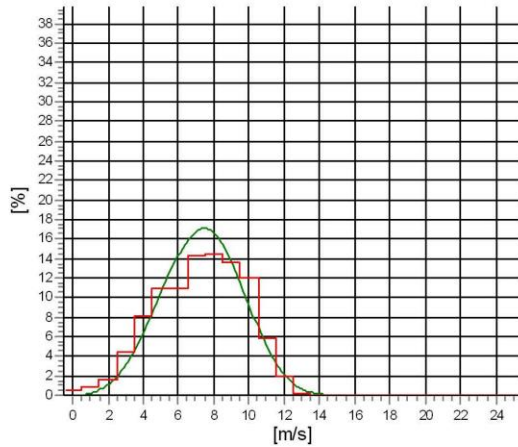
NA: 9,0 m/s k: 4,49 Vm: 8,2 m/s



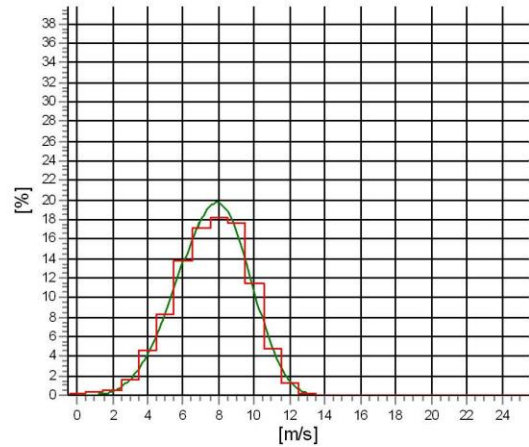
NNE A: 7,8 m/s k: 3,74 Vm: 7,1 m/s



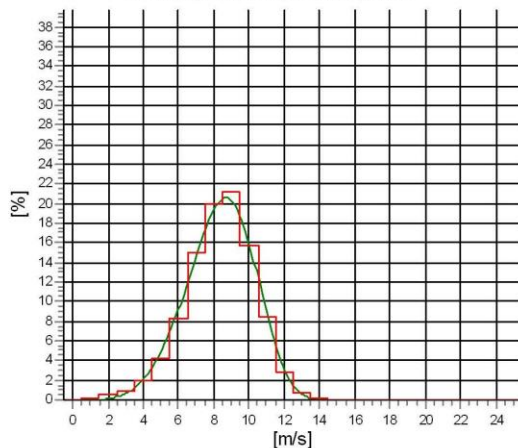
ENE A: 8,1 m/s k: 3,62 Vm: 7,3 m/s



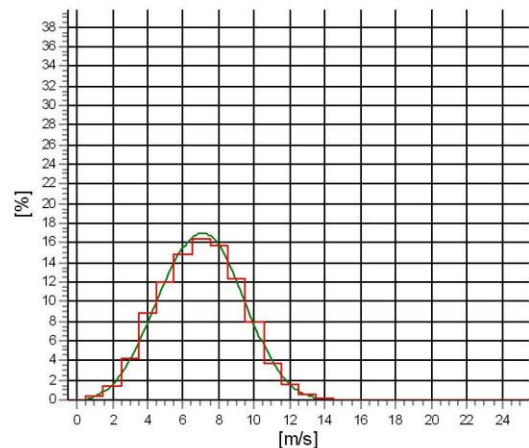
EA: 8,4 m/s k: 4,36 Vm: 7,6 m/s



ESEA: 9,1 m/s k: 4,98 Vm: 8,3 m/s

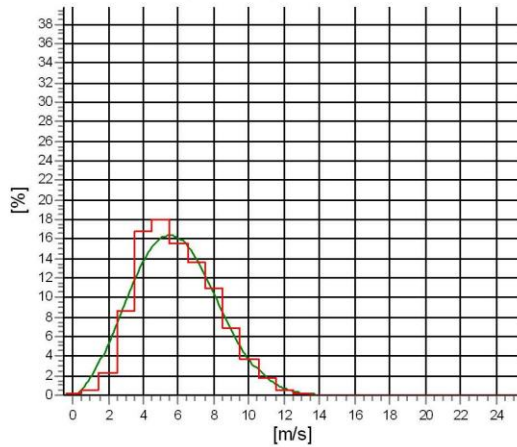


SSE A: 7,8 m/s k: 3,43 Vm: 7,0 m/s

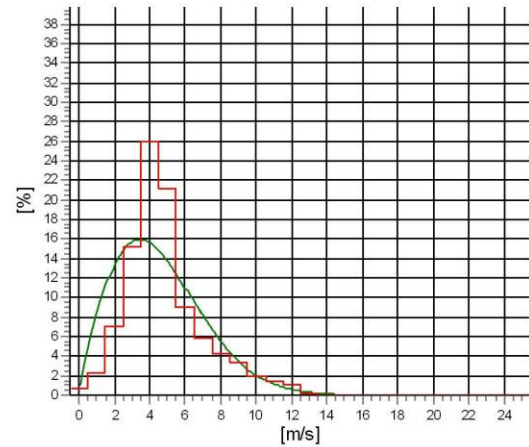


Meteo data report - Sector wise histogram/weibull graphs
Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)
Height: 60,00m - 1 Subst

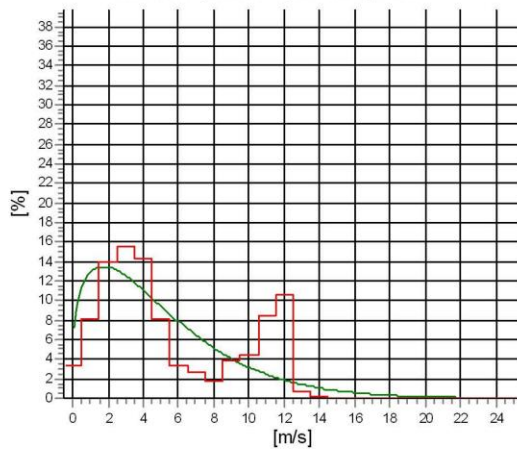
S A: 6,5 m/s k: 2,69 Vm: 5,8 m/s



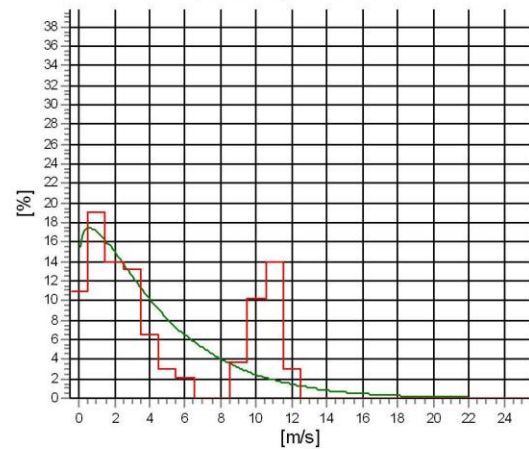
SSW A: 5,2 m/s k: 1,88 Vm: 4,6 m/s



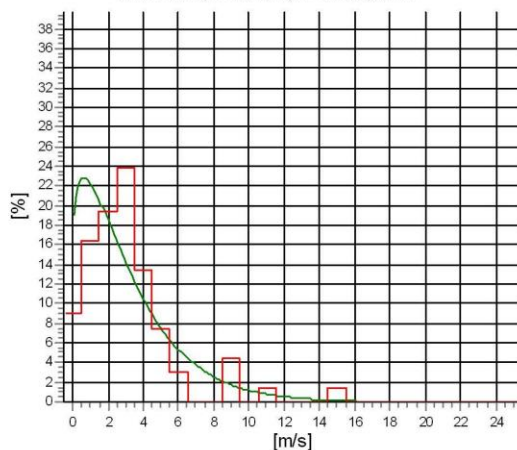
WSW A: 5,5 m/s k: 1,29 Vm: 5,0 m/s



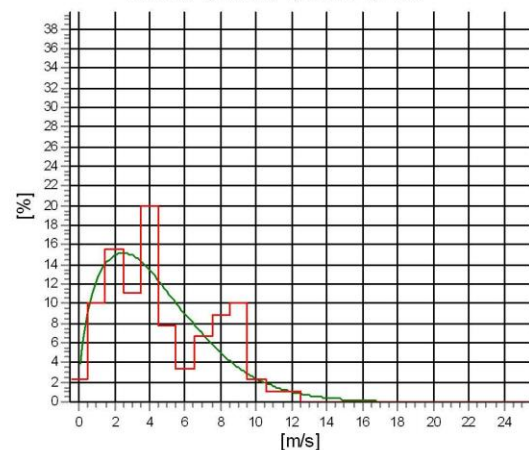
W A: 4,5 m/s k: 1,12 Vm: 4,4 m/s



WNW A: 3,4 m/s k: 1,17 Vm: 3,2 m/s



NNW A: 4,9 m/s k: 1,53 Vm: 4,4 m/s



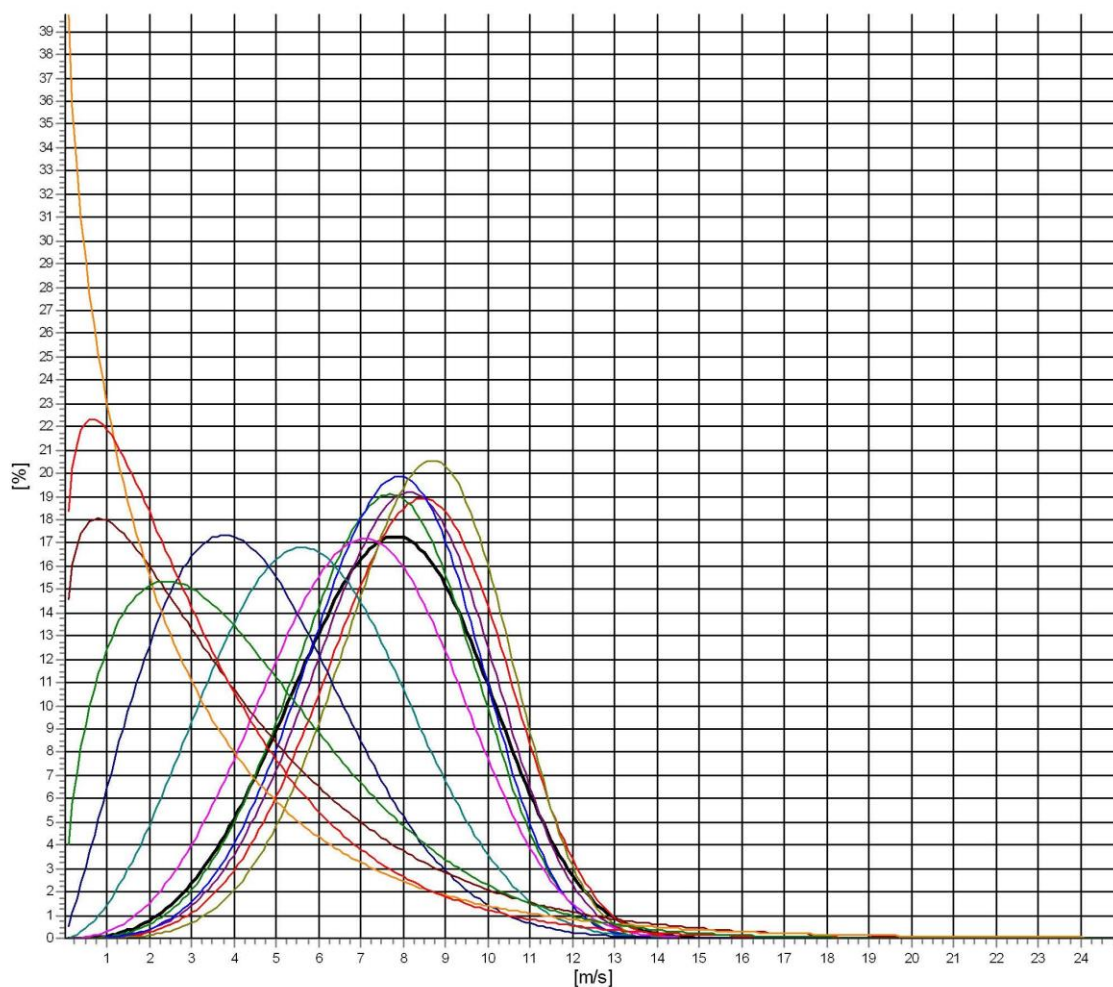
Meteo data report - Weibull data overview

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Height: **60,00m - 1**

Weibull data

Sector	A [m/s]	k	f	Mean wind speed [m/s]
0-N	8,96	4,486	2,98	8,18
1-NNE	8,23	4,137	2,21	7,47
2-ENE	8,65	4,388	2,51	7,88
3-E	8,39	4,403	14,57	7,65
4-ESE	9,09	4,972	46,78	8,35
5-SSE	7,81	3,484	20,03	7,02
6-S	6,58	2,793	9,42	5,86
7-SSW	5,13	2,113	1,16	4,55
8-WSW	4,24	1,167	0,18	4,02
9-W	3,03	0,903	0,07	3,18
10-WNW	3,42	1,173	0,04	3,24
11-NNW	4,88	1,526	0,05	4,39
Mean	8,46	3,830	100,00	7,65



— All A: 8,5 m/s k 3,83 Vm: 7,7 m/s	— N A: 9,0 m/s k 4,49 Vm: 8,2 m/s	— NNE A: 8,2 m/s k 4,14 Vm: 7,5 m/s	— ENE A: 8,6 m/s k 4,39 Vm: 7,9 m/s	— E A: 8,4 m/s k 4,40 Vm: 7,6 m/s
— ESE A: 9,1 m/s k 4,97 Vm: 8,3 m/s	— SSE A: 7,8 m/s k 3,48 Vm: 7,0 m/s	— S A: 6,6 m/s k 2,79 Vm: 5,9 m/s	— SSW A: 5,1 m/s k 2,11 Vm: 4,5 m/s	— WSW A: 4,2 m/s k 1,17 Vm: 4,0 m/s
— WA: 3,0 m/s k 0,90 Vm: 3,2 m/s	— WNW A: 3,4 m/s k 1,17 Vm: 3,2 m/s	— NNW A: 4,9 m/s k 1,53 Vm: 4,4 m/s		

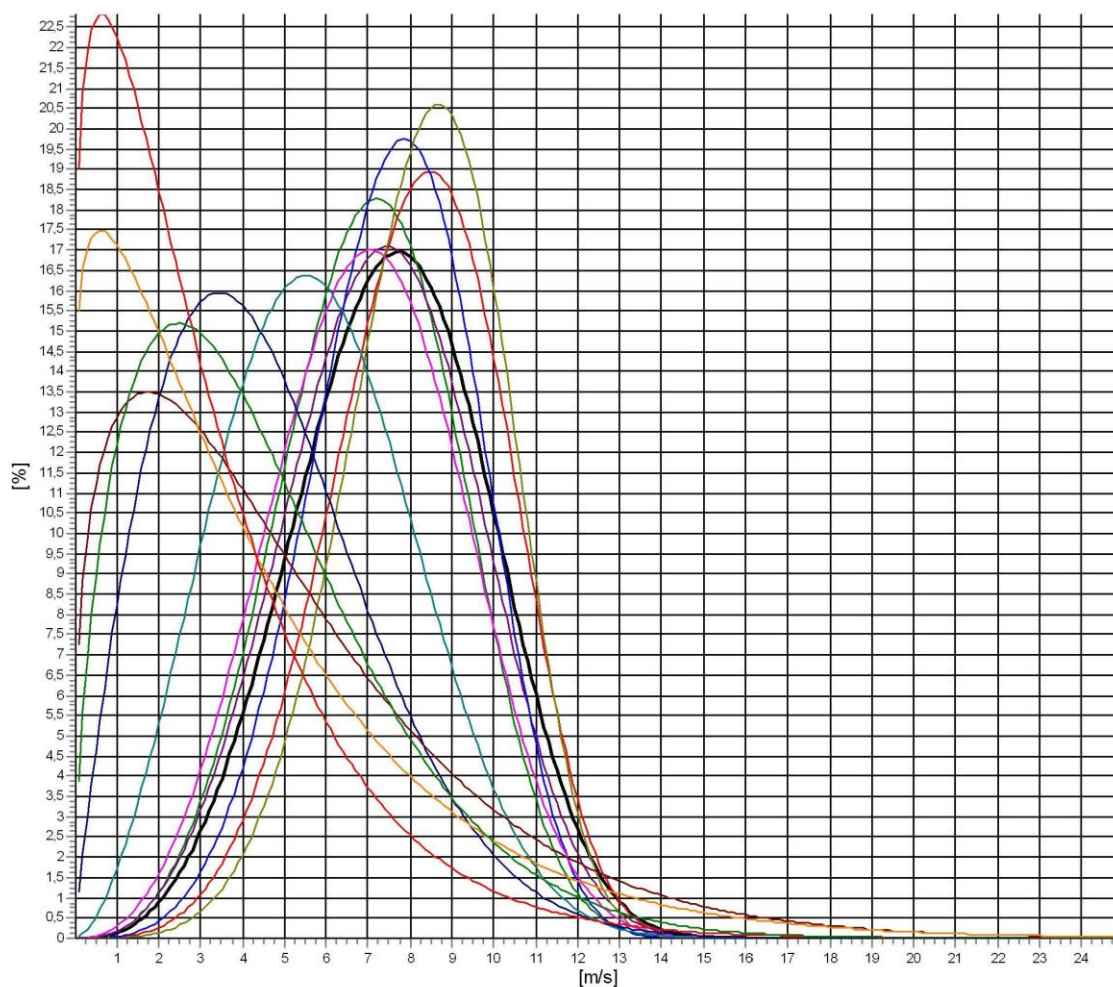
Meteo data report - Weibull data overview

Mast: TP_2839_Iparana; TP_2839_Iparana ALL; TP_2839 **Period:** Full period: 03/06/2009 - 17/12/2012 (42,5 months)

Height: 60,00m - 1 Subst

Weibull data

Sector	A	k	f	Mean wind speed
	[m/s]			[m/s]
0-N	8,96	4,494	2,76	8,18
1-NNE	7,82	3,738	2,86	7,06
2-ENE	8,14	3,624	3,31	7,34
3-E	8,36	4,362	13,85	7,62
4-ESE	9,09	4,980	45,25	8,34
5-SSE	7,79	3,435	20,15	7,00
6-S	6,55	2,692	10,05	5,82
7-SSW	5,17	1,877	1,40	4,59
8-WSW	5,46	1,295	0,22	5,04
9-W	4,54	1,117	0,08	4,36
10-WNW	3,35	1,168	0,04	3,18
11-NNW	4,93	1,531	0,05	4,44
Mean	8,40	3,719	100,00	7,58



— All A: 8,4 m/s k 3,72 Vm: 7,6 m/s	— N A: 9,0 m/s k 4,49 Vm: 8,2 m/s	— NNE A: 7,8 m/s k 3,74 Vm: 7,1 m/s	— ENE A: 8,1 m/s k 3,62 Vm: 7,3 m/s	— E A: 8,4 m/s k 4,36 Vm: 7,6 m/s
— ESE A: 9,1 m/s k 4,98 Vm: 8,3 m/s	— SSE A: 7,8 m/s k 3,43 Vm: 7,0 m/s	— S A: 6,5 m/s k 2,69 Vm: 5,8 m/s	— SSW A: 5,2 m/s k 1,88 Vm: 4,6 m/s	— WSW A: 5,5 m/s k 1,29 Vm: 5,0 m/s
— WA: 4,5 m/s k 1,12 Vm: 4,4 m/s	— WNW A: 3,4 m/s k 1,17 Vm: 3,2 m/s	— NNW A: 4,9 m/s k 1,53 Vm: 4,4 m/s		

APÊNDICE 2: Mapas de recursos eólicos

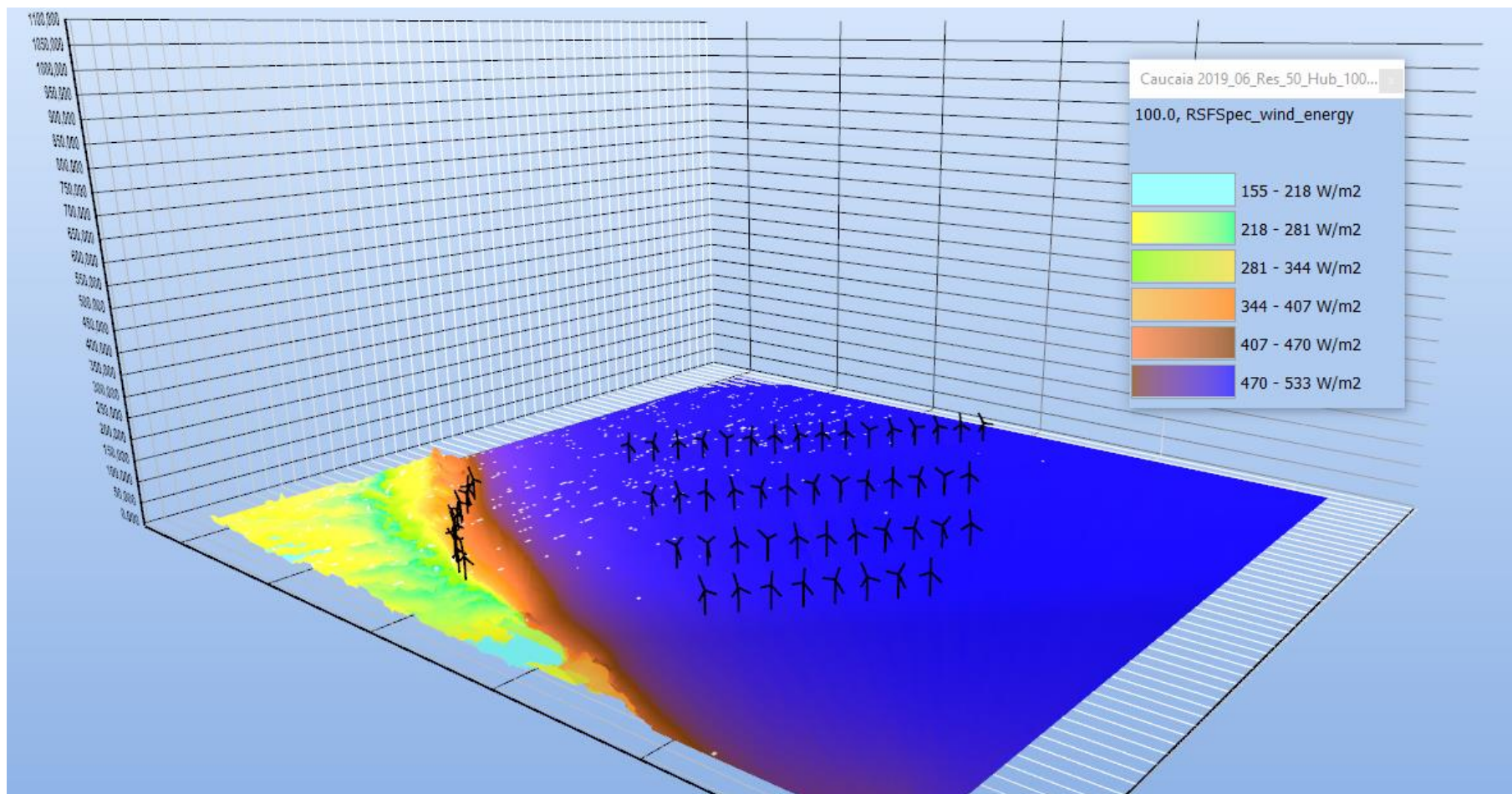


Figura 39: Mapa dos recursos eólicos - energia eólica específica W / m²

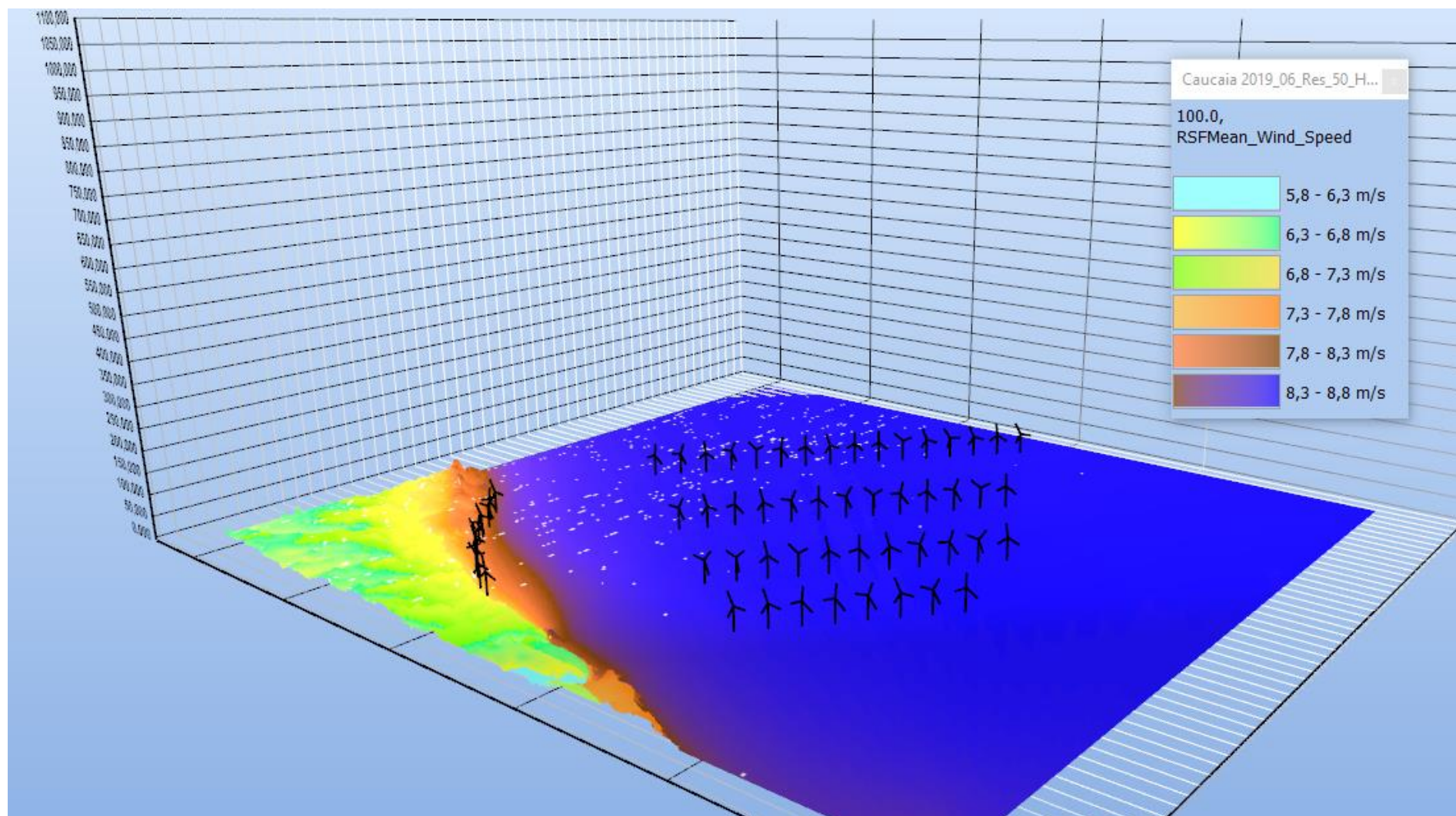


Figura 40: Mapa dos recursos eólicos - velocidade do vento [m / s] a 100 m a.s.l.

APÊNDICE 3: Glossário

Annual average/ Média anual

Valor médio de um conjunto de dados medidos de tamanho e duração suficientes para servir como uma estimativa do valor esperado da quantidade. O intervalo de tempo médio deve ser um número inteiro de anos para calcular a média dos efeitos não estacionários, como a sazonalidade.

Annual average wind speed/ Velocidade média anual do vento

V_{ave} : Velocidade média do vento de acordo com a definição da média anual.

Annual energy production/ Produção anual de energia

AEP: Estimativa da produção total de energia de uma turbina eólica durante um período de um ano aplicando a curva de potência medida a diferentes distribuições de frequência de velocidade de vento de referência na altura do cubo, assumindo 100% de disponibilidade.

Brake (wind turbines) / Freio (turbinas eólicas)

Dispositivo capaz de reduzir a velocidade do rotor ou parar a rotação.

Control system (wind turbines) / Sistema de controle (turbinas eólicas)

Subsistema que recebe informações sobre a condição da turbina eólica e / ou seu ambiente, e ajusta a turbina eólica para mantê-la dentro de seus limites operacionais.

Cut-in wind speed (V_{in}) / Velocidade de arranque do vento

Menor velocidade do vento na altura do cubo em que a turbina eólica começa a produzir energia utilizável.

Cut-out wind speed (V_{out}) / Velocidade de corte do vento

Velocidade máxima do vento na altura do cubo na qual a turbina eólica é projetada para produzir energia utilizável.

Data set / Conjunto de dados

Coleção de dados que foram amostrados durante um período contínuo.

Design limits / Limites de design

Valores máximos ou mínimos usados em um projeto.

Design situation / Situação de design

Possível modo de operação da turbina eólica (por exemplo, produção de energia, estacionamento, etc.)

Distance constant / Constante de distância

Indicação do tempo de resposta de um anemômetro, definido como o comprimento de ar que deve passar pelo instrumento para indicar 63% do valor final para uma entrada de passo na velocidade do vento.

Downwind / A favor do vento

Na direção do vetor principal do vento.

Electrical power network / Rede de energia elétrica

Instalações particulares, subestações, linhas ou cabos para a transmissão e distribuição de eletricidade.

Emergency shutdown (wind turbines) / Desligamento de emergência (turbinas eólicas)

Desligamento rápido da turbina eólica acionado por uma função de proteção ou por intervenção manual.

Environmental conditions / Condições ambientais

Características do ambiente (vento, altitude, temperatura, umidade, etc.) que podem afetar o comportamento da turbina eólica.

Extrapolated power curve / Curva de potência extrapolada

Extensão da curva de potência medida estimando a potência da velocidade máxima do vento medida para a velocidade do vento reduzida.

Extreme wind speed / Velocidade extrema do vento

Valor da velocidade do vento mais elevada, calculada sobre a média t , com uma probabilidade anual de excedência de $1/N$ ("período de recorrência": N anos)

External conditions (wind turbines) / Condições externas (turbinas eólicas)

Fatores que afetam a operação da turbina eólica, incluindo o regime de vento, outros fatores climáticos (neve, gelo, etc.).

Fall-safe / Queda segura

Propriedade de design de um item, que evita que suas falhas resultem em falhas críticas.

Flow distortion / Distorção de fluxo

Mudança no fluxo de ar causada por obstáculos, variações topográficas ou outras turbinas eólicas que

resultam em um desvio da velocidade do vento medida a partir da velocidade do vento de fluxo livre e em uma incerteza significativa.

Gust / Rajada

Mudança temporária na velocidade do vento, que pode ser caracterizada por seu tempo de subida, sua amplitude e sua duração.

Horizontal axis wind turbine (HAWT) / Turbina eólica de eixo horizontal

Turbina eólica cujo eixo do rotor é paralelo ao fluxo do vento.

Hub

Fixação para fixar as lâminas ou o conjunto de lâminas ao eixo do rotor.

Hub height (wind turbines) / Altura do hub

Altura do centro da área varrida do rotor da turbina eólica acima do solo na torre. NOTA: Para uma turbina eólica de eixo vertical, a altura do hub é a altura do plano do equador.

Idling (wind turbines)

Condição de um gerador de turbina eólica que está girando lentamente e não produz energia.

Limit state / Limit state

Estado de uma estrutura e as cargas que atuam sobre ela, além das quais a estrutura não satisfaz mais os requisitos de projeto (ver ISO 2394).

Mean wind speed / Velocidade média do vento

Média estatística do valor instantâneo da velocidade média do vento ao longo de um dado período de tempo que pode variar de alguns segundos a muitos anos.

Measurement period / Measurement period

Período durante o qual um banco de dados estatisticamente significativo foi coletado para o teste de desempenho de energia.

Measurement sector / Setor de medição

Um setor de direções do vento a partir do qual os dados são selecionados para a curva de potência medida.

Method of bins / Método de bins (caixas)

Procedimento de redução de dados que agrupa dados de teste para um determinado parâmetro em intervalos de velocidade do vento (bins)

NOTA: Para cada bin, o número de conjuntos de dados ou amostras e sua soma são registrados, e o valor médio do parâmetro dentro de cada bin é calculado.

Nacelle

Caixa que contém o trem de acionamento e outros elementos no topo de uma torre de turbina eólica de eixo horizontal.

Net active electric power / Potência elétrica ativa líquida

Medida da saída de energia elétrica da turbina eólica que é entregue à rede de energia elétrica.

Network connection point (wind turbines) / Ponto de conexão de rede (turbinas eólicas)

Terminais de cabo de uma única turbina eólica ou, para uma estação de energia eólica, o ponto de conexão ao barramento elétrico do sistema de coleta de energia do local.

Network loss / Perda de rede

Perda de rede por período superior a qualquer passeio através de provisão no sistema de controle de turbina.

Normal shutdown (wind turbines) / Desligamento normal (turbinas eólicas)

Desligamento em que todas as etapas estão sob o controle do sistema de controle.

Obstacles / Obstáculos

Coisas que bloqueiam o vento e criam distorção do fluxo, como edifícios e árvores.

Pitch angle / Ângulo de inclinação

Ângulo entre a linha de corda em um local radial de lâmina definido (geralmente 100% da lâmina Raio) e o plano de rotação do rotor.

Power coefficient / Coeficiente de potência

Relação entre a produção líquida de energia elétrica de uma turbina eólica e a potência disponível no fluxo livre de vento sobre a área varrida do rotor.

Power output / Potência de saída

Energia fornecida por um dispositivo em um formulário específico e para um propósito específico. NOTA: (turbinas eólicas) a energia elétrica fornecida por uma turbina eólica.

Power performance / Power performance

Medida da capacidade de uma turbina eólica para produzir energia elétrica e energia.

Protection functions (wind turbine) / Funções de proteção (turbina eólica)

Funções do sistema de controle e proteção, que garantem que uma turbina eólica permaneça dentro dos limites de design.

Uncertainty in measurement / Incerteza na medição

Parâmetro, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que poderiam ser razoavelmente atribuídos ao mensurando.

Unscheduled maintenance / Unscheduled maintenance

Manutenção realizada, não de acordo com um cronograma estabelecido, mas após a recepção de uma indicação sobre o estado de um item.

Upwind / Contra o vento

Na direção oposta ao vetor principal do vento.

Vertical axis wind turbine / Turbina eólica de eixo vertical

Turbina eólica cujo eixo do rotor é vertical.

Weibull distribution / Distribuição Weibull

Função de distribuição de probabilidade.

Wind shear / Cisalhamento do vento

Variação da velocidade do vento através de um plano perpendicular à direção do vento.

Wind shear exponent / Expoente de cisalhamento de vento

Também conhecido como expoente da lei de potência.

Velocidade do vento

Em um ponto especificado no espaço, é a velocidade de movimento de uma quantidade mínima de ar ao redor do ponto especificado. NOTA: É também a magnitude da velocidade do vento local (vetor)

Wind turbine electrical system / Sistema Elétrico de Turbina Eólica

Todos os equipamentos elétricos internos à turbina eólica, incluindo os terminais da turbina eólica, incluindo equipamentos para aterramento, ligação e comunicações. Condutores locais para a turbina eólica, que são destinados a fornecer uma rede de terminação de terra especificamente para a turbina eólica, estão incluídos.

Wind turbine generator system (wind turbine) / Sistema de gerador de turbina eólica (turbina eólica)

Sistema que converte energia cinética no vento em energia elétrica.

Wind turbine site / Site da turbina eólica

A localização de uma turbina eólica individual, seja sozinha ou dentro de um parque eólico.

Wind turbine terminals / Terminais de turbina eólica

Ponto ou pontos identificados pelo fornecedor de turbinas eólicas em que a turbina eólica pode ser conectada ao sistema de coleta de energia. Isso inclui conexão para fins de transferência de energia e comunicações.

Wind turbine terminals / Terminais de turbina eólica

Ponto ou pontos identificados pelo fornecedor de turbinas eólicas em que a turbina eólica pode ser conectada ao sistema de coleta de energia. Isso inclui conexão para fins de transferência de energia e comunicações.

Wind velocity / Wind velocity

Vector apontando na direção do movimento de uma quantidade mínima de ar ao redor do ponto de consideração, a magnitude do vetor sendo igual à velocidade de movimento dessa "parcela" de ar (isto é, a velocidade do vento local)

Rated power / Potência nominal

Quantidade de energia atribuída, geralmente por um fabricante, para uma condição operacional especificada de um componente, dispositivo ou equipamento. NOTA: Máxima potência elétrica contínua que uma turbina eólica foi projetada para atingir em condições normais de operação..

Rated wind speed / Velocidade nominal do vento

Velocidade mínima do vento na altura do hub na qual a potência nominal da turbina eólica é atingida no caso de vento constante sem turbulência.

Reference wind speed V_{ref} / Velocidade do vento de referência

Parâmetro básico para velocidade do vento usado para definir classes de turbinas eólicas. Outros parâmetros climáticos relacionados ao projeto são derivados da referência de velocidade do vento e outros parâmetros básicos da classe de turbinas eólicas.

NOTA: Uma turbina projetada para uma classe de turbinas eólicas com uma velocidade de referência V_{ref} é projetada para suportar climas nos quais a velocidade média do vento de 10 min com um período de recorrência de 50 anos na altura do cubo da turbina é menor ou igual a V_{ref} .

Rotationally sampled wind velocity / Velocidade do vento amostrada rotativamente

Velocidade do vento experimentada em um ponto fixo do rotor de turbina eólica rotativa

NOTA: O espectro de turbulência de uma velocidade do vento amostrada rotativamente é distintamente diferente do espectro de turbulência normal. Ao girar, a lâmina corta um fluxo de vento que varia no espaço. Portanto, o espectro de turbulência resultante conterá quantidades consideráveis de variação na frequência de rotação e harmônicos da mesma.

Rotor speed (wind turbines) / Velocidade do rotor (turbinas eólicas)

Velocidade de rotação de um rotor de turbina eólica em torno de seu eixo.

Roughness length / Roughness length

z_0 : Altura extrapolada em que a velocidade média do vento se torna zero se se presumir que o perfil vertical do vento tenha uma variação logarítmica com a altura.

Scheduled maintenance / Manutenção agendada

Manutenção preventiva realizada de acordo com um cronograma estabelecido.

Site data / Dados do local

Dados ambientais, sísmicos, do solo e da rede elétrica para o site da turbina eólica. Os dados do vento devem ser as estatísticas de amostras de 10 min, salvo indicação em contrário.

Standard uncertainty / Standard uncertainty

Incerteza do resultado de uma medição expressa como um desvio padrão.

Standstill / Paralisação

Condição de uma turbina eólica que está parada.

Support structure (wind turbines) / Estrutura de suporte (turbinas eólicas)

Parte de uma turbina eólica composta pela torre e fundação.

Survival wind speed / Velocidade do vento de sobrevivência

Nome popular para a velocidade máxima do vento que uma construção é projetada para suportar. NOTA: Neste padrão, a expressão não é usada. As condições de projeto referem-se à extrema velocidade do vento.

Swept area / Swept area

Área projetada perpendicular à direção do vento que um rotor descreverá durante uma rotação completa.

Test site / Local teste

Localização da turbina eólica em teste e seus arredores.

Turbulence intensity / Turbulence intensity

Razão entre o desvio padrão da velocidade do vento e a velocidade média do vento, determinada a partir do mesmo conjunto de amostras de dados medidos da velocidade do vento, e tomada ao longo de um período de tempo especificado.

Turbulence scale parameter / Parâmetro da escala de turbulência

Comprimento de onda em que a densidade espectral de potência longitudinal não-dimensional é igual a 0,05

Turbulence standard deviation / Desvio padrão de turbulência

Desvio padrão do componente longitudinal da velocidade do vento turbulento na altura do hub.

Ultimate limit state / Ultimate limit state

Estados limite que geralmente correspondem à capacidade máxima de carga.

Yawing / Guinada

Rotação do eixo do rotor em torno de um eixo vertical (somente para turbinas eólicas de eixo horizontal)