



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA  
INGEGNERIA MECCANICA - LAUREA MAGISTRALE

---

**Studio di fattibilità e progetto preliminare di un  
parco eolico offshore nel Mar Mediterraneo**  
*Analisi anemologica*

**Feasibility study and preliminary design of an  
offshore wind farm in the Mediterranean Sea**  
*Wind resource assessment*

Relatore:  
**Prof. Ing. Renato Ricci**

Correlatori:  
**Luca Giammichele**  
**Matteo Corvini**

Laureando:  
**Lingkang Jin**

---

ANNO ACCADEMICO 2018-2019

# Introduzione

Negli ultimi anni l'energia eolica e le tecnologie riguardanti i generatori si sono sviluppati molto rapidamente, in particolar modo il settore dell'eolico offshore sta diventando sempre più interessante in quanto garantisce numerosi vantaggi rispetto a quello onshore. Quindi, lo studio dell'energia eolica *offshore* e le sue tecnologie sono diventati argomenti importanti per gli ingegneri.

Questa tesi è uno studio preliminare per la realizzazione di un parco eolico offshore nel Mar Mediterraneo; uno studio di questo tipo richiede approcci e tematiche differenti: valutazione della risorsa primaria, disposizione del parco eolico per la connessione alla rete elettrica e le fondazioni delle turbine; per cui tale studio è stato svolto insieme a Saer Odeh e Andrea Minasi. Io mi sono occupato in particolare della valutazione della risorsa eolica pur collaborando in altre parti.

La valutazione della risorsa eolica ha lo scopo di determinare possibili siti per la realizzazione del parco, in base ai parametri e vincoli di diversa natura; e tra questi, determinare il migliore candidato tramite una matrice di valutazione. Successivamente ho valutato l'aspetto anemometrico a diverse quote del sito qui sopra, così da evidenziare la disponibilità energetica.

In genere l'anemometria di un sito viene acquisita mediante una torre di misura equipaggiata con sensori appositi, che operino per una durata non inferiore ad un anno (questo rappresenta il valore minimo sindacale, nella realtà dei fatti, in genere sono necessariamente 4-5 anni), tale processo risulta essere estremamente costoso. Per superare questa difficoltà nello studio è stato utilizzato un modello di previsione come NWP-MM5 (*Numerical Weather Prediction-Mesoscale Model 5*). Il modello normalmente utilizzato come previsioni meteo, quindi il *Forecasting*, può essere utilizzato in *Hindcasting* ossia ricostruendo i dati già passati, i dati previsionali, ovviamente. Tali dati meteorologici sono successivamente elaborati mediante un software su piattaforma *Matlab* per costruire un'interfaccia di visualizzazione dei dati grezzi.

# Indice

<b>1</b>	<b>Stato dell'arte</b>	<b>1</b>
1.1	Sviluppo tecnologico eolico in Europa . . . . .	4
1.1.1	Il ruolo dell'Europa . . . . .	6
1.1.2	Sviluppo tecnologico . . . . .	10
1.1.3	Strutture di supporto . . . . .	13
1.1.4	Turbine eoliche sul mercato . . . . .	21
1.2	Dati meteorologici . . . . .	28
1.2.1	Meteorologia . . . . .	28
1.2.2	Evoluzione degli atlanti eolici . . . . .	29
1.3	Trasporto ed installazione . . . . .	31
1.3.1	Disponibilità del porto . . . . .	32
1.3.2	Tipologie delle navi . . . . .	33
1.3.3	Installazione . . . . .	37
1.4	Trasmissione . . . . .	39
1.4.1	HVAC . . . . .	42
1.4.2	MVAC . . . . .	43
1.4.3	HVDC-LCC . . . . .	44
1.4.4	HVDC-VSC . . . . .	45
1.4.5	Confronto tra HVDC e HVAC . . . . .	47
1.4.6	Cavi . . . . .	49
<b>2</b>	<b>Valutazione della risorsa eolica</b>	<b>60</b>
2.1	Identificazione del sito . . . . .	60
2.2	L'acquisizione dei dati climatici . . . . .	61
2.3	Analisi dei dati . . . . .	62
2.3.1	Distribuzione di <i>Weibull</i> . . . . .	64
2.3.2	Profilo di velocità . . . . .	67
2.3.3	Rose dei venti . . . . .	70
2.3.4	Turbolenza atmosferica . . . . .	71

2.3.5	Stabilità atmosferica . . . . .	72
2.3.6	Classificazione della ventosità . . . . .	74
2.3.7	Classificazione del sito . . . . .	75
2.3.8	Calcolo della produzione annua . . . . .	76
<b>3</b>	<b>Selezione del sito</b>	<b>81</b>
3.1	Criterio della selezione . . . . .	81
3.1.1	Velocità del vento . . . . .	87
3.1.2	Direzione del vento . . . . .	88
3.1.3	Radiazione solare . . . . .	89
3.1.4	Temperatura . . . . .	90
3.1.5	Orografia . . . . .	91
3.1.6	Batimetria . . . . .	92
3.1.7	Geologia . . . . .	93
3.1.8	Aree naturali protette (flora e fauna) . . . . .	94
3.1.9	Attività antropiche . . . . .	95
3.1.10	Zone militari e zone regolamentate . . . . .	96
3.2	Selezione del sito finale . . . . .	97
<b>4</b>	<b>Acquisizione dei dati meteorologici tramite anemometri</b>	<b>103</b>
4.1	Torri . . . . .	103
4.2	Anemometro a coppetta . . . . .	106
4.3	Anemometro propeller . . . . .	106
4.4	Banderuola . . . . .	108
4.5	Sensore di temperatura . . . . .	109
4.6	Sensore del gradiente di temperatura . . . . .	109
4.7	Sensore di pressione . . . . .	110
4.8	Sensore di umidità . . . . .	110
4.9	Sensore della radiazione solare . . . . .	111
4.10	Sensori ultrasonici . . . . .	111
4.11	Tecniche remote sensing . . . . .	113
4.11.1	LIDAR . . . . .	114
4.11.2	SODAR . . . . .	115
4.12	Data logger . . . . .	116
4.13	Scelta del tempo di media . . . . .	117
<b>5</b>	<b>Acquisizione dati meteorologici tramite modelli numerici</b>	<b>121</b>
5.1	Tecnica hindcasting . . . . .	121
5.2	Panoramica sui modelli numerici hindcasting presenti . . . . .	121

5.3	Modelli mesoscala - categorie . . . . .	123
5.4	Modello di mesoscala KAMM . . . . .	126
5.5	Modello WINDS . . . . .	128
5.6	Modello ARW . . . . .	129
5.7	Modello adottato - MM5 . . . . .	130
<b>6</b>	<b>Confronto approccio sperimentale Vs. approccio numerico</b>	<b>134</b>
<b>7</b>	<b>Analisi anemologica</b>	<b>138</b>
7.1	Trend climatici . . . . .	140
7.2	Effetti termici . . . . .	144
7.3	Analisi stabilità atmosferica . . . . .	146
7.4	Valutazione dell'umidità atmosferica . . . . .	147
7.5	Velocità medie mensili . . . . .	149
7.6	Mast 01 . . . . .	150
7.6.1	Rose dei venti . . . . .	150
7.6.2	Regressione lineare di Weibull . . . . .	152
7.6.3	Stima di <i>Weibull - Justus</i> . . . . .	153
7.6.4	Profilo di velocità . . . . .	153
7.7	Mast 02 . . . . .	156
7.7.1	Rose dei venti . . . . .	156
7.7.2	Regressione lineare di <i>Weibull</i> . . . . .	158
7.7.3	Stima di <i>Weibull - Justus</i> . . . . .	158
7.7.4	Profilo di velocità . . . . .	159
7.8	Mast 03 . . . . .	160
7.8.1	Rose dei venti . . . . .	160
7.8.2	Regressione lineare di <i>Weibull</i> . . . . .	162
7.8.3	Stima di <i>Weibull - Justus</i> . . . . .	162
7.8.4	Profilo di velocità . . . . .	163
7.9	Mast 04 . . . . .	164
7.9.1	Rose dei venti . . . . .	164
7.9.2	Regressione lineare di <i>Weibull</i> . . . . .	166
7.9.3	Stima di <i>Weibull - Justus</i> . . . . .	166
7.9.4	Profilo di velocità . . . . .	167
7.10	Mast 05 . . . . .	168
7.10.1	Rose dei venti . . . . .	168
7.10.2	Regressione lineare di <i>Weibull</i> . . . . .	170
7.10.3	Stima di <i>Weibull - Justus</i> . . . . .	170

7.10.4	Profilo di velocità . . . . .	171
7.11	Classificazione della ventosità . . . . .	172
7.12	Classificazione dei siti . . . . .	175
7.13	Calcolo della produzione annua . . . . .	176
<b>8</b>	<b>Validazione e confronto</b>	<b>181</b>
8.1	Rose dei venti geo-referenziate . . . . .	181
8.2	Rose dei Z0 georeferenziate . . . . .	183
8.3	Spirale di <i>Ekman</i> . . . . .	186
8.4	Confronto dei risultati . . . . .	188
<b>9</b>	<b>Conclusioni e sviluppi futuri</b>	<b>193</b>
	<b>Riferimenti</b>	<b>195</b>
	<b>Appendici</b>	<b>203</b>
A.1	Legge logaritmica in forma estesa . . . . .	203
A.2	Calcolo della densità dell'aria . . . . .	205
A.3	Calcolo della temperatura di rugiada . . . . .	207
A.4	Codici <i>Matlab</i> sviluppati . . . . .	208

# Elenco delle figure

1.1	Emissioni globali di $CO_2$ negli anni 1960 e nel 2017 [3]	2
1.2	Potenza installata e dismessa in Europa nel 2018 [6]	3
1.3	Trend delle fonti energetiche in Europa dal 2008 al 2018 [6]	4
1.4	Capacità installata [6]	6
1.5	Mappa interattiva dei parchi eolici <i>offshore</i> europeo [14]	7
1.6	Descrizione del parco eolico <i>offshore</i> selezionato [14]	7
1.7	Installazioni cumulative negli stati Europei [6]	8
1.8	Investimenti e capacità installata eolico <i>offshore</i> in Europa [6]	8
1.9	Installazioni cumulative in Europa [6]	9
1.10	Principali costruttori di turbine nel 2018 [6]	10
1.11	Prototipo utilizzato per il test nel progetto <i>Blue H</i> [16]	11
1.12	Sviluppo della potenza della turbina [6]	12
1.13	Profondità dell'acqua e distanza dalla costa [6]	12
1.14	Sviluppo nel tempo della dimensione del rotore [12]	13
1.15	Dimensioni GE <i>Haliade X</i> [17]	13
1.16	Parti di cui si compone di una OWT [19]	14
1.17	Esempio di strutture fisse [21]	15
1.18	Esempio di ancoraggio per i sistemi galleggianti [20]	16
1.19	Le soluzioni fisse [25]	19
1.20	Soluzioni galleggianti: spar, struttura semi-sommersa e TLP [26]	19
1.21	Numero d'installazioni per ogni tipologia di struttura in Europa [6]	20
1.22	Soluzione <i>Ideol</i> [27]	20
1.23	<i>Costruttori delle turbine eoliche nel contesto europeo 2018</i> [6]	21
1.24	<i>SG8.0-167 DD</i>	23
1.25	<i>SWT-6.0-154</i>	24
1.26	<i>V117-4.2 MW<sup>TM</sup></i>	26
1.27	<i>Haliade 150-6MW</i>	27
1.28	Risoluzione spazio-temporale delle classi meteorologiche [30]	29
1.29	Atlante europeo del vento (1990) [36]	30

1.30	NEWA (2019) [35]	31
1.31	Stoccaggio delle parti delle turbine [12]	32
1.32	Jack-up platforms [37]	34
1.33	Navi HLV [37]	34
1.34	Navi di rifornimento [37]	35
1.35	Rimorchiatori [37]	35
1.36	Chiatte [37]	36
1.37	Navi di manutenzione [38]	36
1.38	Installazione della turbina: metodo parti separate [39]	38
1.39	Installazione turbina: metodo Bunny ear [39]	38
1.40	Installazione turbina: metodo full rotor star [39]	38
1.41	Installazione turbina: metodo assemblaggio totale [37]	39
1.50	configurazione radiale (a), ramificata (b) [42]	50
1.54	cavo per la trasmissione in corrente continua prodotto da Prysmian Gruppo [47]	55
1.55	transizione del cavo senza l'utilizzo dell'HDD (sopra), con ausilio di HDD (sotto) [42]	56
1.56	varie possibilità di transizione del cavo di esportazione sulla spiag- gia [42]	57
1.57	Soluzioni protezioni cavi per le strutture fisse [41, 52, 53]	58
1.58	protezione dei cavi per la tecnologia <i>floating</i> [53]	58
2.1	Dati climatici acquisti [57]	62
2.2	Schema conversione energetica	63
2.3	Istogramma dei dati sulla velocità del vento	64
2.4	Variazione della distribuzione di <i>Weibull</i> [57]	65
2.5	Regressione lineare [57]	66
2.6	Profilo di velocità [57]	67
2.7	Confronto tra le due leggi del profilo di velocità	68
2.8	Rose dei venti [57]	70
2.9	Variazione dell'intensità turbolenza al variare di $Z_0$ [57]	71
2.10	Stabilità termica: diversi casi [57]	72
2.11	Stabilità atmosferica: esempio	73
2.12	Caratteristiche tecniche <i>Senvion 6.3m</i> [60]	76
2.13	Calcolo della produzione annuo: flusso di lavoro	78
2.14	L'andamento dei <i>capacity factor</i> italiani [65]	79
3.1	Platanistos	82



3.2	Agios Nikolaos . . . . .	83
3.3	Velanidia . . . . .	83
3.4	Samandag . . . . .	84
3.5	Buyukeceli Mahalles . . . . .	84
3.6	Yenisacran . . . . .	85
3.7	Aliaga . . . . .	85
3.8	Amasra . . . . .	86
3.9	Lacul Sinoe location . . . . .	86
3.10	Esempio output GWA : Aliaga [32] . . . . .	87
3.11	Rosa delle frequenze a 100 m in Aliaga [32] . . . . .	88
3.12	Schermata GSA [67] . . . . .	89
3.13	Confronto Earth Nullschool Vs. GSA . . . . .	90
3.14	Mappa interattiva orografica della Turchia-GWA [32] . . . . .	92
3.15	Carta nautica Navionics: batimetria . . . . .	93
3.16	legenda dei substrati del letto marino Aliaga . . . . .	93
3.17	Aree naturali protette della Turchia (segnate in rosso) . . . . .	94
3.18	Zone regolamentate vicino ad Aliaga (aree delimitate dalle linee colorate) . . . . .	96
3.19	Voti totali per i siti candidati . . . . .	98
3.20	Aiaga e Yenisacran, Turchia . . . . .	99
3.21	Industria petrolchimica <i>Petkim</i> . . . . .	99
3.22	Aree naturali protette in Grecia . . . . .	100
3.23	Linea elettrica ad alta tensione in Grecia [78] . . . . .	100
3.24	Zone regolamentate nel Mar Nero (aree delimitate dalle linee) [69] . . . . .	101
3.25	Batimetria nel Mar Nero [69] . . . . .	101
3.26	Rete elettrica turca (TEIAS) [73] . . . . .	102
4.1	Tipologie delle torri anemometriche [57] . . . . .	104
4.2	Anemometro a coppetta NRG 40H [88] . . . . .	106
4.3	Tipologie anemometro propeller [87] . . . . .	107
4.4	Banderuola NRG 200 P [88] . . . . .	108
4.5	Sensore di temperatura [87] . . . . .	109
4.6	Sensore barometrico NRG BP20 [88] . . . . .	110
4.7	Sensore di umidità [57] . . . . .	110
4.8	Piranometro <i>Campbell Scientific</i> LP02 [89] . . . . .	111
4.9	Sensori ultrasonici [57] . . . . .	111
4.10	Sensori ultrasonici: principio di funzionamento . . . . .	112
4.11	Remote sensing - Principio di funzionamento . . . . .	113

4.12	LIDAR - Principio di funzionamento . . . . .	114
4.13	Sistemi LIDAR . . . . .	115
4.14	Sistemi SODAR . . . . .	116
4.15	Data logger NRG SYMPHONIE PRO . . . . .	116
4.16	Zona di misura per l'analisi del vento [57] . . . . .	117
4.17	Spettri della turbolenza [57] . . . . .	119
5.1	Griglia di calcolo Nesting . . . . .	125
5.2	Struttura dei modelli WRF . . . . .	130
6.1	Dominio di calcolo . . . . .	137
7.1	Posizione dei cinque anemometri virtuali . . . . .	138
7.2	Esempio file <i>.txt</i> come output da MM5 . . . . .	139
7.3	Trend giornaliero: temperatura aria . . . . .	141
7.4	Trend giornaliero: pressione atmosferica . . . . .	141
7.5	Trend giornaliero: irraggiamento solare totale . . . . .	141
7.6	Trend giornaliero: umidità relativa . . . . .	142
7.7	Trend giornaliero: velocità del vento . . . . .	142
7.8	Trend giornaliero: direzione del vento . . . . .	142
7.9	Andamento velocità stagionale: primavera . . . . .	144
7.10	Andamento velocità stagionale: estate . . . . .	144
7.11	Andamento velocità stagionale: autunno . . . . .	145
7.12	Andamento velocità stagionale: inverno . . . . .	145
7.13	Curve di stato . . . . .	146
7.14	Mast 02 - posizione . . . . .	146
7.15	Esempio diagramma aerologico [96] . . . . .	147
7.16	Valutazione formazioni delle nubi . . . . .	148
7.17	L'andamento delle velocità medie mensili 2016 - 2017 . . . . .	149
7.18	Posizione Mast 01 . . . . .	150
7.19	Mast 01: rose delle frequenze . . . . .	151
7.20	Mast 01: rose delle velocità . . . . .	151
7.21	Mast 01: rose delle energie specifiche . . . . .	151
7.22	Mast 01: <i>Weibull</i> 2016 . . . . .	152
7.23	Mast 01: <i>Weibull</i> 2017 . . . . .	152
7.24	Mast 02: stima parametri <i>Weibull</i> - <i>Justus</i> . . . . .	153
7.25	Profilo delle velocità: stima delle due leggi . . . . .	154
7.26	Mast 01: wind shear - Legge esponenziale $\alpha$ . . . . .	154
7.27	Mast 01: wind shear - legge logartimica $U^*/k$ . . . . .	154

7.28 Mast 01: wind shear - legge logartimica $Z0$ . . . . .	155
7.29 Posizione Mast 02 . . . . .	156
7.30 Mast 02: rose delle frequenze . . . . .	157
7.31 Mast 02: rose delle velocità . . . . .	157
7.32 Mast 02: rose delle energie specifiche . . . . .	157
7.33 Mast 02: <i>Weibull</i> 2016 . . . . .	158
7.34 Mast 02: <i>Weibull</i> 2017 . . . . .	158
7.35 Mast 02: stima parametri <i>Weibull</i> - <i>Justus</i> . . . . .	158
7.36 Mast 02: wind shear - legge esponenziale $\alpha$ . . . . .	159
7.37 Mast 02: wind shear - legge logartimica $U^*/k$ . . . . .	159
7.38 Mast 02: wind shear - legge logartimica $Z0$ . . . . .	159
7.39 Posizione Mast 03 . . . . .	160
7.40 Mast 03: rose delle frequenze . . . . .	161
7.41 Mast 03: rose delle velocità . . . . .	161
7.42 Mast 03: rose delle energie specifiche . . . . .	161
7.43 Mast 03: <i>Weibull</i> 2016 . . . . .	162
7.44 Mast 03: <i>Weibull</i> 2017 . . . . .	162
7.45 Mast 03: stima parametri <i>Weibull</i> - <i>Justus</i> . . . . .	162
7.46 Mast 03: wind shear - legge esponenziale $\alpha$ . . . . .	163
7.47 Mast 03: wind shear - legge logartimica $U^*/k$ . . . . .	163
7.48 Mast 03: wind shear - legge logartimica $Z0$ . . . . .	163
7.49 Posizione Mast 04 . . . . .	164
7.50 Mast 04: rose delle frequenze . . . . .	165
7.51 Mast 04: rose delle velocità . . . . .	165
7.52 Mast 04: rose delle energie specifiche . . . . .	165
7.53 Mast 04: <i>Weibull</i> 2016 . . . . .	166
7.54 Mast 04: <i>Weibull</i> 2017 . . . . .	166
7.55 Mast 04: stima parametri <i>Weibull</i> - <i>Justus</i> . . . . .	166
7.56 Mast 04: wind shear - legge esponenziale $\alpha$ . . . . .	167
7.57 Mast 04: wind shear - legge logartimica $U^*/k$ . . . . .	167
7.58 Mast 04: wind shear - legge logartimica $Z0$ . . . . .	167
7.59 Posizione Mast 05 . . . . .	168
7.60 Mast 05: rose delle frequenze . . . . .	169
7.61 Mast 05: rose delle velocità . . . . .	169
7.62 Mast 05: rose delle energie specifiche . . . . .	169
7.63 Mast 05: <i>Weibull</i> 2016 . . . . .	170
7.64 Mast 05: <i>Weibull</i> 2017 . . . . .	170
7.65 Mast 05: stima parametri <i>Weibull</i> - <i>Justus</i> . . . . .	170

7.66 Mast 05: wind shear - Legge esponenziale $\alpha$ . . . . .	171
7.67 Mast 05: wind shear - legge logartimica $U^*/k$ . . . . .	171
7.68 Mast 05: wind shear - legge logartimica $Z0$ . . . . .	172
7.69 Mast 04: calcolo della densità e la velocità media annua a 30 [m] .	172
7.70 Mast 04: calcolo della densità di potenza a 30 [m] . . . . .	173
7.71 Classificazione delle turbine [59] . . . . .	175
7.72 Turbina <i>Senvion</i> . . . . .	176
7.73 Turbina <i>Vestas 4</i> [MW] . . . . .	177
7.74 Turbina <i>Vestas 8</i> [MW] . . . . .	177
7.75 Confronto <i>capacity factor</i> con la turbina <i>Vestas V117</i> . . . . .	180
8.1 Vento stagionale turco: Etesii [98] . . . . .	182
8.2 Canalizzazione del flusso . . . . .	183
8.3 Rose delle frequenze geo-referenziate . . . . .	184
8.4 Rose delle $Z0$ geo-referenziate . . . . .	185
8.5 Bilancio delle forze [30] . . . . .	186
8.6 Rotazione della velocità del vento con abbassare della quota . . .	186
8.7 Deviazione della direzione della velocità [30] . . . . .	187
8.8 Mast 04 anno 2016: Rose delle frequenze a diverse quote . . . . .	187
8.9 2016 Vs. 2017: Velocità medie Mast 04 . . . . .	188
8.10 2016 Vs. 2017: Rosa delle velocità Mast 04 . . . . .	188
8.11 2016 Vs. 2017: Rosa delle frequenze Mast 02 . . . . .	189
8.12 Esponenti $\alpha$ massimo e minimo in tutti gli anemometri . . . . .	189
8.13 Aliaga Windfarm <i>onshore</i> , posizione . . . . .	190
8.14 Aliaga Windfarm <i>onshore</i> , turbine . . . . .	190
8.15 Mast 04: confronto delle distribuzioni di <i>Weibull</i> . . . . .	191
9.1 Spostamento dello strato limite [57] . . . . .	204

# Elenco delle tabelle

1.1	Confronto tra <i>onshore</i> e <i>offshore</i> [6] . . . . .	9
1.2	Pro e Contro dei due concept . . . . .	16
1.3	Classi meteorologiche . . . . .	28
1.4	caratteristiche di alcuni atlanti eolici . . . . .	30
1.5	Isolanti utilizzati ai vari livelli di voltaggio [49] . . . . .	52
1.6	Caratteristiche dei principali dielettrici allo stato solido usati per l'isolamento, $\varepsilon_r$ è la costante dielettrica [49] . . . . .	54
2.1	Tabella delle $\alpha$ . . . . .	69
2.2	Tabella delle rugosità superficiali (Z0) . . . . .	69
2.3	Classi di <i>Pasquili</i> . . . . .	73
2.4	Wind power class [58] . . . . .	74
2.5	Classificazione dei generatori eolici IEC 61400-1 [59] . . . . .	75
2.6	Classificazione delle turbine di piccola taglia (SWT) IEC 61400-1 . . . . .	75
2.7	<i>Capacity factor</i> in Italia . . . . .	79
2.8	<i>Capacity factor</i> UK nel 2017 [63] . . . . .	79
2.9	<i>Capacity factor</i> USA nel 2017 [64] . . . . .	80
3.1	Velocità medie dei candidati . . . . .	87
3.2	Scala di valutazione velocità del vento . . . . .	88
3.3	Scala di valutazione direzionalità del vento . . . . .	88
3.4	Scala di valutazione irraggiamento solare . . . . .	89
3.5	Scala di valutazione temperatura . . . . .	91
3.6	Scala di valutazione dell'oroografia . . . . .	91
3.7	Scala di valutazione della batimetria . . . . .	92
3.8	Scala di valutazione della tipologia del suolo . . . . .	94
3.9	Scala di valutazione delle aree protette . . . . .	95
3.10	Lista dei porti vicini ai siti candidati . . . . .	95
3.11	Scala di valutazione delle attività umane . . . . .	96
3.12	Scala di valutazione delle zone militari . . . . .	97

3.13	Matrice di valutazione - prima parte . . . . .	97
3.14	Matrice di valutazione - seconda parte . . . . .	98
4.1	Specifiche tecniche dell'anemometro a coppetta e banderuola . . . . .	108
6.1	Confronto approccio sperimentale Vs. numerico . . . . .	136
7.1	Classificazione ventosità <i>NREL</i> [58] . . . . .	173
7.2	Classi dei siti selezionati: anno 2016 . . . . .	174
7.3	Classi dei siti selezionati: anno 2017 . . . . .	174
7.4	Velocità medie e velocità di riferimento . . . . .	175
7.5	Produzione annua: Mast 01 . . . . .	178
7.6	Produzione annua: Mast 02 . . . . .	178
7.7	Produzione annua: Mast 03 . . . . .	179
7.8	Produzione annua: Mast 04 . . . . .	179
7.9	Produzione annua: Mast 05 . . . . .	179
8.1	Confronto delle velocità medie 2016 - 2017 . . . . .	189
8.2	Rapporti $\frac{c_w}{V}$ . . . . .	191
8.3	<i>capacity factor</i> UK nel 2017 [63] . . . . .	192
9.1	Coefficienti per l'equazione di <i>Antoine</i> . . . . .	206

# Terminologia

## Abbreviazioni

ABL Atmospheric Boundary Layer

AC Alternating Current/Corrente alternata

AEP Annual Energy Production

AFWA Air Force Weather Agency

ARW Advanced Research WRF

ASL Atmospheric Surface Layer, quantificabile come 10% del ABL

CAPS Center of Analysis and Prediction of Storm

CESI Centro Elettronico Sperimentale Italiano

CFD Computational Fluid-Dynamics

CSC Current Source Converter

DC Direct Current/Corrente Continua

DECC Department of Energy & Climate Change

DTU Università Tecnica di Danimarca

ECMWF European Center for Medium-range Weather Forecast

EIA Electric Information Administration

EMODnet European Marine Observation and Data network

ENEL Ente Nazionale per l'Energia Elettrica

EPDM Ethylene Propylene Diene Monomer

- EPR Ethylene Propylene Rubber
- EWEA European Wind Energy Association
- FAA Federal Aviation Administration
- FDDA Four Dimensional Data Assimilation
- FSL Forecast System Laboratory
- GCA Global Carbon Atlas
- GCM General Circulation System/Modello Generale di Circolazione
- GE General Electric
- GFS Global Forecasting System
- GIS Geographic Information System
- GMS Gradi Minuti Secondi
- GSA Global Solar Atlas
- GSDI Global Spatial Data Infrastructure
- GTI Global Tilted Irradiation
- GWA Global Wind Atlas
- HDD Horizontal Directional Drilling
- HLV Heavy Lift Vessels
- Hub Altezza del mozzo della turbina
- HVDC High Voltage Direct Current
- IFS Integrated Forecast System
- IGCC Impianto di Gassificazione a Ciclo Combinato
- IRENA International Renewable Energy Agency
- KAMM Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model
- LCC Line Commutated Converter
- LES Large Eddy Simulation



LIDAR LIght Detection And Ranging

LPFF Isolamento a Bassa Pressione con Fluidi

LPOF Isolamento a Bassa Pressione con Oli

LWR Long Wave Radiation

MI Cavi elettrici impregnati di oli come isolamento

MM5 Mesoscale Model 5

MRF Medium Range Forecast

MVAC Medium Voltage Alternating Current

NCAR National Center for Atmospheric Research

NCEP National Center for Environmental Prediction

NEWA New European Wind Atlas

NMM Nonhydrostatic Mesoscale Model

NOAA National Oceanic and Atmospheric Administration

NOABL Numerical Objective Analysis Boundary Layer

NREL National Renewable Energy Laboratory

NRL Naval Research Laboratory

NWP Numerical Weather Prediction

O&M Operation and Maintenance

OPEC Organization of the Petroleum Exporting Countries

OWF Offshore Wind Farm/Parco eolico offshore

OWT Offshore Wind Turbine/Turbina eolica offshore

PBLH Planetary Boundary Level Height

PLUS Power Link Universal System

PSU Penn State University

PWM Pulse Width Modulation

RANS	Reynolds Averaged Navier Stokes
RNA	Rotor Nacelle Assembly
SODAR	SOund Detection And Ranging
SWATH	Small Water plane Tower Hull
SWR	Short Wave Radiation
TLP	Tension Leg Platform
UE	Unione Europea
VSC	Voltage Source Converter
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WDPA	World Database on Protected Areas
WGS84	World Geodetic System 1984
WINDS	Windfield Interpolation by Non Divergent Schemes
WPD	Wind Power Density/Densità di Potenza
WRA	Wind Resource Assessment/Valutazione della risorsa eolica
WRF	Weather Research and Forecasting
WSF	Weather Software Framework
XLPE	Cross Linked Polyethylene/Polietilene reticolato

## Nomenclatura

$\alpha$	Esponente della legge esponenziale del profilo di velocità del vento	$[-]$
$\Delta s$	Risoluzione spaziale orizzontale del modello numerico	$[m]$
$\Delta t$	Passo temporale tra un dato acquisito e quello successivo	$[s]$
$\Delta T_{emp}$	Gradiente di temperatura verticale	$[K]/[^\circ C]$
$\Delta tc$	Tempo di campionamento	$[s]$
$\delta$	Angolo di perdita	$[^\circ]$
$\delta_b$	Altezza di gradiente	$[m]$

$\lambda$	Tip speed ratio	[—]
$\bar{V}_3$	Velocità media cubica	$[m^3/s^3]$
$\bar{V}$	Velocità media del vento	$[m/s]$
$\phi$	Umidità relativa	[—]
$\Psi_m$	Funzione di <i>Monin-Obukhov</i>	[—]
$\rho_a$	Densità dell'aria	$[kg/m^3]$
$\sigma_c$	Sistema di coordinate verticali <i>Sigma</i>	[—]
$\sigma_v$	Deviazione standard della velocità del vento campionata	$[m/s]$
$\tau_{turb}$	Sforzo viscoso turbolento	$[N/m^2]$
$\theta$	Temperatura potenziale	$[K]$
$\varepsilon_r$	Costante dielettrica nel mezzo	[—]
$\varphi$	Angolo di sfasamento	$[^\circ]$
$\zeta$	Lunghezza di scala	[—]
$A_{rot}$	Area del rotore	$[m^2]$
$C$	capacità di un condensatore	$[Farad]$
$c$	Velocità del suono	$[m/s]$
$c_w$	Parametro di scala della distribuzione di Weibull	[—]
$C_{pa}$	Calore specifico a pressione costante dell'aria	$1005 [J/kg K]$
$Cf$	Capacity factor	[%]
$Cp$	Coefficiente di potenza di una turbina eolica	[—]
$d$	Spostamento dello strato limite	$[m]$
$D(a)$	Termine diffusivo turbolento del parametro $a$	$[N/m^2]$
$E_{prod}$	Energia prodotta	$[kWh]$
$f$	Frequenza della tensione	$[Hz]$
$F(V)$	Funzione della densità di probabilità cumulata del vento	[—]

$f(v)$	Funzione della densità di probabilità del vento	[—]
$f_a$	Frequenza dei fenomeni fisici apprezzabili	[Hz]
$f_c$	Frequenza di campionamento	[Hz]
$f_{max}$	Frequenza massima dei fenomeni fisici	[Hz]
$g$	Accelerazione gravitazionale	9.81 [m/s <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente	[A]
$I_u$	Intensità turbolenta nella direzione x	[—]
$I_{ref}$	Intensità turbolenta di riferimento	[—]
$I_{rr}$	Irregolarità del flusso	[m <sup>2</sup> /s <sup>2</sup> ]
$k$	Costante di <i>Von Karman</i>	[—]
$K_h$	Coefficiente diffusivo turbolento orizzontale	[—]
$K_v$	Coefficiente diffusivo turbolento verticale	[—]
$k_w$	Parametro di forma della distribuzione di Weibull	[—]
$L$	Induttanza di un induttore	[Henry]
$L_m$	Lunghezza di <i>Monin-Obukhov</i>	[—]
$L_u^x$	Integrale della lunghezza di scala	[m]
$m_a$	Massa aria	[kg]
$m_v$	Massa vapore	[kg]
$m_{v,sat}$	Massa vapore saturo	[kg]
$N$	Numero di campioni	[—]
$n$	Frequenza	[Hz]
$N_{eh}$	Numero di ore equivalenti annue	[ore]
$P$	Potenza media ottenibile dal vento	[W]
$P_0$	Pressione standard di riferimento	[Pa]
$P_a$	Pressione atmosferica	[Pa]

$P_d$	Potenza dissipata	[W]
$P_v$	Pressione vapore	[Pa]
$P_{bottom}$	Pressione alla superficie del suolo	[Pa]
$P_{top}$	Pressione all'altezza del dominio di calcolo	[Pa]
$P_{v,sat}$	Pressione di saturazione	[Pa]
$Q$	Potenza reattiva	[W]
$R$	Resistenza elettrica	[ $\Omega$ ]
$R_a$	Costante dei gas per l'aria	287.058 [J/kg K]
$R_i$	Numero di <i>Richardson</i>	[–]
$R_v$	Costante dei gas per il vapore acqueo	461.495 [J/kg K]
$R_{ic}$	Numero di <i>Richards</i> critico	[–]
$Rv(z, n)$	Densità spettrale	[–]
$s$	Distanza tra i due trasduttori sonici	[m]
$S_v(z, n)$	Potenza spettrale	[m <sup>2</sup> /s]
$T$	Tempo di media	10 ÷ 60 [min]
$T_{emp}$	Temperatura	[K]
$u$	Componente x della velocità	[m/s]
$U^*$	Velocità di attrito	[m/s]
$V$	Volume	[m <sup>3</sup> ]
$v$	Componente y della velocità	[m/s]
$V_i$	Velocità del vento acquisita	[m/s]
$V_{ave}$	Velocità media annua	[m/s]
$V_{ref}$	Velocità di riferimento	[m/s]
$w$	Componente z della velocità	[m/s]
$X$	Titolo del vapore	[–]

## TERMINOLOGIA

xx

$X_c$	Reattanza capacitiva	$[\Omega]$
$X_l$	Reattanza induttiva	$[\Omega]$
$Z$	Altezza dal suolo	$[m]$
$Z_0$	Rugosità superficiale	$[m]$
$N$	Numero di campioni	$[-]$

# Capitolo 1

## Stato dell'arte

La politica energetica deve incentivare l'uso razionale dell'energia cercando di ridurre il consumo nazionale delle fonti fossili e promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Si considera energia rinnovabile quell'energia generata da una fonte che non si esaurisce dopo la sua trasformazione, ma si rigenera e il suo utilizzo non pregiudica affatto tale risorsa naturale per le generazioni future (per fare un esempio alcune fonti di energia rinnovabile sono il sole, il vento, il mare, il calore della terra...). Una minore produzione di energia ricavata dai combustibili fossili e lo sfruttamento delle risorse rinnovabili permette di limitare l'emissione dei gas climalteranti e di tutte quelle sostanze come ad esempio il particolato, nocive per l'uomo. La problematica degli approvvigionamenti energetici è sentita in molte nazioni importatrici di petrolio e gas che spesso si ritrovano ad essere dipendenti da altri paesi o da cartelli internazionali come l'OPEC (*Organization of the petroleum exporting countries*); anche in questo aspetto le rinnovabili rappresentano la soluzione al problema in quanto sono risorse locali e di fruibilità immediata. Anche le compagnie *Oil&Gas* stanno dimostrando particolare interesse a diversificare il proprio *business*, investendo nel settore delle rinnovabili e sfruttando inoltre l'esperienza maturata nel settore *offshore* per la produzione di energia da fonti rinnovabili in mare: un esempio eclatante è proprio l'azienda *Statoil* che ha cambiato il proprio nome in *Equinor*, rinunciando al suffisso *Oil*. Questo evento non è un caso isolato, infatti molte altre imprese dello stesso calibro di *Equinor* hanno adottato tale filosofia come ad esempio la *Danish oil and gas* che si è trasformata nel 2017 in *Orsted*.

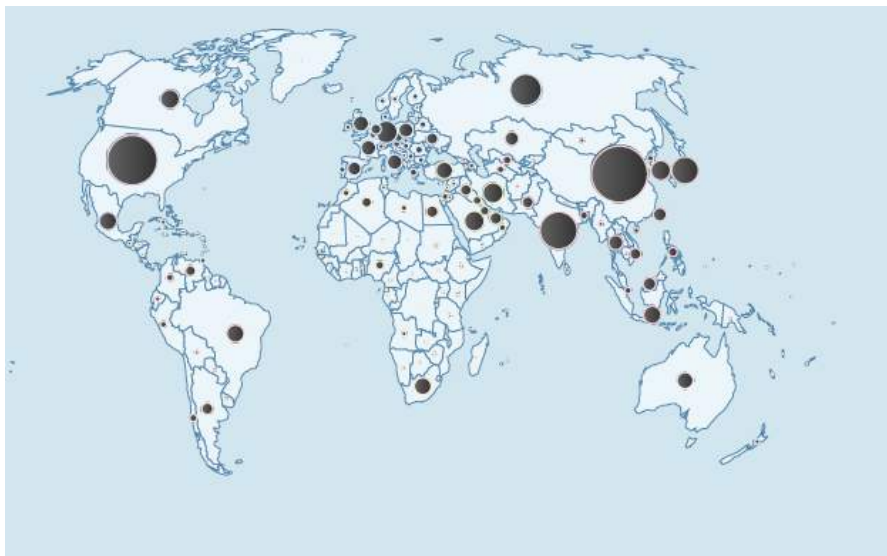
Una delle principali cause del surriscaldamento globale è la presenza di una sempre crescente quantità di diossido di carbonio ( $CO_2$ ), dovuta in gran parte all'utilizzo di combustibili fossili per la generazione di energia elettrica e per la mobilità. In accordo con il *Global Carbon Atlas* (figura 1.1), le emissioni di  $CO_2$

---

nel 1960 erano circa di 9411 [Mt] mentre nel 2017 risultavano essere pari a 36153 [Mt] [1, 2].



(a) Milioni di tonnellate  $CO_2$  anno 1960



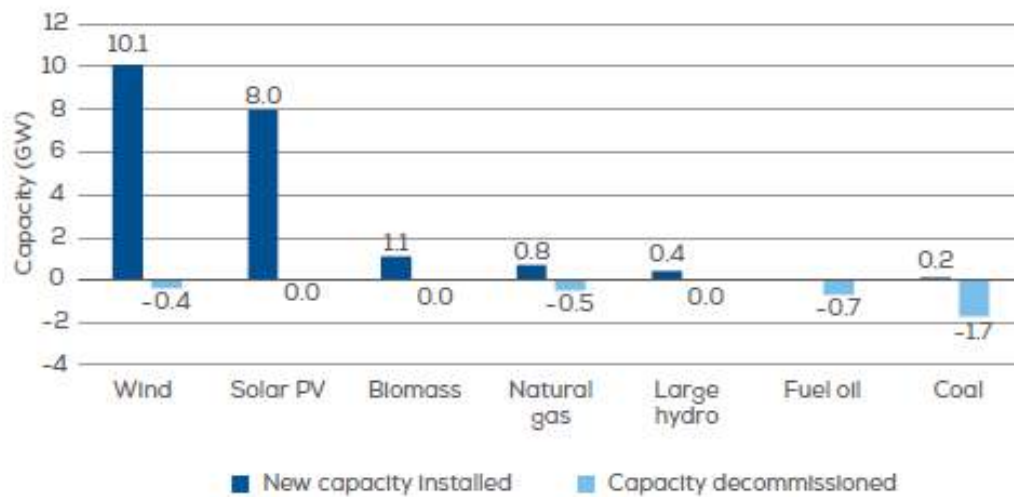
(b) Milioni di tonnellate  $CO_2$  anno 2017

**Figura 1.1:** Emissioni globali di  $CO_2$  negli anni 1960 e nel 2017 [3]

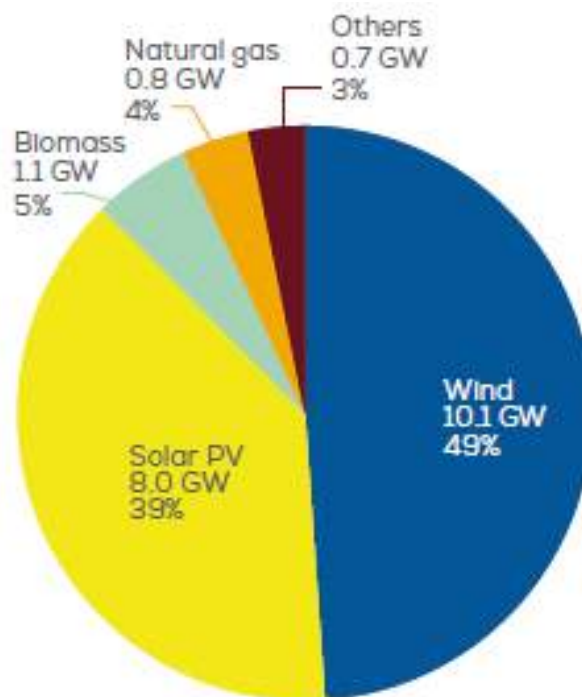
Per controllare il riscaldamento globale e preservare l'ambiente stesso si è introdotto un limite massimo sulle emissioni di gas ad effetto serra (protocollo di Kyoto, 1997). Ogni nazione ha il dovere di controllare le proprie emissioni ed eventualmente ridurle; proprio per questo si è iniziato a sviluppare maggiormente l'uso di fonti rinnovabili e allo stesso tempo si è registrato un minor impiego di risorse tradizionali: per il carbone il bilancio nel 2018 è negativo, infatti sono state dismesse centrali per un totale di 1.7 [GW] contro i 0.2 [GW] installati. L'Europa, nel 2007, per incentivare l'uso delle fonti rinnovabili, stabilì che entro



il 2020 la domanda totale di energia dovrà essere soddisfatta per il 20% da fonti naturali, imponendo un obiettivo diverso per ogni stato membro in ragione della sua estensione e grado di industrializzazione [4, 5].



(a) Impianti installati e dismessi



(b) Nuove installazioni

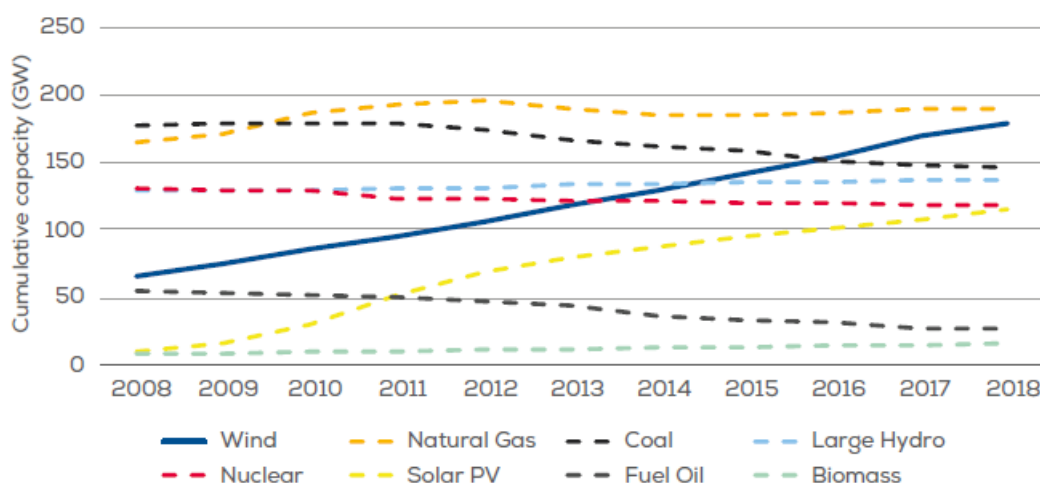
**Figura 1.2:** Potenza installata e dismessa in Europa nel 2018 [6]

## 1.1 Sviluppo tecnologico eolico in Europa

Tra le fonti rinnovabili, l'energia eolica è quella che sta dimostrando una rapida crescita (figura 1.2), infatti nel 2018 ricopriva il 63% degli investimenti (prossimo a superare il gas naturale figura 1.3). Principalmente tale sviluppo è dovuto a due aspetti:

1. enorme disponibilità della risorsa;
2. maturità tecnologica raggiunta nel settore.

La prima caratteristica è comune a quasi tutte le fonti rinnovabili (un pò meno per la fonte geotermica e per la biomassa). L'ultima, invece, è più specifica della risorsa vento, infatti tale fonte è sfruttata da moltissimi anni in diverse attività dalla navigazione alla macinatura, *LaCour* fu il primo ad utilizzarla per la generazione di energia elettrica circa 127 anni fa [7, 8].



**Figura 1.3:** Trend delle fonti energetiche in Europa dal 2008 al 2018 [6]

Durante gli anni questo settore si è sviluppato gradualmente, soltanto nel 1980 fu costruito il primo parco eolico *onshore*, mentre solo dopo dieci anni fu realizzato il primo impianto *offshore* [4, 7]. Fin dall'inizio l'*offshore* ha catturato l'attenzione per i suoi molteplici vantaggi [5, 7, 9, 10, 11, 12]:

- nei siti *offshore* si ha la possibilità di sfruttare ampi spazi non occupati da attività umane, rendendoli ideali per lo sviluppo di un progetto eolico, senza l'evidente problema che ostacola lo sviluppo *onshore*: la densità di popolazione;
- minor impatto ambientale rispetto alla controparte *onshore*;

- siti *offshore* sono tendenzialmente più ventosi rispetto a quelli *onshore*;
- la superficie del mare è caratterizzata da una rugosità superficiale (Z0) prossima allo zero, quindi la turbolenza risulta essere minore, ciò riduce i carichi a fatica;
- la bassa rugosità del sito implica profili del vento più piatti, ciò significa che la velocità del vento varia meno in altezza rendendo possibile l'utilizzo di torri più basse;
- densità dell'aria maggiore che si riflette in una maggior potenza;
- minor impatto visivo dovuto ad installazioni più distanti dalla costa, si ha la possibilità di usare turbine con diametri più grandi, grazie alla maggior area occupata dal rotore, si riesce ad intercettare più vento così da poter trasformare più energia.

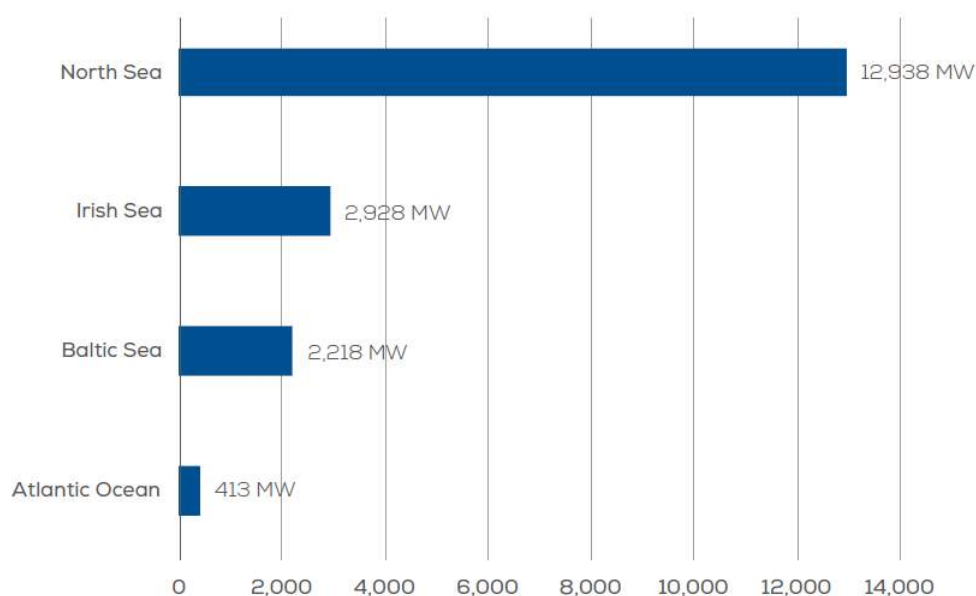
Al contrario, i principali svantaggi dell'eolico *offshore* sono:

- maggior costo dovuto a:
  1. fondazioni marine e sotto-strutture di supporto;
  2. cablaggio elettrico *offshore*;
  3. opere d'installazione in mare.
- accessibilità limitata per la manutenzione (O&M). Sono disponibili poche navi idonee per il trasporto e l'installazione dunque i tempi d'attesa sono maggiori, inoltre le condizioni del mare potrebbero pregiudicare le operazioni;
- carichi aggiuntivi dovuti al moto ondoso e alle correnti marine;
- necessità d'impiego di materiali adatti per l'ambiente marino.

Oggi giorno, la sfida che bisogna affrontare è quella di rendere, da un punto di vista economico, la scelta *offshore* più competitiva: i suoi costi, ad oggi sono dal 50% al 100% maggiori rispetto a quelli per la realizzazione di un parco eolico su terraferma.

### 1.1.1 Il ruolo dell'Europa

La grande disponibilità della risorsa vento ha reso l'Europa il principale continente sviluppatore di tale tecnologia, anche grazie al supporto dei vari governi; nel 2017 l'84% dell'*offshore* mondiale era installato proprio nei mari Europei e nel 2018 l'energia ricavata da tutti gli impianti ricopriva il 14% della domanda energetica totale [9, 10]. Le nazioni che hanno contribuito a dare tale ruolo all'Europa sono principalmente gli stati affacciati sul Mare del Nord (71% dell'eolico *offshore* Europeo con circa 13 [GW] installati) e sul Mare Baltico (12% dell'*offshore* Europeo, poco più di 2 [GW]) (figura 1.4) [7, 10, 13]. In particolare, le seguenti nazioni risultano essere le protagoniste europee: Danimarca, Regno Unito, Germania, Belgio e Finlandia.



**Figura 1.4:** Capacità installata [6]

Per quanto riguarda le prime due Nazioni, lo sviluppo *offshore* è stato molto più accentuato poichè la maggioranza dei cittadini preferiva vedere installati i parchi eolici sul mare piuttosto che sulla terraferma [8]. Al contrario, gli sviluppatori Statunitensi si sono concentrati maggiormente su quelli *onshore* meno rischiosi e più economici, senza significanti opposizioni da parte del popolo, data la disponibilità di ampi spazi con bassa densità di popolazione [9].

## 1.1. Sviluppo tecnologico eolico in Europa

Consultando il sito di *Wind Europe*, ex EWEA (*European Wind Energy Association*) è possibile conoscere, tramite una mappa interattiva, tutti i progetti eolici *offshore* europei e le loro caratteristiche tecniche, come mostrato in figura 1.5 e 1.6.

### European Offshore Wind Farms Map

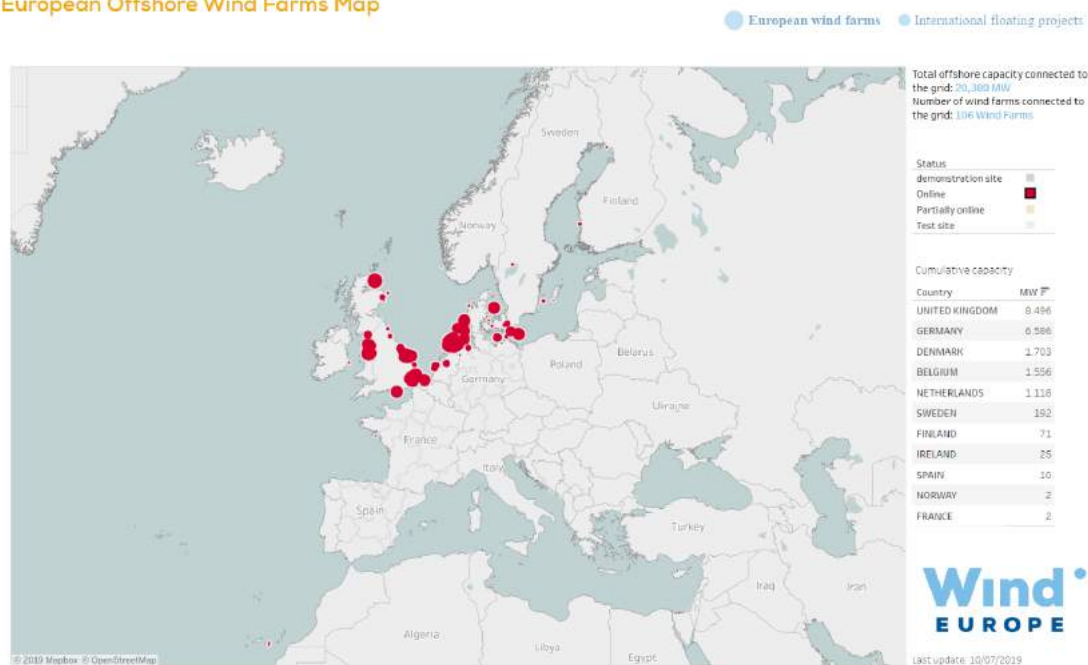


Figura 1.5: Mappa interattiva dei parchi eolici *offshore* europei [14]

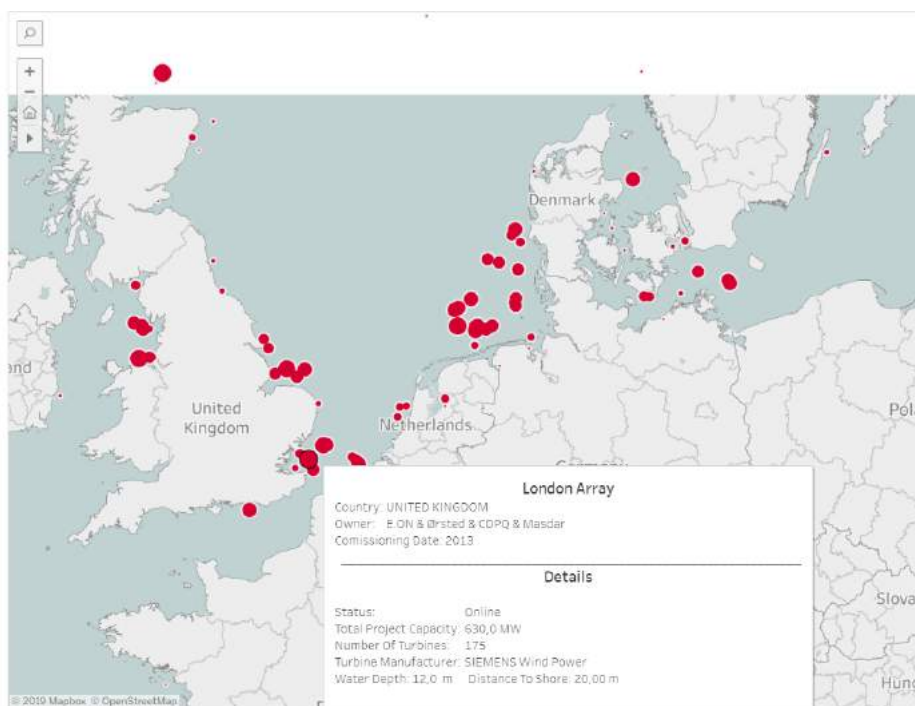


Figura 1.6: Descrizione del parco eolico *offshore* selezionato [14]

Come mostra la figura 1.7, la Germania e soprattutto il Regno Unito hanno sviluppato costantemente dal 2008 al 2018, controllando il mercato *offshore* Europeo: il 48% degli investimenti totali sono concentrati nel Regno Unito mentre il 34% in Germania (figura 1.15).

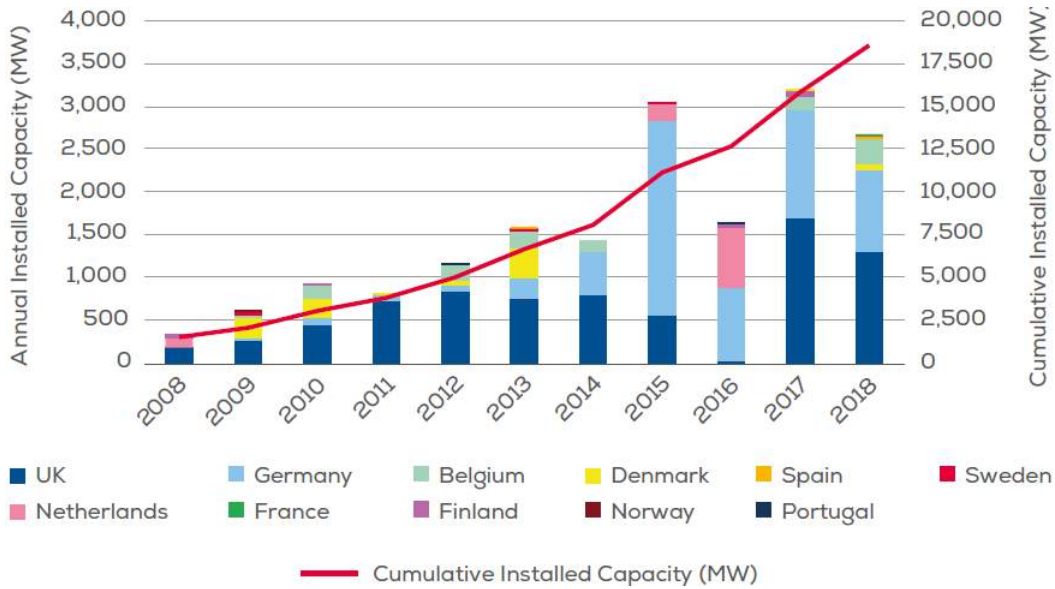


Figura 1.7: Installazioni cumulative negli stati Europei [6]

In accordo con *Wind Europe* e a conferma di quanto appena detto, la capacità totale installata nel 2018 è di 18.5 [GW], di cui 8 [GW] sono stati installati nel Regno Unito, 6 [GW] in Germania e poco più di 1 [GW] in Danimarca (figura 1.15). Secondo [15] la potenza installata nel 2030 potrebbe raggiungere i 150 [GW].

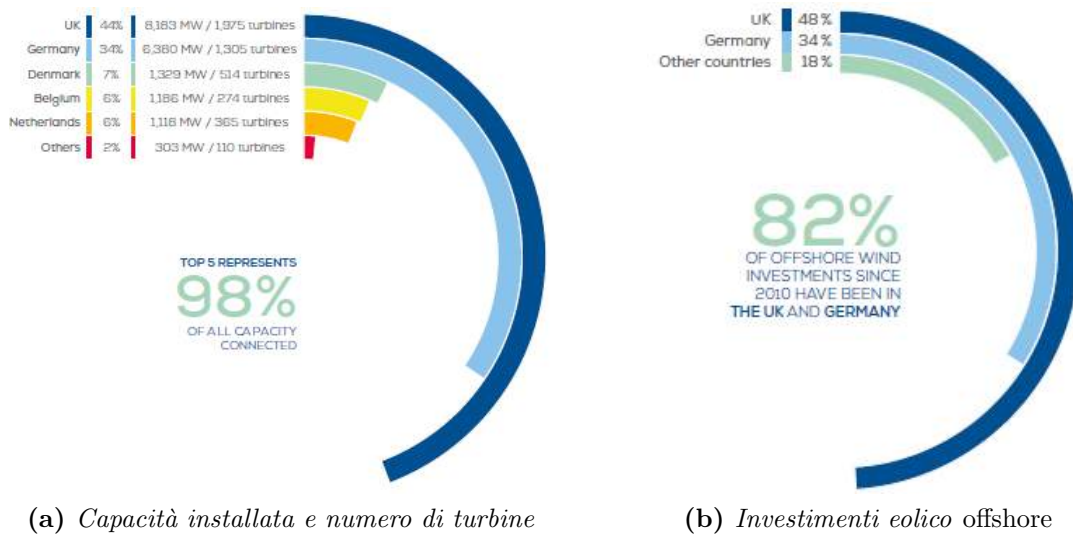


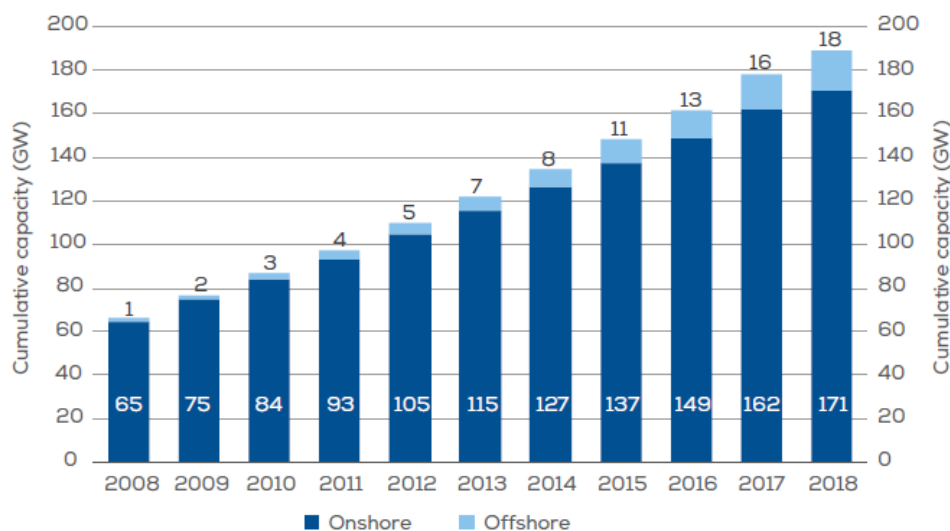
Figura 1.8: Investimenti e capacità installata eolico *offshore* in Europa [6]

La mancanza di tecnologie avanzate e mature, capaci di superare alcuni limiti come ad esempio quello della profondità massima di installazione delle turbine o della loro distanza dalla costa, negli scorsi decenni ha limitato lo sviluppo dell'eolico in mare. La Spagna, ad esempio, caratterizzata da fondali con un forte gradiente batometrico, ha iniziato ad investire nel mercato *offshore* solo quando le soluzioni tecnologiche hanno reso possibile l'installazione in acque più profonde; ciò non significa che lo stato Spagnolo non ha partecipato in alcun modo al mercato eolico, infatti concentrandosi su progetti *onshore*, soddisfa il 19% della sua domanda energetica.

Nonostante gli incomparabili vantaggi che l'eolico *offshore* offre, oggigiorno molti impianti sono stati costruiti su terraferma, infatti solo l'11% della capacità totale è installata in mare (tabella 1.1).

	<i>onshore</i>	<i>offshore</i>
Potenza installata [GW]	171	18.5
Copertura domanda Europea	12%	2%
Capacity factor	22%	37%

**Tabella 1.1:** Confronto tra *onshore* e *offshore* [6]



**Figura 1.9:** Installazioni cumulative in Europa [6]

Il continente Europeo non è solo il principale sviluppatore, ma ospita anche le principali compagnie energetiche come la *Vattenfall* (Svezia), *Shell* (Paesi Bassi), *DONG* (Danimarca), *E.ON* (Germania) e *Centrica* (Inghilterra) [9]. Anche i costruttori di turbine hanno radici Europee come la *Vestas* e la *Siemens* (figura 1.10).

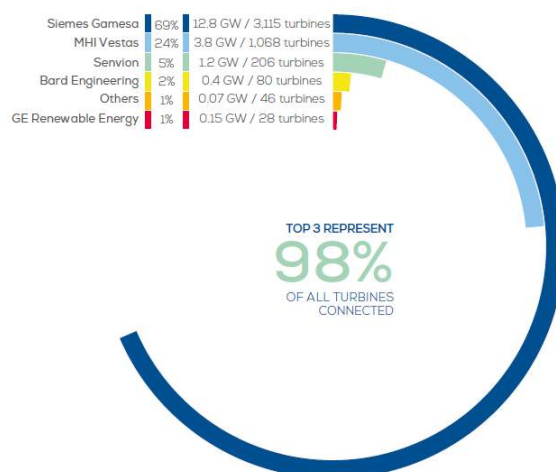


Figura 1.10: Principali costruttori di turbine nel 2018 [6]

È bene precisare che l'impiego della risorsa vento non si è diffuso solo in Europa, ma in tutto il mondo come ad esempio in Cina che nel 2007 ha superato la Germania in quanto a capacità installata. Negli ultimi anni paesi come il Brasile, il Messico, il Sud Africa, l'Egitto, il Marocco, il Cile, la Turchia e la Polonia stanno mostrando particolare interesse a sviluppare parchi eolici [10].

### 1.1.2 Sviluppo tecnologico

Ci sono diversi parchi eolici *offshore* funzionanti in Europa, in particolare il primo è stato quella di *Vindeby* (Danimarca, 1991), situato in acque poco profonde (2.5-5 [m]) ad una distanza dalla costa di 1.5 [km]. La *wind farm* impiega undici turbine *Bonus* da 0.45 [MW] montate su una struttura *gravity base*, l'altezza del mozzo è di 38 [m] sopra il livello del mare. Durante gli anni la tecnologia si è evoluta, nel 2003 fu costruito il primo impianto (*Samsø*) a 20 [m] di profondità e ad una distanza di 3.5 [km] dalle coste Danesi, composto da dieci turbine *Bonus* da 2.3 [MW] con 63 [m] di altezza mozzo e fissate sul fondale attraverso una struttura di tipo monopalo. Così come la tecnologia, anche i costi sono aumentati, con il trascorrere degli anni infatti da 11.2 milioni di € per il progetto di *Vindeby* si è passati a 52 milioni di € per quest'ultimo. Appena quattro anni dopo, nacque il progetto *Beatrice* (UK) in acque profonde 45 [m] e distanti 22 [km] dalla costa, a dimostrazione dei passi da gigante fatti negli anni dalla tecnologia. Le due turbine Repower da 5 [MW], con il mozzo installato ad un'altezza di 88 [m] sopra il livello del mare sono fissate sul fondale attraverso una struttura di tipo *jacket*, furono montate nel porto e poi trasportate sul sito con l'ausilio di specifiche imbarcazioni *offshore* [9, 7]. Il primo prototipo di sistema galleggiante (*floating*) fu realizzata in Italia da *Blue H* (figura 1.11), fu testato a 20 [km] dalle coste di Brindisi in



acque profonde 108 [m]. La potenza installata era di 80 [kW], dopo un solo anno di acquisizioni dati il progetto fu decommissionato.



**Figura 1.11:** Prototipo utilizzato per il test nel progetto *Blue H* [16]

In 28 anni, dal 1991 al 2019, la tecnologia si è evoluta in diversi aspetti:

1. tipologia di fondazione, infatti da strutture relativamente semplici come *gravity base* o monopalo si è arrivati alla tecnologia *floating*. Però come si nota dalla figura 1.21, il monopalo è attualmente struttura maggiormente usata;
2. profondità massima d'installazione, infatti le nuove soluzioni tecnologiche hanno reso possibile lo sviluppo di progetti eolici in zone marine in cui la profondità dell'acqua inibiva la possibilità d'installazione di turbine;
3. nuove tecnologie di trasmissione hanno permesso di aumentare la distanza d'installazione dalla costa, traendo come vantaggio quello di operare con venti più stabili ed intensi;
4. sviluppo di tecnologie tali da permettere la costruzione di pale lunghe 110[m], come nel caso dell'*Haliade X (General Electric)* (figura 1.15)
5. realizzazione di parchi con turbine di potenza nominale crescente, che hanno l'indubbio vantaggio di essere più efficienti.

Tale sviluppo è confermato anche da *Wind Europe*, secondo cui nel 2018 la potenza media delle macchine installate era di 6.8 [MW] (figura 1.12) a 33 [km] dalla costa ed in acque profonde 27.1 [m] (figura 1.13) .

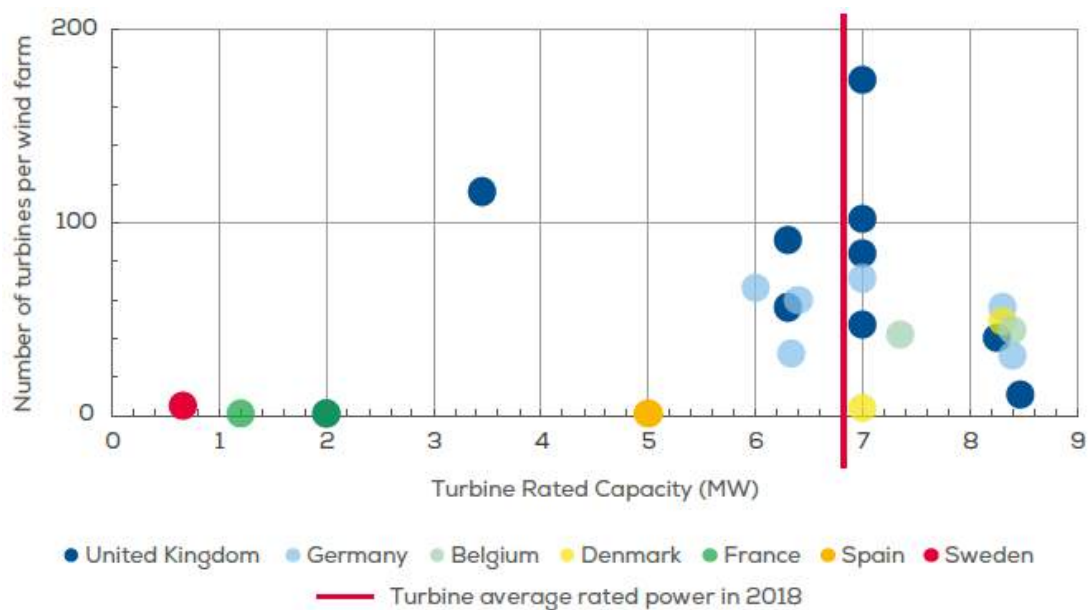


Figura 1.12: Sviluppo della potenza della turbina [6]

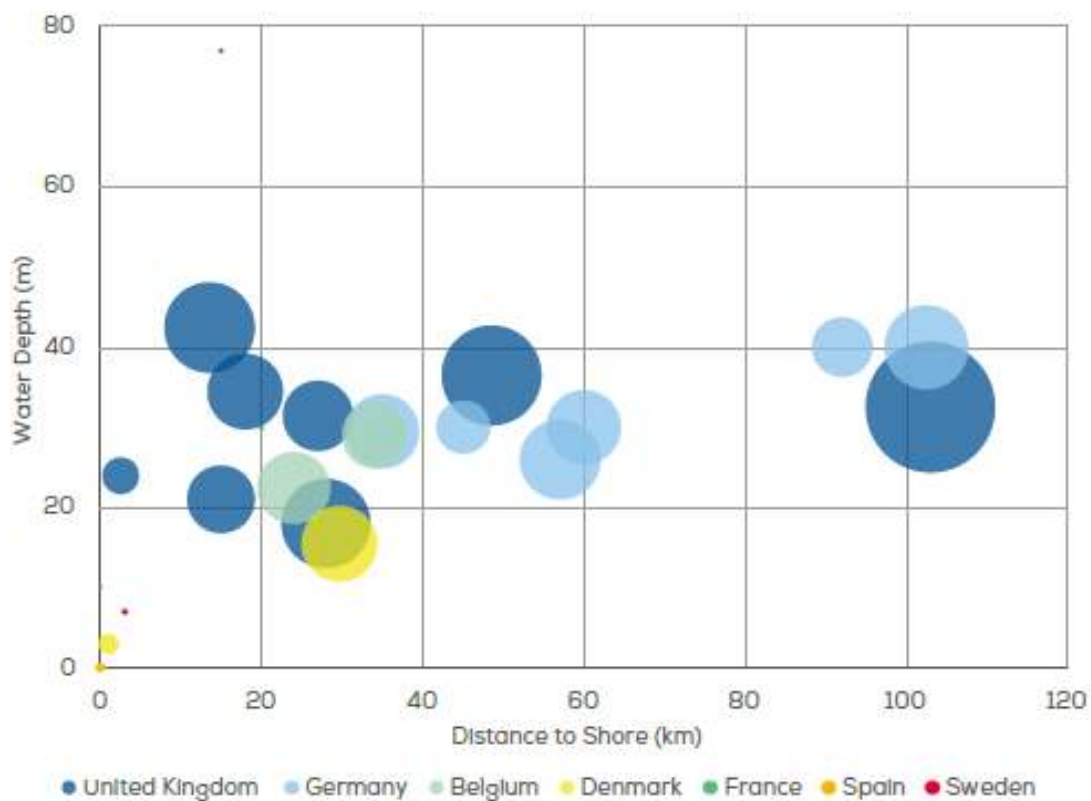


Figura 1.13: Profondità dell'acqua e distanza dalla costa [6]

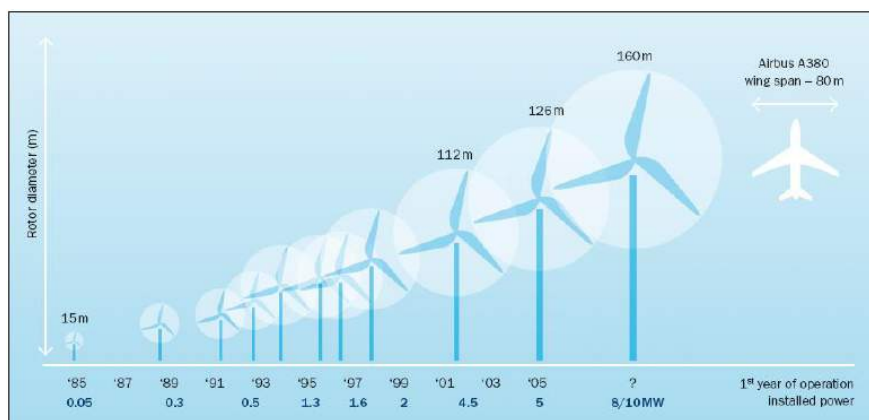


Figura 1.14: Sviluppo nel tempo della dimensione del rotore [12]

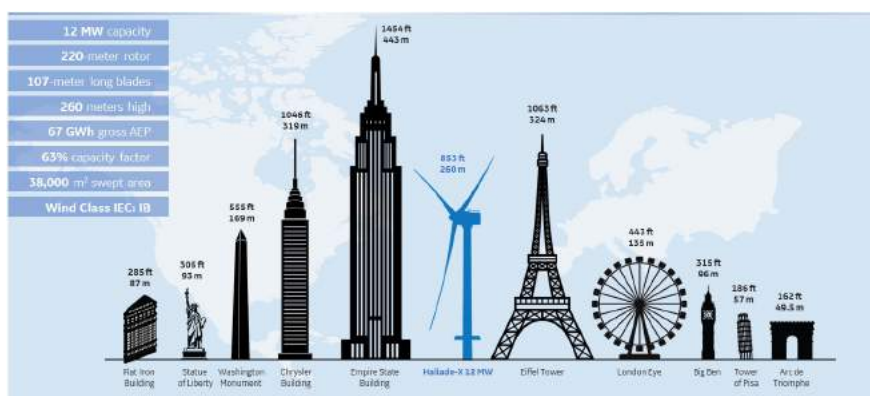


Figura 1.15: Dimensioni GE Haliade X [17]

### 1.1.3 Strutture di supporto

Attualmente le turbine eoliche *offshore* (OWT), sono generalmente montate sulle torri di sezione circolare alta  $60 \div 100$  [m] sopra la superficie del mare, grazie a questa quota rilevante sono in grado di lavorare con venti più energetici e meno turbolenti [12].

Le OWT sono composte da diverse parti strutturali e meccaniche [18] [19]:

1. **La fondazione** è la parte che si estende nel sottosuolo, le tipologie più comuni sono:

- mono-palo, è la soluzione più usata, formato da una struttura di acciaio tubolare installato con un processo di perforazione oppure tramite un martello pneumatico che lo guida nel fondale;
- sistema a gravità, struttura che garantisce la stabilità dell'opera grazie al suo stesso peso. Se necessario, una volta sistemata la fondazione sul fondale può essere aggiunta della massa applicando delle zavorre;

- *suction bucket*, è un cilindro chiuso all'estremità superiore. Una volta agiato sul fondale, viene attivata una pompa per rimuovere l'acqua dall'interno creando così una differenza di pressione rispetto all'ambiente circostante, ciò consente una maggiore penetrazione della struttura nel sedimento;
  - àncora, sistema con il quale si fissano le strutture flottanti al fondale marino, anche questa tipologia si basa su strutture a gravità, a palo, *suction* o a resistenza (figura 1.18).
2. **La sotto-struttura**, parte immersa nel mare, composta da elementi strutturali in acciaio tubolare, come può essere una struttura di tipo *jacket*;
  3. **La torre** è la parte che emerge dalle acque, ha il compito di collegare la navicella e il rotore con la La sotto-struttura (figura 1.16).

La figura 1.16 illustra i componenti principali appena descritti.

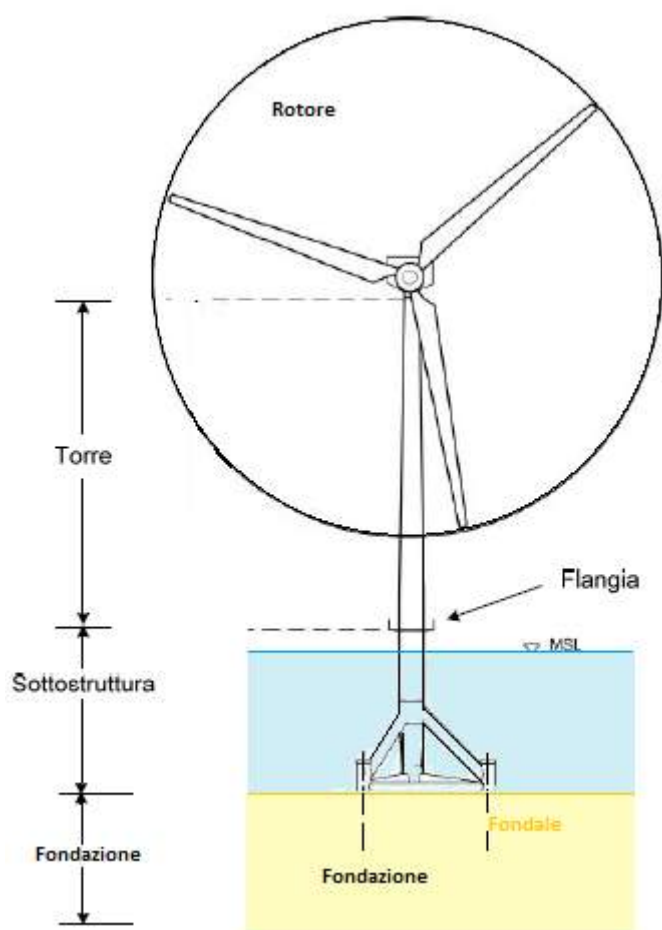


Figura 1.16: Parti di cui si compone di una OWT [19]

Inoltre la sotto-struttura si compone anche di elementi necessari per l'attracco delle imbarcazioni, piattaforme per ospitare il personale addetto, elementi per minimizzare la corrosione (anodi sacrificali, solitamente in alluminio) e i cosiddetti *J-tubes* che proteggono e guidano i cavi elettrici (il nome deriva dalla forma degli stessi vicino al fondale) [18].

La torre (solitamente di acciaio strutturale), a seconda della profondità marina in cui verrà installata, sarà fissata su delle diverse tipologie di sotto-strutture di supporto, esse si dividono in due categorie principali:

1. **fissa**, poiché è fissata al suolo attraverso la fondazione (parte integrante della struttura di supporto), essa trasferisce i carichi direttamente al fondale. La figura 1.17 illustra alcune tipologie di fondazioni insieme alle altre parti principali di una OWT;
2. **galleggiante (*floating*)**: i carichi vengono trasferiti direttamente all'acqua, infatti la fondazione non ha la funzione di scarico delle sollecitazioni, ma come fissaggio della turbina evitando che la turbina si faccia trasportare dalla corrente (figura 1.18) [20].

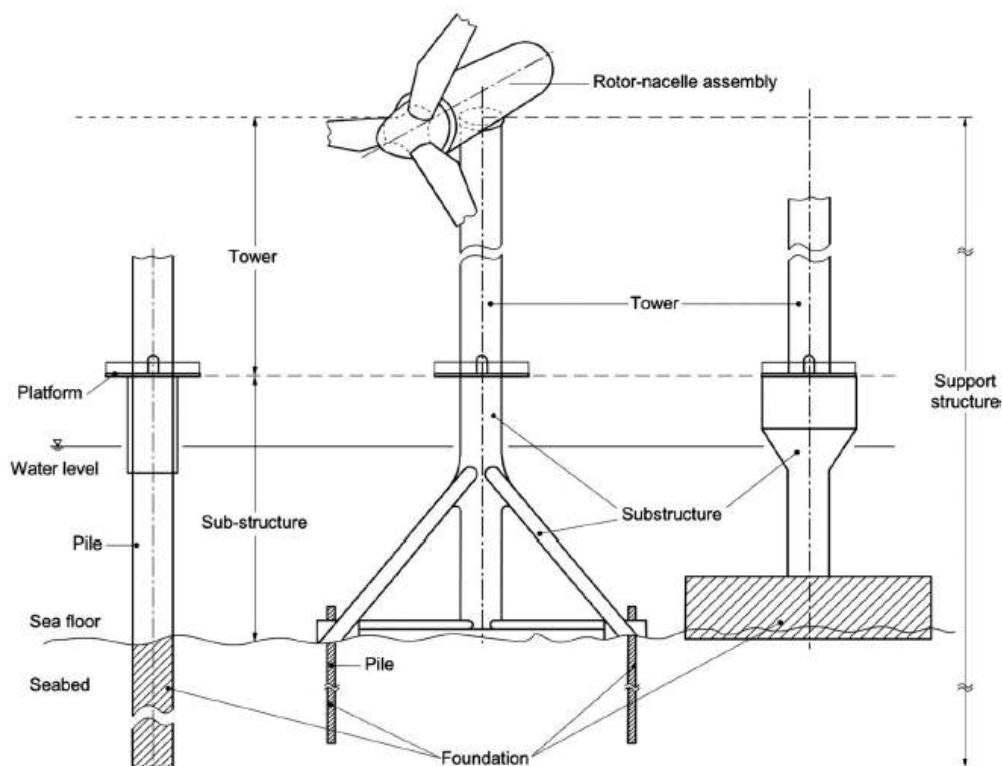
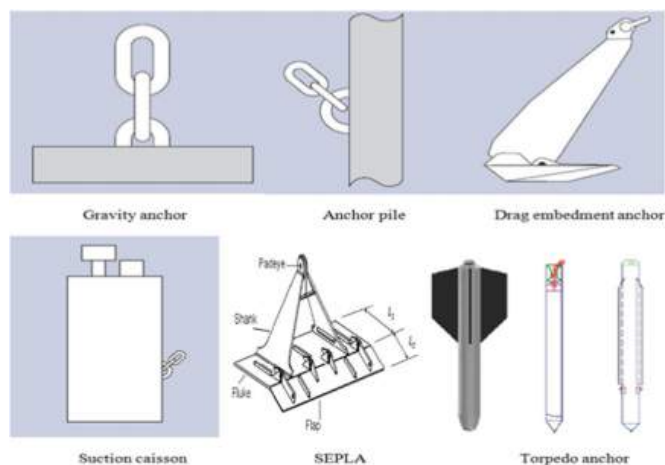


Figura 1.17: Esempio di strutture fisse [21]



**Figura 1.18:** Esempio di ancoraggio per i sistemi galleggianti [20]

Le sotto-strutture della prima categoria sono molto più diffuse rispetto alle seconde in quanto sono ancora una tecnologia in fase di sviluppo. Le OWT sono installate in ambienti marini in cui le condizioni ambientali sono sicuramente più estreme rispetto alla controparte *onshore* [20, 22], proprio per questo motivo la progettazione della struttura (fondazione e sottostruttura) è più complicata, ciò rende il progetto più costoso (solo la fondazione costa dal 25 al 34% del costo totale. La tabella 1.2 riporta i pro e i contro delle due tipologie; in realtà la profondità rende la scelta immediata: 60[m] è il confine che separa le due soluzioni [20, 23]. Oltre che dalla profondità, la scelta della sottostruttura e della fondazione viene influenzata anche dalle condizioni del fondale marino e da considerazioni economiche [22].

Concept	PRO	CONTRO
<b>Galleggianti</b>	Installazione in acque profonde (teoricamente senza limiti di profondità), strutture trasportabili in un unico pezzo	Costruzione molto costosa
<b>Fisse</b>	Strutture tendenzialmente economiche	Installazione e trasporto più costosi rispetto l'altra tecnologia, uso limitato fino a 60 [m].

**Tabella 1.2:** Pro e Contro dei due concept

Fattore comune di entrambe le soluzioni (galleggiante e fissa) è che la struttura di supporto è sollecitata in modo dinamico, infatti deve sopportare sia i carichi legati al funzionamento stesso della turbina sia quelli combinati tra vento e onde.

## Panoramica delle soluzioni più usate

L'industria dell'eolico *offshore* è continuamente concentrata nella ricerca e nello sviluppo per trovare nuove soluzioni riguardanti le strutture di supporto, in questa sezione si presentano le soluzioni oggi impiegate:

- **Strutture fisse:**

1. **Monopalo**, è quella più utilizzata grazie al suo basso costo e alla sua semplicità costruttiva. Questa soluzione è composta da un palo cilindrico, che funge anche da fondazione, e dal *transition piece*, che collega la torre con la sottostruttura. I parametri che influenzano il dimensionamento della struttura sono i carichi laterali, quelli verticali, la profondità dell'acqua e la tipologia di fondale. Generalmente il monopalo è adatto a fondali sabbiosi o fangosi, dove vengono installati mediante perforazione. Essendo il fondale soggetto ad erosione, soprattutto nei pressi della fondazione bisogna assicurare una protezione (*anti-scour protection*), ciò viene fatto depositando delle pietre e ghiaia nei pressi della fondazione. In accordo con la normativa riportata nei riferimenti [24], questa soluzione è adatta ad installazioni in siti la cui profondità varia da 0 a 25 [m], tale limite può essere superato se si utilizzano pali con diametri di 6.5 [m] (monopalo XXL), infatti si può arrivare fino ai 40 [m].
2. **Gravity base**, fu la prima tipologia di struttura utilizzata nel 1991 per realizzare il parco eolico di *Vindeby* in Danimarca. È una tipologia poco costosa, ma richiede una grande preparazione del suolo, che va accuratamente livellato. Questo tipo di fondazione è realizzata in calcestruzzo e assemblata quasi interamente a terra, trasportata nel luogo d'installazione, successivamente la base viene riempita con sabbia, cemento e ghiaia così da farne aumentare la massa. L'installazione è limitata a profondità fino ai 25 [m]. Non richiede l'installazione di un *transition piece* per il collegamento con la torre e non richiede particolari manutenzioni.
3. **Jacket**, classica struttura a traliccio, tipica dal settore oil&gas. Si compone da tre o quattro pali che scaricano le forze nel fondale. La struttura, completamente in acciaio, si sviluppa con bracci orizzontali, verticali e diagonali tra loro saldati, la loro realizzazione richiede tempo proprio per collegare tra loro i vari componenti. I giunti saldati sono i punti deboli della costruzione. Il *transition piece* comprende

anche la piattaforma di lavoro. Per la fondazione viene impiegata la tecnologia a palo, ma sono in sviluppo tecnologie per sostituire i pali con una fondazione a gravità (zavorre). La sezione trasversale del traliccio risulta maggiore di quella del monopalo e risulta essere più resistente ai carichi di onde e vento. Tale soluzione ha il vantaggio di trasferire i carichi assialmente. Solitamente viene impiegata in un range di profondità che spazia dai 20 [m] ai 60 [m].

4. **Tripode**, è un sviluppo che migliora il monopalo estendendo la sua impronta sul fondale, infatti la sotto-struttura è caratterizzata da tre pali inclinati ed un palo centrale, la fondazione che si usa per fissarla nel fondale è di tipo a palo. L'estensione della base d'appoggio rende tale soluzione più resistente al ribaltamento dovuto all'azione del vento e delle onde. Anche per questa tipologia la criticità risiede nella fase del trasporto perché richiede tanto spazio dunque il trasporto richiede molto tempo ed inoltre è anche più pesante rispetto al monopalo. L'installazione di tale tecnologia è limitata a profondità di 50[m].
5. **Tripalo**, anche questa tipologia si è sviluppato dall'idea del monopalo. Tre pali, che compongono la fondazione e la sotto-struttura, vengono uniti tra loro e con la torre attraverso il *transition piece* sopra il livello del mare, tale operazione richiede particolare attenzione: la distanza tra i pali deve coincidere con le dimensioni del *transition piece*.

- **Strutture galleggianti:**

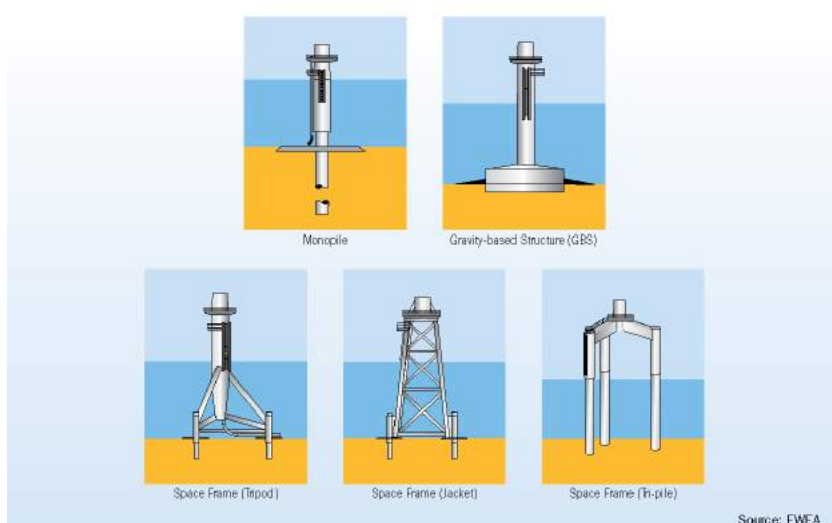
1. **Spar**, è la tipologia più semplice delle strutture galleggianti ed è composta da una struttura cilindrica lunga e snella che si protende fin sopra il livello dell'acqua. Il galleggiamento viene garantito dalla presenza dell'aria nella parte superiore della struttura, invece la posizione verticale viene mantenuta grazie all'impiego di zavorre nella parte inferiore. La sua forma allungata serve per rendere minimi il movimento dovuto al moto ondoso. *Hywind* fu il primo progetto pilota sviluppato da *Statoil* (oggi *Equinor*) in acque norvegesi utilizzando una turbina della *Siemens* 2.3 [MW].
2. **Struttura semi-sommersa**, piattaforma che garantisce il galleggiamento ed è abbastanza stabile sotto l'azione dei carichi ambientali (vento, onde e correnti). Lo scafo della struttura è realizzato tramite l'utilizzo di pontoni orizzontali sui quali sono saldate delle colonne verticali d'acciaio. Il primo prototipo *WindFloat Atlantic 1* sviluppato da



*Principal Power* fu installato in Portogallo, la *Vestas V80* da 2 [MW] fu impiegata per testare il prototipo.

3. **Tension Leg Platform TLP** (figura 1.20), è una piattaforma particolarmente stabile anche sotto l'azione dei carichi ambientali. L'utilizzo di una piattaforma sommersa permette la stabilità della struttura. Il galleggiamento è maggiore del peso dunque si crea una pretensione lungo i cavi (ancorati sul fondale). Il primo prototipo di tale soluzione fu sviluppato in Italia con il progetto *Blue H*.

La figura 1.19 mostra le soluzioni appena elencate.

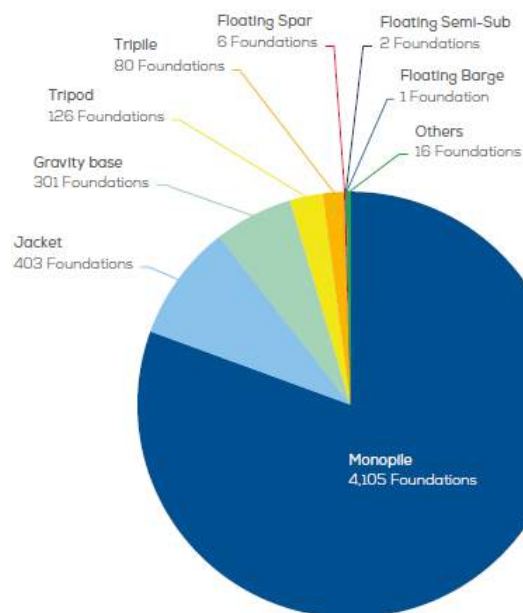


**Figura 1.19:** Le soluzioni fisse [25]



**Figura 1.20:** Soluzioni galleggianti: spar, struttura semi-sommersa e TLP [26]

Come sottolinea la figura 1.21, il monopalo rappresenta la struttura con maggiormente impiegata (81.9% di tutte le installazioni ad oggi esistenti) seguita subito dopo dalla soluzione a traliccio (*jacket*, 8%), a gravità (circa il 6%), tripode (2.5%), tripalo (1.6%). Una nuova soluzione flottante, chiamata *Ideol*, è stata introdotta nel 2018 in Europa grazie al progetto *Floatgen* (figura 1.22)



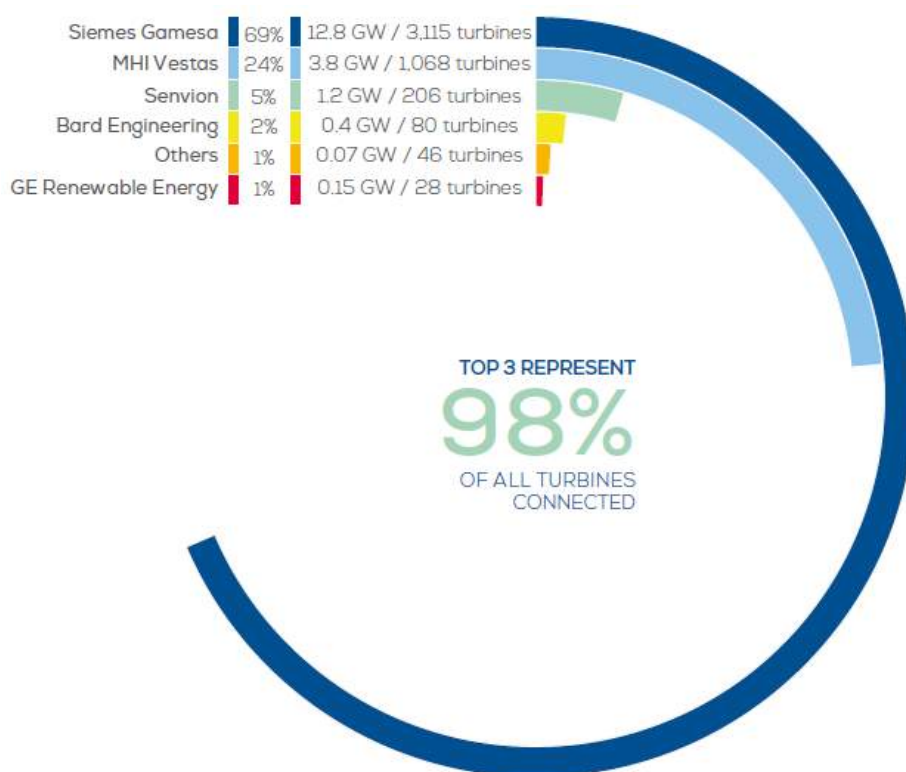
**Figura 1.21:** Numero d'installazioni per ogni tipologia di struttura in Europa [6]



**Figura 1.22:** Soluzione *Ideol* [27]

### 1.1.4 Turbine eoliche sul mercato

Attualmente i maggiori produttori delle turbine eoliche *offshore* sono principalmente tre, *Siemens Gamesa*, *MHI Vestas* e *Senvion*, che coprono il 98% della domanda europea. La tendenza che attualmente si riscontra nel mercato è quella di costruire macchine con potenza nominale sempre crescente, generalmente maggiore di 4 [MW] con diametri dei rotori superiori ai 110 [m].



**Figura 1.23:** Costruttori delle turbine eoliche nel contesto europeo 2018 [6]

La *Siemens* nel 2017 ha acquistato l'azienda *Gamesa*, che era già operativa nel settore eolico, diventando quindi la *Siemens Gamesa* che agisce nel settore dell'energia rinnovabile; grazie alle esperienze maturate da entrambi sono riusciti a coprire il 69% delle turbine collegate in Europa nell'anno 2018 ed offrono ben cinque modelli di turbine eoliche per l'*offshore*, esse sono le seguenti:

- SG 8.0-167 DD
- SWT-7.0-154
- SWT-6.0-154
- SG 10.0-193

Prima dell'acquisito della *Gamesa*, la *Siemens* aveva già una vasta gamma di turbine turbine, ben sei modelli:

- 2.3-82
- 2.3-93
- 2.3-101
- 3.6-107
- 3.6-120
- *Bonus* 450 [KW]

Tra questi, il modello 3.6-120 ed il modello 4.0-120 furono i più utilizzati, rispettivamente di 3.6[MW] e 4 [MW].

La *Vestas* copre sia il mercato *offshore* che quello *onshore* grazie a due sezioni distaccate dell'azienda, la sezione *offshore* prende nome di *MHI Vestas* e ha prodotto quattro modelli:

- V174-9.5 [MW]
- V164-10.0 [MW]
- V164-9.5 [MW]
- V117-4.2 [MW]

Considerando il mercato eolico *offshore*, le seguenti turbine possono risultare interessanti:

- Senvion 6.3 M 152
- General electric Haliade 150-6 [MW]
- General electric Haliade X-12 [MW]

Siemens Gamesa SG8.0-167 DD [28]



**Figura 1.24:** *SG8.0-167 DD*

- classificazione IEC S (IB)
- potenza nominale di 8 [MW]
- diametro rotore di 167 [m]
- lunghezza pale di 81.5 [m]
- area rotorica di 21900 [m<sup>2</sup>]
- l'altezza del *hub* dipende dal sito
- regolazione di *pitch* e di velocità
- tecnologia *IntegralBlade*®

**Siemens Gamesa SWT-6.0-154 [28]**



**Figura 1.25:** *SWT-6.0-154*

- classificazione IEC IA
- potenza nominale di 6 [MW]
- diametro rotore di 154 [m]
- lunghezza pale di 75 [m]
- area rotorica di 18600 [m<sup>2</sup>]
- l'altezza del *hub* dipende dal sito
- regolazione di *pitch* e di velocità
- tecnologia *IntegralBlade*®

V174-9.5 MW™ [29]

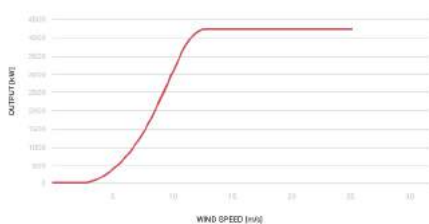


- diametro del rotore pari a 174[m]
- basato sulla piattaforma V164
- aerodinamicamente efficiente, grazie a profili delle pale di ultima generazione
- area rotorica di 23779 [m<sup>2</sup>],
- progettato per applicazione mondiale
- potenza nominale di 9.5 [MW]
- pale con 85[m] di lunghezza
- ogni pala pesa 35[ton], così come il modello V164-9.5 [MW]
- la navicella è lunga 21 [m], larga 9 [m] ed alta 9 [m], peso approssimativo di 390 [ton]
- altezza *hub* di 110 [m]
- una singola turbina può soddisfare il fabbisogno energetico di 9000 case inglesi

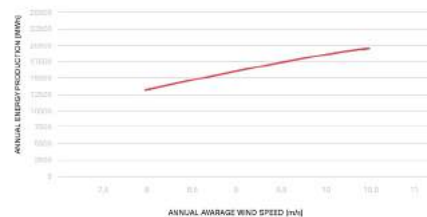
V117-4.2 MW<sup>TM</sup> [29]



(a) V117.



(b) Power curve.



(c) Energy production.

**Figura 1.26:** V117-4.2 MW<sup>TM</sup>

- dotato di *full scale converter*
- dotato di freni aerodinamici
- *cut-in* a 3 [m/s], *cut-out* a 25 [m/s]
- classificazione: IEC IB / IEC IIA / IEC S
- diametro del rotore: 117[m]
- area rotorica: 10751 [m<sup>2</sup>]
- dimensioni navicella (incluso cololer): 6.8 x 12.8 x 4.0 [m] (H x L x W)
- potenza nominale: 4,2 [W]
- frequenza di collegamento: 50/60[Hz]



**GE *Haliade* 150-6MW** [17]



**Figura 1.27:** *Haliade 150-6MW*

- classificazione IEC I-B
- potenza nominale di 6 [MW]
- velocità di *cut-in* a 3 [m/s] e *cut-out* a 25 [m/s]
- frequenza di collegamento a 50 oppure 60 [Hz]
- diametro rotore di 150.85 [m]
- lunghezza pale di 73.5 [m]
- range velocità di rotazione delle pale 4 ÷ 11.5 [rpm]
- generatore *direct drive* con magneti permanente
- voltaggio nominale di 900 [V] per fase
- numero di fasi 3x3
- torre tubolare
- altezza *hub* 100 [m]
- convertitore di tipo *back to back* trifase AC/AC

## 1.2 Dati meteorologici

I dati di partenza per stimare la fattibilità di un sito sono quelli meteorologici, dai quali è possibile estrapolare tutte le informazioni utili per la stima della disponibilità energetica, senza quindi considerare l'interazione con le turbine e tutte le possibili perdite; i dati meteorologici possono essere differenziati in base alla risoluzione spatio-temporale dei fenomeni atmosferici che si osservano, per lo scopo eolico, generalmente si adotta la classe di mesoscala, tuttavia è anche possibile adottare la classe di microscala.

### 1.2.1 Meteorologia

La meteorologia è una branca della geofisica che ha il compito di studiare l'atmosfera terrestre, si occupa dei mutamenti e dei movimenti della massa gassosa che costituisce l'atmosfera, tale scienza è divisa in quattro discipline distinte [30]:

- Meteorologia: studia i movimenti delle grandi masse d'aria effettuando previsioni a livello mondiale continentale (classe macroclima).
- Climatologia: prende in considerazione gli eventi climatici di regioni o nazioni specifici (classe mesoscala).
- Aerologia: studia le masse di aria dell'ordine di qualche chilometro (classe clima locale).
- Microclimatologia: questa disciplina entra nel particolare, andando a considerare gli strati più bassi dell'atmosfera (dell'ordine di decine di metri dal suolo), in cui è più rilevante l'influenza dell'orografia.

	Distribuzione orizzontale	Distribuzione verticale	Esempio di fenomeno climatico	Durata dei fenomeni climatici [s]
<b>Macroclima</b>	200 ÷ 50000 [km]	1 ÷ 100000 [m]	Clima mediterraneo	$10^5 \div 10^6$
<b>Mesoclima</b>	1 ÷ 200 [km]	1 ÷ 6000 [m]	Clima di un bacino	$10^4 \div 10^5$
<b>Clima locale</b>	0.01 ÷ 10000 [m]	0.1 ÷ 1000 [m]	Clima del versante di una collina	$10^1 \div 10^4$
<b>Microclima</b>	0.01 ÷ 100 [m]	0.01 ÷ 10 [m]	Clima di una serra	$10^{-1} \div 10^1$

**Tabella 1.3:** Classi meteorologiche

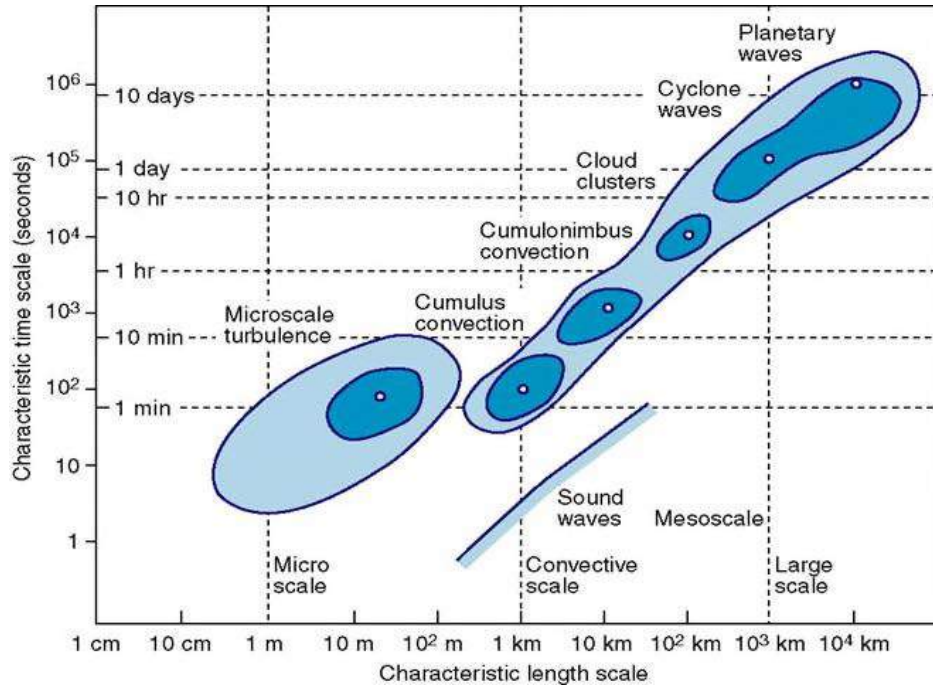


Figura 1.28: Risoluzione spazio-temporale delle classi meteorologiche [30]

### 1.2.2 Evoluzione degli atlanti eolici

Gli atlanti eolici sono degli strumenti che forniscono agli investitori la possibilità di identificare rapidamente i luoghi con alta potenzialità eolica, tramite una mappa a scala di colori oppure un'applicazione che mostra direttamente i dati meteorologici per la valutazione del vento.

Sono molteplici gli atlanti eolici presenti, con diverse risoluzioni spaziali e temporali, e possono essere di scala internazionale come *Global Wind Atlas* (GWA) oppure continentale come *Atlante Europeo del Vento* fino ad arrivare a livello nazionale come l'atlante eolico italiano prodotto da *ENEL-CESI* in collaborazione con *Università degli Studi di Genova-Dipartimento di Fisica* [31, 32, 33].

In ordine cronologico, a livello europeo, il primo atlante europeo sviluppato è stato nel 1990 grazie all'*Università tecnica della Danimarca* (DTU) dove ha visto la partecipazione dei 12 paesi europei; tale atlante è stato prodotto tramite un'accurata analisi statistica dei dati acquisiti negli anni tramite 220 anemometri, sparsi in tutti e 12 paesi. Successivamente con lo sviluppo tecnologico legato ai computer quasi ogni paese ha avuto il proprio atlante nazionale tramite i modelli numerici garantendo ottenendo una maggior risoluzione spaziale. Nell'anno 2018, è partito il progetto *New European Wind Atlas* (NEWA), con la partecipazione di tutta la comunità europea, di produrre un nuovo atlante eolico dell'Europa tramite i modelli numerici con l'uso del super-computer *Marnostrum*, A Barcellona;

il calcolo è durato circa sei mesi (con un computer di normali prestazioni avrebbe impiegato circa 1600 anni) ottenendo 180 Terabytes di dati; questo nuovo atlante garantisce una risoluzione spaziale di 3 [km] e quello temporale di 30 minuti per una durata di 20 anni [31, 34].

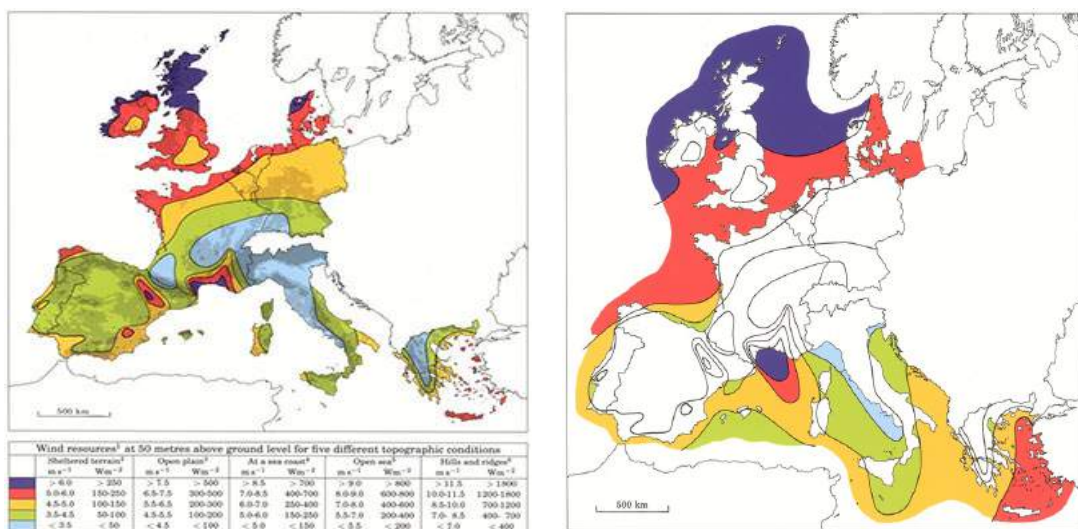
Quasi la totalità degli atlanti moderni garantiscono il processo di downscaling, ovvero la possibilità di passare dal modello meteorologico di mesoscala a quello di microscala, con l'uso *Wind Atlas Analysis and Application Programme*(WASP) sviluppato dalla *DTU Energy*, così facendo si ottengono i dati con una risoluzione spaziale molto elevato, di circa 300 metri.

In conclusione, tutti gli atlanti eolici hanno una risoluzione spaziale di qualche chilometro; pertanto sono adatti per la selezione della macro area adatta per la realizzazione del sito eolico, mentre per una valutazione del potenziale eolico, risultano piuttosto grossolani.

In seguito, si riportano le caratteristiche tecniche di alcuni atlanti eolici so-  
pracitato 1.4:

	Risoluzione [km]	Copertura	Ente di sviluppo	Anno	Riferimento
Atlante europeo	5	Europa	DTU-UE	1990	[31]
Atlante italiano	1	Italia	ENEL CESI- UNIGE	2002	[33]
GWA	9	Mondo	IRENA-DTU	2015	[32]
NEWA	3	Europa	UE	2019	[35]

Tabella 1.4: caratteristiche di alcuni atlanti eolici



(a) Onshore.

(b) Offshore.

Figura 1.29: Atlante europeo del vento (1990) [36]

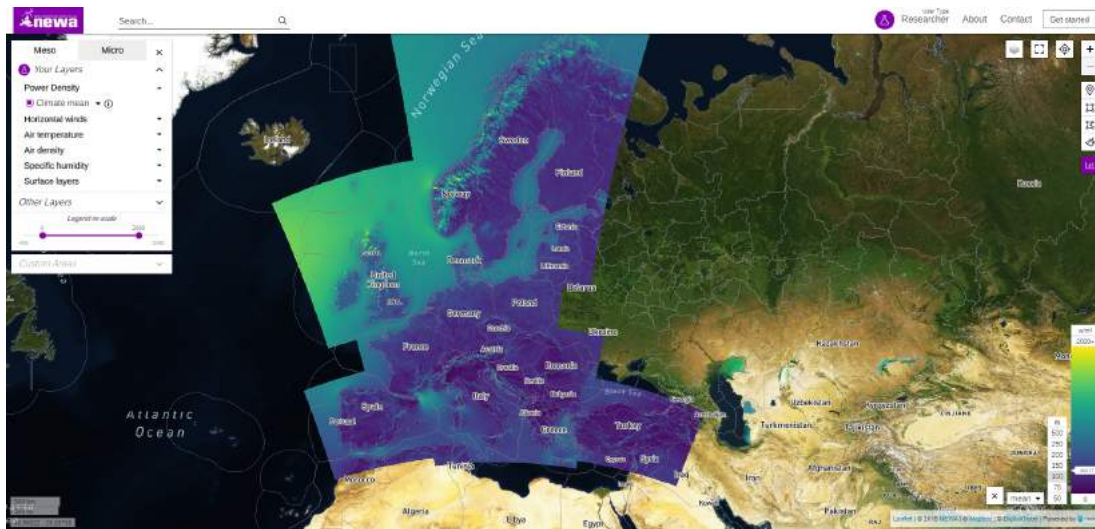


Figura 1.30: NEWA (2019) [35]

## 1.3 Trasporto ed installazione

Le fasi di trasporto ed installazione delle strutture, e successivamente anche quella di manutenzione richiedono di essere effettuate tenendo in conto di: tutti i carichi statici e dinamici che possono agire sulle strutture, le condizioni del fondale marino e la sua composizione geologica, la batimetria ed i regimi idrodinamici ed aerodinamici che possono influenzare in maniera significativa le operazioni [12].

Il trasporto dei componenti delle fondazioni può essere effettuato con le stesse navi che sono destinate per la loro installazione, chiamate *installation vessels*; altrimenti è possibile utilizzare altre imbarcazioni adibite solo al trasporto, come le chiatte. La scelta delle due metodologie dipende da diversi parametri come le dimensioni ed il peso delle fondazioni, capacità degli *installation vessels*, distanza dal porto, condizioni climatiche e le velocità delle navi.

lo svantaggio dell'energia eolica in mare risiede nell'elevato costo d'investimento, principalmente dovuto alle parti pesanti come torre e fondazioni. Ci sono stati sviluppi a riguardo, infatti tramite una progettazione avanzata delle fondazioni, è possibile ottenere la riduzione del peso della stessa e come conseguenza si ha un minor costo del trasporto.

Per minimizzare le perdite di scia, le turbine sono disposte generalmente in maniera tale da avere una spaziatura tra l'una e l'altra di  $5 \div 9$  diametri del rotore nella direzione prevalente del vento, e  $3 \div 5$  diametri nella direzione perpendicolare ad essa.

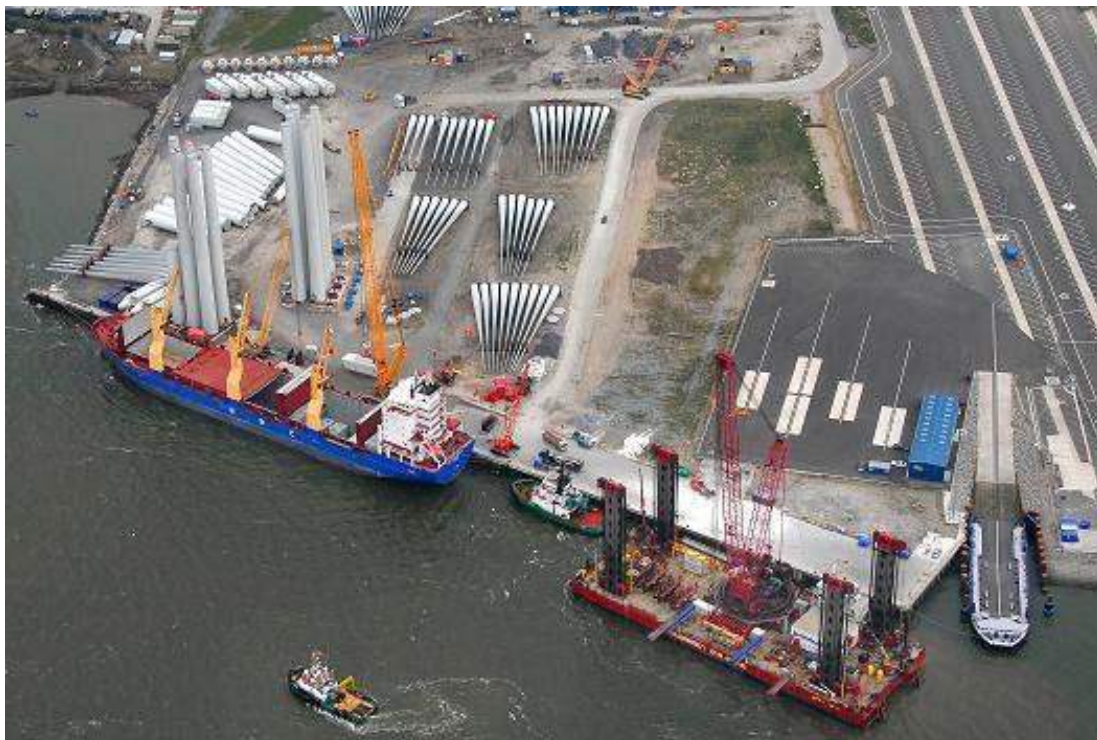
### 1.3.1 Disponibilità del porto

Le infrastrutture per lo sviluppo di un campo eolico *offshore* devono fornire la massima flessibilità con lo scopo di ridurre i costi logistici. Lo spazio richiesto dipende fortemente dalla fase della realizzazione (costruzione, installazione, servizio) ed in ogni fase si differenzia per la tipologia della tecnologia adottata.

I porti sfruttati nelle fasi di costruzione e manutenzione dei campi eolici devono essere capaci di accogliere navi fino a 140 [m] di lunghezza, 45 [m] di larghezza e 6 [m] di pescaggio, senza restrizioni d'accesso dovuto alle maree o d'altro tipo.

I porti devono avere un'area adibita allo stoccaggio dei componenti delle turbine eoliche (figura 1.31). Tipicamente lo spazio disponibile del porto deve essere circa tre quarti dell'area d'appoggio dei componenti. Idealmente se lo spazio disponibile è maggiore di quello richiesto, è possibile pensare di assemblare la navicella, rotore e le pale *onshore* facilitando l'installazione sul mare. La scelta di far coincidere il sito di stoccaggio con quello di assemblaggio può portare enormi vantaggi in termini di costi e logistica, minimizzando il numero delle operazioni di sollevamento.

Avere un porto nelle vicinanze del campo eolico è essenziale anche per la fase di manutenzione una volta che il parco è in servizio, tuttavia le esigenze caratteristiche di questa fase sono meno restringenti in quanto le navi di manutenzione sono di misura decisamente minori di quelle di installazione.



**Figura 1.31:** Stoccaggio delle parti delle turbine [12]

Le caratteristiche di un porto sono:

- **Identificazione del porto**

- nome del porto
- paese
- proprietario del porto
- contatti: telefono, fax, e-mail, sito web

- **Dettagli di accesso**

- profondità del porto, larghezza d'entrata
- massime dimensioni delle navi
- disponibilità dell'assistenza dei rimorchiatori
- disponibilità dell'area di manovra
- collegamenti con le strade principali, stazioni ferroviari e aeroporti
- numero delle gru e le loro capacità di carico
- spazio disponibile per lo stoccaggio

- **Servizi**

- base di installazione
- base di manutenzione
- base di costruzione delle componenti
- approvvigionamenti di acqua e carburante
- servizi marittimi
- bacino di carenaggio
- magazzino

### 1.3.2 Tipologie delle navi

Esistono diverse tipologie delle navi per la realizzazione di un campo eolico *offshore* ed hanno principalmente funzioni di [37]:

- trasporto delle strutture di supporto e delle turbine eoliche;
- fornire le piattaforme di appoggio, utili per le fasi di sollevamento ed installazione;
- fornire l'accesso alle turbine al personale durante le fasi di manutenzione.

### 1.3.2.1 Jack-up/piattaforme auto-sollevante



**Figura 1.32:** Jack-up platforms [37]

Le piattaforme auto-sollevanti sono composte da uno scafo galleggiante, una serie di gambe ( $3 \div 6$ ) che possono penetrare e stabilizzarsi all'interno del fondale marino ed infine sollevare tutto lo scafo sopra il livello dell'acqua. Una volta posizionate le gambe, sono ben interrato sul letto del mare e verrà applicato un certo precarico per mantenerle in posizione.

Queste piattaforme sono spesso utilizzate in diverse fasi come:

- installazione delle costruzioni *offshore*
- manutenzione dei campi eolici *offshore*
- investigazioni geologiche del sito
- piattaforma di alloggio

La caratteristica principale di questo tipo di nave è la capacità di fornire una base molto stabile per le operazioni di sollevamento, anche in condizioni marittime avverse, tuttavia la sua costruzione richiede moltissimo tempo.

### 1.3.2.2 Heavy-lift vessels (HLV)



**Figura 1.33:** Navi HLV [37]



Le HLV sono delle navi equipaggiate con delle gru specializzate in sollevamento di ingenti carichi. Sono progettate per l'installazione *offshore* dei moduli pre-assemblati, ciò significa che permettono un'alta flessibilità nelle operazioni di sollevamento. Forniscono la possibilità di sollevare un elevato carico ed allo stesso tempo avere delle caratteristiche di stabilità notevoli. Sono comunemente utilizzate nelle industrie *oil&gas* per cui la loro disponibilità può essere un problema ed ovviamente anche l'elevato costo del servizio.

Le navi HLV hanno la caratteristica di avere una velocità di movimento bassa e possibilmente con dei problemi riguardanti l'accesso ai porti per via delle loro dimensioni.

### 1.3.2.3 Platform supply vessel/navi di rifornimento



Figura 1.34: Navi di rifornimento [37]

Queste sono le navi specificamente progettate per rifornire le piattaforme *offshore* e quindi hanno la funzione di portare i beni di consumo ma allo stesso tempo possono essere utilizzate per il trasporto delle parti delle fondazioni come i monopali o le sotto-strutture del *jacket*.

### 1.3.2.4 Rimorchiatori



Figura 1.35: Rimorchiatori [37]

I rimorchiatori sono delle barche ad alta potenza con un'elevata manovrabilità e buone capacità di posizionamento. La potenza dei rimorchiatori è richiesta per le operazioni di:

- trasporto delle navi senza motore come le chiatte e la prima generazione di Jack-up (figura 1.35)
- trasferimento dell'equipaggiamento
- servizi di rifornimento
- servizi di assistenza in caso di emergenza

### 1.3.2.5 Chiatte

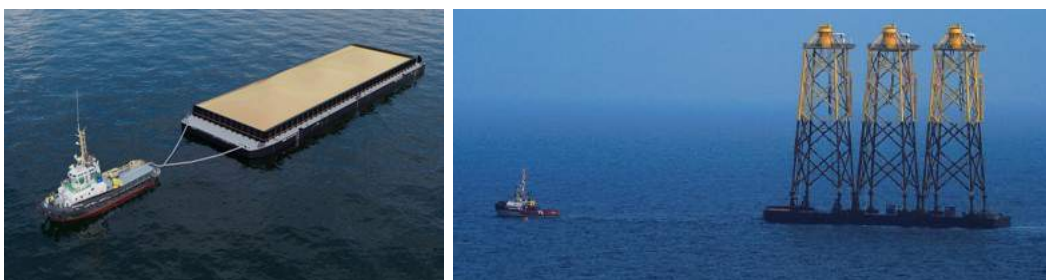


Figura 1.36: Chiatte [37]

Le chiatte sono dei pontili piatti, utilizzati per il trasporto delle componenti estremamente pesanti come le strutture *jacket*, *transition piece* ecc. Normalmente non sono dotate di un motore per cui vengono trascinate dai rimorchiatori.

### 1.3.2.6 Navi di manutenzione



Figura 1.37: Navi di manutenzione [38]

Esistono diverse tipologie di navi che hanno la capacità di carico ridotta, generalmente usate per le attività di manutenzione, dove non c'è la necessità del trasporto delle componenti pesanti. Nel caso di anomalie riguardanti le pale, il generatore o la torre, non è possibile utilizzare queste tipologie di navi per la manutenzione.

Le navi di manutenzione sono divise in diverse categorie:

- Monoscafo, è una barca ad alta velocità (circa 25 nodi), per garantire un accesso sicuro alle turbine può operare con un'altezza significativa delle onde, massimo di 1 [m].
- Catamarano, composto da due scafi ed una velocità media di circa 20 nodi, può operare con altezza d'onda di massimo 1.2 [m].
- SWATH (Small Water plane Area Tower Hull), ha una velocità media di circa 15 nodi, in presenza di onde caratterizzate da altezze superiori a 1.5[m] non possono essere utilizzate.

La velocità di un nodo nautico corrisponde a 0.514 [m/s]

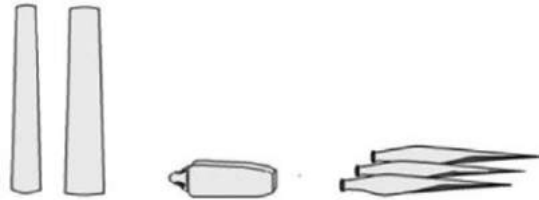
### 1.3.3 Installazione

La fase dell'installazione di un parco eolico *offshore* (OWF) può essere problematica in quanto è fortemente influenzata dalle condizioni climatiche; normalmente, per motivi di sicurezza, si stabilisce un limite sulla velocità del vento ed altezza delle onde massima per cui è possibile effettuare i lavori di installazione. In genere, i siti degli OWF sono appositamente scelti con alte velocità del vento con lo scopo di massimizzare la produzione energetica, che allo stesso tempo significa avere delle altezze delle onde maggiori; ovviamente quest'aspetto influenzerà in maniera significativa il processo di installazione [39].

Lo stadio preliminare dell'installazione è la preparazione del letto del mare che consiste nel dragaggio e la protezione contro l'erosione. Una volta completato questo stadio, si procede all'installazione delle fondazioni, che può variare in maniera significativa in base alla tipologia adottata. Lo stadio successivo invece, è l'installazione delle turbine eoliche. La turbina tipicamente è composta da sette parti: il mozzo (*hub*), la navicella, tre pale e la torre divisa in due sezioni per limitare l'ingombro. La fase di installazione della turbina avviene prima con il montaggio della torre sulla fondazione e successivamente l'assieme della navicella ed il rotore (RNA) sarà installato sulla torre. Esistono diverse possibili strategie da adottare per l'installazione delle turbine, classificate in base al numero di sollevamenti necessari a completare l'operazione:

- **Metodo delle parti separati,**

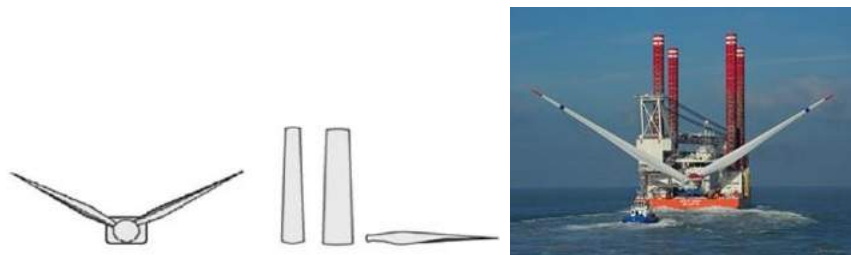
In questa configurazione solo la navicella ed il mozzo sono pre-assemblati in porto mentre il resto verrà assemblato sul sito, pertanto una singola turbina viene divisa in sei parti e quindi ha bisogno di sei sollevamenti per completare l'installazione.



**Figura 1.38:** Installazione della turbina: metodo parti separate [39]

- **Metodo *Bunny ear*,**

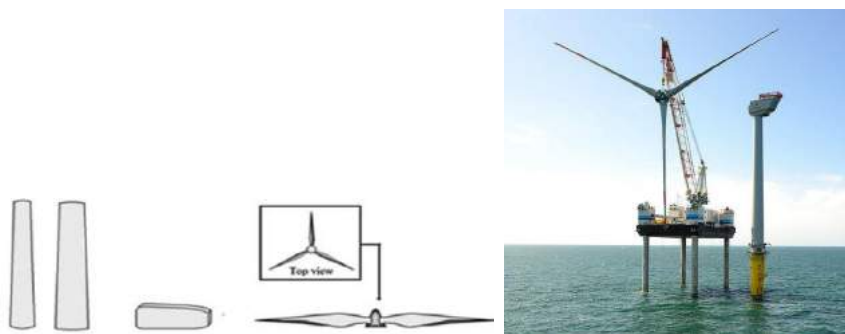
È una delle metodologie più comuni dove la navicella, il mozzo e due pale sono state pre-assemblate al porto, quindi si ha che per completare l'installazione occorrono quattro sollevamenti.



**Figura 1.39:** Installazione turbina: metodo Bunny ear [39]

- **Metodo *full rotor star*,**

In questa configurazione, il mozzo e le tre pale sono state pre-assemblate in porto, quindi il rotore è completo nel momento dell'installazione; anche con questo metodo occorrono quattro sollevamenti.



**Figura 1.40:** Installazione turbina: metodo full rotor star [39]

- **Assemblaggio totale,**

Teoricamente, è possibile assemblare completamente la turbina in porto, in modo che una volta trasportata sul sito, sarà necessaria solo un sollevamento per completare l'installazione; tuttavia questo approccio è possibile solo per le turbine di piccole dimensioni.



**Figura 1.41:** Installazione turbina: metodo assemblaggio totale [37]

La metodologia da adottare dipende dal caso specifico ed è scelto in modo da risultare un compromesso tra numero di sollevamenti previsti e trasportabilità.

Come ultima fase dell'installazione si ha la posa dei cavi elettrici sottomarini e la connessione alla rete del OWF.

## 1.4 Trasmissione

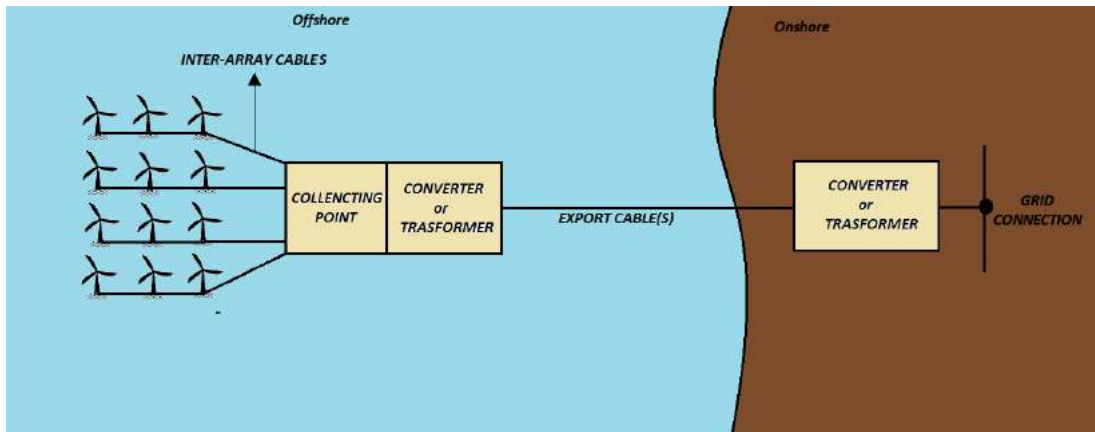
Uno degli aspetti cruciali di qualsiasi impianto destinato alla produzione di energia è il trasporto della stessa fino al punto di consegna dove viene contabilizzata e remunerata con una tariffa dipendente dai piani energetici nazionali; quindi appare evidente che per massimizzare il profitto, la trasmissione, come anche tutti gli apparati elettrici che concorrono alla generazione e alla trasformazione di corrente devono essere quanto più efficienti possibile.

Nell'ambito dell'eolico *offshore* l'importanza e la criticità di questo aspetto sono molto sentite, dal momento che nel corso degli anni c'è stata la tendenza a costruire parchi eolici sempre più lontani dalle coste; ciò è stato possibile solo grazie allo sviluppo di tecnologie di trasmissione, conversione, fabbricazione dei cavi e loro posa sempre più avanzate.

Esistono diversi tipi di tecnologie di trasmissione, la scelta deve essere fatta considerando vari fattori, tra i quali i più importanti sono:

- distanza dalla costa
- potenza nominale dell'impianto
- affidabilità desiderata
- convenienza economica
- infrastrutture elettriche presenti *onshore*

In figura 1.42 c'è un'esemplificazione dello schema più generale possibile di generazione, trasmissione e connessione alla rete nazionale, alcuni di questi elementi potrebbero mancare in alcuni casi come in altri potrebbero essere ridondati; se la trasmissione è in AC ci saranno i trasformatori (se necessario) mentre nel caso di trasmissione DC ci saranno i convertitori.

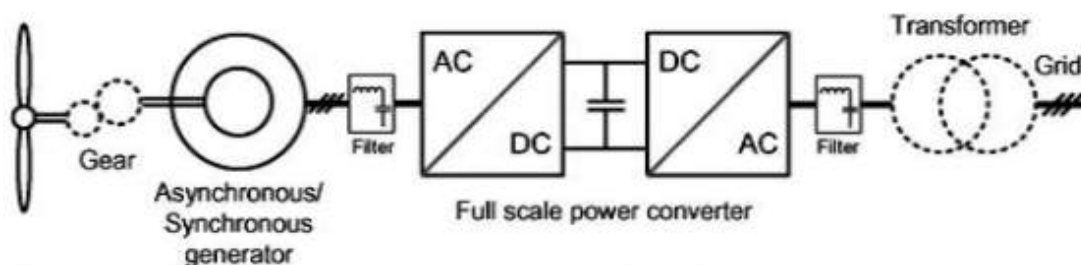


**Figura 1.42:** Schema generale di trasmissione dell'energia

Per addentrarsi meglio nella problematica è fondamentale analizzare gli standard elettrici delle turbine attuali: il generatore della turbina il cui voltaggio si aggira intorno ai  $690[V]/720[V]$  è un generatore asincrono trifase a gabbia di scoiattolo per la maggior parte delle macchine, anche se non mancano soluzioni con generatori sincroni a magneti permanenti che però sono molto ingombranti. Molto spesso tra il rotore e il generatore è frapposto un moltiplicatore di giri a più stadi che serve ad aumentare la frequenza di rotazione dell'albero accoppiato al generatore fino alla velocità di sincronismo di quest'ultimo, in corrispondenza della quale è possibile generare corrente alla frequenza di rete ( $50 [Hz]$ , in Europa). Visto che il moltiplicatore è un componente meccanico con organi in movimento è soggetto ad una forte usura e la sua affidabilità è tanto più bassa quanti più

sono gli stadi di moltiplicazione, e visto che ormai dalla velocità di *cut-in* fino al raggiungimento del  $C_p$  ottimale le turbine sono controllate a giri variabili appare evidente che è impossibile garantire il sincronismo solo con una moltiplicazione di giri meccanica (anche perché i rapporti di trasmissione assumono valori discreti); allora sono state sviluppate altre tecnologie, si è partiti con generatori sincroni a poli variabili e generatori asincroni con la possibilità di variare lo scorrimento, per poi arrivare grazie all'avvento dell'elettronica di potenza (ovvero del transistor non più come elemento di un circuito integrato bensì come elemento discreto) a regolare la frequenza con cui si immette l'energia in rete grazie a due convertitori in configurazione *back to back*, il primo è un raddrizzatore (a cui è deputata la conversione AC/DC) il secondo è un *inverter* (addetto alla conversione DC/AC), questa configurazione è nota come *full-scale-converter*; in questo modo si disaccoppia la velocità di rotazione della turbina dalla frequenza di immissione in rete, è proprio grazie a questa tecnologia che le turbine eoliche possono essere controllate variando il numero di giri nel tratto di salita della curva di potenza fino ad arrivare a potenza nominale dove sono controllate variando l'angolo di calettamento delle pale (controllo del *pitch*).

Allo stato attuale in realtà molte turbine adottano sia un *full-scale-converter* sia un moltiplicatore di giri (figura 1.43), così da avere una maggiore versatilità e allo stesso tempo ridurre la complessità del moltiplicatore di giri.



**Figura 1.43:** Modalità di connessione delle turbine eoliche alla rete [40]

Come si nota dalla figura 1.43, dopo un filtro necessario per tagliare le armoniche di disturbo introdotte dal convertitore dal momento che quest'ultimo lavora ad altissima frequenza, c'è un trasformatore, di solito collocato o nella navicella della torre o alla base della stessa che serve ad innalzare il voltaggio del generatore fino a quello del cablaggio del parco eolico (l'attuale standard è 33/36 [kV] anche se ci si sta spostando sempre di più verso trasmissioni a 66 [kV]); maggiore è la taglia della turbina, più grande sarà il trasformatore, visto che, soprattutto in ambito *offshore* sono arrivate fino a potenze di 12 [MW] ciascuna (*Haliade GE*), attualmente si sta pensando di aumentare il voltaggio dei generatori (fino a 4000

[V]) per ridurre costo e ingombro del trasformatore, nonché limitare le perdite nei cavi che vanno da generatore a trasformatore (che se pur di lunghezza limitata costituiscono il tratto a minor voltaggio di tutto il sistema).

Nei prossimi paragrafi verranno descritte le principali tecnologie di trasmissione, ovvero:

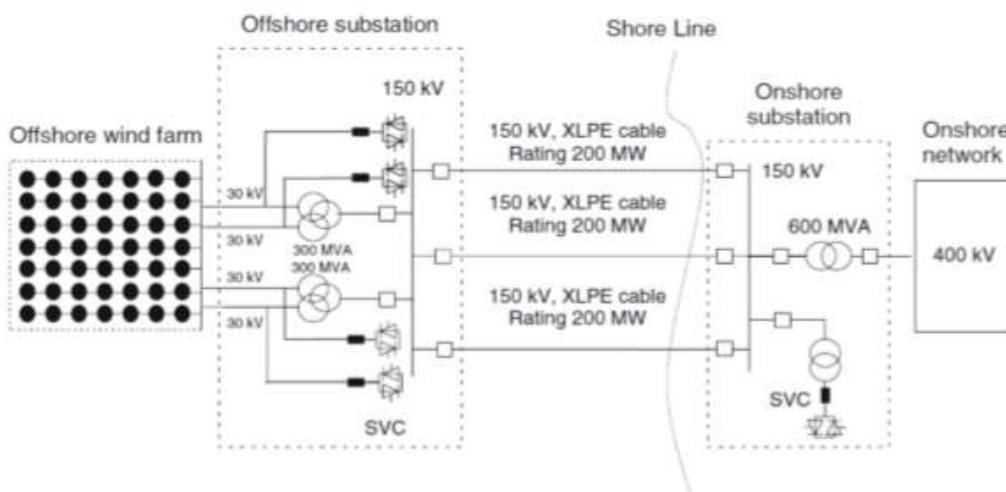
- HVAC (*High Voltage Alternating Current*)
- MVAC (*Medium Voltage Alternating Current*)
- HVDC LCC (*High Voltage Direct Current, Line Commutated Converter*)
- HVDC VSC (*High Voltage Direct Current, Voltage Source Converter*)

### 1.4.1 HVAC

Si tratta di una trasmissione ad alto voltaggio in corrente alternata trifase composta da svariati elementi (figura 1.44): un collettore AC, una stazione di trasformazione *offshore* (con compensazione di potenza reattiva se la distanza della costa è grande), una linea di trasmissione trifase; linee con voltaggi fino a 150 [kV] sono realizzate con un singolo cavo con tre conduttori inglobati all'interno con isolamento in *polyethylene* (XLPE, per approfondimento vedere il par. 1.4.6), per voltaggi più alti (fino a 400 [kV]) si usano tre cavi separati (come nell'esempio in figura 1.44);

La potenza trasportabile da un cavo al voltaggio di 150 [kV]/170 [kV] è 200 [MW] [12] per fase, mentre la distanza massima è 200 [km] usando dei dispositivi per la compensazione della potenza reattiva sia lato parco eolico sia lato rete (reattori di *Shunt* o STATCOM); invece la tecnologia a 400 [kV] di voltaggio permette di trasportare 1200 [MW] per un massimo di 100 [km] [12]; inoltre se il voltaggio della trasmissione è diverso dal voltaggio della linea alla quale ci si allaccia si deve prevedere anche una stazione di trasformazione *onshore*. I vantaggi di questa tecnologia sono i bassi costi di trasformazione del voltaggio, e il ridotto spazio destinato alle stazioni adibite ad essa, oltre al fatto che è una tecnologia consolidata e che richiede relativamente pochi elementi e per questo è molto affidabile; d'altro canto con il crescere della distanza dall'allaccio alla rete le perdite diventano troppo elevate a causa della corrente di carica capacitiva che scorre nel dielettrico determinando una perdita di potenza attiva, grande difetto delle linee in cavo in alternata.



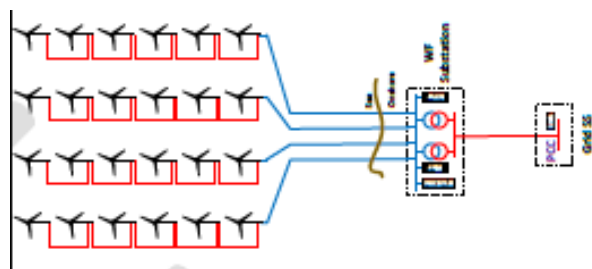


**Figura 1.44:** Schema esemplificativo della trasmissione tramite la tecnologia HVAC [12]

### 1.4.2 MVAC

Si tratta di una trasmissione in medio voltaggio (gli standard sono 33 [kV]/36 [kV] e 66 [kV]) che si adotta quando la distanza dalla costa è modesta (inferiore a 20[km]), è analoga all'HVAC con l'eccezione che non c'è bisogno di una sottostazione *offshore* per alzare il voltaggio in quanto si trasmette allo stesso voltaggio del secondario del trasformatore delle turbine, connettendo le stesse in serie; l'assenza di una struttura in mare adibita alla trasformazione abbassa notevolmente i costi. La sottostazione *onshore* è necessaria per allacciarsi alle linee di alta tensione. I cavi utilizzati sono quelli a tre conduttori inglobati in un singolo cavo.

Questa tecnologia è utilizzabile solo per parchi con potenze installate non elevate (inferiori a 100 [MW]) e poco distanti dalla costa (meno di 20 [km]) [41]. In figura 1.45 [42] c'è un'esemplificazione di questo tipo di connessione, dove è possibile notare la semplicità di questo schema di trasmissione.

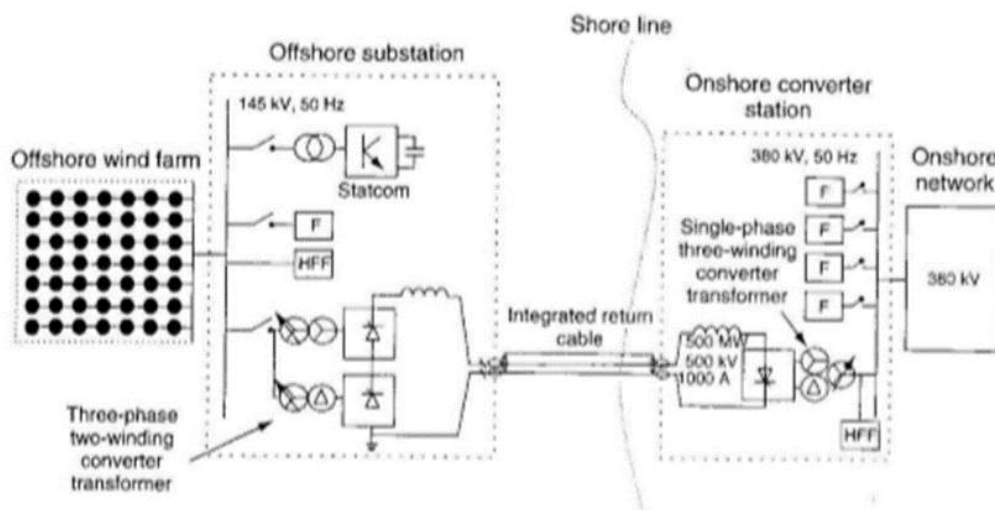


**Figura 1.45:** Schema esemplificativo della connessione alla rete tramite la tecnologia MVAC [42]

### 1.4.3 HVDC-LCC

In linea di principio la trasmissione HVDC in generale può essere vista come due convertitori *back to back*, con lo stesso principio spiegato per il *full-scale-converter* solo che in questo caso frapposti tra i due convertitori ci sono svariati chilometri di cavo in corrente continua (ovvero a frequenza nulla) che portano da quello *offshore* (AC/DC) a quello *onshore* (DC/AC). L' HVDC-LCC nota anche come HVDC-CSC, è la tecnologia di trasmissione che si è affermata prima (da oltre 50 anni), utilizza ponti di tiristori in linea, ovvero convertitori pilotati in corrente che modulano la tensione e la corrente a piacimento, alimentando o meno il gate del tiristore che conseguentemente, si troverà o in stato di inibizione fungendo da interruttore aperto o in stato di conduzione comportandosi sempre come un interruttore ma chiuso; la modulazione è fatta grazie a frequenze di apertura elevatissime di queste “valvole elettriche” che essendo composte dalla serie di più tiristori necessitano di una rete AC forte (caratterizzata da un' elevata potenza di corto circuito) che impone la sequenza di accensione delle stesse e fornisce la potenza reattiva necessaria; non è possibile quindi controllare la potenza reattiva perché dipende dall'angolo di accensione dei tiristori, ma è possibile controllare solamente il flusso di potenza attiva. Lato continua la corrente scorre sempre nello stesso verso (da qui il nome di convertitori a corrente impressa (CSC)), se si vuole invertire il flusso di potenza attiva bisogna cambiare la polarità della tensione [43].

Questo tipo di trasmissione è composta da svariati elementi (figura 1.46), c'è sempre bisogno di un collettore AC *offshore* vicino al parco eolico, poiché i cavi dell'*inter-array* sono cavi in alternata, poi c'è una sottostazione *offshore* all'interno della quale sono presenti: un trasformatore-convertitore trifase a due avvolgimenti, filtri (le frequenze a cui lavorano i convertitori come già detto sono elevatissime e quindi generano frequenze di disturbo indesiderate sia lato AC dove provocano la distorsione delle armoniche e sbilanciamenti di frequenza, sia lato DC dove creano discontinuità nella corrente che portano ad un abbassamento della potenza trasportabile dal cavo, un condensatore o uno STATCOM (fornisce la tensione di commutazione necessaria e compensa la potenza reattiva sia in condizioni dinamiche che statiche), un cavo in corrente continua con un altro di ritorno, una stazione di conversione *onshore* con un convertitore-trasformatore monofase a tre avvolgimenti e i filtri appropriati.



**Figura 1.46:** Schema di trasmissione dell'energia sfruttando la tecnologia HVDC-LCC [12]

I principali vantaggi di questa tecnologia sono: l'alta capacità di trasmettere potenza (fino a 1200 [MW])[12], l'assenza di limitazioni della distanza dalla costa, i costi ridotti (in confronto alla tecnologia HVDC-VSC), il fatto che sia una tecnologia consolidata e quindi più affidabile rispetto alla più moderna VSC. Inoltre, l'HVDC-LCC possiede un'ottima capacità di resistenza ai sovraccarichi [44].

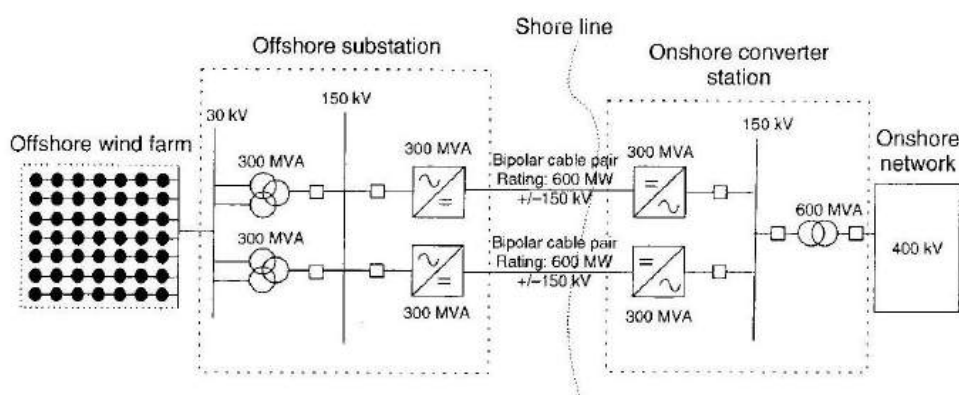
Tuttavia, è affetta da alcuni svantaggi: necessità di una rete AC forte, le stazioni di conversione sono ingombranti a causa della presenza dei filtri che occupano più della metà dell'estensione della sottostazione, i convertitori LCC necessitano di alimentazione anche quando non c'è produzione del parco costituendo una perdita costante di energia, il controllo della potenza reattiva è grossolano ed inoltre, per garantire la possibilità di avviamento senza far affidamento su un circuito esterno (*black start capability*) c'è bisogno di equipaggiamenti aggiuntivi che però innalzano notevolmente il costo di trasmissione.

#### 1.4.4 HVDC-VSC

È una tecnologia avanzata, che usa gli IGBT (transistori a gate isolato, è in grado di commutare alte tensioni e alte correnti, comunemente usato come interruttore di potenza, caratterizzato da un'elevata impedenza in ingresso e bassa tensione di saturazione, rimane in interdizione finché la tensione fra *gate* ed emettitore non supera il valore di soglia del dispositivo.) per fare la PWM (*Pulse Width Modulation*), permettendo la commutazione automatica; È possibi-

le invertire il flusso semplicemente invertendo il senso della corrente e lasciando inalterata la polarità della tensione (da qui il nome di convertitori a tensione impressa VSC). Questa tecnologia può controllare rapidamente sia la potenza attiva e che la potenza reattiva indipendentemente l'una dall'altra, In particolare, i due terminali del collegamento possono scambiare potenza reattiva con la rete in maniera indipendente l'uno dall'altro.

Una trasmissione di questo tipo consta dei seguenti elementi (figura 1.47): un collettore AC nei pressi del parco eolico, una sottostazione *offshore* con i convertitori VSC, due cavi DC (non c'è connessione di terra) e una stazione di conversione *onshore*.



**Figura 1.47:** Schema di trasmissione di tipo HVDC-VSC [12]

I maggiori vantaggi di questa tecnologia sono: il controllo preciso della potenza reattiva (il sistema è in grado sia di assorbirla sia di fornirla), la capacità dei convertitori VSC di partire senza alimentazione elettrica (*black start capability*), la possibilità di operare con reti AC più deboli, il ridotto ingombro delle stazioni (50/60[%] in meno rispetto all'LCC), che soprattutto se collocate offshore costituiscono un esborso monetario notevole ed inoltre permette l'uso di trasformatori convenzionali, meno costosi dei convertitori-trasformatori e l'uso sia di cavi MI (impregnati con oli) che XLPE (nella tecnologia LCC possono essere utilizzati solo cavi MI dal momento che per invertire il flusso d'energia va cambiata la polarità del voltaggio DC) [45].

D'altro canto presentano anche degli svantaggi come: l'alto numero di elementi che abbassa l'affidabilità complessiva del sistema, una più bassa capacità di trasportare potenza e sopportare sovraccarichi (rispetto all' HVDC-LCC), infatti i convertitori VSC hanno una capacità massima di 300/350 [MW], quindi in caso di grandi parchi eolici sono necessarie più stazioni di conversione (è per questo che per potenze superiori a 1000 [MW] è preferibile usare la tecnologia LCC) ed

infine, c'è da considerare che le perdite di conversione sono più elevate rispetto alla tecnologia LCC (1[%] contro 0,75[%]).

Ci sono due versioni di questa tecnologia affermatesi sul mercato:

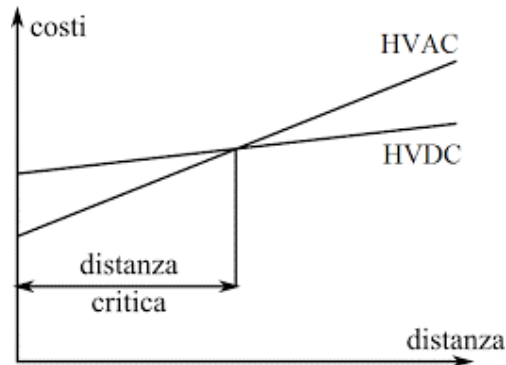
1. HVDC LIGHT, sviluppata da ABB che utilizza la tecnica di modulazione PWM (*Pulse-Wide-Modulation*). Di facile implementazione e controllo è caratterizzato da alte frequenze di commutazione, a ciò consegue lo svantaggio di avere filtri molto ingombranti lato alternata e le perdite nelle stazioni sono un po' più elevate della tecnologia CSC.
2. HVDC PLUS (*Power Link Universal System*) sviluppata da *Siemens* e ancora in fase di studio si basa su convertitori multilivello (MMC, ovvero a più livelli di tensione) usando una logica di connessione in cascata. Rispetto alla tecnologia precedente abbassa la frequenza di commutazione a pochi Hertz riducendo le perdite e i tempi di commutazione. Molto adatti per reti multiterminale (molto interessanti nell'ottica della creazione di una *super-grid* che integri e connetta la gran parte degli impianti di produzione energetica rinnovabile). Sono realizzati con più moduli hanno una frequenza di commutazione del singolo livello bassa, il che permette di creare una forma d'onda di tensione praticamente sinusoidale immettendo inoltre pochissime armoniche in rete.

Gli interruttori meccanici risultano inadeguati per la loro scarsa rapidità di intervento perciò si usano interruttori a semiconduttori che però determinano perdite elevate (il 30[%] delle perdite di una stazione a tensione impressa). ABB ha sviluppato interruttori ibridi per risolvere il problema.

### 1.4.5 Confronto tra HVDC e HVAC

Nel caso di trasmissione in cavo (dove la vicinanza tra schermi e conduttori causa un maggiore effetto capacitivo), come si nota in figura 1.48 c'è una distanza, denominata distanza di *break-even* (400/500 [km]) oltre la quale conviene trasmettere in corrente continua, infatti se da una parte la tecnologia a frequenza nulla presenta dei costi iniziali maggiori (rappresentati dall'intercetta della retta con l'asse dei costi) dovuti principalmente alle stazioni di conversione, dall'altra parte la tecnologia HVAC presenta una curva dei costi al variare della distanza che cresce più rapidamente rispetto a quella rappresentativa dell'HVDC, questo a causa dei fenomeni di carica capacitiva che interessano il dielettrico. La pendenza minore dell'HVDC è giustificabile anche pensando al numero di conduttori coinvolti nella trasmissione (uno o al massimo due) mentre l'HVDC utilizza la

connessione trifase per minimizzare le perdite e quindi necessità al minimo di tre conduttori.



**Figura 1.48:** Confronto tra costi delle tecnologie HVDC e HVAC [45]

Un collegamento in HVDC permette di superare alcuni svantaggi insiti nella trasmissione in corrente alternata e presenta diversi vantaggi: non c'è un limite tecnico alla lunghezza della linea, i sistemi che vengono interconnessi non hanno la necessità di operare in sincronismo e sono immuni dalle fluttuazioni di impedenza, angolo di fase, frequenza e tensione; non viene incrementato il rapporto di corto-circuito (*Short Circuit Ratio*), il terminale ricevente può essere assimilato ad un generatore e può fornire potenza secondo procedure preimpostate relative ad esempio al controllo di frequenza, alla regolazione di tensione ecc.; la connessione può essere utilizzata come fosse un gruppo di generazione di riserva in quanto è in grado di fornire l'entità di potenza richiesta in tempi rapidi ed inoltre mediante la regolazione di potenza della linea di collegamento, si può migliorare la stabilità di uno o di entrambi i sistemi AC limitandone le oscillazioni di potenza [45].

Essendo la corrente DC a frequenza nulla è affetta solo dalla perdita ohmica, poiché la reattanza capacitiva eq. 1.1 grande problema delle linee provocato dalla vicinanza dei conduttori agli schermi, vale infinito (l'effetto capacitivo, modellabile come una capacità in parallelo che sottrae corrente diventa un circuito aperto), mentre la reattanza induttiva eq. 1.2 vale zero (l'effetto induttivo, modellabile come una caduta di tensione in serie diventa un cortocircuito).

$$X_c = \frac{1}{\omega C} \quad (1.1)$$

$$X_l = \omega L \quad (1.2)$$

Il sistema di trasmissione in corrente alternata risulta limitato in quanto: necessita il mantenimento della stabilità (rappresentata dal mantenimento del

sincronismo lungo la linea), le variazioni di tensione lungo la linea devono essere contenute entro certi range richiesti dai carichi.

Riassumendo, l'esborso iniziale maggiore richiesto dalla tecnologia HVDC è giustificato dai vantaggi da essa offerta e dal superamento dei limiti delle connessioni in AC. Per questo i sistemi HVDC possono trovare applicazione in:

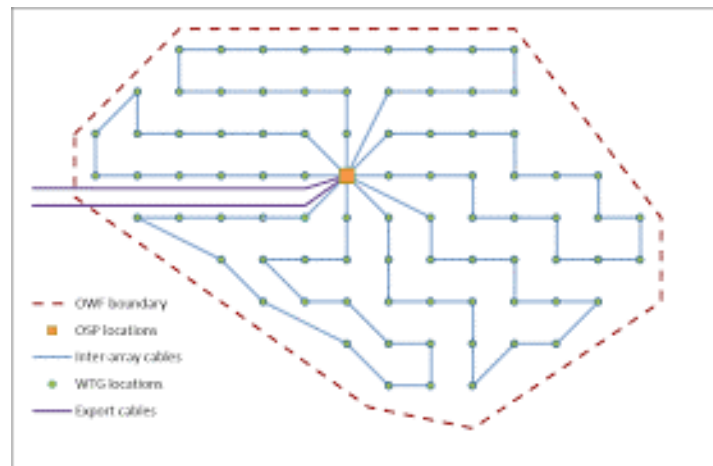
- Connessioni sottomarine, in cui spesso il ritorno viene effettuato via mare;
- Connessioni interrato, nel caso in cui la distanza superi i 50[km] e la compensazione reattiva del cavo in AC risulti sconveniente;
- Connessioni fra due sistemi a frequenza diversa o con un angolo di sfasamento troppo grande;

### 1.4.6 Cavi

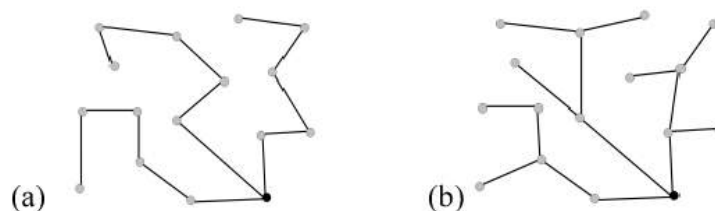
Sono il mezzo attraverso il quale l'energia prodotta dall'impianto eolico *off-shore* viene trasportata fino all'allaccio alla rete; essi sono sede di perdite che andranno minimizzate per perseguire il massimo ritorno economico. Nell'ambito della produzione di energia da fonte eolica *offshore* una prima distinzione tra i cavi può essere di carattere topologico (figura 1.42):

- cavi dell'*inter-array*: sono tutti quei cavi che connettono le turbine al collettore AC (nel caso quest'ultimo non fosse presente sono tutti quei cavi che arrivano fino all'ultima turbina, auspicabilmente quella più a ridosso della costa, nella quale è presente la connessione alla rete nazionale). La filosofia di dimensionamento degli stessi non è univoca, infatti dipende: dalla disposizione spaziale delle turbine (che molto spesso è ottimizzata proprio per ridurre le perdite su questi cavi (gli *array* a distribuzione radiale nascono proprio per questo scopo), dall'affidabilità richiesta (si può valutare la possibilità di cablaggio ad anello così da non compromettere tutta la produzione energetica in caso di guasto di un cavo), inoltre per ridurre l'investimento iniziale è buona norma variare la sezione dei cavi in modo tale da avere un flusso di corrente costante su tutti gli stessi. Sono stati fatti diversi studi sull'ottimizzazione della disposizione di questi cavi, infatti da essa dipende non solo la perdita di energia da essi stessi introdotta ma anche l'affidabilità dell'intero sistema, basti pensare che un danneggiamento su l'ultimo cavo di una stringa potrebbe compromettere tutta la produzione della stessa se le macchine sono connesse in serie; Per aumentare l'affidabilità del sistema allora si potrebbe pensare a delle disposizioni di questi cavi ad anello (in

figura 1.49 c'è un esempio di un parco eolico in cui le varie turbine sono connesse per gruppi ad anello, e tutti portano alla sottostazione *offshore*, in modo tale che se anche si dovesse rompere uno di essi ci sarebbe lo stesso la possibilità di trasferire energia in quanto la rottura dividerebbe l'anello in due stringhe in parallelo tra loro; tuttavia l'aumento di affidabilità così ottenuto non è quasi mai giustificato dagli ingenti costi aggiuntivi di posa e acquisto di cavi in più, si preferisce piuttosto cambiare il cavo quando si rompe e connettere le turbine radialmente come in figura 1.50 (a), anche se stanno cominciando a prendere piede soluzioni del tipo in figura 1.50 (b) che aumentano l'affidabilità dell'intero sistema, poiché la soluzione (a) ha tre cavi che portano l'energia di singole turbine (essi sono i cavi che se rotti determinerebbero il danno minore, in quanto verrebbe esclusa solo una turbina) mentre nella soluzione (b) ce ne sono otto di cavi di questo tipo pur essendo la disposizione delle macchine identica; l'argomento del cablaggio delle turbine del campo è uno degli oggetti di ricerca che sta prendendo più piede negli ultimi anni [46].



**Figura 1.49:** Configurazione dei cavi dell'*inter-array* ad anelli [42]

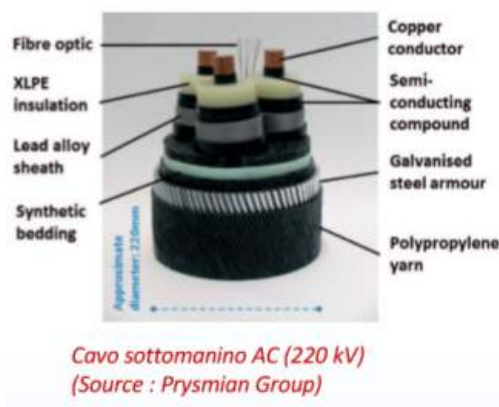


**Figura 1.50:** configurazione radiale (a), ramificata (b) [42]

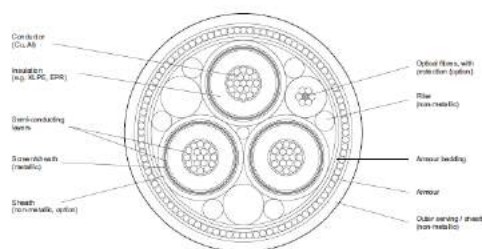


- cavo principale di esportazione (*export cable*): è addetto a trasferire fino a terra l'energia di tutto il parco (oppure di una parte se si opta per più cavi di *export*) ; è un cavo (o più, ad esempio tre cavi in caso di trasmissione trifase ad altissimo voltaggio) solitamente molto lungo (anche svariati chilometri) e quindi causa di perdite considerevoli e variazioni di voltaggio sulla linea. I principali elementi che compongono un cavo (visibili in figura 1.52 dove è rappresentata la sezione di un cavo AC, mentre in figura 1.51 c'è l'immagine di un cavo della *Prysmian Group*, uno dei *leader* del settore) sono:

1. Isolamento in XPLE
2. Conduttori in rame (*copper conductor*)
3. Guaine in lega di piombo (*Lead alloy sheath*)
4. Fibra ottica, inserita nel cavo per trasportare informazioni (*fibre optic*)
5. Strato di materiale sintetico (*synthetic bedding*)
6. Rivestimento in polipropilene (*polypropylene yarn*)
7. Armatura di acciaio galvanizzato (*galvanised steel armour*)
8. Semiconduttori per gli schermi (*semi-conducting compound*)








**Figura 1.51:** Cavo sottomarino da 220 [kV] del produttore Prysmian Group [47]



**Figura 1.52:** Sezione di un cavo a 3 core [48]

Per quanto riguarda l'isolamento, esso può essere ottenuto con oli a bassa pressione (LPOF), o con fluidi (LPFF), l'isolamento avviene per mezzo di carte impregnate di oli sintetici mantenuti in pressione da una stazione di pompaggio (che innalza il costo del sistema), tali oli sintetici hanno la funzione di evitare la formazione di vuoti quando il cavo espande o si contrae (il tipo di cavi così isolati vengono anche denominati cavi MI, molto usati nella trasmissione HVDC), tuttavia gli LPFF hanno lo svantaggio della possibilità di perdita del fluido in acqua che rappresenta un rischio potenziale di inquinamento elevato, per questo l'uso negli ultimi anni della tecnologia LPFF è stato ridotto, soprattutto in ambito *offshore*.

Attualmente si preferisce la tecnologia che prevede cavi isolati con XLPE (polietilene reticolato o PEX) più economica e più adatta alla fabbricazione di cavi di grande lunghezza; attualmente cominciano ad essere usati nella trasmissione della corrente. Un altro materiale con cui si fanno i cavi è l'EPR (gomma di etilenpropilene) che alle tensioni prossime a 69 [kV] hanno un maggiore effetto capacitivo, in generale è un isolante di più bassa qualità rispetto all' XLPE; la tabella 1.5 mostra gli isolanti utilizzati attualmente ai vari livelli di voltaggio:

					
Rated Voltage	33 [kV] AC	150 [kV] AC	420 [kV] AC	320 [kV] DC	450 [kV] DC
Insulation	XLPE,EPR	XLPE	Oil/paper or XLPE	Extruded	Mass Impregnated
Typical application	Connection of OWT	Export cable	Crossings of rivers with large export capacity	Long distance connections of OWF	Interconnection of power grids
Max Length	20 ÷ 30 [km]	70 ÷ 150[km]	< 50[km]	> 500[km]	> 500 [km]
Typical rating	30 [MW]	180 [MW]	700 [MW]/3 cables	1000 [MW]/cable pair	600 [MW]/cable

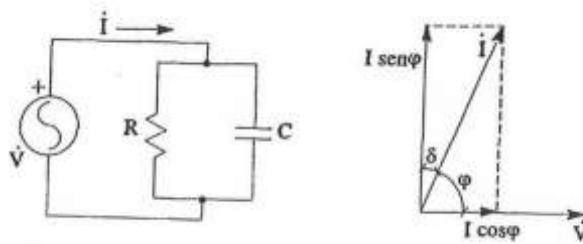
**Tabella 1.5:** Isolanti utilizzati ai vari livelli di voltaggio [49]

I dielettrici sono sede di dissipazione di energia, le perdite possono essere distinte principalmente in due categorie [50]:

- Perdite per polarizzazione: (indicate anche come perdite di isteresi dielettrica, dovuto al fatto che i dielettrici reali presentano un comportamento non lineare) corrispondono ai diversi fenomeni di polarizzazione. Queste perdite sono particolarmente pronunciate in corrispondenza di determinate

frequenze del campo elettrico applicato, mentre risultano nulle quando il campo elettrico è continuo.

- Perdite per conduzione: risultano inversamente proporzionali alla resistività del materiale; si presentano sia con tensione continua che con tensione alternata. Queste perdite sono legate alla migrazione delle cariche all'interno del materiale: infatti un dielettrico reale ha una resistività molto elevata ma finita  $10^9 \div 10^{16} [\Omega m]$ , perciò in presenza di un campo elettrico esso è comunque percorso da corrente e questo determina delle perdite non trascurabili. Il dielettrico può essere schematizzato come un bipolo RC parallelo nel quale la componente ohmica R percorsa dalla corrente  $I \cos\phi$  dà luogo alla dissipazione di energia e il bipolo C percorsa dalla corrente  $I \sin\phi$  evidenzia i fenomeni di natura capacitiva a cui è associata la potenza reattiva. Quando il dielettrico è sottoposto ad una tensione sinusoidale di valore efficace V e di frequenza  $f = \omega/2\pi$ , la relazione fra tensione e corrente è rappresentata dal diagramma fasoriale di figura 1.53.



**Figura 1.53:** rappresentazione circuitale di un dielettrico sede di perdite e relativo diagramma fasoriale [49]

La componente della corrente in fase con la tensione è responsabile della dissipazione della potenza attiva 1.3:

$$Pd = V I \cos\phi = V I \cos\delta \quad (1.3)$$

Alla componente in quadratura è associata la potenza reattiva 1.4:

$$Q = V I \sin\phi = V I \cos\delta = \omega C V^2 \quad (1.4)$$

Perciò il fattore di dissipazione  $\tan\delta$  sarà determinato dalla 1.5:

$$\tan\delta = \frac{Pd}{Q} = \frac{Pd}{\omega C V^2} \quad (1.5)$$

da cui si può agevolmente ricavare l'angolo di perdita  $\delta$ . Il contributo capacitico e le perdite ad esso associate sono tanto maggiori quanto più il fattore di dissipazione è elevato, in tabella 1.6 ci sono le caratteristiche dei principali isolanti allo stato solido realizzati con materiali polimerici, da esse è possibile notare come l'XLPE sia uno dei migliori isolanti solidi;

<b>Materiale</b>	<b>Rigidità</b> [kV/cm]	$\varepsilon_r$ [-]	<b>Resistività</b> [ $\Omega m$ ]	$\tan\delta$ [-]
Polietilene-LDPE	200 ÷ 250	2.3	$10^{16}$	0.0005
Polietilene-HDPE	200	2.3	$10^{16}$	0.0007
Polietilene-XLPE	200 ÷ 250	2.4	$10^{16}$	0.0003
Polietilene-PET-Mylar	2800 ÷ 3000	3.2	$10^{16}$	0.005
PVC-rigido	200 ÷ 500	3 ÷ 4	$10^{14}$	0.007 ÷ 0.02
PVC-flessibile	100	5.5	$10^{13} \div 10^{14}$	0.08 ÷ 0.15
PVC-film	720	4 ÷ 8	$10^{14}$	0.07 ÷ 0.16
Policarbonato	150 ÷ 200	3 ÷ 3.2	$2 \cdot 10^{14}$	0.0015
Polipropilene	200 ÷ 350	2.2 ÷ 2.6	$> 10^{14}$	0.0003
Polistirene	200	2.5 ÷ 2.7	$10^{15} \div 10^{16}$	0.0002
Resina epossidica	150 ÷ 200	3.5 ÷ 5	$10^{10} \div 10^{15}$	0.002 ÷ 0.02
Resina siliconica	220	2.7 ÷ 3	$10^{13}$	0.007 ÷ 0.01
Resina poliestere	100 ÷ 200	3 ÷ 4.5	$10^{10} \div 10^{12}$	0.006 ÷ 0.04
Gomma siliconica	200	3 ÷ 3.6	$10^{10} \div 10^{12}$	0.01
EPDM	200 ÷ 300	2.5 ÷ 3.5	$10^{14}$	0.007

**Tabella 1.6:** Caratteristiche dei principali dielettrici allo stato solido usati per l'isolamento,  $\varepsilon_r$  è la costante dielettrica [49]

Per quanto riguarda i conduttori, il Rame è comunemente usato per voltaggi alti e medi, l'Alluminio meno poiché richiede sezioni dei conduttori maggiori visto che la sua resistività è più alta,  $0.028 \left[ \frac{\omega \text{ mm}^2}{m} \right]$  contro  $0.017 \left[ \frac{\omega \text{ mm}^2}{m} \right]$  del rame. I conduttori sono delicati, per questo il costruttore fornisce un raggio di curvatura massimo che il cavo può assumere in fase di posa (diverso dal raggio di curvatura massimo ammissibile durante l'esercizio che è limitato per contenere il surriscaldamento tipico dei conduttori in cui è presente una curva; il raggio di curvatura massimo è di 6 [m]).

L'amperaggio nei conduttori è funzione di: voltaggio, potenza, tipo di suolo (in particolare la sua resistenza termica che se elevata potrebbe portare ad un non sufficiente smaltimento del calore con conseguente surriscaldamento eccessivo del cavo che vede così aumentare la resistenza, anzi se le temperature non venissero contenute potrebbe degradarsi l'isolante e portare a cortocircuiti), tipo di posa (anche da esso dipende il corretto smaltimento del calore), lunghezza, tipo di isolamento. Quando i livelli di voltaggio lo permettono si preferisce usare un singolo

cavo con 3 *core*, uno per fase, perché sono ridotti i costi del cavo e della posa ed i campi elettromagnetici indotti sono minori.

Per alti livelli di voltaggio si usano tre cavi isolati, questa soluzione ha i seguenti vantaggi: è più facile ed economico riparare i cavi, è possibile fare cavi lunghi senza giunzioni intermedie, lo smaltimento del calore generato dall' effetto ohmico è meno critico.

Gli schermi, invece, realizzati in materiale semiconduttore avvolgono i conduttori per smussare i campi elettrici e concentrare lo stress elettrico.

All' esterno dello schermo c' è una guaina metallica che ha i seguenti ruoli: trasporta le correnti di guasto, assicura la messa a terra del cavo e costituisce una barriera per l'umidità; In caso di cavi in AC in questa guaina vengono indotte correnti parassite, che costituiscono un'ulteriore perdita (trascurabile in caso di conduttori in rame); I cavi in EPR hanno la particolarità che non necessitano di guaina.

Infine, ci sono le armature solitamente in acciaio galvanizzato, esse hanno il ruolo di: proteggere il cavo dalla corrosione e conferirgli una certa resistenza meccanica, ed inoltre fungere da biocida per evitare danni causati da creature marine.

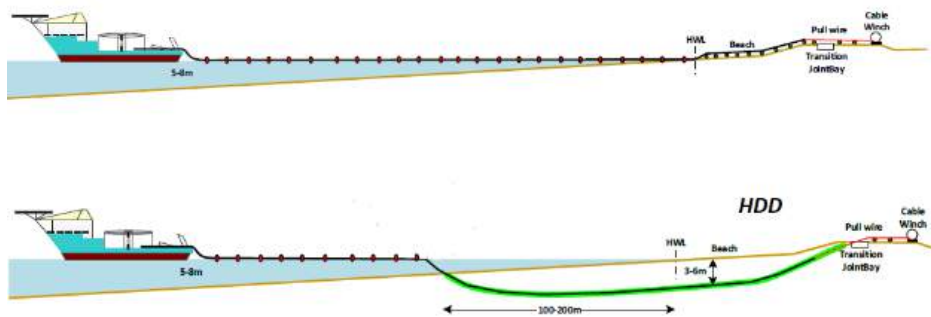
Per la corrente DC si utilizza un singolo cavo (figura 1.54, sempre della *Prysmian Group*), già si capisce che da un punto di vista economico conviene il cavo in DC poiché ha un conduttore unico, è non risente di tutte quelle problematiche (effetto capacitivo ed induttivo) che invece interessano un cavo in AC.

A parità di potenza una linea DC utilizza meno conduttori e meno materiale isolante. Tuttavia, gli interruttori e i trasformatori costano di più.



**Figura 1.54:** cavo per la trasmissione in corrente continua prodotto da Prysmian Group [47]

Avendo un'estensione importante i cavi sono soggetti a possibili rotture, in più la loro posa è problematica in quanto deve passare necessariamente per la costa, spesso *habitat* di alghe o specie protette (basti pensare che molti potenziali parchi eolici nell'Adriatico sono rimasti tali per la presenza della *Poseidonia*, particolare alga protetta, sulle coste che ha impedito il passaggio del cavo di esportazione), ed inoltre non deve deturpare la paesaggistica della costa; è problematica anche la posa dell'*export-cable* nel suo tratto *onshore*, dove è necessario richiedere l'autorizzazione allo scavo a tutti i possidenti nelle cui proprietà dovrà passare il cavo, tuttavia questo onere burocratico insieme alle problematiche di transizione sulla costa può essere evitato usando la tecnologia HDD (*horizontal directional drilling*), sviluppata per l'installazione delle *pipeline* (ma si sta cominciando ad usare anche per il cablaggio in zone ad alta densità di popolazione [51]), essa permette di posare il cavo *onshore* (e di superare la linea di costa) senza scavare superficialmente bensì facendolo passare sottoterra il cavo grazie all'ausilio di una nave ormeggiata nei pressi della costa su cui è caricata una bobina di cavo che viene man mano srotolata durante la posa, e di una particolare trivella sviluppata proprio per questa tecnologia posizionata *onshore* (in figura 1.55 un esempio di HDD).



**Figura 1.55:** transizione del cavo senza l'utilizzo dell'HDD (sopra), con ausilio di HDD (sotto) [42]

Le varie soluzioni di realizzazione della transizione sulla costa sono mostrate in figura 1.56, dalla più invasiva (in alto a sinistra) dove la transizione tra cavo *onshore* e *offshore* è realizzata direttamente sulla costa, alla meno invasiva rappresentata dalla figura in basso a destra, dove il cavo *offshore* è stato fatto passare in un cavidotto che passa sotto la spiaggia.

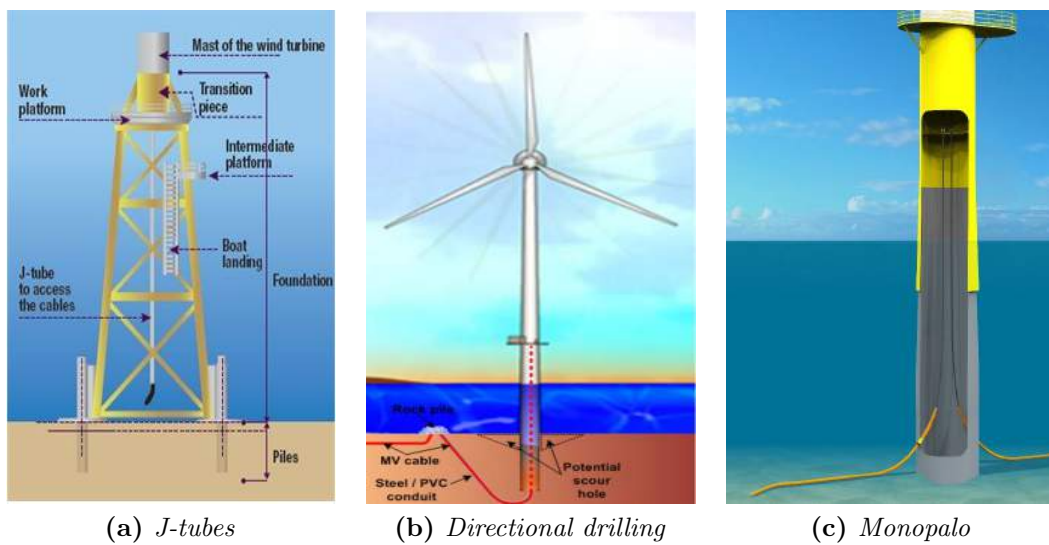


**Figura 1.56:** varie possibilità di transizione del cavo di esportazione sulla spiaggia [42]

Un altro aspetto di cui tener conto è la necessita di proteggere i cavi nel tratto che va dal fondale fino alla barra equipotenziale della singola turbina, ciò è possibile o grazie a dei tubi metallici chiamati *J-tube*, sono due per ogni turbina tranne che per le ultime delle varie stringhe che sono dotate di uno solo di essi (in figura 1.57 a è montato su una struttura di tipo *Jacket*, anche se sono usati anche con monopali e *gravity-base*).

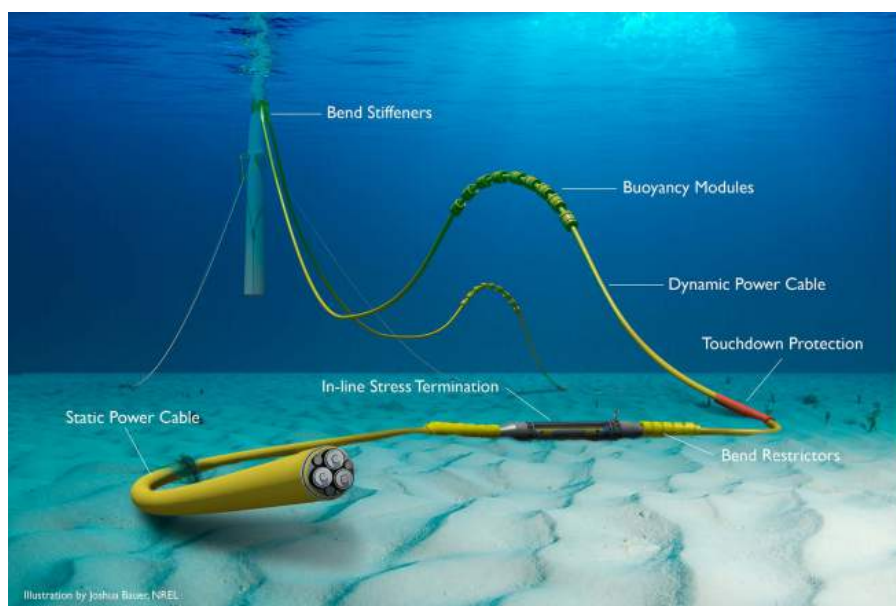
Una seconda possibilità è usare la perforazione direzionale (*directional drilling* in figura 1.57 b), in questo modo il cavo è protetto dalla struttura stessa.

Per le strutture monopalo c'è un'ulteriore possibilità mostrata in figura 1.57 c ovvero quella di far passare i cavi all'interno della struttura stessa per poi farli venir fuori vicino al fondale dove saranno interrati.



**Figura 1.57:** Soluzioni protezioni cavi per le strutture fisse [41, 52, 53]

Per la tecnologia *floating*, data la possibilità della struttura di oscillare i cavi vengono equipaggiati con delle protezioni galleggianti che danno una maggiore flessibilità meccanica alla connessione, in figura 1.58 c'è una rappresentazione di tale connessione, in cui vengono usati particolari cavi detti dinamici, poiché il costruttore fa delle prove di resistenza a raggi di curvatura variabili durante la prova stessa così da assicurare il funzionamento degli stessi in condizione dinamica (ovvero quando il raggio di curvatura varia in continuazione e non è fisso come nel caso della connessione tramite *J-tube*); una volta interrato il cavo utilizzato diventa un classico cavo MV (media tensione).



**Figura 1.58:** protezione dei cavi per la tecnologia *floating* [53]



Infine, di seguito le regole di massima per la posa dei cavi secondo [54, 55, 56]:

- libertà di posare, interrare, mantenere e riparare cavi al di fuori della fascia di 12 miglia corrispondente alle acque territoriali;
- obblighi ai vari Stati di definire l'utilità di siffatte realizzazioni e di determinare sanzioni (civili e penali) contro danni provocati intenzionalmente o preterintenzionalmente ai cavi posti in opera;
- uno speciale statuto per i mezzi navali, che devono essere impiegati, sia per la posa, sia per la difesa o la manutenzione dei cavi;
- indennizzi per le azioni provocate (proditoriamente od accidentalmente) da mezzi navali con ancoraggi, pesca od altro contro cavi posati o interrati;
- rispetto e interventi atti a predisporre ogni azione tecnologicamente adeguata nell'attraversamento di cavi/tubazioni preesistenti ed a procedere ad azioni correttive/riparazioni (anche in denaro) per danni prodottisi;
- possibilità di adire a tribunali nazionali/internazionali in forza di trattati e convenzioni riconosciute
- i cavi al servizio di campi eolici a mare o di altre applicazioni di energie alternative sono sottoposti alla giurisdizione esclusiva della nazione costiera.

# Capitolo 2

## Valutazione della risorsa eolica

I progetti riguardanti la realizzazione dei parchi eolici richiedono una grande mole di lavoro e sono divisi in diverse fasi di progettazione, la prima di queste è la valutazione della risorsa primaria vento, nell'area di interesse. Tale fase risulta essere una delle più importanti in quanto è un indice della realizzabilità del progetto e quindi cruciale per ottenere finanziamenti dalle banche e possibili investitori per l'avvio del progetto del parco eolico.

L'obiettivo di questo capitolo è quello illustrare i vari step dell'assessment, partendo dall'identificazione dei possibili candidati fino ad illustrare come la risorsa vento possa essere stimata; i dettagli di ogni passaggio del progetto di studio saranno riportati nei capitoli successivi.

### 2.1 Identificazione del sito

Il parametro principale della selezione dei siti è la ventosità del sito, in quanto è la risorsa primaria per la produzione energetica, in questa sezione verrà discussa come ottenere tale informazione, tuttavia esistono anche gli altri parametri e vincoli che devono essere tenuti in considerazione (presenza delle zone militari, attività umane, ecc.).

Esistono numerosi approcci per ottenere informazioni sul vento; nei paesi dove l'energia eolica risulta essere ampiamente applicata, è possibile accedere alle informazioni generali sul vento, e le informazioni di questo tipo consistono delle mappe del vento a scala di colori che descrivono l'intensità del vento ad una determinata altezza dal suolo. Questo tipo di risultati sono ottenuti normalmente attraverso i modelli di meso-scala con dei casi ideali, successivamente validati con delle stazioni sul terreno. Risulta ovvio che la qualità di queste mappe variano in

maniera sensibile e dipendono fortemente dalla precisione delle informazioni del modello utilizzato.

Gli atlanti del vento (wind atlas) sono delle mappe generate con l'uso del *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP, un programma micro-scala), oppure sono generate combinando dei modelli sia di meso-scala che di micro-scala. Questo tipo di informazioni sono nate con scopo meteorologico, quindi hanno una precisione dei dati più grossolana di quella di una valutazione della risorsa eolica, richiesta per la realizzazione di un parco; Non ostante quest'aspetto, queste mappe sono utili per avere un'analisi preliminare sulla scelta del sito per poi successivamente effettuare un'acquisizione dei dati in maniera più accurata.

## 2.2 L'acquisizione dei dati climatici

I dati climatici acquisiti sono dei parametri importanti per valutazione del sito, per cui la misurazione di questi dati deve essere effettuata in maniera adeguata. Normalmente ciò può essere ottenuto tramite la misurazione sul sito, che però risulta ad essere un processo estremamente costoso.

Partendo dai dati del vento, è possibile estrarre la variazione della velocità del vento in senso orizzontale e in senso verticale, tale da avere una valutazione del campo di velocità in tutta l'area di interesse.

I dati climatici interessati non sono solo la velocità e direzione del vento, bensì esistono anche altri parametri climatici di cui tener conto nell'assessment del vento:

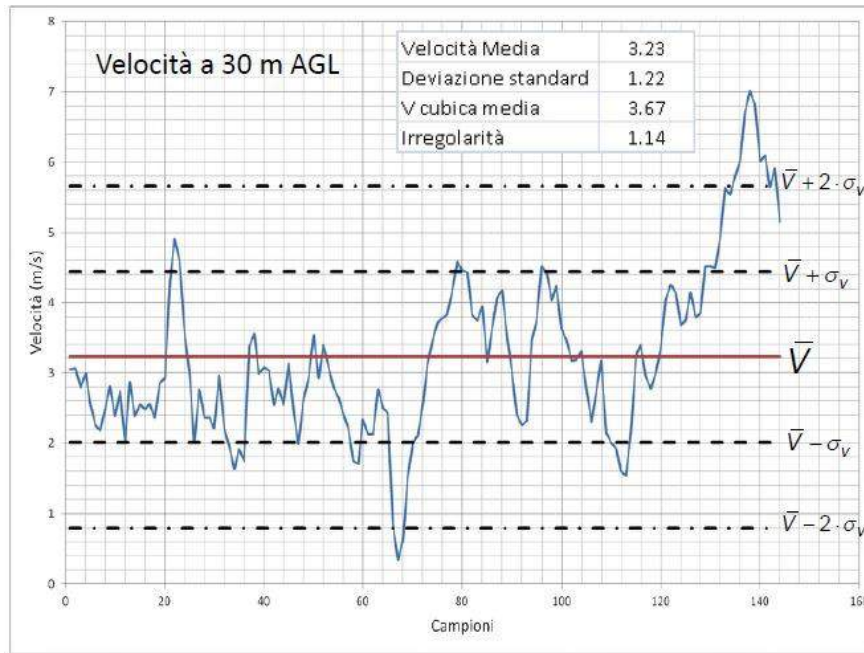
- temperatura
- pressione atmosferica
- umidità dell'aria
- radiazione solare

L'acquisizione dei dati climatici avviene generalmente per una durata di diversi anni, garantendo un maggior numero di informazioni da elaborare avendo quindi una maggiore affidabilità statistica, così facendo si ha come risultato una migliore assessment anche se ovviamente il processo diventa estremamente lungo.

Per la valutazione della produzione energetica di un parco eolico, è necessario almeno un anno di dati climatici nell'area di interesse.

## 2.3 Analisi dei dati

La rilevazione istantanea del vento viene effettuata acquisendo i dati rilevati dai sensori anemometrici ed il passo di tempo con il quale il dato viene acquisito viene chiamato tempo di campionamento ( $\Delta tc$ ) e nel settore eolico è di 1 [s], oppure detto in un altro modo, con la frequenza di campionamento di 1 [Hz]. In questo modo si avrebbe un dato ogni secondo, e ciò comporta un'eccessiva quantità di dati per cui si preferisce mantenere memoria di un numero più ridotto; ciò viene realizzato mediando i dati in un certo tempo di media ( $T$ ), generalmente 600 [s] oppure 3600 [s]; per non perdere la caratteristica dell'aleatorietà della variabile vento, al valore medio si affianca la sua deviazione standard ( $\sigma_v$ ). Un indicatore utile è la velocità media cubica che messa in relazione con la velocità media, indica l'irregolarità del vento. L'irregolarità fornisce una lettura dell'andamento temporale del vento, tanto il suo valore si avvicina all'unità e più è regolare l'andamento [57].



**Figura 2.1:** Dati climatici acquisiti [57]

Le informazioni ottenute dopo la media dei dati sono:

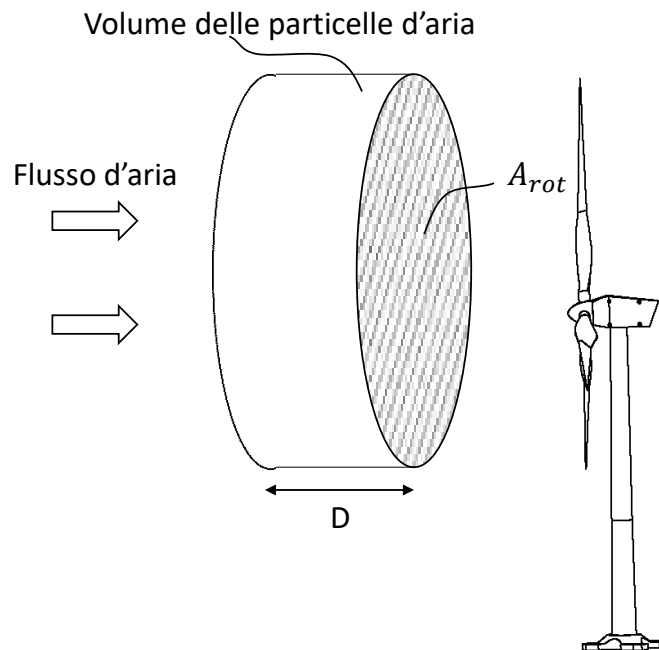
- Velocità media del vento:  $\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i$ .
- Deviazione standard della velocità del vento:  $\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2}$ .
- Velocità media cubica:  $\bar{V}_3 = \left( \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \right)^{1/3}$ .

- Irregolarità:  $Irr = \frac{\overline{V^3}}{\overline{V}^3}$ .
- $N$  = numero dei campioni.
- La potenza media ottenibile dal vento, che può essere stimato con la formula:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_{rot} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (2.1)$$

- $\rho_a$  = densità dell'aria
- $A_{rot}$  = area del rotore
- $v_i$  = i-esima velocità

La formula della potenza media viene ricavata tramite un'analisi matematica, tenendo a mente che si tratta di una conversione energetica:



**Figura 2.2:** Schema conversione energetica

La risorsa primaria è l'energia cinetica posseduta dal volume delle particelle d'aria e può essere descritto come:

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.2)$$

dove

$$m = \rho_a \cdot V = \rho_a \cdot A_{rot} \cdot D \quad (2.3)$$

e considerando che  $D$  sia la distanza che percorrono le particelle in un tempo  $t$  con la velocità  $v$ , è possibile riscrivere l'espressione dell'energia cinetica come:

$$E_k = \frac{1}{2} \rho_a A_{rot} v^3 t \quad (2.4)$$

ed ora ricordando che la potenza è il rapporto dell'energia ed il tempo si ottiene finalmente l'equazione:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_{rot} V^3 \quad (2.5)$$

La potenza così calcolata, rappresenta la potenza massima disponibile, senza considerare i limiti della turbina.

### 2.3.1 Distribuzione di Weibull

Risulta ad essere molto importante trovare la frequenza relativa di un range specifico di velocità durante il periodo di acquisizione. Con lo scopo di condensare tutte le informazioni dei dati acquisiti, è buona norma far uso dell'istogramma. Infatti, in questo modo, le velocità del vento vengono divise in dei bin di velocità del vento, dove ogni bin rappresenta il valore del centro ed ha una larghezza fissa di  $0.5 [m/s]$ , ad esempio il primo bin ha il valore di  $0.5 [m/s]$  e va dai  $0.25 [m/s]$  ai  $0.75 [m/s]$ . Le velocità al di sotto dei  $0.25 [m/s]$  non vengono considerati per evitare i fenomeni delle calme. (figura 2.3)

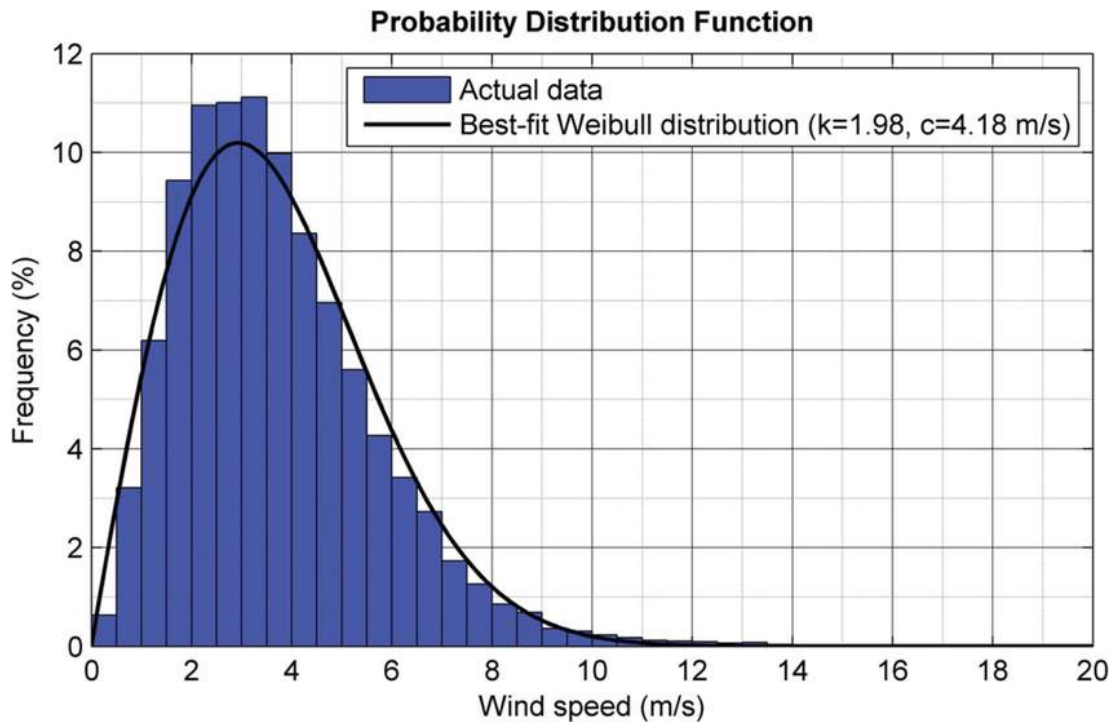


Figura 2.3: Istogramma dei dati sulla velocità del vento

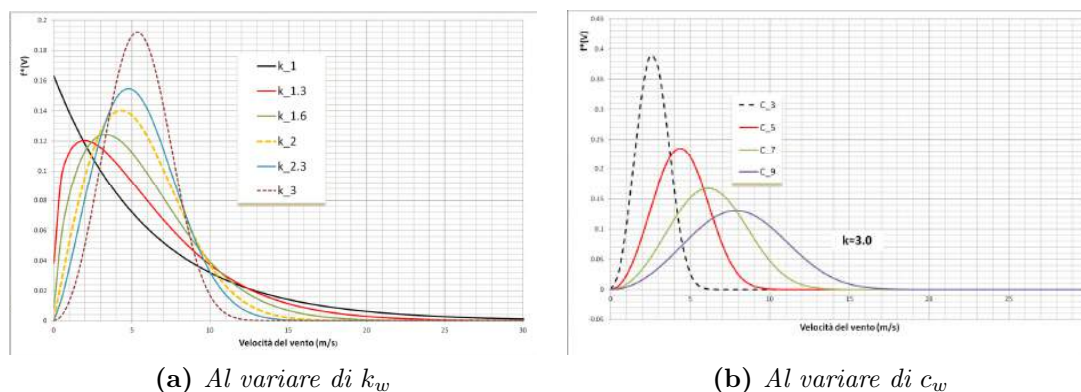
L'istogramma fornisce quindi l'informazione di quanto spesso il vento sta soffiando alla velocità corrispondente ad ogni bin (range di velocità) e deve essere valutata ogni anno. L'istogramma può essere rappresentato attraverso la distribuzione di *Weibull*, che descrive la densità di probabilità delle velocità in forma compatta e continua. L'espressione matematica della distribuzione di *Weibull* è descritta come:

$$f(V) = \frac{k_w}{c_w} \left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w}\right] \quad (2.6)$$

Dove  $f(V)$  è la frequenza di accadimento in un anno della velocità  $V$ , il fattore di scala  $c_w$  è una misura della velocità del vento mentre il fattore di forma  $k_w$  descrive l'andamento della distribuzione.

In funzione dei due parametri, la distribuzione di *Weibull* varia sensibilmente, come mostrato in figura 2.4; il fattore di forma  $k_w$  risulta essere il parametro dominante, infatti esso è direttamente dipendente dalla tipologia del sito:

- $k_w = 1.8 \div 2.3$  nei siti marini offshore
- $k_w = 2.2 \div 4$  nelle regioni oceaniche influenzate dai fenomeni monsonici
- $k_w = 1.8 \div 2.2$  nelle regioni a clima temperato
- $k_w = 1.3 \div 1.8$  nelle aree urbane e nelle aree con orografia complessa



**Figura 2.4:** Variazione della distribuzione di *Weibull* [57]

La distribuzione di *Weibull* dipende dall'altezza, e così lo sono ovviamente anche i due parametri, perciò una volta noto l'altezza di interesse, generalmente quella dell'Hub, il parametro di forma e di scale devono essere calcolati. il calcolo può essere effettuato con diversi approcci:

• **Regressione lineare**

È una determinazione grafica dei parametri passando per il logaritmo della funzione della probabilità cumulativa (figura 2.5)

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w}\right) \rightarrow \ln(1 - F(V)) = -\left(\frac{V}{c_w}\right)^{k_w} \rightarrow \ln[-\ln(1 - F(V))] = -k_w \ln\left(\frac{V}{c_w}\right) \quad (2.7)$$

Ed i parametri vengono calcolati in base alle seguenti formule:

$$\begin{cases} y = y_0 + mx \\ y = \ln[-\ln(1 - F(V))] \\ x = \ln(V) \\ m = k_w \\ \underline{y_0} \\ c_w = e m \end{cases}$$

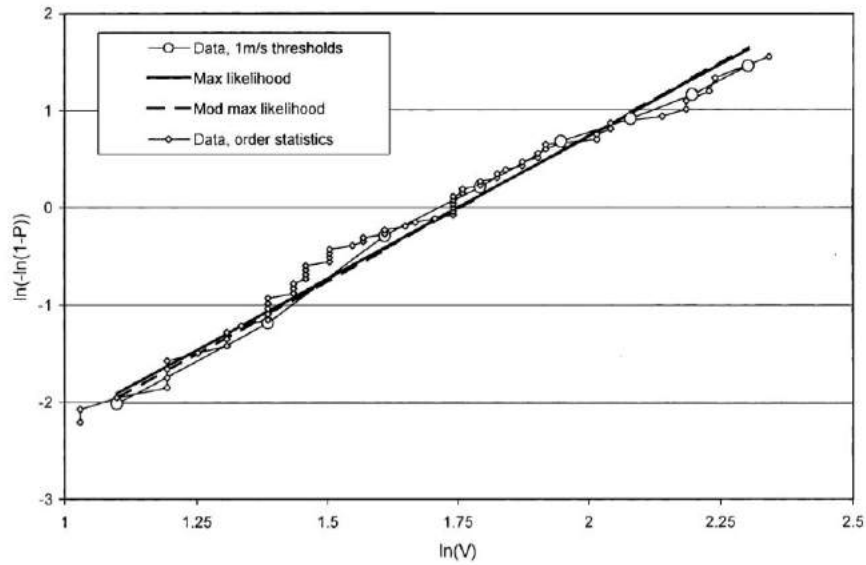


Figura 2.5: Regressione lineare [57]

• **Formule empiriche**

Correlano i parametri di *Weibull* con il valor medio e deviazione standard dei dati sperimentali; la loro validità è dipendente dalla tipologia del sito e dal numero dei dati. Tali relazioni sono [57]:

- *Justus*, valida nel range di  $k_w$  [1;10] con errore di  $c_w$  minore allo 0.01% del suo valore;

$$k_w = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad c_w \sim \bar{V} \frac{k_w^{(2.6674)}}{0.184 + 0.816 k_w^{(2.73855)}} \quad (2.8)$$



- *Bowden*, valida nel range di  $k_w$  [1.6;3] con un errore di  $c_w$  nell'intorno di 1% del suo valore.

$$k_w = \left( \frac{\sigma_v}{\bar{V}} \right)^{-1.09} \quad c_w \sim \frac{2 \cdot \bar{V}}{\sqrt{\pi}} \quad (2.9)$$

### 2.3.2 Profilo di velocità

La velocità del vento diminuisce con avvicinarsi verso il terreno, per effetto dell'attrito tra l'aria e la superficie terrestre, e lo spessore all'interno del quale si risente di quest'effetto si chiama strato limite ambientale (oppure *Atmospheric Boundary Layer/ABL*) e la sua altezza viene definita come altezza del gradiente ( $\delta_b$ ). All'interno dello strato limite la velocità media cresce col crescere della quota fino ad arrivare altezza del gradiente, oltre il quale la velocità rimane costante. L'altezza del gradiente non è costante e dipende da vari fattori come la velocità dell'aria, rugosità superficiale, stabilità atmosferica ecc.

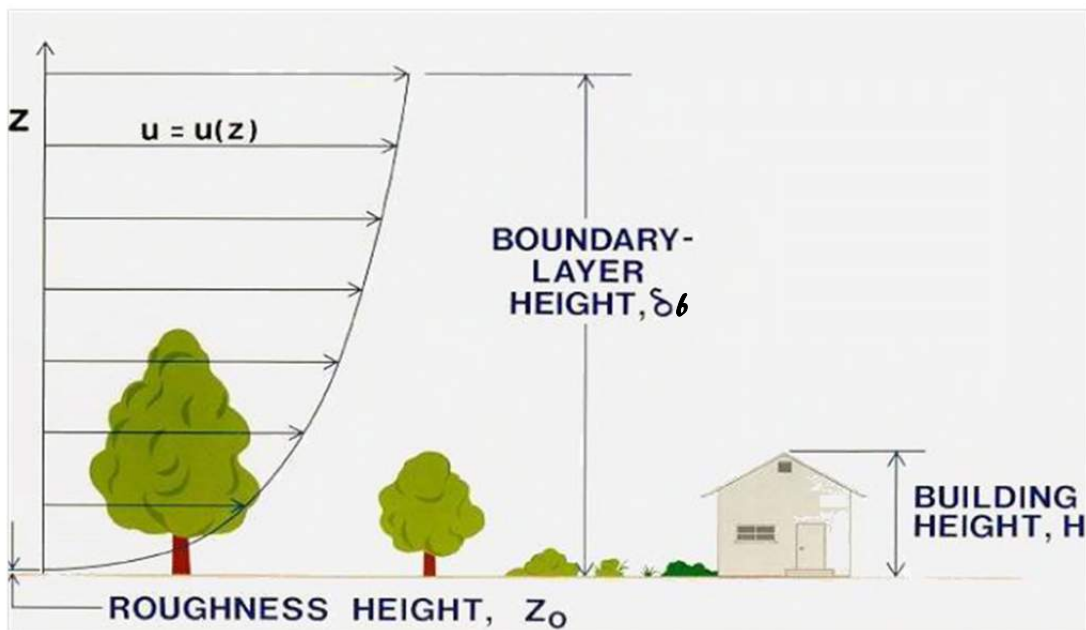


Figura 2.6: Profilo di velocità [57]

Una volta noti i dati ad altezze differenti, è possibile quindi calcolare il profilo di velocità del vento. Quest'informazione è utile per capire le alterazioni della velocità del vento in funzione dell'altezza. Esistono due leggi che descrivono il profilo di velocità, entrambi validi fino alla quota di 200 [m], ovvero all'interno di ASL (*Atmospheric Surface Layer*), che rappresenta la prima porzione dell'ABL (circa il primo 10%):

- legge esponenziale

$$V(Z) = V(Z_{rif}) \left( \frac{Z}{Z_{rif}} \right)^\alpha \quad (2.10)$$

- legge logaritmica

$$V(Z) = \frac{U^*}{k} \ln \left( \frac{Z}{Z_0} \right) \quad (2.11)$$

La legge logaritmica sopra-descritta è in forma semplificata, valida nelle condizioni neutre di stabilità atmosferica; per la forma estesa, consultare *Appendice*

Dove  $\alpha$  è l'esponente della legge esponenziale, ed è strettamente legato alla stabilità atmosferica e l'orografia,  $U^* = \sqrt{\tau_{turb}} / \rho_a$  che rappresenta la velocità d'attrito,  $k$  è la costante di *Von Karman* ed è circa 0.41 ed infine  $Z_0$  è la rugosità superficiale che dipende dall'orografia attorno al sito.

Storicamente si ha che la legge esponenziale viene ricavata per via dei numerosi dati sperimentali mentre quella logaritmica ha della base teorica (basato sulla teoria dello strato limite completamente turbolento) ed è valido per la descrizione il profilo di velocità fino alle altezze di 100 [m]; in presenza delle forti intensità di vento ( $> 20$  [m/s]) questo valore limite può arrivare fino ai 300 [m]. La differenza delle due leggi è minima, con la legge esponenziale si ottiene una lieve sovrastima rispetto a quella logaritmica, quindi, viene generalmente adottata per il calcolo strutturale mentre la legge logaritmica viene adottata per la stima dell'energia prodotta. La scelta del tipo di legge quindi è dovuto al fatto di avere il peggior caso per le due applicazioni, ottenendo quindi un maggior margine di sicurezza. Secondo la normativa IEC 61400-3, dove sono descritti tutti i parametri di progetto delle turbine eoliche offshore, nelle condizioni climatiche normali, in mancanza dei dati, l'esponente  $\alpha$  della legge esponenziale può essere assunto pari a 0.14 [21].

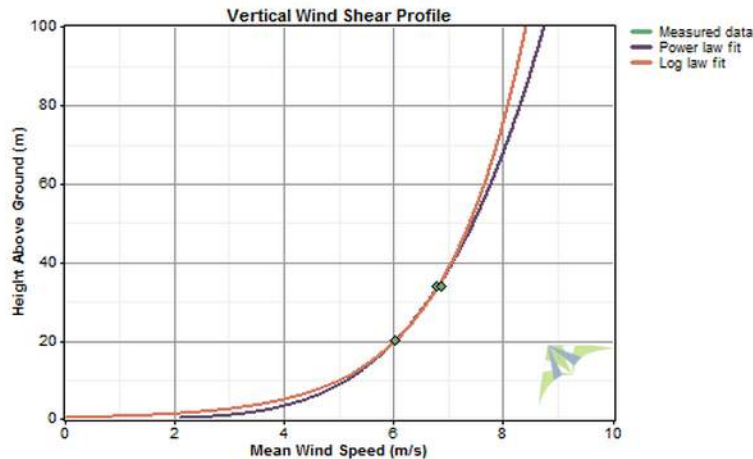


Figura 2.7: Confronto tra le due leggi del profilo di velocità

<b>Orografia</b>	$\alpha$
Ghiaccio	0.07
Neve sul terreno piatto	0.09
Mare aperto senza onde	0.1
Coste con i venti on-shore	0.11
Superficie liscia, erba falciata	0.15
Campo di mais	0.19
Terreno incolto	0.2
Erba alta, alberi bassi	0.2
Alberi alti	0.25
Zona urbana	0.31
Terreno fortemente montagnosa	0.43

**Tabella 2.1:** Tabella delle  $\alpha$

<b>Orografia</b>	<b>Z0</b>
Superficie ghiacciata	0.00001 ÷ 0.0001
Sabbia e mare aperto senza onde	0.0001 ÷ 0.001
Superficie nevosa	0.001 ÷ 0.006
Erba falciata	0.001 ÷ 0.01
Terreno incolto	0.02 ÷ 0.03
Erba alta	0.04 ÷ 0.1
Foresta di pini	0.9 ÷ 1.0
Periferie urbane poco abitate	0.2 ÷ 0.4
Periferie urbane abitate	0.8 ÷ 1.2
Centri urbani	2.0 ÷ 3.0

**Tabella 2.2:** Tabella delle rugosità superficiali (Z0)

### 2.3.3 Rose dei venti

Un altro parametro fondamentale per l'analisi anemologica è la rosa dei venti, definito ad una certa altezza da terra, è un grafico polare diviso in diversi settori in cui ogni settore rappresenta una direzione del vento.

Il numero dei settori può essere vario, normalmente nel campo eolico si adottano le soluzioni con 12, 16 oppure 36 settori, ovviamente aumentare il numero dei settori implica avere una migliore risoluzione spaziale.

Esistono tre tipologie delle rose dei venti, che evidenziano diversi aspetti. La prima è la rosa delle frequenze, e sottolinea le direzioni del vento per cui si ha il maggior numero di accadimenti durante l'anno. La seconda rosa invece è la rosa delle velocità ed ha il compito di mostrare in quali direzioni si sono registrate le velocità più intense durante l'anno. Ed infine la rosa delle energie specifiche, è una valutazione della disponibilità energetica in ogni settore, diversamente dalle rose precedenti, che sono ottenute partendo dai dati climatici, questa rosa è ottenuta come combinazione delle due rose precedenti.

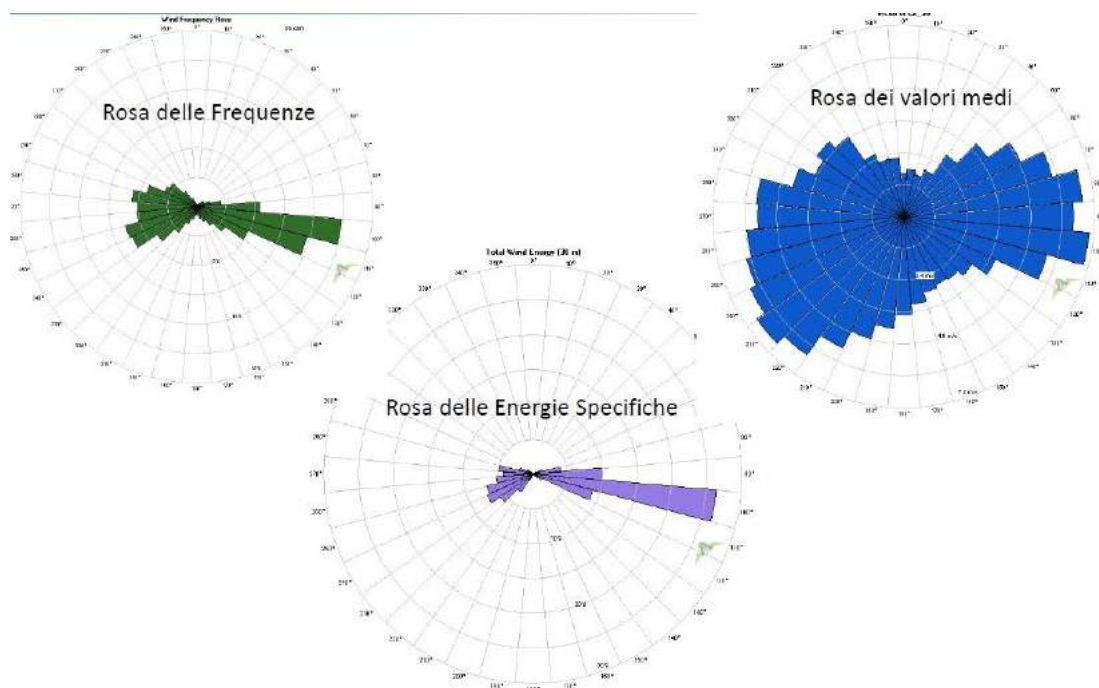


Figura 2.8: Rose dei venti [57]

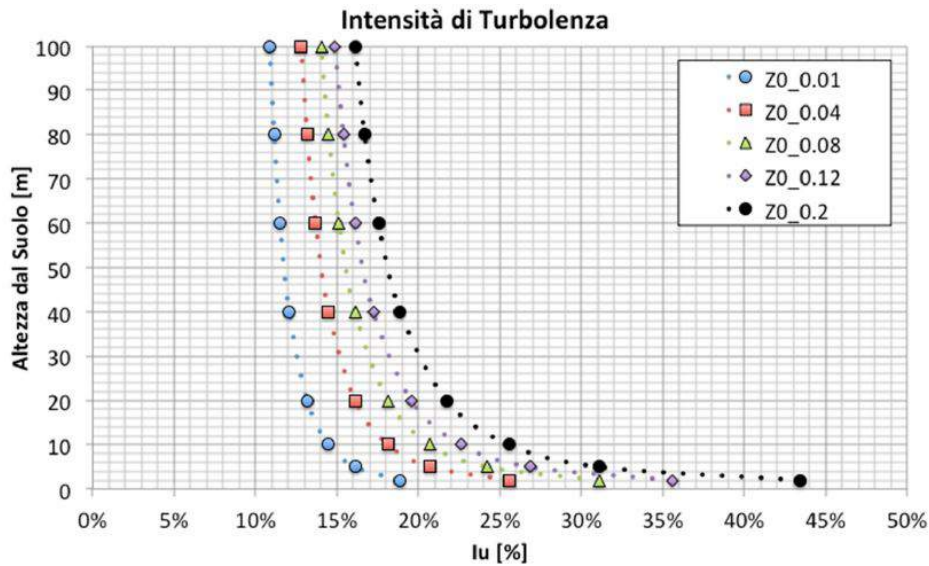
### 2.3.4 Turbolenza atmosferica

È possibile ottenere le informazioni sull'intensità della turbolenza atmosferica partendo dai dati istantanei delle velocità oppure dalle informazioni sulla rugosità superficiale, applicando le seguenti equazioni:

$$\sigma_u = \left[ \frac{1}{T} \int [u(t) - \bar{u}]^2 dt \right]^{1/2} \quad (2.12)$$

$$\begin{cases} I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} = \frac{1}{\ln(Z/Z_0)} \\ I_v = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} = \frac{0.88}{\ln(Z/Z_0)} \\ I_w = \frac{\sigma_w}{\bar{w}} = \frac{0.55}{\ln(Z/Z_0)} \end{cases}$$

Dove  $\bar{u}$ ,  $\bar{v}$ ,  $\bar{w}$  sono le velocità medie lungo le direzioni  $X$ ,  $Y$  e  $Z$  mentre le  $\sigma_u$ ,  $\sigma_v$ , e  $\sigma_z$  sono le deviazioni standard associate ad esse. Le  $I_u$ ,  $I_v$ ,  $I_w$  invece, sono le intensità turbolente lungo le tre direzioni.



**Figura 2.9:** Variazione dell'intensità turbolenza al variare di  $Z_0$  [57]

La turbolenza atmosferica, diversamente per quanto accade per la velocità, aumenta all'avvicinarsi del suolo. L'incremento del suo valore è legato alla rugosità del terreno sottostante, per cui l'analisi della turbolenza risulta essere importante in un'area urbana e molto meno interessante sul mare e il suo valore è importante per la valutazione del comportamento a fatica delle strutture.

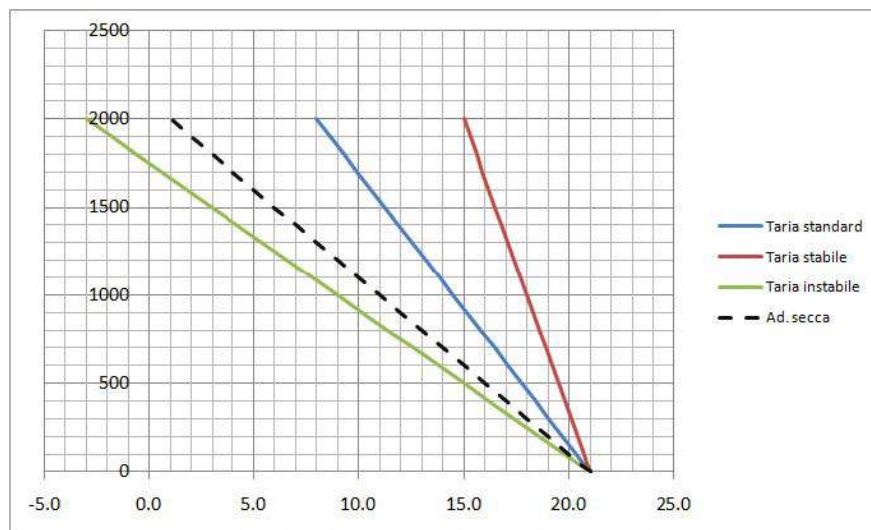
### 2.3.5 Stabilità atmosferica

Sono molteplici i fenomeni che possono influenzare il profilo di velocità del vento, tra questi, quelli più importanti sono gli effetti termici e la stabilità atmosferica. gli studi di entrambi aspetti, a fine della valutazione del potenziale eolico, possono essere omessi in quanto forniscono solo le informazioni meteorologiche, non utili alla stima della produzione energetica.

La stabilità dell'aria è una caratteristica dell'atmosfera che dipende dal gradiente termico verticale (rappresentati dalle curve di stato) dell'aria; ed in base alla stabilità, è possibile stabilire il moto ascensionale dell'aria e fenomeni legati ad esso come la formazione delle nubi.

Partendo dal bilancio termico della particella d'aria, dove le uniche forze in gioco sono quelle legate alla pressione ed alla temperatura, si ottiene che nel caso ideale considerando l'aria nelle condizioni di adiabaticità e secca il valore di  $\frac{dT_{emp}}{dz} = -0.01$  [ $^{\circ}C/m$ ], mentre nelle condizioni generali tale valore si aggira attorno ai  $-0.005 \div -0.0065$  [ $^{\circ}C/m$ ]. In base al valore del caso adiabatico secco, è possibile definire la stabilità atmosferica:

- Instabile, se  $\frac{dT_{emp}}{dz}$  sia maggiore di quello adiabatico secco; ciò significa che la particella d'aria d'aria non ha problemi nella sua salita e come conseguenza si ha un forte rimescolamento convettivo.
- Stabile, se  $\frac{dT_{emp}}{dz}$  sia minore di quello adiabatico secco, in questo caso i vari strati dell'atmosfera rimangono separati tra loro; il caso particolare della stabilità è quando il valore di  $\frac{dT_{emp}}{dz}$  diventi addirittura positivo e come conseguenza è molto probabile la formazione delle nubi e nebbie.



**Figura 2.10:** Stabilità termica: diversi casi [57]

È possibile anche avere una classificazione più dettagliata della stabilità atmosferica, utilizzando le classi di Pasquili, dove esistono 7 classi (classe A ÷ classe G), divisi in base al valore di  $\frac{dT_{emp}}{dz}$ .

Classe	Range
Classe A - Estremamente instabile	$dT_{emp}/dz < -0.019$
Classe B - Moderatamente instabile	$-0.019 < dT_{emp}/dz < -0.017$
Classe C - Leggermente instabile	$-0.017 < dT_{emp}/dz < -0.015$
Classe D - Neutra	$-0.015 < dT_{emp}/dz < 0.005$
Classe E - Leggermente stabile	$0.005 < dT_{emp}/dz < 0.015$
Classe F - Moderatamente stabile	$dT_{emp}/dz > 0.015$
Classe G - Fortemente stabile	calma di vento e $dT_{emp}/dz > 0.015$

Tabella 2.3: Classi di Pasquili

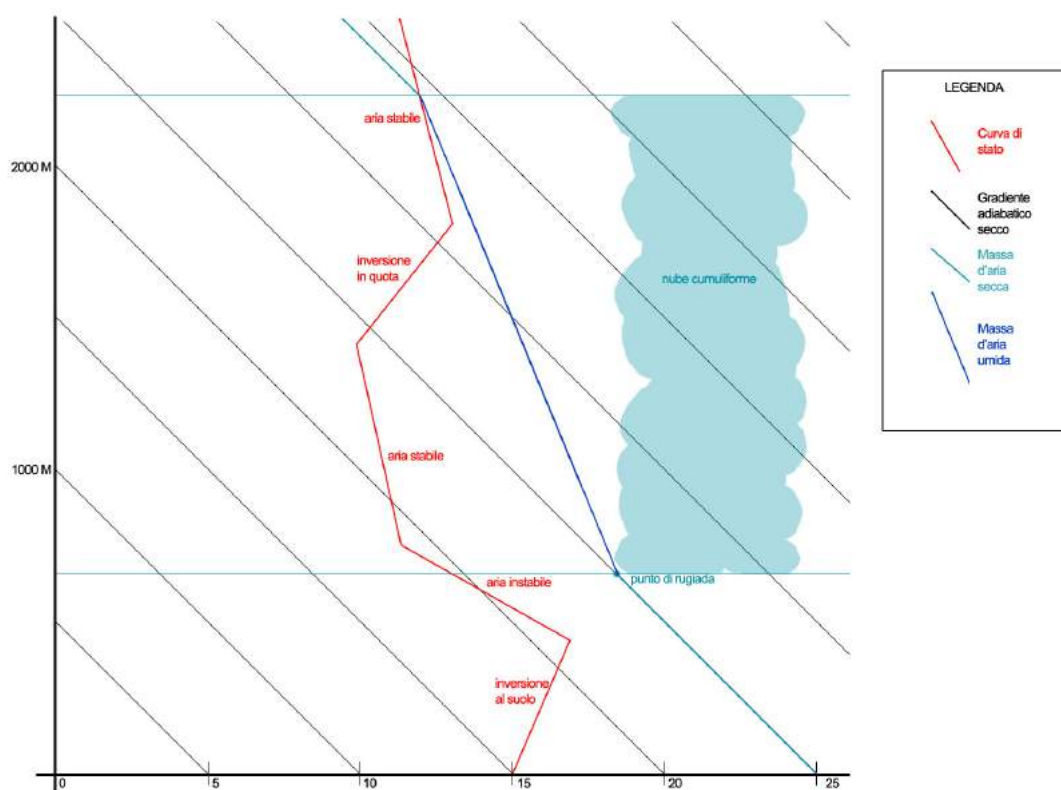


Figura 2.11: Stabilità atmosferica: esempio

### 2.3.6 Classificazione della ventosità

NREL, ente americano dedicato alla ricerca e allo sviluppo sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica e rappresenta il principale laboratorio nazionale del dipartimento dell'energia degli Stati Uniti d'America, ha stipulato una classificazione della ventosità dei siti, basato sulle densità di potenza e le velocità alle quote di 30 e 50 [m] (dal livello del suolo); in base alla classe, viene dato anche una valutazione al sito.

		30 m		50 m	
Wind power class	Wind resource category	Wind power density [W/m <sup>2</sup> ]	Wind speed [m/s]	Wind power density [W/m <sup>2</sup> ]	Wind speed [m/s]
1	Poor	≤ 160	≤ 5.1	≤ 200	≤ 5.6
2	Marginal	≤ 240	≤ 5.9	≤ 300	≤ 6.4
3	Fair	≤ 320	≤ 6.5	≤ 400	≤ 7.0
4	Good	≤ 400	≤ 7.0	≤ 500	≤ 7.5
5	Excellent	≤ 480	≤ 7.4	≤ 600	≤ 8.0
6	Outstanding	≤ 640	≤ 8.2	≤ 800	≤ 8.8
7	Superb	≤ 1600	≤ 11.0	≤ 2000	≤ 26.6

**Tabella 2.4:** Wind power class [58]

La densità di potenza è il rapporto della potenza disponibile e l'area del rotore pertanto ha la seguente espressione:

$$WPD = \frac{1}{2} \rho_a v^3 \quad [W/m^2] \quad (2.13)$$

Questo parametro è molto utile in quanto, anche in assenza delle informazioni riguardanti alla turbina, fornisce un'immediata valutazione della produzione. Le densità di potenza e le velocità riportati nella classificazione sono i valori medi di un anno:

$$\bar{V}_{anno} = \frac{1}{N_{anno}} \sum_{i=1}^{N_{anno}} V_i; \quad \overline{WPD}_{anno} = \frac{1}{2} \frac{1}{N_{anno}} \sum_{i=1}^{N_{anno}} \rho_{ai} v_i^3 \quad (2.14)$$

Dove  $\rho_{ai}$ ,  $v_i$  sono i dati della densità aria e velocità ad ogni time-step e  $N_{anno}$  è il numero totale dei dati in un anno.

I siti che riescono ad ottenere la classe 4 o superiore sono generalmente considerati adatti per le applicazioni eoliche. Le aree di classe 3 possono essere impiegate per la generazione eolica solo se si adottando le turbine eoliche con Hub maggiore di



50 [m]; le classi 2 rappresentano aree marginali mentre le classi sono inadatti per lo sviluppo dell'energia eolica.

### 2.3.7 Classificazione del sito

Una volta calcolata la velocità media e la turbolenza dell'area di interesse, è possibile definire la classe delle turbine adatte ad essere installate in quel determinato sito. In base alla normativa IEC 61400-1, si ha un criterio della classificazione delle turbine, riportata in tabella 2.5, dove i parametri riportati ( $V_{ref}$ ,  $I_{ref}$ ) sono calcolate all'altezza del mozzo della macchina eolica (Hub) [59].

Wind Turbine class		I	II	III	S
$V_{ref}$	[m/s]	50	42.5	37.5	Values to be specified by the designer
A	$I_{ref}$ [-]		0.16		
B	$I_{ref}$ [-]		0.14		
C	$I_{ref}$ [-]		0.12		

**Tabella 2.5:** Classificazione dei generatori eolici IEC 61400-1 [59]

SWT class		I	II	III	IV	S
$V_{ref}$	[m/s]	50	42.5	37.5	30	Values to be specified by the designer
$V_{ave}$	[m/s]	10	8.5	7.5	6	
$I_{15}$	[-]	0.18	0.18	0.18	0.18	
$a$	[-]	2	2	2	2	

Where

- $I_{15}$  is the characteristic value of the turbulence intensity at 15 [m/s]
- $a$  is the dimensionless slope parameter

**Tabella 2.6:** Classificazione delle turbine di piccola taglia (SWT) IEC 61400-1

La velocità di riferimento deriva da una media su base 10 minuti ed il rapporto fra la velocità media misurata e la  $V$  di riferimento è pari a 0.2 .

$$\frac{\bar{V}}{V_{ref}} = 0.2 \quad (2.15)$$

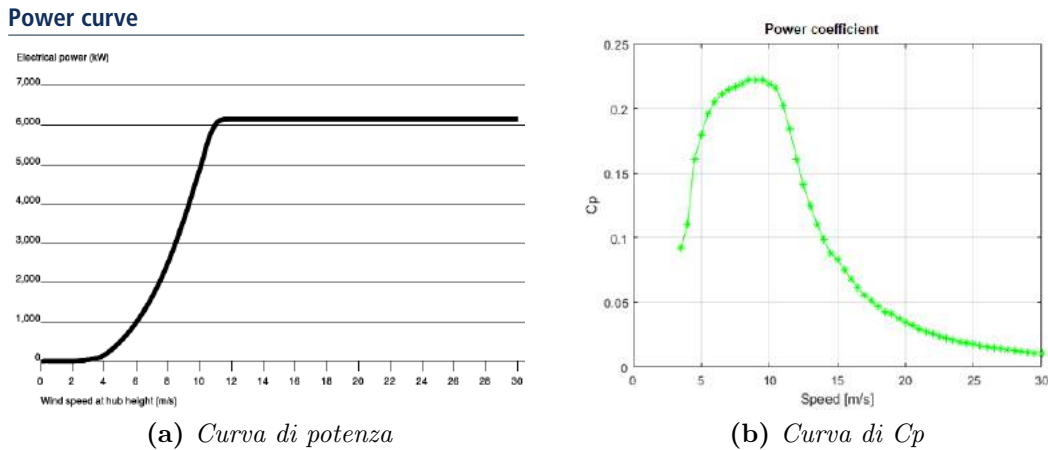
Le classi A, B e C definiscono categorie di alta, media e bassa turbolenza. Il valore di intensità di riferimento della turbolenza ( $I_{ref}$ ) è quello atteso al mozzo della macchina per un vento di 15 m/s. È possibile anche avere una turbina eolica che non rientra in nessuna delle tre classi, come potrebbe accadere per un sito con

condizioni particolari. In questo caso la turbina ricade nella categoria S, essendo stata opportunamente progettata.

### 2.3.8 Calcolo della produzione annua

È possibile calcolare la produzione annua del sito se si ha a disposizione dei dati del vento e le caratteristiche tecniche della turbina scelta. Dove per caratteristiche tecniche si intendono le curve del coefficiente di potenza della turbina che indica la performance di essa, i produttori eolici normalmente forniscono le curve di potenza (figura 2.12 a), da cui è possibile ricavare la curva  $C_p$  (figura 2.12 b) con la seguente equazione:

$$Cp_i = \frac{P_i}{1/2 \rho_a A_{rot} v_i^3} \quad (2.16)$$



**Figura 2.12:** Caratteristiche tecniche *Senvion 6.3m* [60]

Generalmente, la curva di potenza di una turbina eolica ha l'andamento come rappresentato in figura 2.12 a, ed è determinato da tre velocità caratterizzanti la turbina stessa:

- velocità di cut-in, è la velocità minima per cui la turbina inizia la generazione elettrica;
- velocità di potenza massima, è la velocità oltre la quale la turbina riesce ad estrarre la potenza massima nominale;
- velocità di cut-off, rappresenta il limite della turbina, una volta raggiunto tale valore si deve arrestare la turbina per evitare i danni strutturali dovuto alle azioni aerodinamiche (forze di resistenza aerodinamiche) su di essa.

D'altro canto, la curva di  $C_p$  ha l'andamento diverso da quella della potenza in quanto la loro relazione non è lineare, ma cubica. Il valore di  $C_p$  massimo non si trova alla velocità di potenza massima, bensì poco prima, in genere  $1 \div 2 [m/s]$ ; nel caso riportato in figura 2.12, la velocità a potenza massimo è  $11.5 [m/s]$  mentre la velocità a  $C_p$  massimo sia  $9.5 [m/s]$ . Teoricamente il valore massimo di  $C_p$  raggiungibile è quello di *Betz*,  $16/27$  cioè circa  $0.6$ ; nella realtà questo valore non viene mai raggiunto in quanto sono presenti le perdite dovute alle *wakes* e nella teoria di *Betz* queste non ne vengono considerate [61].

In seguito, vengono illustrati i vari step per il calcolo dell'energia prodotta annualmente:

1. Ottenere i dati sul numero di campioni in ogni bin, ottenibile dall'istogramma dove per ogni bin è specificato la frequenza relativa, moltiplicandola per il numero dei campioni totali si ha informazioni sul numero dei campioni per ogni bin;  $n_i$ .
2. Ottenere i dati sui coefficienti di potenza della turbina, diviso in numero di bin pari a quello dell'istogramma;  $Cp_i$ .
3. Ottenere il valore della densità dell'aria, se non disponibile è possibile assumerlo pari a  $1.225 [kg/m^3]$ ;  $\rho_a$ .
4. Area rotore della turbina;  $A_{rot}$ .
5. Una volta noti tutti i parametri precedenti, si procede al calcolo delle potenze generate dalla turbina, per ogni bin, con l'uso della seguente formula;

$$P_i = \frac{1}{2} \rho_a Cp_i A_{rot} V_i^3 n_i \quad [W] \quad (2.17)$$

Ovviamente per ottenere la potenza totale basta sommare tutte le potenze.

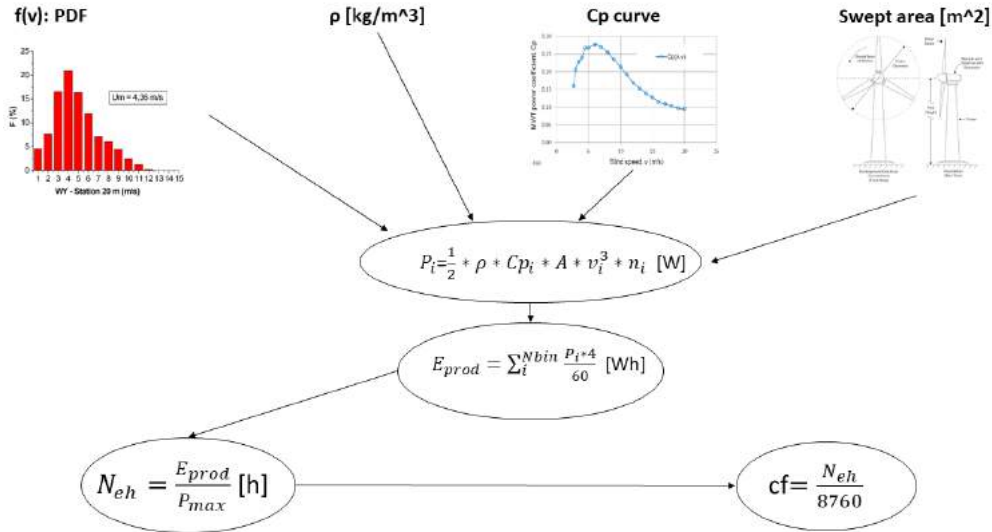
$$P_{tot} = \sum_{i=1}^{N_{bin}} P_i \quad (2.18)$$

6. Calcolo della produzione energetica annua (AEP):

$$E_{prod} = \frac{P_{tot} T}{60} \quad [Wh] \quad (2.19)$$

Dove  $T$  è il passo di tempo che intercorre tra un dato di velocità e quello successivo, generalmente sono 10 minuti, per il caso specifico della tesi, sono 4 minuti.

7. Calcolo delle ore equivalenti, questo parametro fornisce un'indicazione sul numero di ore che impiegherebbe a produrre l'energia appena calcolata, lavorando costantemente alla potenza nominale della turbina.  $N_{eh}$  [h].
8. Calcolo del capacity factor, è il rapporto del numero delle ore equivalenti e numero delle ore totali annue (8760);  $C_f$ .



**Figura 2.13:** Calcolo della produzione annuo: flusso di lavoro

Il *capacity factor* è un altro modo di esprimere la produzione energetica annua di un impianto di generazione, non solo del settore eolico; infatti il vantaggio di usare questo parametro è la possibilità di confronto con le altre tecnologie di generazione elettrica. Nell'eolico i suoi valori tipici sono del 25 ÷ 40 %, ma è possibile arrivare addirittura al 60%.

L'andamento dei *capacity factor* italiani negli anni è illustrata nella figura 2.14, fino ad arrivare all'anno 2015, da cui è possibile dedurre il loro range di variazione (riportato nella tabella 2.7); nel 2018, l'intero parco eolico italiano ha registrato il *capacity factor* del 25%, il fotovoltaico del 13.1 % [62].

A scopo illustrativo, nelle tabelle 2.8 e 2.9 si riportano i *capacity factor* dei vari impianti nel Regno Unito e negli Stati Uniti d'America, la scelta di questi due paesi è dovuto alla disponibilità dei dati, ed inoltre entrambi i paesi hanno ruoli principali nello sviluppo delle energie rinnovabili, soprattutto Regno Unito che risulta ad essere il protagonista europeo assoluto per quanto riguarda allo sviluppo eolico offshore [6]. I dati sono provenienti dai siti governativi di *DEC-C/Department of Energy & Climate Change (UK)* e di *EIA/ Electric Information Administration (USA)* [63, 64].

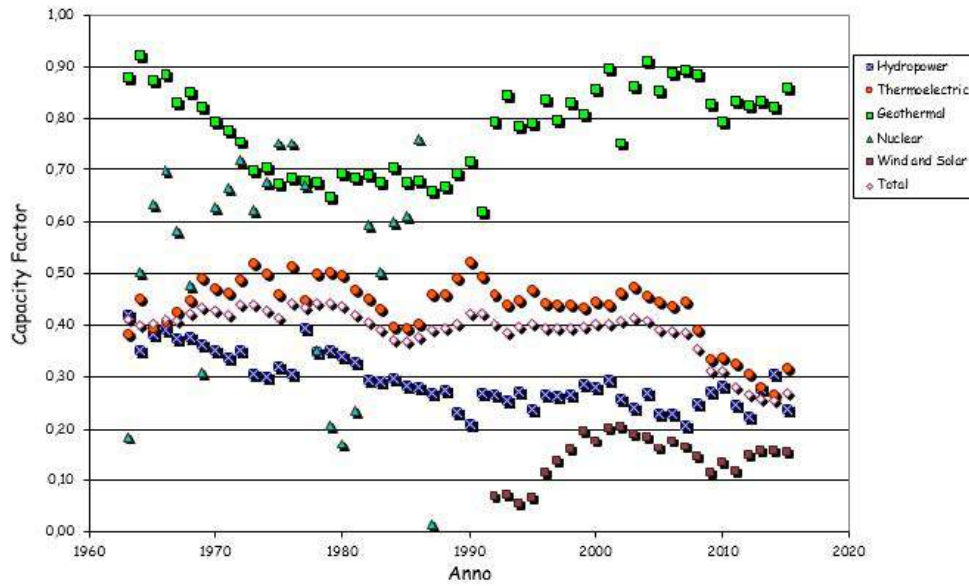


Figura 2.14: L'andamento dei *capacity factor* italiani [65]

Tipologia impianto	Range <i>Capacity factor</i> [%]
Impianti nucleari	18 ÷ 78
Impianti termoelettrici	38 ÷ 51
Impianti idroelettrici	21 ÷ 40
Impianti eolici e fotovoltaici	7 ÷ 22
Impianti geotermici	62 ÷ 92

Tabella 2.7: *Capacity factor* in Italia

Tipologia impianto	Capacity factor [%]
Impianti nucleari	77.4
Impianti a gas a cicli combinati (IGCC)	45.3
Impianti con l'uso del carbone	17.3
Impianti eolici onshore	31.7
Impianti eolici offshore	38.9
Impianti fotovoltaici	10.7
Impianti marine (alimentati dalle onde e maree)	3.0
Impianti biomassa	61.5

Tabella 2.8: *Capacity factor* UK nel 2017 [63]

Tipologia impianto	Capacity factor [%]
Impianti nucleari	92.2
Impianti idroelettriche	43.1
Impianti eolici	34.6
Impianti fotovoltaici	25.7
Impianti solari termodinamici	21.8
Impianti biomassa	57.8
Impianto geotermici	77.3
Impianti con l'uso del carbone	54.0
Impianti a cicli combinati (IGCC)	51.3
Impianti turbogas (alimentati da gas naturale)	6.7
Impianti a vapore (alimentati da gas naturale)	10.5
Impianti a comb. interna (alimentati da gas naturale)	9.9
Impianti turbogas (alimentati da petrolio liquido)	0.9
Impianti a vapore (alimentati da petrolio liquido)	13.5
Impianti a comb. interna (alimentati da petrolio liquido)	2.3

**Tabella 2.9:** *Capacity factor* USA nel 2017 [64]

# Capitolo 3

## Selezione del sito

### 3.1 Criterio della selezione

Lo scopo di questo capitolo della tesi è quello di localizzare un'area, nel Mar Mediterraneo (oppure nel Mar Nero), dove il campo eolico di progetto può essere posizionato, attraverso una selezione a più criteri basati sui seguenti aspetti:

- velocità del vento
- direzione del vento
- radiazione solare
- temperatura
- orografia
- batimetria
- geologia
- aree naturali protette (flora and fauna)
- attività antropiche (estrazione degli aggregati, acquacoltura, cavi sottomarini, scavi, pesca, porti, acque territoriali, pipeline)
- zone militari

Tutti i parametri sono stati analizzati attentamente e valutati con un voto che parte da uno (non adatto) a cinque (ottimo). Una preliminare scelta dei possibili siti è stata effettuata considerando che il parametro fondamentale per un campo eolico sia l'intensità del vento; per valutare quest'aspetto, è stato adottato *Global Wind Atlas* (GWA), il quale è un *Global Spatial Data Infrastructure* (GSDI)

open source, sviluppata da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) per aiutare gli investitori ad identificare le aree con alto potenziale eolico per generazione energetica [66]. GWA è una mappa interattiva geo-referenziata (*Geographic Information System/GIS*) di tutto il mondo che una volta seleziona l'area di interesse, mostra le informazioni del vento come velocità del vento, densità di potenza e la rosa dei venti ad altezze di 50, 100 e 200 [m]. Per la selezione del sito sono state valutate le informazioni all'altezza di 100 [m] in quanto risulta prossimo all'altezza Hub di una turbina. Per la selezione, i siti che hanno la velocità media annua minore di 7 [m/s] non sono stati considerati. I dati da GWA sono grossolani, per cui non sono adatti per un assessment accurato, che verrà fatto successivamente alla determinazione del sito.

Con il criterio sopra-descritto, si hanno nove possibili candidati per la realizzazione del campo eolico, per ognuno di questi saranno illustrate le posizioni espresse con il datum WGS84 e coordinate geografiche con la notazione GMS (Gradi Minuti Secondi); questi candidati verranno successivamente valutati per ogni parametro ottenendo infine una valutazione finale che risulta essere la somma, pertanto si ha infine una valutazione totale per ogni sito dal quale si avrà possibilità di stabilire il sito più adatto.

1. **Platanistos** (Grecia), 37°54'46.90"N, 24°31'34.46"E

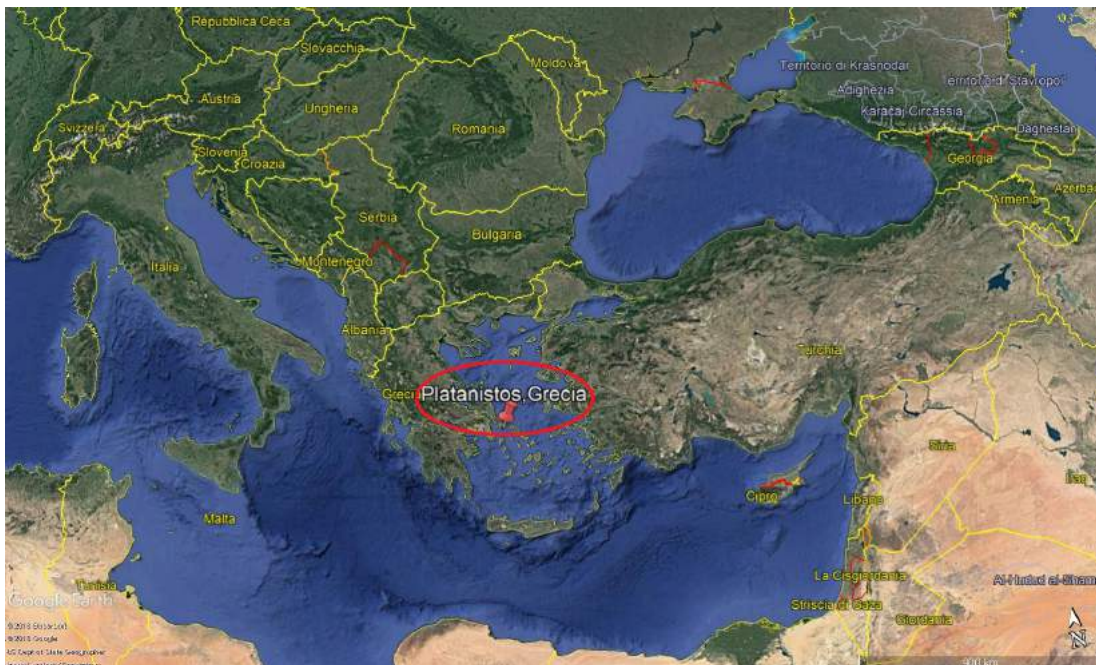


Figura 3.1: Platanistos



2. Agios Nikolaos (Grecia), 36°26'54.78" N, 23°17'32.68" E



Figura 3.2: Agios Nikolaos

3. Velanidia (Grecia), 36°26'54.78" N, 23°17'32.68" E

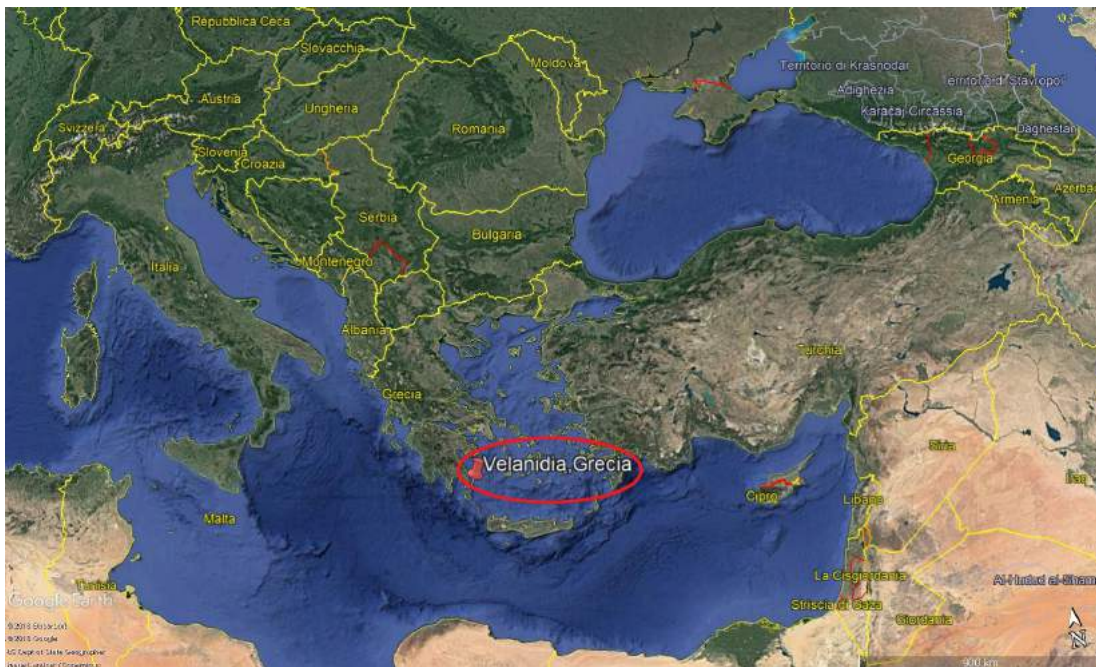


Figura 3.3: Velanidia

4. Samandag (Turchia),  $36^{\circ}4'27.09''\text{N}$ ,  $35^{\circ}54'8.16''\text{E}$



Figura 3.4: Samandag

5. Buyukeceli Mahalles (Turchia),  $36^{\circ}5'51.10''\text{N}$ ,  $33^{\circ}33'51.50''\text{E}$

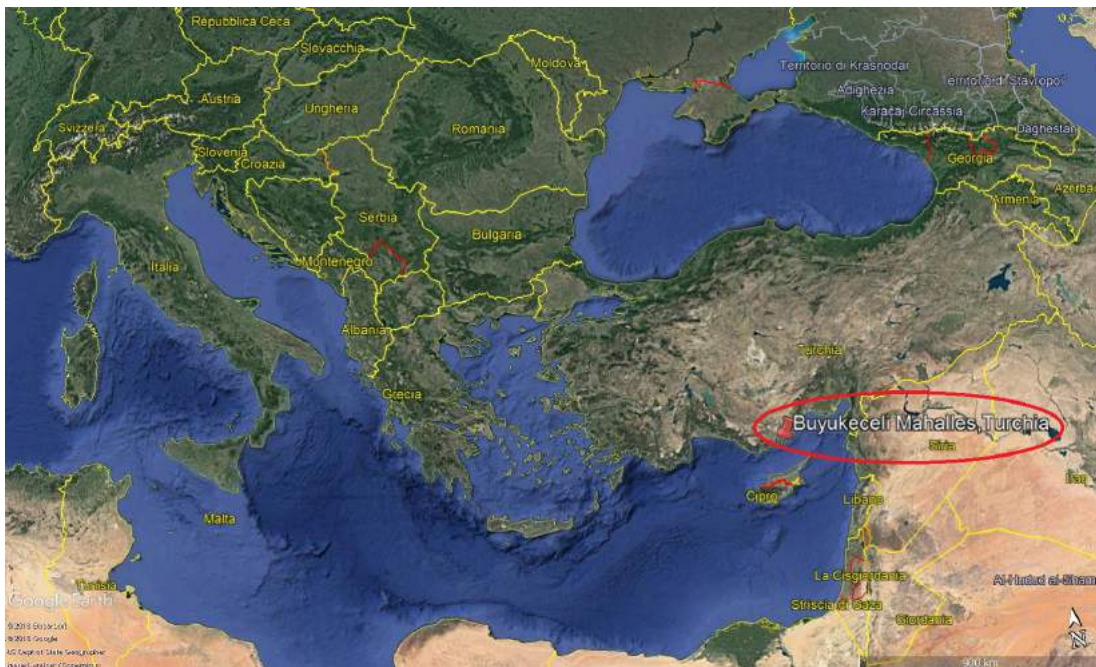


Figura 3.5: Buyukeceli Mahalles

6. Yenisacran (Turchia), 38°50'26.93" N, 26°51'41.46" E



Figura 3.6: Yenisacran

7. Aliaga (Turchia), 38°49'23.74" N, 26°47'25.36" E

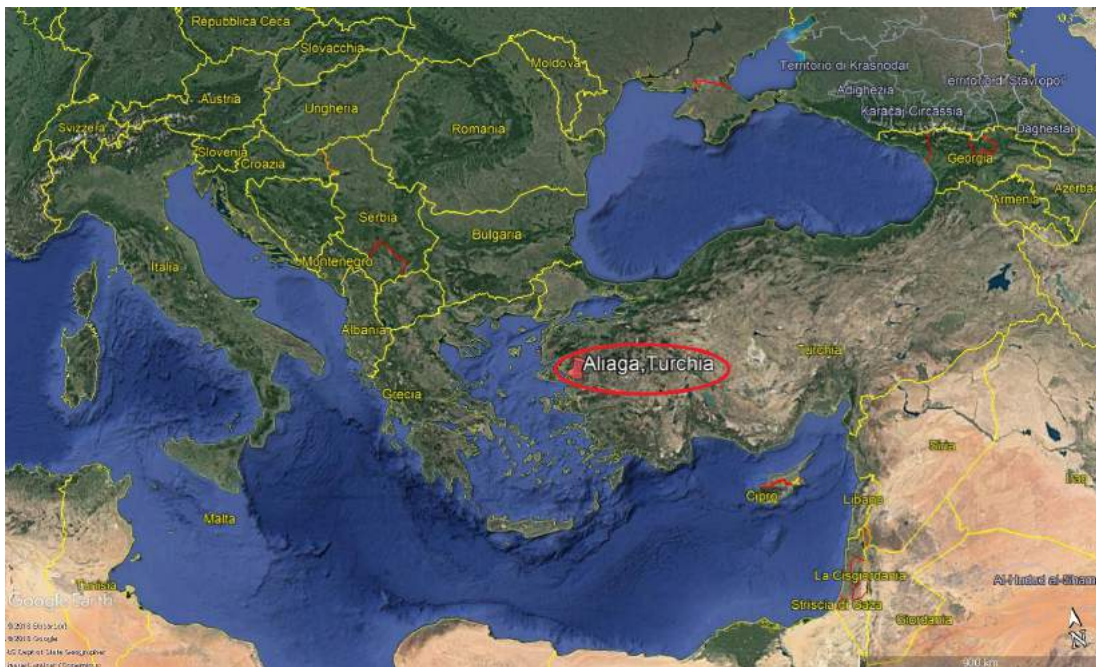


Figura 3.7: Aliaga

8. Amasra (Turchia, Mar Nero),  $41^{\circ}43'51.60''\text{N}$ ,  $31^{\circ}45'12.57''\text{E}$



Figura 3.8: Amasra

9. Lacul Sinoe (Romania, Mar Nero),  $44^{\circ}23'53.87''\text{N}$ ,  $29^{\circ}5'44.53''\text{E}$

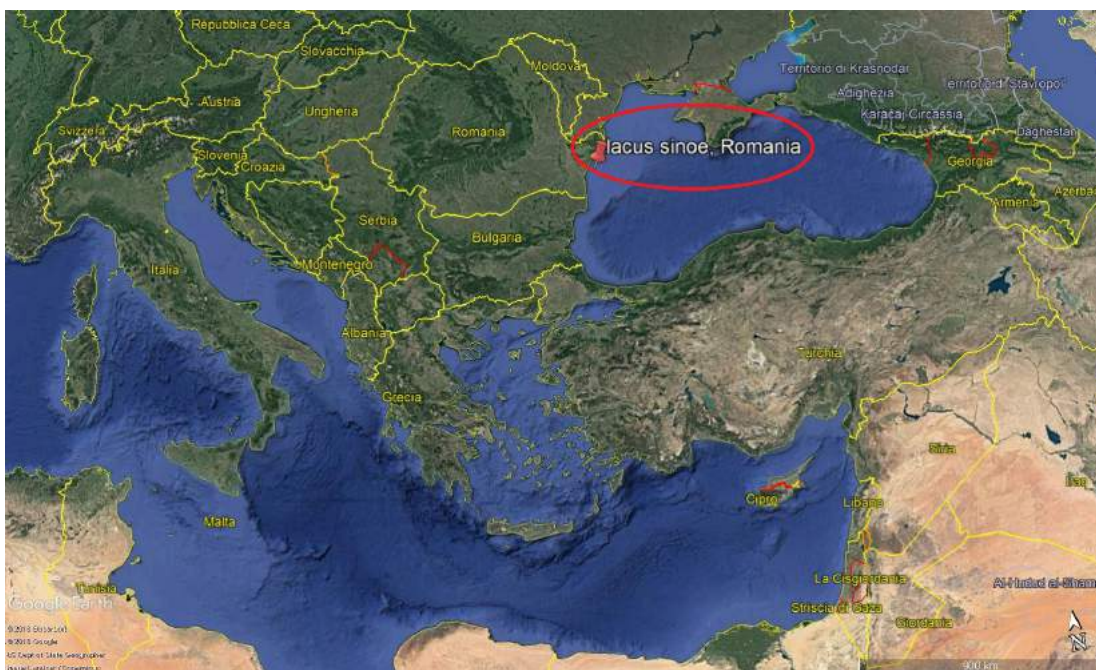


Figura 3.9: Lacul Sinoe location

### 3.1.1 Velocità del vento

All'interno di GWA è possibile definire un'area, ed esso automaticamente calcola la velocità media della porzione d'area più ventosa (il 10% di quella totale); ed allo stesso tempo mostra l'andamento della velocità media con l'aumentare della porzione dell'area, partendo dal punto più ventoso fino ad arrivare al 100% che equivale l'area totale ed il suo andamento, ovviamente, è decrescente.

In figura 3.10 è presente un esempio dell'area definita per Aliaga, di circa 110 000  $[km^2]$  poiché lo spazio minimo richiesto dal programma sia 100 000  $[km^2]$ ; dove sono riportati i dati della velocità media e densità di potenza nella porzione più ventosa e l'andamento della velocità media in funzione della porzione d'area considerata.

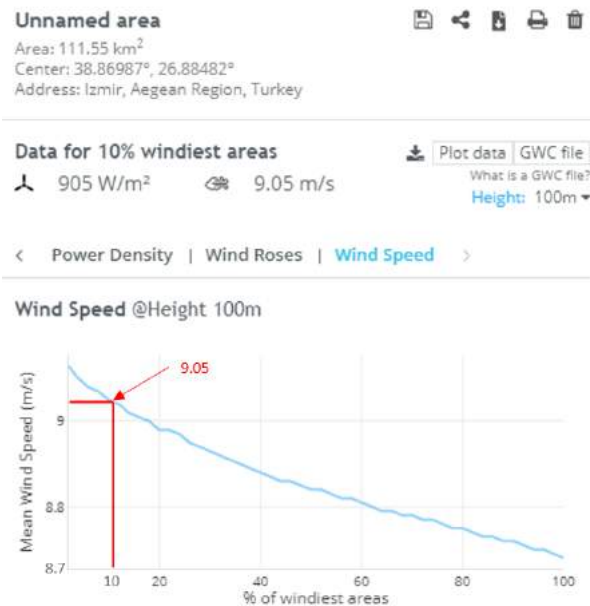


Figura 3.10: Esempio output GWA : Aliaga [32]

Luogo	Velocità media $[m/s]$
Platanistos	9.07
Ag.Nikolaos	7.83
Samandag	7.51
Lacul Sinoe	7.13
B. Mahalles	7.96
Yenisacran	9.12
Aliaga	9.05
Velanidia	11.12
Amasra	7

Tabella 3.1: Velocità medie dei candidati

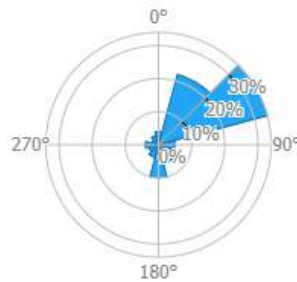
Voto	Velocità media [ $m/s$ ]
1	$> 7$
2	$> 7.5$
3	$> 8$
4	$> 8.5$
5	$> 9$

**Tabella 3.2:** Scala di valutazione velocità del vento

### 3.1.2 Direzione del vento

La direzione del vento è un altro parametro principale per la selezione del sito, quest'aspetto è stato valutato tramite la rosa delle frequenze. Tale rosa è ottenuta da GWA ad altezza di 100 [m] dal suolo come precedentemente discusso.

Nella figura 3.11 è presente un esempio della rosa delle frequenze con la stessa area di interesse della figura 3.10 a.



**Figura 3.11:** Rosa delle frequenze a 100 m in Aliaga [32]

È stato stabilito che un settore, per essere preso in considerazione in quest'analisi, deve almeno avere la frequenza relativa superiore al 10%, al fine di semplificare la valutazione. In quanto più direzioni preferenziali ci sono per un sito più risulta peggio per la generazione energetica, il caso ottimale è un sito con un'unica direzione preferenziale con altissima frequenza relativa, così le turbine non debbano effettuare eccessive regolazioni di angolo durante l'anno.

Voto	Direzioni preferenziali del vento
1	Rosa aperta
2	4 direzioni
3	3 direzioni
4	2 direzioni
5	1 direzione

**Tabella 3.3:** Scala di valutazione direzionalità del vento

### 3.1.3 Radiazione solare

Per stimare questo parametro è stato utilizzato *Global Solar Atlas* (GSA), che lavora in maniera analoga al GWA ma con output le informazioni sulla radiazione solare (GTI, *Global Tilted Irradiation* [ $kWh/m^2year$ ]) invece dei parametri sul vento. Per la valutazione di questo parametro, si è pensato che il campo eolico lavora meglio se l'irraggiamento sia minore in quanto sarà soggetto al minor stress termico. Nella tabella 3.4 è riportata la scala della valutazione per l'irraggiamento solare.



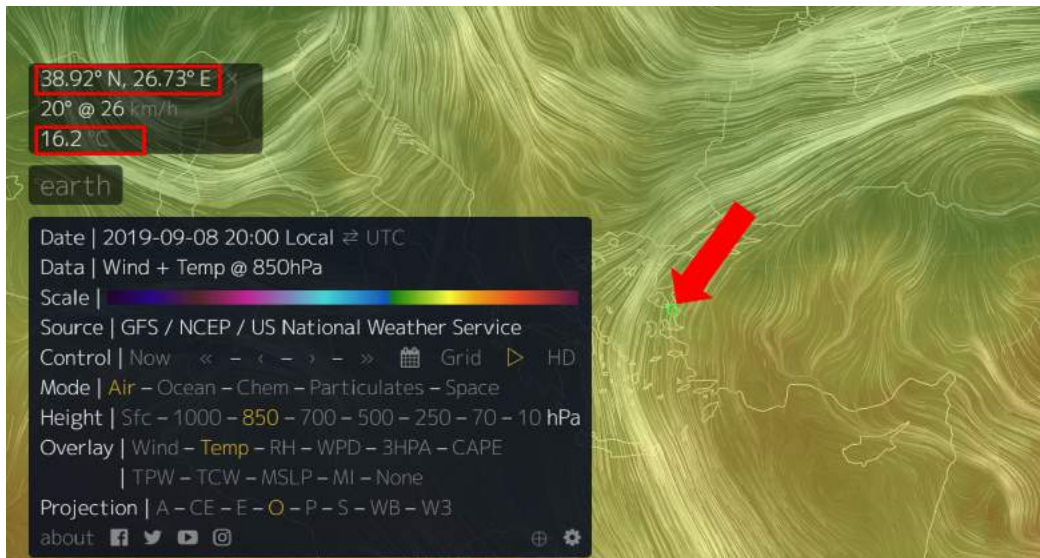
Figura 3.12: Schermata GSA [67]

Voto	Irraggiamento solare [ $kWh/m^2year$ ]
1	2200
2	2025
3	1850
4	1675
5	1500

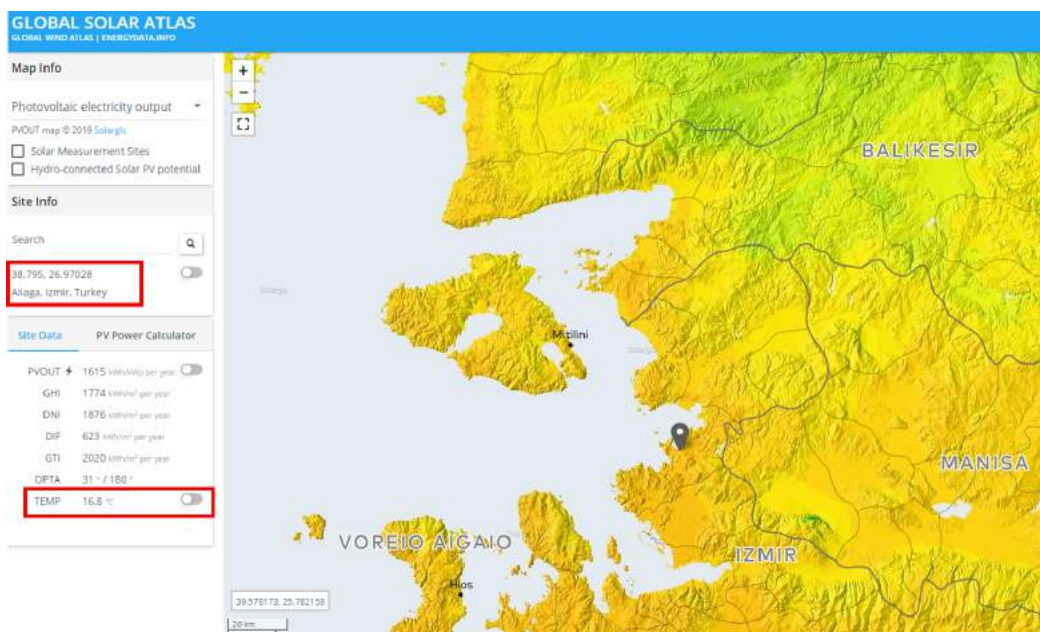
Tabella 3.4: Scala di valutazione irraggiamento solare

### 3.1.4 Temperatura

a valutazione della temperatura è stata ottenuta tramite i risultati di GSA. Allo scopo di confrontare questi risultati con altre fonti, è stato utilizzato un altro modello di calcolo, Earth Nullschool [68], che, tramite una mappa interattiva, fornisce previsioni meteorologiche, derivanti dai calcoli numerici dei supercomputer.



(a) Earth Nullschool



(b) GSA

**Figura 3.13:** Confronto Earth Nullschool Vs. GSA

I risultati delle due fonti, Earth Nullschool e GSA sono molto simili, co-



me riportato nelle figure 3.13 a e 3.13 b, dove per la località di Aliaga, sono rispettivamente 16.2 [°C] e 16.9 [°C].

Il criterio della valutazione è analogo all'irraggiamento solare in quanto una maggiore temperatura comporta un maggior stress termico. La scala della valutazione delle temperature è stata rappresentata tramite la tabella 3.5.

Grading scale	Temperature [°C]
1	50
2	42.5
3	35
4	27.5
5	20

**Tabella 3.5:** Scala di valutazione temperatura

### 3.1.5 Orografia

L'orografia on-shore ha il suo effetto sul vento offshore, ad esempio le montagne di elevazione notevole possono far insorgere delle accelerazioni del flusso dell'aria che provengono dalle montagne, dovuto al gradiente di temperatura; il che risulta essere non adatto per un campo eolico poiché si tratta di forti raffiche in un breve periodo. Quindi anche se sembra strano, l'orografia del terreno circostante ha una rilevante importanza anche se il progetto è offshore.

GWA permette di lavorare anche con una mappa interattiva orografica, ed è stato l'input per la valutazione. In figura 3.14 è rappresentato un esempio della mappa interattiva orografica della Turchia mentre nella tabella 3.6 è stata riportata la scala delle valutazioni di questo aspetto. Siccome si cerca di evitare il fenomeno dell'accelerazione del flusso d'aria descritto prima, la scala delle valutazioni è stata scelta in modo da dare un ottimo voto al sito con minor elevazione.

Voto	Elevazione [m]
1	1500
2	1125
3	750
4	375
5	0

**Tabella 3.6:** Scala di valutazione dell'orografia



**Figura 3.14:** Mappa interattiva orografica della Turchia-GWA [32]

### 3.1.6 Batimetria

La batimetria è un parametro chiave per la progettazione di un campo eolico offshore, poiché in base a quest'informazione si avrà la scelta della tipologia delle fondazioni più adatte per le turbine eoliche (dipende anche dalla tipologia del suolo, vedi sezione geologia).

Le acque superficiali ( $< 10 [m]$ ) permettono l'uso della tecnologia gravity based, che è la tecnologia delle fondazioni più semplice e meno costosa, mentre per le acque profonde ( $> 60 [m]$ ) si deve ricorrere alla soluzione delle fondazioni floating, quest'ultima tecnologia risulta essere difficile nella progettazione e spesso costosa [12].

Quindi, da un punto di vista economico è preferibile scegliere un sito con la batimetria bassa. Per la valutazione di questo parametro, è stato utilizzato la carta nautica *Navionics*, l'azienda manifatturiera italiana nota a livello internazionale come produttrice di cartografia elettronica nautica [69].

Nella tabella 3.7 è riportata la scala di valutazione della batimetria.

Voto	Batimetria [m]
1	Floating ( $> 60$ )
2	Tripod ( $< 60$ )
3	Jacket ( $< 50$ )
4	Monopole ( $< 20$ )
5	Gravity base ( $< 10$ )

**Tabella 3.7:** Scala di valutazione della batimetria

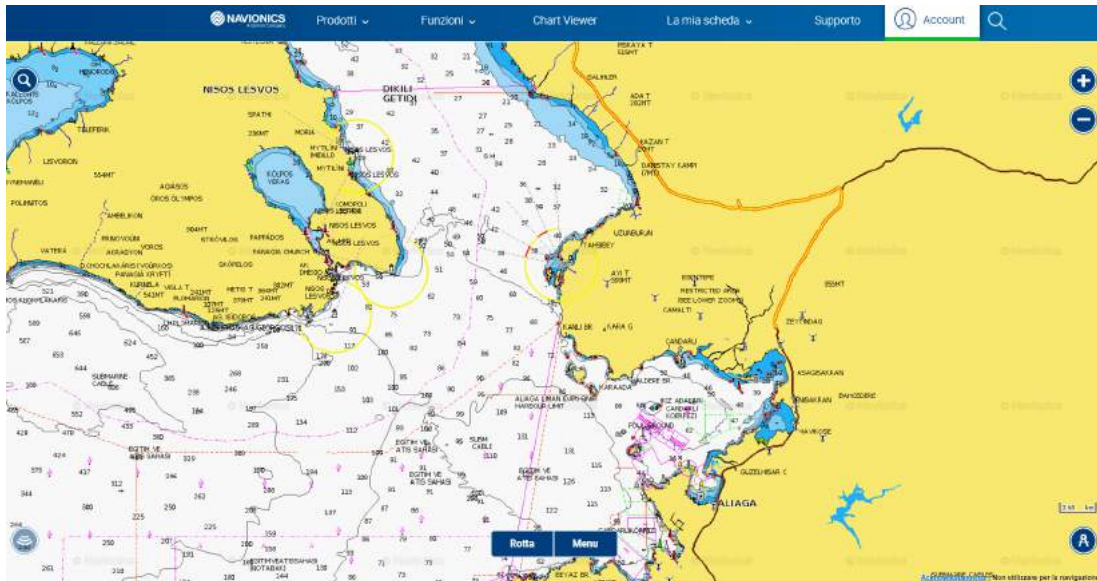


Figura 3.15: Carta nautica Navionics: batimetria

### 3.1.7 Geologia

È un aspetto fondamentale per la progettazione delle fondazioni, infatti mentre fissare le fondazioni in un terreno roccioso può essere relativamente facile, la stessa procedura con un terreno fangoso comporta una maggior difficoltà e quindi con un maggior costo.

La valutazione di quest'aspetto è stata effettuata tramite i risultati di *EMOD-net* (European Marine Observation and Data Network), un portale, accessibile gratuitamente su internet che riporta un serie degli aspetti marini in tutto il mondo [70].

Nella figura 3.16 è stata riportata la legenda delle mappe con un esempio della geologia presente in Aliaga.



Figura 3.16: legenda dei substrati del letto marino Aliaga

Voto	Tipologia del suolo
1	mud to muddy sand
2	sand
3	coarse substrate
4	mixed sediment
5	rock and boulders

**Tabella 3.8:** Scala di valutazione della tipologia del suolo

### 3.1.8 Aree naturali protette (flora e fauna)

Questo è un parametro fondamentale per la realizzazione del campo eolico in quanto anche se il sito ha tutti i precedenti aspetti favorevoli, se nelle sue vicinanze è presente un'area protetta, sarà difficile ottenere la concessione del suolo per la realizzazione.

Grazie al sito *World Database on Protected Areas (WDPA)*, che fornisce gratuitamente un database mondiale sulle aree protette in tutto il mondo, in formato *.kml*, è possibile caricare tale file su *Google Earth* e valutare se nelle vicinanze dei candidati considerati siano presenti aree protette.[71].

In figura 3.17 sono illustrate le aree protette in Turchia mentre nella tabella 3.9 è rappresentata la scala delle valutazioni di questo aspetto (maggiore è il numero delle aree protette in un'area di  $20 \times 20$  [km] attorno al sito di interesse, minore sarà il voto).



**Figura 3.17:** Aree naturali protette della Turchia (segnate in rosso)

Voto	Numero delle aree protette presenti
1	> 4
2	3
3	2
4	1
5	0

**Tabella 3.9:** Scala di valutazione delle aree protette

### 3.1.9 Attività antropiche

Per la valutazione di questo aspetto, è stato utilizzato *EMODnet*, dove è possibile avere una mappa con più layer, ognuno dei quali rappresenta una diversa attività umana: estrazione dei minerali, presenza della produzione delle alghe e micro-alghe, acquacoltura, scavi archeologici, cavi sottomarini, pesca, porti, acque territoriali e pipeline [70].

Nella tabella 3.10 sono riportati tutti i porti disponibili nelle vicinanze dei siti.

Siti candidati	Località	Tipologia	Distanza [km]
Samandag	Iskenderun Hatay port	Industriale	90
Platanistos	Karystos	Turistico	20
	Marmari	Turistico	37
Agios Nikolaos	Kritis	Turistico	63
	Sitea	Turistico	67
	Agia Pelagia	Turistico	85
Amasra	Bartin	Industriale	30
Lacul Sinoe	Midia	Industriale	46
Aliaga	Aliaga port	Industriale	5
Yenisacran	Aliaga port	Industriale	14
Buyukeceli Mahalles	Finike	Turistico	400
Velanidia	Neapoli Iakonia	Turistico	16

**Tabella 3.10:** Lista dei porti vicini ai siti candidati

Data dalla molteplicità degli aspetti da considerare per questo parametro, la sua valutazione risulta alquanto difficoltosa; nella tabella 3.11 è riportata la scala di valutazione di quest'aspetto, con l'intento di dare il minimo dei punti laddove sono presenti le attività umane più vincolanti come la presenza di acquacoltura, pesca e scavi archeologici, mentre il massimo dei punti verrà attribuito al sito in vicinanza di un porto industriale che favorisce all'assemblaggio della turbina riducendo quindi i costi logistici.

Voto	Attività umane
1	Pesca-Scavi archeologici-acquacoltura
2	Porto turistico
3	Estrazione dei minerali
4	Cavi sottomarini
5	Porto industriale

Tabella 3.11: Scala di valutazione delle attività umane

### 3.1.10 Zone militari e zone regolamentate

Se è presente una zona militare, o zona regolamentata (l'area con divieto d'accesso) all'interno dell'area di interesse, la realizzazione del campo eolico offshore risulta essere un problema in quanto è difficile che uno stato dia il permesso di concessione del suolo per la costruzione del parco eolico in tali zone.

Questo aspetto è stato valutato utilizzando *Navionics*, lo stesso sito adottato per la batimetria [69]; nella sua mappa interattiva è presente un layer che mostra le zone militari, identificate come le zone delimitate da una linea tratteggiata rossa (figura 3.18 mostra un esempio per Aliaga). Per una maggiore comprensione della carta nautica si raccomanda la lettura del relativo documento in riportato in bibliografia [72].

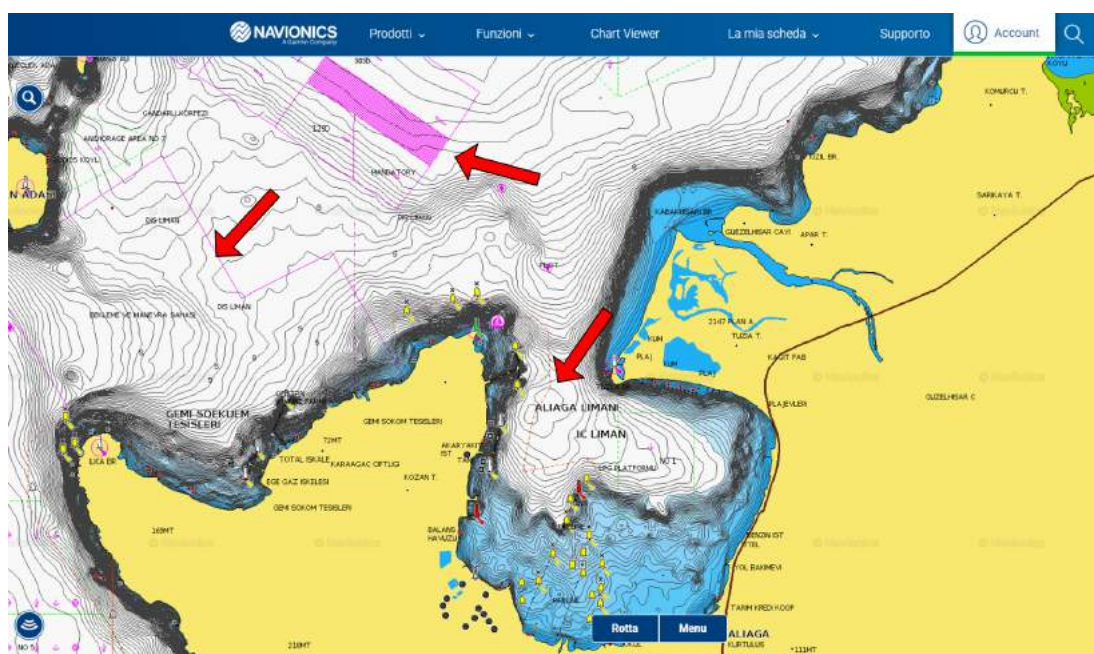


Figura 3.18: Zone regolamentate vicino ad Aliaga (aree delimitate dalle linee colorate)

La scala di votazione è rappresentata nella tabella 3.12, il massimo dei voti corrisponde ovviamente al minor numero delle zone militari (zero) in un'area di 20x20 [km] attorno al sito di interesse.

Voto	Numero delle zone regolamentate
1	4
2	3
3	2
4	1
5	0

**Tabella 3.12:** Scala di valutazione delle zone militari

## 3.2 Selezione del sito finale

Per selezionare il miglior candidato tra i nove presenti, è stata costruita una matrice di valutazione multi-criterio (tabelle 3.13 e 3.14) nella quale sono presenti tutti i voti dei candidati per ogni parametro, utilizzando le scale di valutazioni appena discusse.

Il voto totale per ogni sito è banalmente la somma di ogni voto. (figura 3.19)

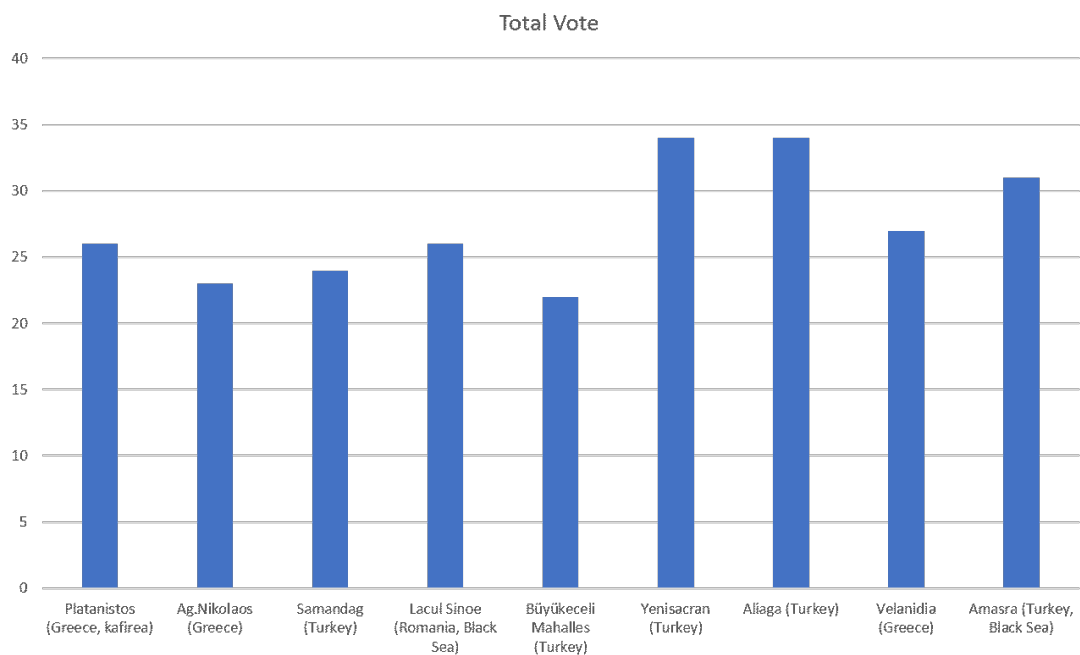
-	Platanistos	Ag.Nikolaos	Samandag	Lacul Sinoe
Velocità	5	3	2	1
Direzione	5	3	3	1
Irraggiamento	2	2	2	4
Temperatura	5	5	5	5
Orografia	1	1	1	5
Batimetria	1	1	1	5
Geologia	1	1	1	1
Aree protette	4	5	5	5
Attività umane	2	2	4	1
<b>Tot.</b>	<b>26</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>26</b>

**Tabella 3.13:** Matrice di valutazione - prima parte

3.2. Selezione del sito finale

-	B. Mahalles	Yenisacran	Aliaga	Velanidia	Amasra
Velocità	3	5	5	5	1
Direzione	2	4	4	4	4
Irraggiamento	1	2	2	3	5
Temperatura	5	5	5	5	5
Orografia	2	4	3	3	4
Batimetria	2	4	3	3	4
Geologia	1	3	3	1	1
Aree protette	5	5	5	4	5
Attività umane	2	5	5	1	5
<b>Tot.</b>	<b>22</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>22</b>	<b>31</b>

**Tabella 3.14:** Matrice di valutazione - seconda parte



**Figura 3.19:** Voti totali per i siti candidati



È possibile notare dalla figura 3.19 che Aliaga e Yenisacran sono i due siti che condividono il massimo dei voti, con 34 punti. Questo è dovuto al fatto che i due siti sono entrambi sulla costa del Mar Egeo e sono molto vicini tra loro (figura 3.20). La scelta finale del sito cade su Aliaga in quanto ha una zona industriale più ampia ed ha un maggior numero di impianti di generazione elettrica, infatti è presente un linea ad altissima tensione (380 [kV]) ed una stazione di trasformazione HVDC (*High Voltage Direct Current*) nelle sue circostanze [73]. Infine, nella città di Aliaga risiede una industria petrolchimica e la presenza di un campo eolico può essere incentivato come una compensazione ambientale ad esso.



Figura 3.20: Aliaga e Yenisacran, Turchia



Figura 3.21: Industria petrolchimica *Petkim*

### 3.2. Selezione del sito finale

Da questa selezione finale è possibile trarre alcune conclusioni:

- Nelle aree greche sono presenti alte velocità del vento [74, 75], ma spesso non possono essere destinate alla realizzazione di un campo eolico offshore a causa dei numerosi scavi archeologici, aree protette (figura 3.22) e porti turistici, infatti l'energia eolica in Grecia anche se è in via di sviluppo [76], non è ancora ben accettata da tutto il popolo greco [77]. Inoltre la rete elettrica della Grecia non è pronta per avere le alte tensioni sulle coste quindi comporta una maggiore difficoltà nell'allaccio (figura 3.23).

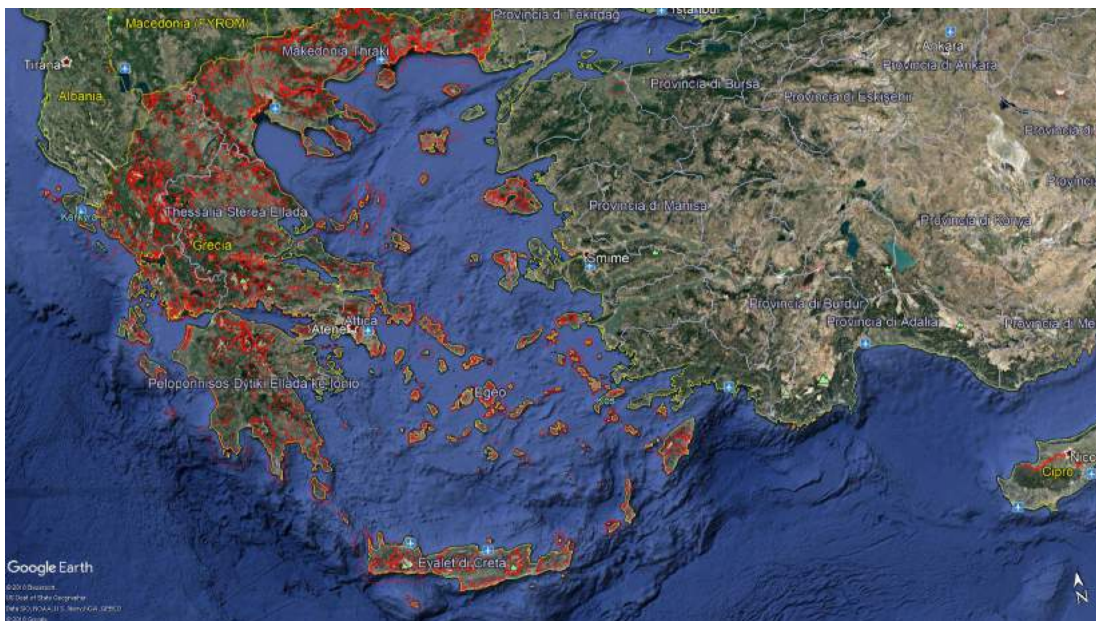


Figura 3.22: Aree naturali protette in Grecia



Figura 3.23: Linea elettrica ad alta tensione in Grecia [78]

### 3.2. Selezione del sito finale

- I siti presenti nel Mar Nero invece, sono scartati per la presenza delle numerose zone militari e zone regolamentate (figura 3.24). Questi siti però, hanno l'aspetto della batimetria abbastanza favorevole, infatti sono tutti caratterizzati dalle acque poco profonde (minori di 50 [m], figura 3.25). Lo studio eolico di quest'area è presentato nell'articolo [79], mentre per le politiche di incentivazione della Romania si raccomanda la lettura dell'articolo [80].

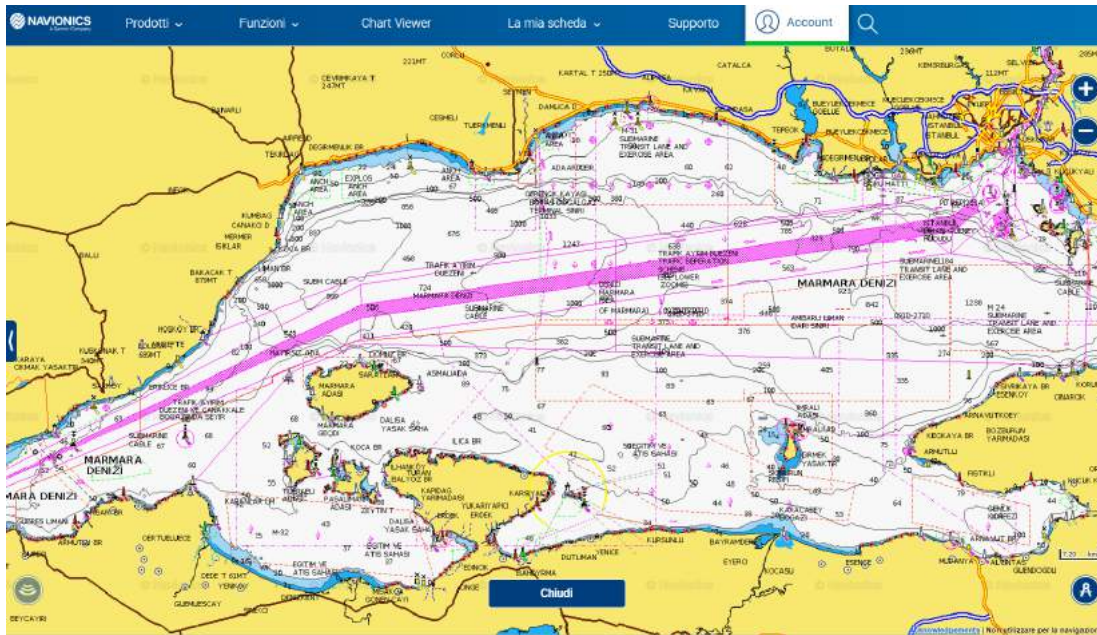


Figura 3.24: Zone regolamentate nel Mar Nero (aree delimitate dalle linee) [69]

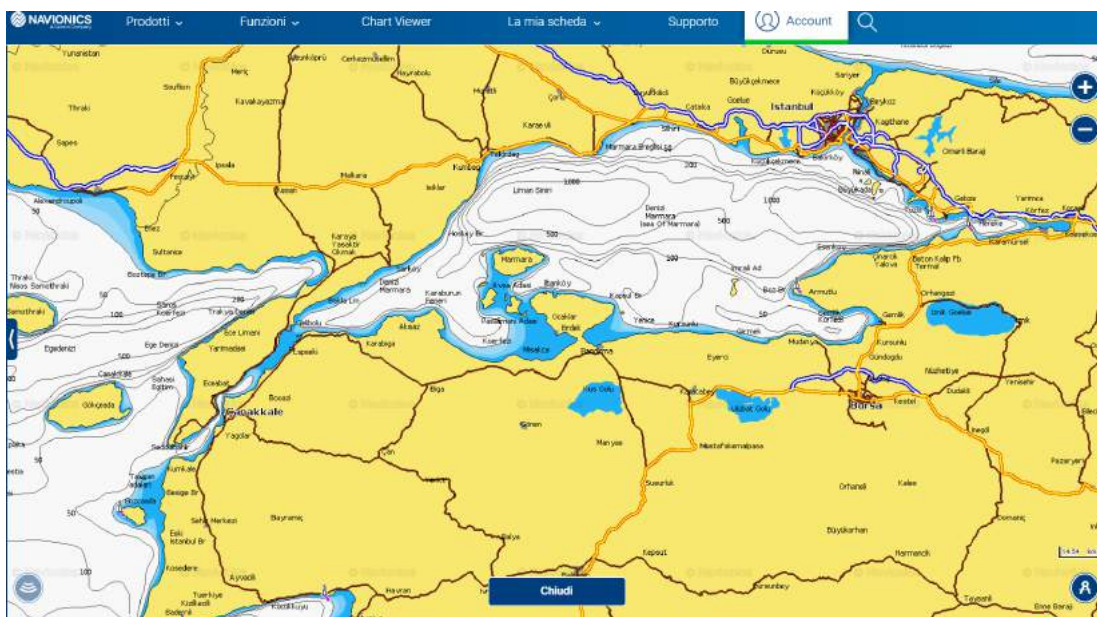


Figura 3.25: Batimetria nel Mar Nero [69]

- I siti ideali risultano quelli della Turchia, soprattutto per quelli che si affacciano sul Mar Mediterraneo in quanto hanno buona intensità del vento (velocità media annua maggiori di  $7.5 [m/s]$  all'altezza di  $100 [m]$ ); inoltre la rete elettrica turca ad alta tensione è ben collegata con le coste e la sua politica sembra essere favorevole allo sviluppo dei campi eolici offshore [73, 81, 82, 83, 84].

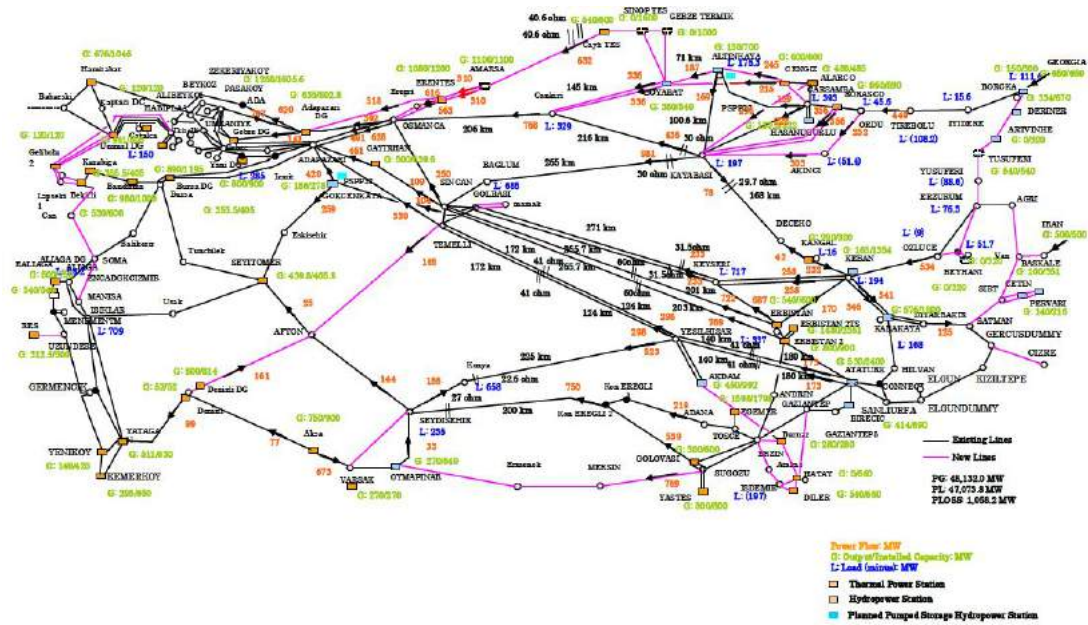


Figura 3.26: Rete elettrica turca (TEIAS) [73]

# Capitolo 4

## Acquisizione dei dati meteorologici tramite anemometri

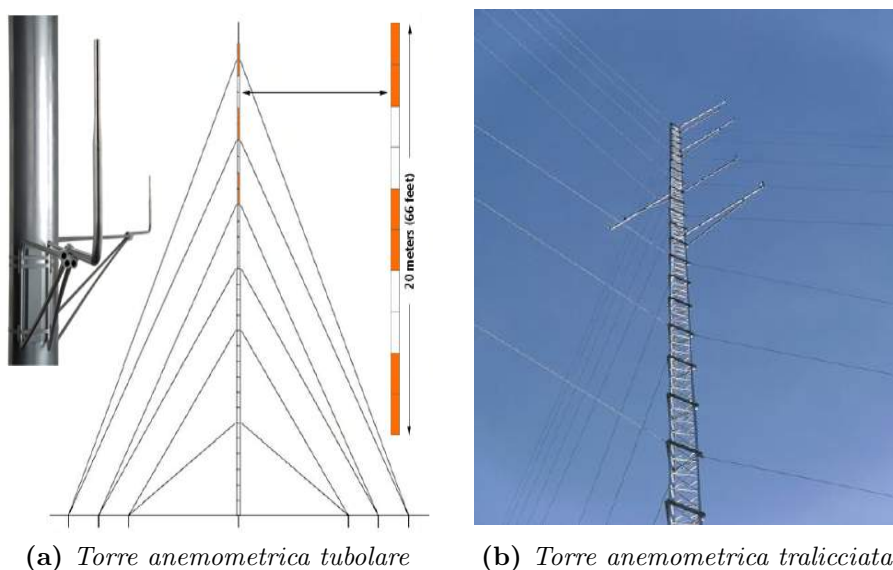
I dati di partenza per effettuare la valutazione della risorsa eolica sono quelli meteorologici, dai quali è possibile estrapolare tutte le informazioni utili per la stima della potenzialità energetica, pertanto la fase dell'acquisizione dei dati deve essere affrontata con cura. Esistono due approcci per l'acquisizione, per via sperimentale oppure per via numerica; dove il primo si basa sulla misurazione sul sito mentre il secondo si basa sulle simulazioni dei fenomeni reali tramite modelli matematici. In questo capitolo viene illustrato l'approccio sperimentale. Attualmente, la normativa internazionale per l'acquisizione dei dati tramite anemometri per la valutazione di un campo eolico da seguire è la IEC 61400-12-1:2017 [85].

### 4.1 Torri

La misurazione sul sito avviene tramite una serie delle torri anemometriche, posizionate in maniera strategica nell'area di interesse, e tutti gli strumenti di misura sono montati su queste torri a diverse altezze di interesse. Il costo delle torri anemometriche sono piuttosto rilevanti (circa €40 000 ÷ €80 000) e per avere la corretta valutazione è necessario che l'acquisizione duri almeno un anno [86].

Le torri anemometriche possono essere di due tipologie:

1. Torre anemometrica tubolare;
2. Torre anemometrica a traliccio.



(a) Torre anemometrica tubolare

(b) Torre anemometrica tralicciata

**Figura 4.1:** Tipologie delle torri anemometriche [57]

La tipologia tubolare risulta essere più comunemente utilizzata per le altezze minori di 40-50 [m], mentre per le altezze più rilevanti si ricorre alla soluzione della torre a traliccio in quanto garantisce una maggiore rigidità meccanica, che allo stesso tempo implica però che non sia più una costruzione temporanea e ciò comporta che la sua rimozione impiegherà maggior tempo. Per le altezze estreme, ad esempio 200 [m], ci sarà bisogno di utilizzare delle tecniche di *Remote Sensing* come SODAR la quale acquisisce i dati climatici attraverso un fascio sonoro, ciò rende problematico l'adozione di tale tecnica nelle vicinanze delle abitazioni; altrimenti è possibile adottare la tecnica LIDAR che acquisisce tramite emissione di un fascio di luce. Le due tecniche di misura garantiscono entrambe l'acquisizione sia delle informazioni riguardanti la velocità del vento che la sua direzione, ed inoltre è possibile avere le informazioni sulla turbolenza atmosferica, ma in genere hanno un costo di investimento circa cinque volte di una torre anemometrica.

Le misure sul sito sono principalmente effettuate con degli anemometri a coppetta, il comportamento di questi strumenti sono ben studiati, e la natura dei possibili errori sono ben noti, infatti l'errore principale indotto a questi strumenti sono dovuto alla presenza della torre e/o altri componenti fisici che influenza il flusso.

I sensori ultrasonici possono essere impiegati nel campo dell'energia eolica, ma dovuto al loro elevato costo e consumo elettrico, sono ancor oggi poco utilizzati; tuttavia, presentano numerosi vantaggi rispetto agli anemometrici meccanici in quanto riescono a misurare la turbolenza atmosferica, temperatura aria e la

stabilità atmosferica ma la natura degli errori di questi sensori sono ancora oggi sconosciuti; da sottolineare che i sensori ultrasonici permettono di individuare la direzione della velocità cosa che quelli a coppetta non riescono a fare (misurano solo l'intensità). Per questo motivo, a quelli a coppetta, va sempre aggiunta anche una banderuola.

Recentemente, le tecniche di remote sensing stanno piano piano diventando una valida alternativa. Il loro punto a favore è decisamente il fatto che possono rimpiazzare una torre anemometrica per le altezze estreme, ma normalmente hanno una richiesta energetica più alta, ed allo stesso tempo richiedono una manutenzione più costante. Mentre la precisione della tecnica LIDAR sembra essere superiore alla tecnica SODAR, arrivando ai livelli di accuratezza dell'anemometria a coppetta, entrambe tipologie di sensori soffrono degli errori rilevanti dovuti all'orografia complessa poiché il campionamento delle velocità del vento in tali tecniche risiede in un volume invece di un singolo punto. Le tecnologie remote sensing attualmente si stanno evolvendo in maniera rapida, sicuramente giocheranno un ruolo fondamentale per il campo eolico [87].

L'acquisizione dei dati avviene per una durata maggiore di un anno, attraverso gli appositi sensori montati sulle torri, nelle diverse altezze opportune; per la valutazione del profilo della velocità, si deve acquisire almeno a tre diverse altezze, che possono essere 10-30-40 [m] perché [58]:

- **10 [m]**, è la quota standard per una misurazione meteorologica, tuttavia laddove l'interferenza della vegetazione sia elevata (foreste) arrivando fino a questa quota, è possibile adottare l'altezza maggiore di 10 metri.
- **25 [m]**, rappresenta l'altezza minima raggiungibile dall'area rotore, ha come funzione di definire il regime di flusso sull'area rotore.
- **40 [m]**, questa quota invece è al livello dell'altezza hub, che può essere ben oltre a questa quota.

Queste sono le altezze consigliate da *NREL*, tuttavia dovuta alla forte crescita della tecnologia riguardante alle turbine eoliche, andando verso diametri e l'altezza hub sempre maggiori, le quote 25-40 [m] devono essere modificate; è possibile ovviamente avere acquisizione dei dati a più di tre altezze ma comporta un maggior investimento.

Sono molteplici i sensori per l'acquisizione, ognuno di esso acquisisce i dati di un determinato parametro con la determinata frequenza ed i dati verranno tutti registrati al data logger. In seguito, sono riportati tutte le tipologie dei sensori adottati nel campo eolico per la valutazione del vento.

## 4.2 Anemometro a coppetta



**Figura 4.2:** Anemometro a coppetta NRG 40H [88]

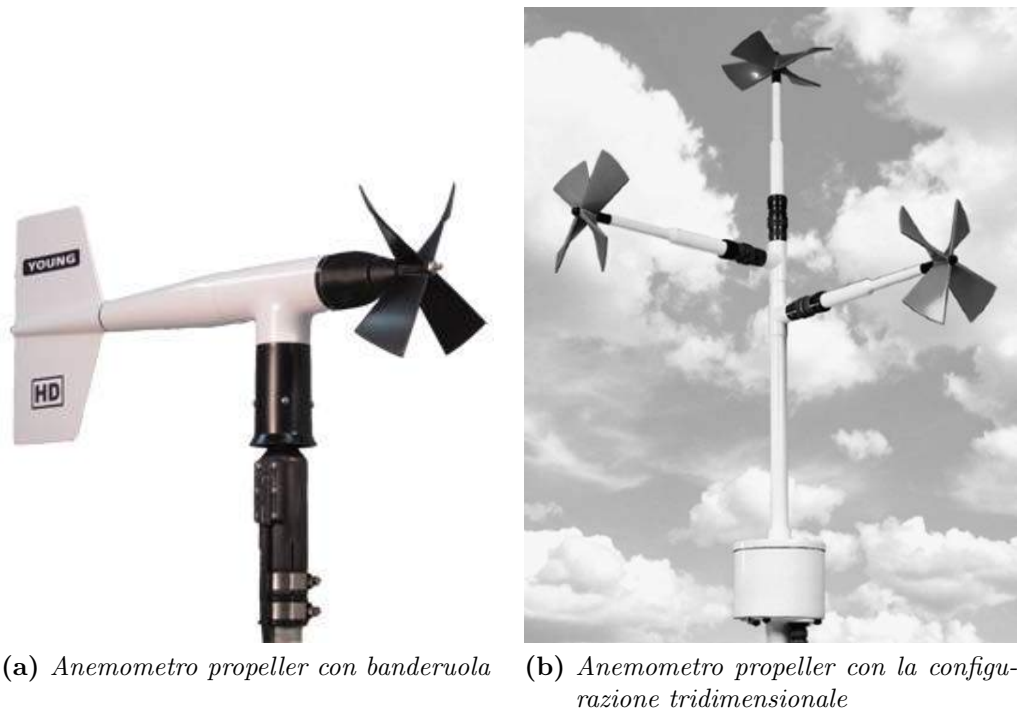
Questo strumento di misura consiste in un assemblaggio di diverse coppette (tre o quattro), tutte collegate centralmente ad un albero verticale trasmettendone la rotazione. Almeno una coppetta è sempre affacciata al vento. La rotazione della coppetta è dovuta alla differenza del coefficiente di resistenza aerodinamica delle due superfici di ogni coppetta. La velocità di rotazione della coppetta è circa lineare rispetto alla velocità del vento per uno specifico range. Il trasduttore all'interno dell'anemometro, tipicamente di tipo induttivo, converte il movimento rotazionale dell'anemometro in un segnale elettrico, e questo segnale verrà infine mandato al data logger.

## 4.3 Anemometro propeller

Un' anemometro propeller ha tipicamente delle pale elicoidali, e può essere montato in congiunzione con la banderuola (figura 4.3 *a*) oppure fissato in una configurazione per la misura tridimensionale (figura 4.3 *b*).

Mentre l'anemometro a coppetta lavora per la differenza della resistenza aerodinamica, nell'anemometro propeller, sia la forza di portanza che la forza di resistenza sono sfruttati per dare il moto all'anemometro. Analogamente all'anemometro a coppetta, anche questo tipo di sensore garantisce un segnale elettrico in uscita proporzionale alla velocità del vento. Le due tipologie degli anemometri si differenziano nella loro risposta alle fluttuazioni delle velocità del vento, ma non esiste un chiaro vantaggio di una tipologia rispetto all'altra. Tuttavia, nella pratica l'anemometro a coppetta risulta ad essere quello più comunemente usato.





**Figura 4.3:** Tipologie anemometro propeller [87]

Durante la scelta di un modello dell'anemometro, diversi parametri devono essere considerati [58]:

- Destinazione d'uso, in genere gli anemometri misurano la velocità del vento entro un certo range prestabilito, quindi normalmente non sono adatti per certi siti dove le velocità sono più alte oppure laddove sono presente gli ghiacciai;
- Soglia di partenza, rappresenta il valore minimo della velocità del vento da cui l'anemometro inizia ad acquisire;
- Affidabilità e la manutenzione, dovuto alla natura di funzionamento legato alle parti in movimento, sono soggette alle costanti manutenzioni.

La preferenza dell'anemometro a coppetta rispetto a quello propeller nell'industria eolica è dovuto principalmente che l'ultimo sia soggetto ad una maggiore forza inerziale e perciò generalmente ha una durata minore; tuttavia risulta essere più preciso del primo e viene quindi spesso adottato come strumento per la taratura dell'anemometro a coppetta, o altrimenti viene adottato per gli impieghi particolari.

## 4.4 Banderuola



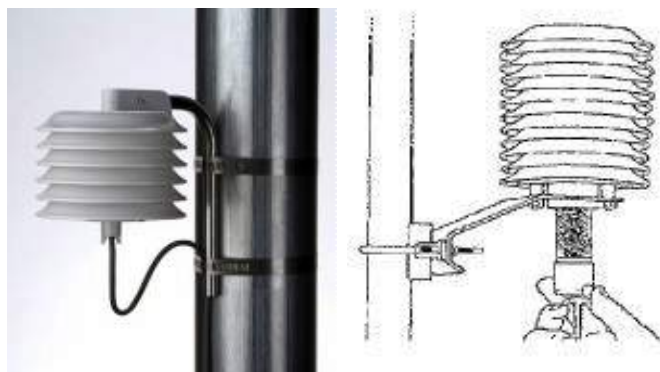
**Figura 4.4:** Banderuola NRG 200 P [88]

La banderuola è uno strumento per la misura della direzionalità del vento, la tipologia più utilizzata sfrutta una pinna collegata ad un albero verticale. La banderuola cerca costantemente di ritrovare l'equilibrio allineandosi alla direzione del vento. La maggior parte delle banderuole utilizzano un trasduttore di tipo potenziometrico, che come uscita ha un segnale elettrico dipendente dalla posizione della banderuola; Il segnale elettrico verrà poi trasmesso attraverso cavo al data logger ed il segnale sarà comparato ad una direzione ben noto, in genere la direzione del polo nord. Il criterio della selezione della banderuola è molto simile a quello dell'anemometro, generalmente le banderuole hanno la soglia di partenza direzionale minori di  $8^\circ$  e con una risoluzione di  $22.5^\circ$ , dividendo la rotazione completa di  $360^\circ$  in 16 settori.

Specifiche	Anemometro	Banderuola
<b>Range di misura</b>	$0 \div 50 [m/s]$	$0 \div 360^\circ$
<b>Soglia di partenza</b>	$\leq 1.0 [m/s]$	$\leq 1.0 [m/s]$
<b>Range di temperatura</b>	$-40 \div 60^\circ C$	$-40 \div 60^\circ C$
<b>Range di umidità</b>	$0 \div 100\%$	$0 \div 100\%$
<b>Errore di sistema</b>	$\leq 3\%$	$\leq 5^\circ$
<b>Risoluzione di registro</b>	$\leq 0.1 [m/s]$	$\leq 1^\circ$

**Tabella 4.1:** Specifiche tecniche dell'anemometro a coppetta e banderuola

## 4.5 Sensore di temperatura



**Figura 4.5:** Sensore di temperatura [87]

Questo strumento ha lo scopo di misurare la temperatura dell'aria ed è composto di tre parti: il trasduttore, dispositivo di interfaccia e lo scudo termico che lo protegge dalla radiazione solare. Il trasduttore contiene un elemento metallico, generalmente di *Nickel* o *Platino*, che cambia la sua resistenza in funzione della temperatura. Per questa tipologia di applicazioni, i termistori e semiconduttori sono le tipologie raccomandate. Il valore della resistenza sarà trasferita al data logger, la temperatura può essere calcolata conoscendo la relazione che intercorre tra la temperatura e la resistenza. Il trasduttore è sempre coperto da uno scudo termico, normalmente fatto di ceramica, rivestito a diversi layer ed ha lo scopo di proteggere il sensore dalla radiazione solare diretta.

## 4.6 Sensore del gradiente di temperatura

È possibile trovare dei sensori del gradiente di temperatura a diverse quote, che hanno il compito di registrare le oscillazioni del parametro  $\Delta T_{emp}$ .

Il parametro  $\Delta T_{emp}$  è utilizzato per determinare la stabilità atmosferica, che ci dà un'informazione diretta se c'è una forte miscelazione dei diversi strati dell'atmosfera, ed è definito come la differenza di temperatura tra una coppia di sensori di temperatura localizzati a diverse altezze (generalmente a 10 e 40 [m]). L'incertezza ammissibile per tale sensore è di 0.003 [°C/m] e per minimizzarlo si cerca di adottare la stessa configurazione per entrambi i sensori di temperatura (la protezione solare, equipaggiamento di montaggio ecc.) in modo tale che i sensori subiscano le stesse influenze ambientali, e facendo così, poiché il risultato proviene da una differenza, gli errori vengono eliminati.

## 4.7 Sensore di pressione



**Figura 4.6:** Sensore barometrico NRG BP20 [88]

Un sensore barometrico è utile per la misura della pressione atmosferica. Esistono diversi tipi di sensori barometrici disponibili sul mercato, molti di essi utilizzando un trasduttore piezoelettrico per convertire il segnale di pressione in un segnale elettrico che sarà poi registrato in data logger. In alcuni casi particolari, necessita di un alimentatore esterno per un corretto funzionamento.

## 4.8 Sensore di umidità



**Figura 4.7:** Sensore di umidità [57]

Il sensore di umidità ha il compito di rilevare l'umidità relativa presente nell'aria atmosferica e mandare quindi il segnale elettrico trasdotto al data logger.

Con la conoscenza della temperatura, pressione e l'umidità relativa dell'aria, è possibile calcolare la densità dell'aria con l'uso delle equazioni dell'aria umida, per ulteriori informazioni consultare *Appendice A.1 - Calcolo della densità dell'aria*.

## 4.9 Sensore della radiazione solare



**Figura 4.8:** Piranometro *Campbell Scientific* LP02 [89]

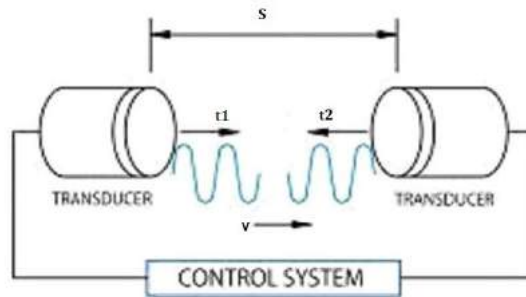
Quando si ha la necessità di conoscere le informazioni riguardante le radiazioni solari totali, che è la somma delle radiazioni dirette (Short Wave Radiation) e le radiazioni diffuse (Long Wave Radiation), è possibile adottare un piranometro. Il piranometro più comune utilizza un fotodiodo che genera una piccola quantità di voltaggio (milliVolt) attraversando una resistenza fissata, il suo valore è proporzionale alla quantità delle radiazioni solari ricevute. Esiste un'altra tipologia del piranometro in cui si utilizza una termopila, dove sono presenti un gruppo dei sensori termici che produce un voltaggio in funziona della temperatura, conoscendo che la temperatura sia causata direttamente dalle radiazioni solari.

## 4.10 Sensori ultrasonici



**Figura 4.9:** Sensori ultrasonici [57]

Sensori sonici o ultrasonici utilizzano le onde ultrasoniche per la misura della velocità del vento, ed allo stesso tempo la direzione del vento una volta noti i parametri geometrici del sensore. Calcolano la velocità del vento in funzione al tempo di percorrenza delle onde tra una coppia di trasduttori. Normalmente questi sensori sono dotati di tre coppie di trasduttori tale da rendere possibile la misura del flusso tridimensionale.



**Figura 4.10:** Sensori ultrasonici: principio di funzionamento

In una coppia di trasduttori, inizialmente uno di essi ha la funzione di emettitore ed il secondo da ricevitore, una volta ricevuto il segnale, i loro ruoli si invertono; pertanto si hanno due tempi diversi poiché il tempo di percorrenza delle onde avanti e indietro sono influenzate dalla velocità del vento, se in un verso, alla velocità della propagazione delle onde (velocità del suono) viene aggiunta la velocità del vento, nell'altro verso verrà sottratta.

$$t_1 = \frac{s}{c + v} \quad t_2 = \frac{s}{c - v} \quad (4.1)$$

Dove  $t$  sono i tempi di percorrenza,  $c$  la velocità del suono,  $v$  la velocità del vento e  $s$  la distanza tra i trasduttori. Le espressioni presenti in 4.1 possono essere manipolate tale da esprimere la velocità del vento in funzione dei tempi  $t_1$  e  $t_2$ :

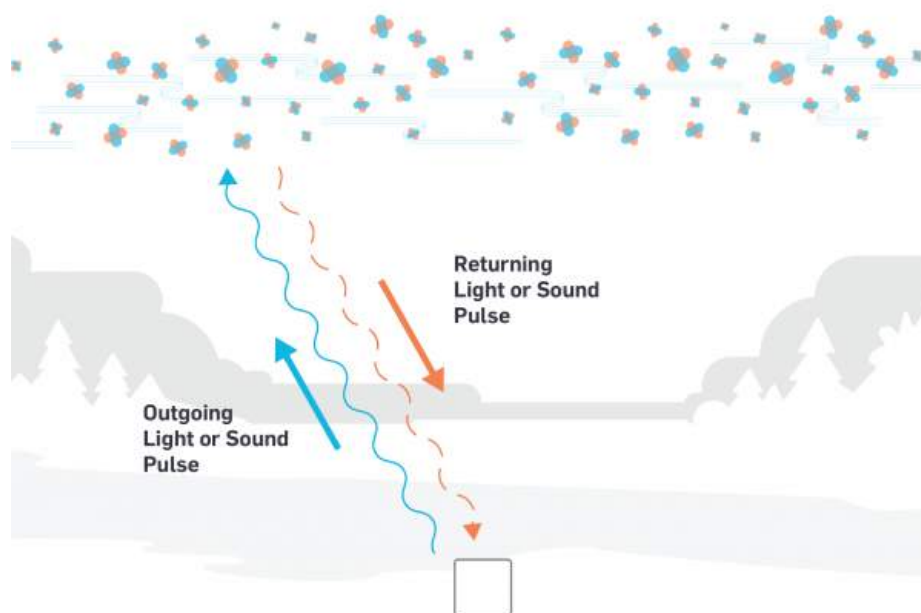
$$v = \frac{s}{2} \left( \frac{1}{t_1} - \frac{1}{t_2} \right) \quad (4.2)$$

La risoluzione spaziale del sensore è determinata dalla distanza tra i trasduttori ( $s$ ), tipicamente di 10-20 [cm]. I sensori ultrasonici hanno un'alta risoluzione temporale, generalmente di 20 [Hz], per cui sono molto adatti alle misurazioni che richiedono un'elevata risoluzione temporale e spaziale.

Un altro vantaggio dei sensori ultrasonici è che garantiscono la misura di tutte le componenti del vento senza alcun parte in movimento con un'alta risoluzione spaziale. Tutti questi vantaggi fanno sì che questa tipologia dei sensori risultano sempre più appetibili per la valutazione della risorsa eolica, tuttavia non si

hanno ancora informazioni sugli errori dovuta alla distorsione del flusso per via della struttura stessa dei sensori, tale effetto deve essere propriamente studiata in galleria del vento.

## 4.11 Tecniche remote sensing



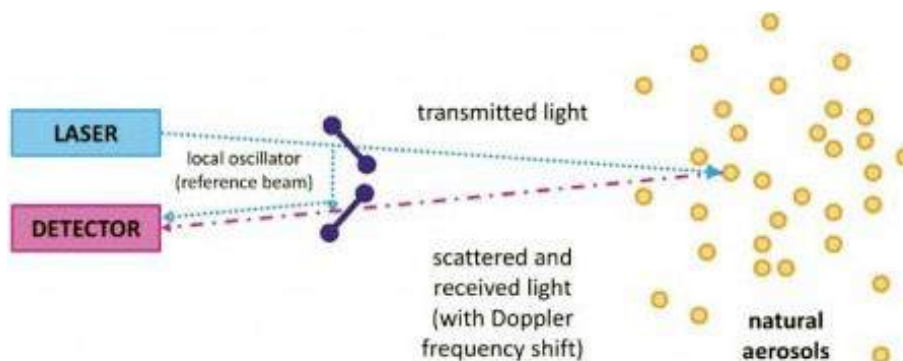
**Figura 4.11:** Remote sensing - Principio di funzionamento

Recentemente, le tecniche remote sensing iniziano ad essere una valida alternativa delle torri anemometriche. Tra queste tecniche, due sistemi sono adattabili per lo studio eolico: SODAR (*SOund Detection And Ranging*) e LIDAR (*LIght Detection And Raging*), le due tecniche sfruttano rispettivamente l'emissione di un fascio sonoro o un fascio luminoso, combinate con l'effetto doppler. In entrambi sistemi, sono richiesti la dispersione del segnale emesso, in SODAR questo viene ottenuto tramite oscillazioni di temperatura delle particelle d'aria mentre in LIDAR viene ottenuto con gli aerosol.

A differenza del piccolo volume dell'anemometria a coppetta, entrambi sistemi remote sensing permettono di coprire un ampio volume, arrivando anche alle altezze estreme. Ovviamente per questi sistemi sono richiesti un maggior consumo energetico dell'anemometria a coppetta, il che significa che spesso è necessario l'allaccio alla rete elettrica.

Per maggiori informazioni sulle tecniche remote sensing è possibile consultare [90] e [91].

## 4.11.1 LIDAR



**Figura 4.12:** LIDAR - Principio di funzionamento

Il sistema LIDAR è estremamente costoso ed era limitato il suo uso nel campo aerospaziale e militare fino agli ultimi anni. Il sistema LIDAR ha una buona accuratezza ed una migliore rapporto *signal-to-noise* (sistemi meno influenzati dai rumori) rispetto al sistema SODAR. Il sistema funziona mettendo a fuoco ad una specifica distanza e misura la dispersione dagli aerosol, modificati con l'effetto doppler, che sono posizionati nel volume focale.

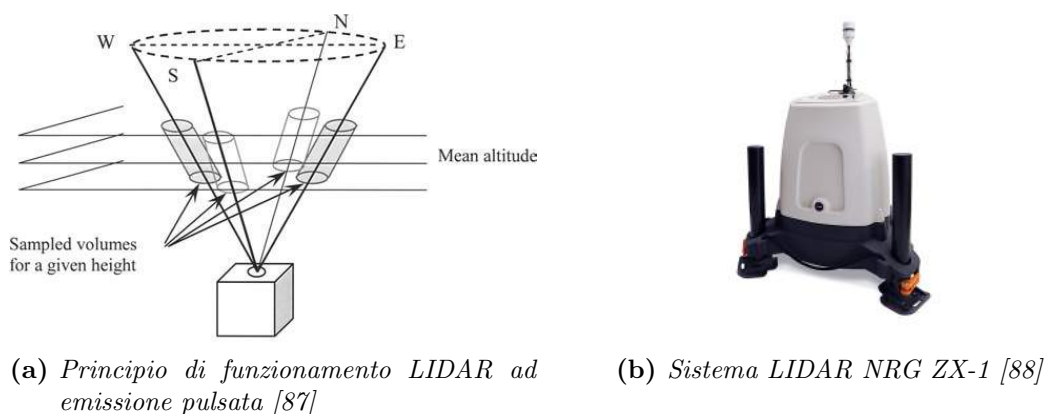
L'operazione di misura è altamente influenzata dalle condizioni atmosferiche, infatti, la mancanza delle particelle influenza la risposta del sistema, la presenza della nebbia attenua il fascio laser e la pioggia può ridurre sensibilmente la capacità di misura del sistema. Inoltre, essendo uno strumento ottico, è affetto da tutti i disturbi ottici come la presenza della polvere sull'ottica.

Esistono due principi di funzionamento per il sistema LIDAR: Il primo utilizza un sistema di emissione delle onde continua con messa a fuoco variabile; il laser è emesso tramite un prisma costantemente rotante dando una deflessione di  $30^\circ$  rispetto al verticale, la variazione della messa a fuoco permette di campionare a diverse altezze rispetto al suolo.

L'altro principio invece utilizza un raggio laser pulsato con la messa a fuoco fissata dove il fascio è deflesso di  $30^\circ$  rispetto al piano verticale, ma il prisma non ruota e rimane stazionario mentre il sistema manda una serie di impulsi laser ad una determinata direzione, registrando poi la risposta da ogni impulso.

I due principi si differenziano per il volume di misura, il principio di emissione continua aggiusta la messa a fuoco così il vento può essere campionato a diverse altezze mentre con l'emissione pulsata si ha la risposta solamente nella regione attorno alla messa fuoco del laser. L'altezza dell'emissione pulsata dipende dalla lunghezza della pulsazione mentre con l'emissione continua è possibile acquisire le velocità del vento in range di 10-200 [m].





**Figura 4.13:** Sistemi LIDAR

### 4.11.2 SODAR

In base alla disposizione del microfono e ricevitore, esistono diversi tipi di sistemi SODAR. Normalmente l'impulso sonoro emesso dal microfono può essere sfasato elettronicamente (sistema phased array SODAR, figura 4.14 a ). La combinazione dei tre fasci sonori sfasati, dove uno di essi è posizionato verticalmente ed altri due sono sfasati in maniera che tra loro si forma un angolo retto, così facendo si ha come output un campo di velocità tridimensionale.

Il sistema SODAR è altamente dipendente alle fluttuazioni delle temperature che implica che tale sistema sia svantaggiato nelle condizioni atmosferiche neutre, legati alle situazioni delle alte velocità del vento. Un altro tipo del sistema SODAR, bistatico non ha questo tipo di problema ma richiede una separazione spaziale tra il trasmettitore ed il ricevitore, e ciò rende tale soluzione poco praticabile.

Il rapporto signal-to-noise del sistema SODAR è ben noto che si deteriora con le altezze, e come risultato si ha che un numero ridotto dei segnali di risposta siano validi. Dato che il sistema SODAR sia un sistema acustico la presenza di qualsiasi tipo di disturbo sonoro potrebbe influenzare la sua misura, infatti il principale problema di questi sistemi è il rumore di sottofondo dovuto alle alte velocità del vento. Per sorpassare il problema dell'interferenza dei rumori, è possibile usare una maggiore potenza acustica, che ovviamente implica un consumo energetico più rilevante. È possibile adottare un sistema ibrido dove si adotta un sistema SODAR a basso consumo energetico (30-110 [kW]) combinato con una torre anemometrica per recuperare il deficit del sistema SODAR.

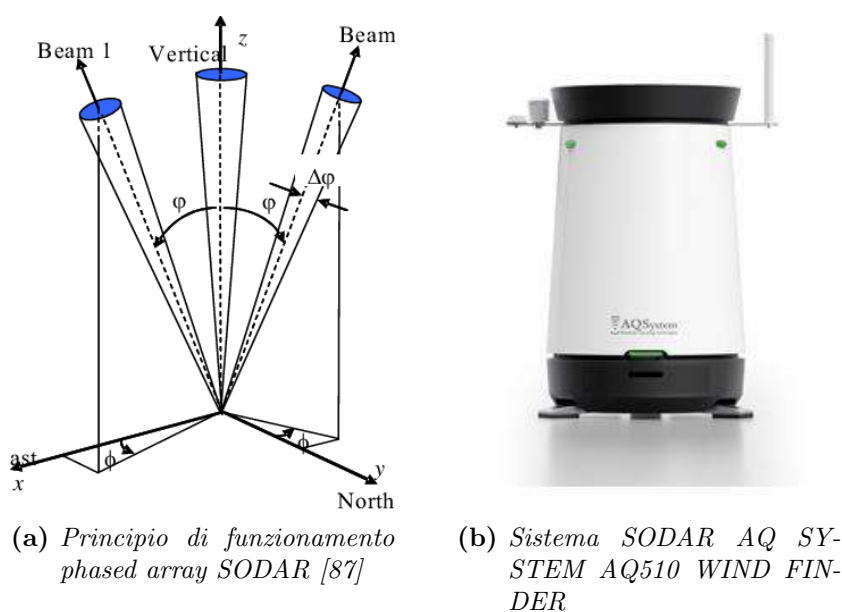


Figura 4.14: Sistemi SODAR

## 4.12 Data logger



Figura 4.15: Data logger NRG SYMPHONIE PRO

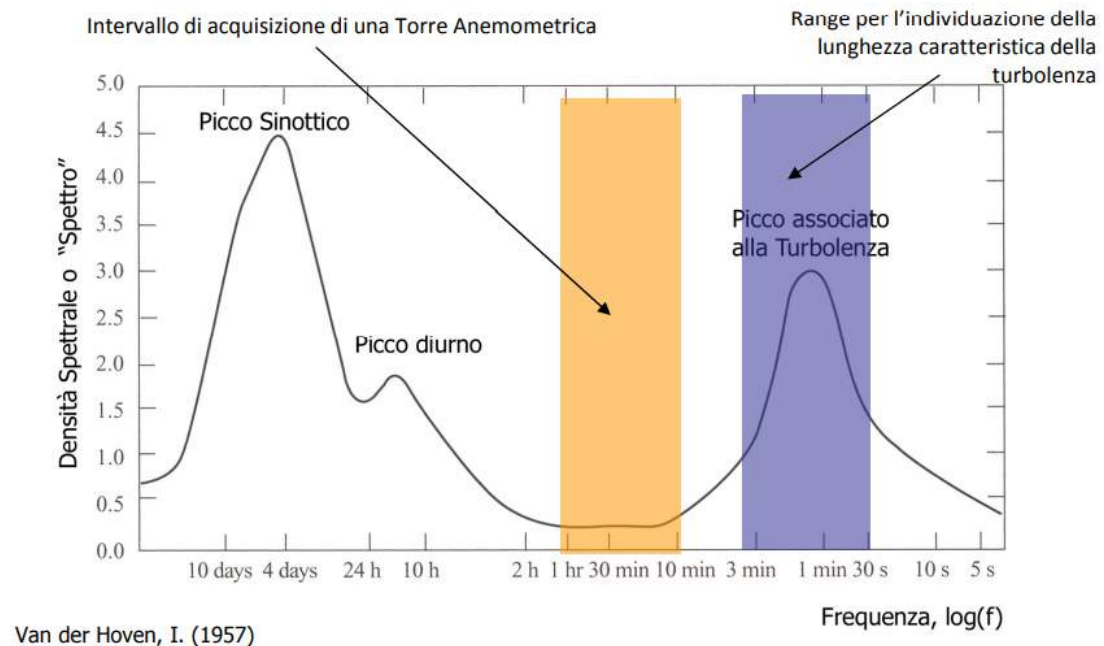
Alle torri anemometriche sono integrati sempre un data logger, generalmente insieme ad un pannello fotovoltaico per i servizi di batteria; Ha il compito di acquisire i dati da tutti i sensori e fare l'analisi statistica richiesta.

Il data logger ha al massimo 16 bit ed ha una frequenza di campionamento in genere di 1 [Hz] poiché i fenomeni del vento sono molto lenti e sono apprezzabili solo nell'intorno di questa frequenza (teorema di *Shannon-Nyquist*), la media statistica dei dati viene effettuata sui dati di 10 minuti (dato che la frequenza di campionamento sia 1 [Hz], sono 600 campioni). Tutti i dati sono immagazzinati nel dispositivo di memoria e mandati con un intervallo di tempo definito dall'utente stesso.

## 4.13 Scelta del tempo di media

La scelta dell'intervallo di tempo per cui si adotta l'analisi statistica è dovuto ai fenomeni legati alla turbolenza atmosferica. Essendo la velocità una variabile stocastica, per analizzare le caratteristiche di variazione nel tempo (turbolenza atmosferica) si deve ricorrere all'analisi della densità spettrale. La funzione densità spettrale è una funzione continua con valori diversi da zero in tutto il campo delle frequenze. Ciò significa che sono presenti contenuti energetici a tutte le frequenze oppure detto in un altro modo, ci sono turbolenze di ogni frequenza aventi quindi vortici di tutte le dimensioni.

Lo spettro più noto della componente orizzontale della velocità del vento è stato ottenuto sperimentalmente nel 1957 dal meteorologo olandese, *Van der Hoven*; ad una quota di 100 [m] a Brookhaven, presso New York (figura 4.16).



**Figura 4.16:** Zona di misura per l'analisi del vento [57]

In tale spettro le ordinate vengono amplificate, moltiplicandone il valore per la rispettiva frequenza, in questo modo vengono ad evidenziarsi:

- **Il picco a basse frequenze**

Corrispondono ad una scala temporale di qualche giorno, che descrive i fronti meteorologici completi (ordine dei vortici di qualche [km]).

- **Il picco intermedio**

Posizionato nell'intorno di 24 ore ed ha il compito di descrivere le fluttuazioni di velocità tra il giorno e la notte.

- **Il picco ad alte frequenze**

È caratteristico delle microscale e descrive i vortici generati dalla rugosità superficiale, con dimensioni dell'ordine di  $[cm] \div [mm]$ .

- **Gap spettrale** (10  $[min]$   $\div$  60  $[min]$ )

Il vuoto che separa le due zone ad alta densità spettrale, all'interno di questa zona non sono presenti le variazioni della velocità media.

Per effettuare l'analisi del vento si devono evitare i picchi meteorologici, poiché possono influenzare la velocità del vento, per cui si opera nel gap spettrale (da 10 minuti  $\div$  1 ora); allo stesso tempo all'interno de gap spettrale si hanno i contenuti di turbolenza molto più piccoli e quindi i valori delle velocità molto più stabili.

Nel settore eolico, con la frequenza di acquisizione pari ad 1  $[Hz]$ , si adottano diverse tipologie dello spettro di turbolenza, che descrive i comportamenti dello scambio energetico dei vortici a diverse frequenze (chiamata anche cascata energetica) [92]:

- ***Kaimal***

Spettro ottenuto tramite le osservazioni sul sito.

$$R_n(z, n) = \frac{n \cdot S_v(z, n)}{\sigma_v^2} = \frac{\frac{2}{3} \cdot \lambda \cdot f_z}{(1 + \lambda \cdot f_z)^{5/3}} \quad (4.3)$$

$$L_v^x(z) = v(z) \cdot t(z) = \frac{1}{6} \cdot \lambda \cdot z \quad (4.4)$$

$$\begin{cases} \lambda = 50 \\ f_z = \frac{n \cdot z}{v(z)} \\ f_z = f_{z,max} = \frac{3}{2 \cdot \lambda} \end{cases}$$

- ***Von Karman***

Spettro ottenuto tramite le prove della galleria del vento.

$$R_n(z, n) = \frac{4 \cdot f_L}{(1 + 70.8 \cdot (f_L)^2)^{\frac{5}{6}}} \quad (4.5)$$

$$\begin{cases} f_L = \frac{n \cdot L_v^x(z)}{v(z)} \\ f_L = f_{L,max} = \frac{\sqrt{3/2}}{\sqrt{70.8}} = 0.146 \end{cases}$$

Dove:

- $n$  = frequenza, [Hz];
- $v(z)$  = velocità, [ $\frac{m}{s}$ ];
- $R_v(z, n)$  = densità spettrale di potenza, adimensionale;
- $S_v(z, n)$  = potenza spettrale orizzontale (lungo x), [ $\frac{m^2}{s}$ ];
- $\sigma_v^2$  = deviazione standard della velocità, [ $\frac{m^2}{s^2}$ ];
- $L_v^x$  = integrale della lunghezza di scala della componente turbolenta di  $v$  lungo x, [m].

Le principali grandezze che devono essere tenute in conto per la caratterizzazione della componente turbolenta della velocità sono:

- Intensità turbolenta, descritto da  $\sigma_v$
- Scala temporale, descritta tramite la frequenza  $n$
- Lunghezza di scala,  $L_v^x$
- Densità spettrale ,  $R_n(z, n)$

Nella figura 4.17 sono messi a confronto i vari spettri di turbolenza, per un vento con velocità orizzontale di 10 [m/s] all'altezza di 30 [m].

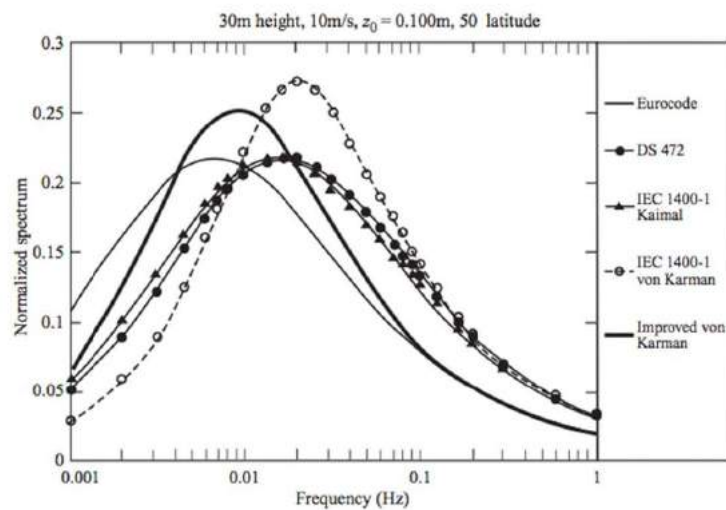


Figura 4.17: Spettri della turbolenza [57]

Al di là delle differenze presenti negli vari spettri, presentano lo stesso andamento ed è possibile suddividerlo in tre zone:

1. La prima zona, a cui sono associate le basse frequenze (grandi i periodi di ritorno) è caratterizzata dai vortici più grandi che ricevono direttamente l'energia dal flusso ;
2. Una zona intermedia, chiamata sotto-campo inerziale (*inertial subrange*), sono associati i vortici medio-piccoli che trasferiscono l'energia ai vortici di piccole dimensioni, in questa zona lo spettro della turbolenza non risente gli effetti dei fenomeni del trasferimento di energia;
3. La zona ad alte frequenze, cioè con periodi di ritorno piccoli, è caratterizzata dai vortici di piccole dimensioni che dissipano energia dovuto all'effetto viscoso;

# Capitolo 5

## Acquisizione dati meteorologici tramite modelli numerici

L'approccio numerico per l'acquisizione dei dati meteorologici consiste nell'analisi numerica basata sulle simulazioni dei fenomeni reali ottenute tramite discretizzazioni matematiche, questo approccio garantisce l'ottenimento dei dati in minor tempo con il minor costo, ma allo stesso tempo data la sua natura, è possibile che alcuni fenomeni atmosferici non vengono apprezzati con questo approccio.

### 5.1 Tecnica hindcasting

Tutti i modelli numerici atmosferici sono nati per le previsioni meteorologiche (*forecasting*), nel corso degli anni è nata anche la tecnica *hindcasting*, che consiste nel produrre i dati numerici all'indietro del tempo, tali dati, simulati tramite i metodi numerici verranno confrontati con i dati sperimentali già presenti nei database, nel caso del lavoro svolto della tesi si tratta di database NCEP (*National Centers for Environmental Prediction*); In questo modo, attraverso il confronto i dati numerici possono essere corretti raggiungendo una migliore accuratezza.

### 5.2 Panoramica sui modelli numerici hindcasting presenti

I modelli numerici in grado di descrivere le equazioni del moto del flusso d'aria possono essere classificati in tre categorie: modelli macroscale o sinottici, modelli mesoscale ed infine i modelli microscale.

La prima categoria si basa sui principi della conservazione di massa e di energia presenti nell'atmosfera, tuttavia questi modelli non garantiscono la risoluzione dei fenomeni fisici di mesoscala, come ad esempio le brezze, che sono frutto del movimento dell'aria e lo scambio termico. I modelli di mesoscala sono in grado di tenere conto dei fenomeni locali che impattano in maniera significativa il comportamento del vento. I modelli microscala sono normalmente adottati per descrivere i fenomeni atmosferici nelle vicinanze del suolo.

All'interno dei modelli macroscala, i fenomeni fisici di piccola scala come la condensazione, l'evaporazione e la precipitazione vengono omessi. L'aria è assunto che sia secca e inviscida tale da semplificare alcuni aspetti della descrizione del moto. Tutte queste semplificazioni, provenienti dall'analisi di scala non vengono influenzati dall'assenza della descrizione dei fenomeni di scala minore, poiché i loro effetti vengono tenuti in conto attraverso il processo di parametrizzazione.

I modelli mesoscala si concentrano all'interno della troposfera, dove i fenomeni di interazione tra il flusso ed il terreno è molto accentuato. all'interno dello strato limite ambientale (ABL) l'equazione dell'energia è fortemente accoppiata con l'equazione della quantità di moto attraverso il gradiente di pressione. Per ottenere una completa simulazione dei fenomeni turbolenti, è necessario che la risoluzione della griglia di simulazione sia piuttosto elevata, e per oltrepassare tale problema, è possibile far uso dei modelli LES (*Large Eddy Simulation*) e RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*).

Tutti i codici numerici hanno bisogno delle condizioni del contorno che sono acquisiti tramite l'approccio sperimentale, con le strumentazioni posizionato nell'area di interesse: i modelli di mesoscala come MM5 (modello adottato in questa tesi), utilizza i dati del contorno che provengono dai modelli di macroscala che hanno tenuto conto delle misurazioni delle stazioni meteorologiche.

I modelli microscala normalmente utilizzano i risultati dai modelli mesoscala oppure i dati dagli anemometri locali come condizioni al contorno, tale da ottenere il campo di vento di scala minore ed introdurre la sua dipendenza dal tempo.

I centri di ricerca che utilizzano il modello generale della circolazione (modello adottato per le previsioni climatici) sono ECMWF (*European Center for Medium-range Weather Forecast*) per l'Europa e NCAR-NCEP (*National Center for Atmospheric Research - National Center for Environmental Protection*) per gli Stati Uniti d'America. in seguito, sono descritti le metodologie da loro adottato.

Il modello ECMWF è capace di offrire una risoluzione di 25 [km] con 91 livelli verticali. I dati iniziali di ingresso sono ottenuti tramite il processo *Four-Dimensional Data Assimilation* (FDDA), che utilizza una serie dei dati speri-



mentali dalle stazioni meteorologiche e satelliti per un periodo di tempo di 12 ore. In particolare il metodo adottato dalla ECWMF è chiamato IFS (*Integrated Forecast System*).

Il modello utilizzato dalla NCEP è la GFS (*Global Forecasting System*), realizzato nel 1988. È capace di rappresentare tutto il mondo con una risoluzione di  $0.5^\circ \times 0.5^\circ$  (circa 55 [km]) mentre il dominio verticale è diviso in 64 piani, distribuiti in maniera opportuna, in modo da avere una maggiore risoluzione nei livelli bassi e quelli alti.

Il modello generale della circolazione (GCM) è fondamentale per fornire le condizioni al contorno per i modelli mesoscala. Quest'ultimi possono utilizzare metodo FDDA per processare i dati di input dal modello GCM e tramite la procedura di nesting si può colmare la differenza di scala.

### 5.3 Modelli mesoscala - categorie

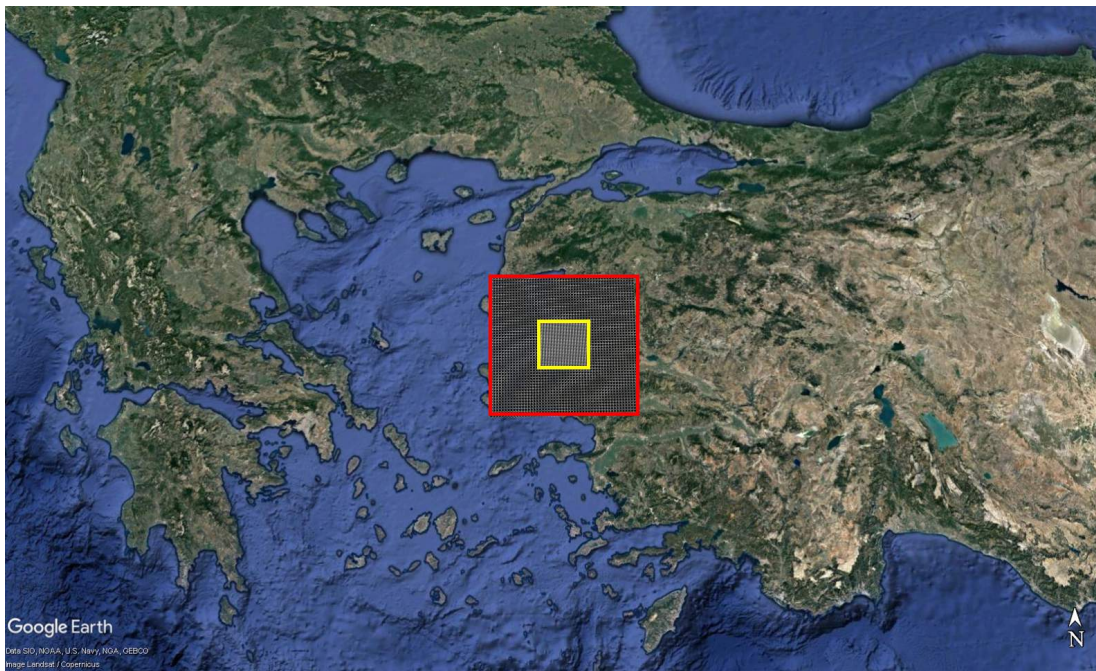
I modelli mesoscala sono dedicati per la descrizione dei fenomeni meteorologici locali aumentando la risoluzione spazio-temporale dei dati di input di macroscala. I modelli di mesoscala possono essere divisi in tre categorie: *metodo statistico-empirico*, *metodo dinamico-nesting* e *il metodo statistico-dinamico*. ognuno di essi utilizzano approcci diversi per trasformare i dati di macroscala in quelli utili per l'analisi del clima locale.

- **Metodo statistico-empirico:** questa metodologia implementa osservazioni sia da una scala globale che dal una scala locale, utilizzando le relazioni che esistono tra le anomalie della mesoscala e la macroscala. Assumendo che queste relazioni siano invariati nel tempo, è possibile ottenere i dati di mesoscale direttamente dagli input macroscala; le relazioni possono essere sia lineari che non. È evidente che questo approccio non può essere utilizzato per la valutazione della risorsa eolica in quanto i venti locali non sono direttamente legati alla scala globale per cui non è possibile ottenere delle relazioni affidabili.
- **Metodo statistico-dinamico:** un modello molto conosciuto di questo metodo è il modello KAMM (*Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model*), il quale è basato sull'ipotesi che ogni fenomeno climatico locale possa essere ricavato da una specifica distribuzione di frequenza di macroscala. Il modello mesoscala analizza diversi scenari delle combinazioni di variabili indipendenti di macroscala (ad esempio la classe della stabilità atmosferica, umidità relativa, radiazione solare ecc.) e parametri dipendenti della

scala locale; per ognuno di questi scenari il modello analizza i cambiamenti locali dovuto al terreno e la disomogeneità della superficie. Questo tipo di modello ha due aspetti critici:

1. Non è possibile presumere che i venti locali dipendano solamente dai variabili di macroscala;
  2. La correlazione che esiste tra due nodi del dominio è una combinazione lineare dei gli scenari di maggior scala; questo è dovuto all'ipotesi principale che le stesse condizioni di macroscala esista per tutto il dominio di macroscala. Quest'ipotesi quindi, esclude la possibilità di avere eventi differenti simultaneamente in diverse parti del dominio.
- **Metodo dinamico-nesting:** le caratteristiche principali di questo metodo è la loro dipendenza dal tempo; infatti migliorano le soluzioni provenienti da GCM sia in termini spaziale ma anche temporale. Questo metodo garantisce di ottenere la risoluzione spazio-temporale desiderata in maniera graduale evitando quindi un cambio improvviso della scala, in questa maniera riduce anche i problemi legati alla discontinuità nelle soluzioni numeriche. Il processo di nesting è diverso dall'aumento della densità del mesh nel CFD (*Computational Fluid Dynamics*); la procedura di nesting risolve diversi domini con risoluzioni spaziali differenti in maniera parallela, mentre nel CFD viene generalmente utilizzato lo stesso dominio ed eventualmente cambiare la densità della mesh. Nella tecnica nesting, le soluzioni del dominio più grossolano vengono utilizzati nel dominio più interno rispetto ad esso (con la risoluzione più alta), comunicando tramite la regione confinante tra i due. Tale comunicazione può essere ad una via o a due vie. Concettualmente non esiste un limite nel rapporto di risoluzione tra il dominio grossolano e quello ad esso confinante, ma generalmente si adotta questo rapporto pari a 3 nell'analisi di mesoscala. Il parallelismo adottato nella tecnica di nesting permette di migliorare la soluzione ad ogni time-step simulando numero di domini pari al numero di nesting ma con un diverso time-step. Esistono due procedure di nesting:
    1. *One Way Nesting:* le soluzioni del dominio grossolano vengono trasferite come le condizioni al contorno del dominio più fino, e quando si ottengono anche le soluzioni di quest'ultimo si passa al prossimo time-step;

2. *Two Way Nesting*: le soluzioni del dominio grossolano vengono trasferiti al dominio più fino, quando si ottengono anche le soluzioni di quest'ultimo, queste verranno utilizzati per migliorare le soluzioni del dominio grossolano. Tale procedura viene effettuata ad ogni time step.



**Figura 5.1:** Griglia di calcolo Nesting

I modelli con il metodo dinamico-nesting sono quelli principalmente utilizzati per le previsioni meteorologiche e quindi le loro equazioni sono in grado di prevedere gli eventi climatici in arrivo; queste equazioni possono anche essere utilizzati per analisi di *hindcasting*. Per questo impiego, i dati da usare come condizioni al contorno si devono riferire alle situazioni passate. Per evitare di avere le soluzioni non fisiche, è essenziale introdurre le tecniche che aiutano il codice numerico a convergere verso le soluzioni esistenti, che possono essere ottenute tramite il processo FDDA.

Diversamente dai modelli statistici, i modelli dinamici cercano di simulare il comportamento fisico dell'atmosfera in ogni singolo nodo del dominio tramite i modelli dello strato limite ambientale, della precipitazione, della formazione delle nubi, dello scambio di energia e del comportamento del suolo. In questo modo, non c'è una correlazione tra i diversi punti presenti nel dominio di calcolo; è possibile però, valutare la correlazione nel processo di post-processing attraverso il database delle soluzioni simulate.

## 5.4 Modello di mesoscala KAMM

Il modello di mesoscala KAMM (*Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model*) utilizza l'approccio statistico-dinamico per ottenere le soluzioni dei problemi di mesoscala. Utilizza una serie di equazioni per le componenti di velocità, un'atmosfera non idrostatica ed i venti non ciclonici tale da evitare di simulare le onde acustiche; la tecnica è definita come un approccio anelastico per un campo di vento non idrostatico. I fenomeni delle sotto-griglie sono parametrizzati ed ha differenti tecniche di soluzioni: per una stratificazione neutrale utilizza i coefficienti di diffusione dipendenti dalla stabilità atmosferica, mentre utilizza un regime di chiusura non locale per lo strato misto convettivo. Le derivate spaziali sono risolte attraverso il metodo delle differenze centrate e non con la griglia *staggered*; i termini convettivi sono valutati attraverso un algoritmo della correzione del trasporto del flusso. Le condizioni al contorno assumono il gradiente nullo per le direzioni normali alle superfici di ingresso laterali, mentre assume condizione radiativa di *Orlanski* per la parte di uscita in modo tale da permettere il passaggio attraverso limiti del contorno senza riflessioni. Le onde gravitazionali possono essere impostate come condizioni al contorno con uso delle condizioni di *Klemp* e *Durran*. Le simulazioni KAMM sono utilizzate per la valutazione della risorsa eolica con uso di un modello inizializzato con uno stato di riferimento idrostatico ed un vento geo-strofico; in questa maniera l'orografia risulta ad essere come una perturbazione che altera il profilo di riferimento. Il modello può essere inizializzato che con il profilo verticale del vento geo-strofico e la temperatura.

Il modello inizia da una condizione stazionaria inserendo le informazioni riguardane il gradiente di pressione orizzontale all'altitudine geo-strofica, mentre le temperature del suolo e dell'acqua sono inseriti come differenza rispetto alla temperatura iniziale del vento. La metodologia delle soluzioni si basa sul metodo *downscaling* statistico dove i parametri indipendenti sono le classi delle velocità, direzione del vento e le classi della stabilità atmosferica: normalmente si adottano 12 settori direzionali e 10 o più classi di vento. Mentre per la stabilità atmosferica in genere sono 5 classi.

Filtrando gli eventi non significativi, il modello KAMM normalmente valuta 150 statistiche indipendenti; in questo modo il modello valuta la velocità del vento in un singolo punto come combinazione lineare pesata di ogni statistica simulata. L'analisi dei scenari è generalmente effettuato tramite 40 anni di dati di *re-analysis* (progetti NCEP-NCAR), così permettendo di conoscere il comportamento dei variabili meteorologiche con una risoluzione spaziale di  $1^\circ$  (circa 200 [km]) e con una frequenza di 4 dati al giorno. In questo modo sono disponibili

li più di 58400 scenari; tutti questi scenari saranno tabulati per ottenere le 150 statistiche pesate sulla probabilità dell'occorrenza.

Il vento geo-strofico è valutato a 850 [hPa]. Il numero di *Froude* è utilizzato per identificare la classe di stabilità. Con le condizioni standard atmosferici è possibile osservare che la pressione di 850 [hPa] corrisponde ad una quota di 1500 [m].

Il modello KAMM è usato in combinazione con il modello WAsP per migliorare la risoluzione ed aumentare la confidenza dell'anemometro virtuale, ottenuto tramite il modello mesoscala, posizionata ad un'altezza tipica della turbina eolica. Quest'approccio può essere utile perché i casi indipendenti sono stati già valutati precedentemente, riducendo quindi le simulazioni mesoscala; Quest'approccio non è possibile con i modelli di mesoscala dipendenti dal tempo. Questa semplificazione, tuttavia presenta una serie di errori:

- Le frequenze valutate dai dati di macroscale non sono molto rappresentativi dei venti locali reali. In questo modo è possibile che alcune soluzioni vengano filtrate ed alcune frequenze di occorrenze vengono trascurate.
- L'approccio statistico-dinamico definisce una correlazione tra i nodi della griglia della valutazione più lontane come un unico scenario (ponendo la stessa intensità e la direzione del vento ed anche la stessa classe di stabilità) e valutare successivamente la deviazione rispetto allo stato di riferimento. In particolare quest'ipotesi non può essere applicata per il terreno con orografia complessa.
- L'assenza dei flussi non stazionari come le variazioni notturne e le brezze possono indurre ad una povera rappresentatività locale per la valutazione eolica; questi tipi di flussi sono particolarmente rilevanti nelle aree caratterizzate come interfaccia terra-mare. Le condizioni climatiche legati ai fenomeni ventosi non stazionari sono anche molto importanti per la stima dei venti estremi; quest'ultimi sono i dati di ingresso per la progettazione delle strutture.
- La semplicità dell'approccio statistico-dinamico non è presente nelle statistiche indipendenti che non adottano la condizione di stazionarietà. Queste statistiche possono essere identificati con bassa turbolenza e bassa diffusione, ed in caso dei venti deboli, si ha un gradiente di pressione molto basso. Per ridurre gli errori relativi a questo è necessario che il tempo di simulazione sia aumentato.

- Il modello non ha informazioni dell'orografia del terreno al di fuori del dominio di simulazione e quindi i risultati vicino al confine del dominio risultano i meno affidabili; questo problema può essere evitato con il modello dinamico-nesting.

## 5.5 Modello WINDS

Anche in Italia fu realizzato un modello in grado di descrivere la distribuzione della risorsa eolica. Questo lavoro è stato compiuto dalla Università degli studi di Genova con la collaborazione di CESI (*Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*). Anche questo approccio utilizza modello statistico-dinamico ed utilizza i dati preliminari dell'analisi di macroscale proveniente dalla ECWMF.

Per il modello WINDS è stato utilizzato un database di 10 anni, con la frequenza di 4 dati al giorno e con una risoluzione spaziale di  $0.5^\circ$ . Modello di mesoscale adottato si chiama WINDS (*Windfield Interpolation by Non Divergent Schemes*); applica un approccio non divergente per lo studio del vento, riducendo gli errori legati al termine della divergenza della massa ed utilizza il database inglese NOAA-BL (*Numerical Objective Analysis Boundary Layer*) ed ottiene il campo di moto in due passaggi:

1. Definire un primo tentativo del campo del vento ottenuto come interpolazione dei dati del vento provenienti dalle stazioni meteo note.
2. Analisi della massa nel campo del vento minimizzando il valore della divergenza di massa all'interno del dominio. Il codice di quest'analisi è stato realizzato nei primi anni dell'80 e sono principalmente adottati per lo studio della qualità dell'aria.

Le condizioni al contorno sono ottenute impostando il vento geo-strofico a 5000 [m] sopra la superficie terrestre all'interno del dominio di calcolo (200 [km] x 200 [km]). All'interno di ogni dominio sono presenti 48 scenari indipendenti (16 direzioni del vento e 3 classi di velocità), completamente trascurando gli effetti legati ai diversi strati atmosferici. Siccome i dati GCM provenienti dalla ECWMF hanno una risoluzione spaziale di 50 [km] x 50 [km], è possibile verificare che il codice WINDS può avere al massimo 16 punti di macroscale per ogni dominio. Per rispettare l'uniformità del vento geo-strofico, viene adottata una velocità media alla quota di 5000 [m], e per ogni scenario legato a questo valore della velocità di vento, viene valutata la frequenza caratteristica; quest'ultima è usata come il peso per la simulazione finale. Una volta che la soluzione spaziale per ogni

scenario è stato ottenuta, la velocità media di ogni nodo della griglia di calcolo è calcolata come la media pesata di ogni singola soluzione tramite la probabilità di occorrenza del vento geo-strofico.

L'uso di un modello puramente non divergente non può rispettare correttamente le influenze dell'orografia complessa, perciò gli autori di questo modello hanno adottato una correzione post-processing con l'uso di 240 stazioni meteo, sparsi in tutto il dominio (Italia), è ovvio che più sono il numero delle stazioni e più i risultati finali sono più affidabili.

Un atlante eolico costruito con questo modello mostra delle limitazioni sull'affidabilità della descrizione del vento nei luoghi con orografia complessa, tuttavia offre una soluzione molto veloce in termini dei costi computazionali ed il tempo.

## 5.6 Modello ARW

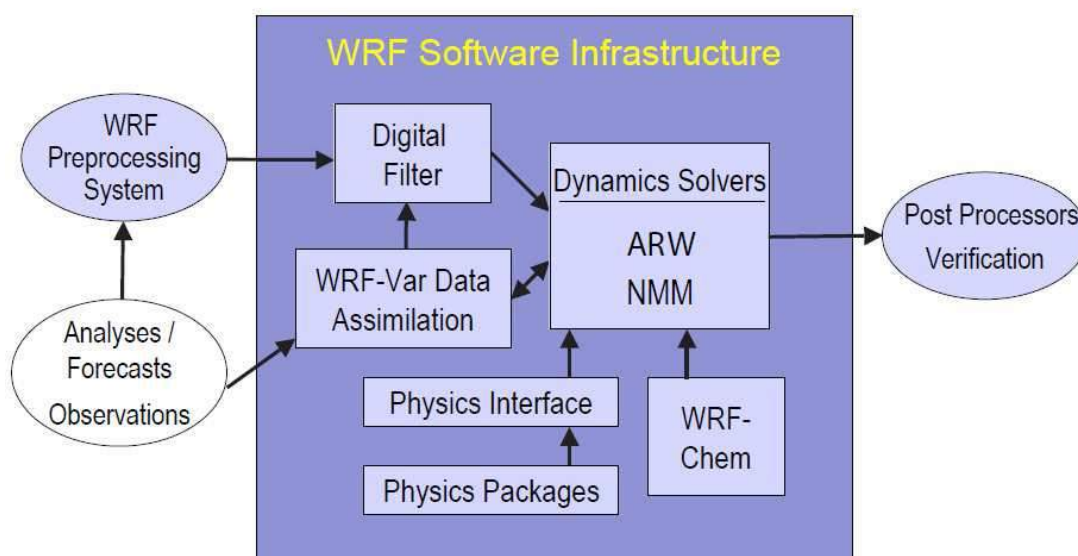
WRF è un modello sviluppato grazie alla collaborazione di diversi centri di ricerca:

- NCAR *Mesoscale and Microscale Meteorology division*
- NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*)
- NCEP
- *Forecast System Laboratory* (FSL)
- *Air Force Weather Agency* (AFWA)
- *Naval Research Laboratory* (NRL)
- *Center of Analysis and Prediction of Storm* (CAPS)
- *Federal Aviation Administration* (FAA)

Nella figura seguente sono illustrati i solutori dinamici più comuni:

- ARW, chiamato anche solutore euleriano, sviluppato dalla NCAR;
- *Nonhydrostatic Mesoscale Model* (NMM), sviluppato dalla NCEP.

Entrambi i modelli utilizzano *Weather Software Framework* (WSF) ma non tutti modelli fisici in gioco siano i stessi perciò non sono pienamente compatibili.



**Figura 5.2:** Struttura dei modelli WRF

Il modello ARW risolve un sistema delle equazioni euleriano, non idrostatico e comprimibile trovando i valori dei variabili interessati. questi variabili sono le componenti della velocità orizzontale (lungo X e Y), velocità verticale (lungo Z), le perturbazioni di temperatura, perturbazioni geo potenziali e la pressione dell'aria secca. Altri variabili possono essere l'energia cinetica turbolenta, titolo del vapore, composizione chimica ecc.

## 5.7 Modello adottato - MM5

Uno dei modelli di mesoscala più importanti che appartiene al metodo dinamico-nesting è il modello PSU/NCAR *Mesoscale Model Fifth Generation* (MM5), sviluppato dalla *Penn State University* e NCAR. Tale modello prende le basi dei studi di *Anthes* e *Warner*; inizialmente questo modello numerico era solo idrostatico, e successivamente ai diversi rilasci è diventato non idrostatico.

Il modello è basato sulle equazioni della conservazione di energia e della quantità di moto ed adotta un'equazione per la descrizione della perturbazione della pressione (modello prognostico sulla pressione). Il modello adotta il sistema di coordinate della pressione *Sigma*, basato sulla pressione idrostatica di riferimento, ed usa uno schema numerico di differenze finite (*Arakawa B staggering*).

La griglia di calcolo è regolare e proiettata sul sistema di coordinate geografico e quindi utilizza un fattore di mappa ed una serie dei termini inerziali legati alla curvatura della terra.



Il modello numerico risolve il campo di vento tramite l'uso di 4 principali schemi:

1. **Schema della radiazione solare:** la radiazione solare rappresenta l'energia che innesca il movimento delle masse d'aria. La radiazione solare assorbito dal suolo è dipendente dal tempo, posizione della terra e copertura delle nubi.
2. **Schema delle nuvole:** esistono diversi schemi fisici che hanno il compito di simulare la presenza delle nuvole e devono essere selezionati in funzione alla risoluzione spaziale del dominio di calcolo.
3. **Schema per i fenomeni fisici di piccola scala:** questo schema controlla tutte le fasi di cambiamento atmosferico che può influenzare il bilancio di energia.
4. **Schema ABL:** è lo schema dedicato a simulare l'evoluzione dello strato limite ambientale (ABL) e la tendenza dei suoi parametri.

Il sistema di coordinate verticale *Sigma* è definito in funzione della pressione:

$$\sigma_c = \frac{(P_0(Z) - P_{top})}{(P_{bottom} - P_{top})} \quad (5.1)$$

Dove la  $P_{bottom}$  e  $P_{top}$  sono le pressioni alla superficie terrestre e quella alla quota massima del dominio, dove  $P_{top}$  rimane costante.

La turbolenza è preso in considerazione tramite l'introduzione del termine diffusivo. Per un generico valore scalare  $a$  è possibile definire l'equazione:

$$D(a) = K_h \cdot (\Delta s)^2 \cdot \left( \frac{\partial^4 a}{\partial x^4} + \frac{\partial^4 a}{\partial y^4} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( K_v \cdot \frac{\partial a}{\partial z} \right) + (tendenze ABL) \quad (5.2)$$

Dove:

- $D(a)$  è il termine diffusivo legato allo scalare  $a$
- $K_h, K_v$  sono i coefficienti di diffusività orizzontali e verticali
- $\Delta s$  è la risoluzione spaziale orizzontale del modello

Il termine scalare ( $a$ ) è risultato di una media di quarto ordine (secondo ordine nei bordi del dominio del calcolo).

Viene utilizzato l'approccio di *Smagorinsky* per il coefficiente diffusivo orizzontale, legato alle deformazioni dovuti ai sforzi:

$$K_h = K_{h0} + \frac{1}{2} \cdot k^2 \cdot (\Delta s)^2 \cdot \left[ \left( \frac{\partial u}{\partial x} - \frac{\partial v}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (5.3)$$

Dove:

- $k$  è la costante di *Von Karman* (circa 0.4)
- $K_{h0}$  è il valore di  $K_h$  alla superficie e corrisponde a  $3 \cdot 10^{-3} [\partial s^2 / \partial t]$

Per la stabilità numerica il valore  $K_h$  deve essere minore di  $\frac{1}{64}[\partial s^2 / \partial t]$ .

Per il coefficiente diffusivo verticale, il modello MM5 definisce che, sopra lo strato miscelato, è possibile far uso delle seguenti equazioni:

$$K_v = K_{v0} + l^2 \cdot S^{1/2} \cdot \frac{R_{ic} - R_i}{R_{ic}} \quad R_i < R_{ic} \quad (5.4)$$

$$K_v = K_{v0} \quad R_i > R_{ic} \quad (5.5)$$

Dove  $K_{v0}$  è pari a 1 [ $m^2/s$ ],  $l$  pari a 40 [ $m$ ] e  $R_{ic}$  è il numero di *Richardson* critico ed è dipendente dallo spessore del layer:

$$R_{ic} = 0.257 \Delta z^{0.175} \quad (5.6)$$

Mentre  $R_i$  è il numero di *Richardson* definito come:

$$R_i = \frac{g}{\theta} \frac{\partial \theta}{S \partial z} \quad (5.7)$$

Dove  $g$  è l'accelerazione gravitazionale e  $S$ :

$$S = \left( \frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial z} \right)^2 + 10^{-9} \quad (5.8)$$

Mentre  $\theta$  è la temperatura potenziale, ovvero la temperatura dell'aria che avrebbe se fosse portata, tramite uno spostamento adiabatico, ad una pressione standard di riferimento  $P_0$ , in genere 1 [ $bar$ ]. È espressa da:

$$\theta = T_a \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{R_a}{C_{pa}}} \quad (5.9)$$

Con  $T_a$  la temperatura assoluta,  $R_a$  la costante dei gas per l'aria e il  $C_{pa}$  il calore specifico a pressione costante dell'aria.

All'interno dello strato limite ambientale (ABL), il comportamento diffusivo è in funzione del modello adottato. Per la valutazione della risorsa eolica è necessario far uso dei modelli di ABL ad alta risoluzione, poiché si devono avere i dati affidabili per le altezze vicino al suolo. Il modello MM5 è in grado usare diversi modelli ad alta risoluzione, ognuno di essi ha i suoi pro e contro: *Blackadar*, MRF, MRF-LSM, Eta PBL.

Il modello *Blackadar* (*Zhang e Anthes, 1982* [93]) rappresenta ABL in diversi layer e calcola la quantità di moto e la struttura termodinamica dell'ABL in maniera esplicita. Il modello divide l'atmosfera in quattro categorie in funzione al numero di *Richardson*: stabile, turbolenza meccanicamente guidata, instabile (convezione forzata), instabile (convezione naturale). Il modello *Blackadar* considera due differenti schemi dei regimi dell'ABL, il regime notturno ed il regime di convezione naturale. Le prime tre categorie (stabile, turbolenza meccanicamente guidata e convezione forzata) si trovano nel regime notturno, il quale solitamente è stabile o al massimo marginalmente stabile.

Il modello *Medium Range Forecast* (MRF) è un schema di ABL che utilizza il cosiddetto flusso *counter-gradient* per il calore e l'umidità nelle condizioni instabili. L'altezza dell'ABL è determinata tramite il numero di *Bulk-Richardson* critico. Esso controlla la diffusione verticale con un schema implicito locale, ed è basato sul numero di *Richardson* locale nell'atmosfera.

I modelli numerici non idrostatici utilizzano uno schema di suddivisione del tempo per aumentare l'efficienza del calcolo; perché le equazioni non idrostatiche sono completamente comprimibili, e permettono la presenza delle onde sonore. Questi modelli sono veloci e richiedono pochi time-step per la stabilità numerica. Tramite l'uso di uno schema semi-implicito è possibile separare i termini direttamente legati alle onde acustiche con altri termini, e gestire con i primi con il numero di time-step minori. Questa tecnica adottata si chiama schema del secondo ordine di *leap-frog* e si ottengono i vantaggi di avere un singolo calcolo per ogni time-step [94, 95].

# Capitolo 6

## Confronto approccio sperimentale Vs. approccio numerico

Entrambi metodi per l'acquisizione dei dati climatici sopra descritti sono possibili soluzioni da adottare per la valutazione della risorsa eolica.

La principale differenza tra gli due approcci risiede nel fatto che con il primo, si ha la necessità delle costruzioni fisiche delle torri anemometriche nell'area di interesse; e siccome i dati di un singolo anemometro sono puntuali, per avere la valutazione di un'intera area, sono necessari diversi anemometri assieme a tutti i sensori di acquisizione, e l'acquisizione dei dati deve durare per almeno un anno. È ovvio che questo processo sia estremamente costoso in termini di tempi e di denaro, mentre il secondo approccio ha il vincolo puramente computazionale, che grazie allo sviluppo tecnologico, può essere oltrepassato.

L'approccio sperimentale, siccome si tratta dell'acquisizione sul sito, ha la massima affidabilità dei fenomeni meteorologici di osservazione; per una valutazione eolica devono essere presenti i dati di almeno un anno, ma in genere gli anemometri vengono lasciati sul sito per acquisire i dati anche negli anni successivi, utilizzati come le stazioni meteorologiche. Per ogni anemometro si ha una serie dei dati; acquisiti con la frequenza di campionamento di 1 [Hz] ma non vengono registrati i dati istantanei bensì i valori medi e deviazioni standard, con il tempo di media generalmente di 10 minuti. I costi di quest'approccio sono legati principalmente alla costruzione delle torri e l'equipaggiamento di misura ed ovviamente la loro manutenzione durante gli anni.

L'approccio numerico, invece, che per la valutazione della risorsa eolica, deve essere almeno di modello mesoscala, necessitano i dati di macroscale come

---

condizioni al contorno; questi dati possono essere ottenuti tramite i vari centri di ricerca come ECWMF oppure NCAR-NCEP, ma di base questi centri di ricerca elaborano i dati storici provenienti dagli anemometri. Ciò significa che l'approccio numerico non può essere sostitutiva all'approccio sperimentale, bensì complementare ad esso. L'approccio pertanto ha le seguenti caratteristiche:

- Si ottiene un'area di dati invece che in un singolo punto; l'area è definito dal dominio di calcolo, la sua area e la risoluzione dipendono unicamente dalle risorse computazionali;
- I dati ottenuti sono istantanei con un passo temporale minimo di 4 minuti (con il modello MM5), quindi non sono state fatte le analisi statistiche. Con questo passo temporale dei dati, è possibile che alcuni fenomeni meteorologici non vengono apprezzati.
- L'affidabilità dei suoi dati sono inferiori di quelli sperimentali, è buona norma considerare che abbiano un errore del 10%
- I tempi di calcolo dipendono da diversi aspetti: dimensioni del dominio, risoluzione spazio temporale del dominio ed anche la durata di osservazione. Ma in ogni caso i tempi sono molto più ridotti dell'approccio sperimentale.

In base alla teoria dei segnali, più precisamente il teorema di *Nyquist-Shannon*, tutti i fenomeni sono tenuti in conto se vale la seguente disuguaglianza:

$$f_c > 2 \cdot f_{max} \quad (6.1)$$

Dove  $f_{max}$  è la frequenza massima dei fenomeni osservabili e  $f_c$  è la frequenza di campionamento ed è definito come:

$$f_c = \frac{1}{\Delta t} \quad (6.2)$$

Con  $\Delta t$  il passo temporale tra un dato acquisito ed un altro.

Quindi detto in un altro modo, i fenomeni fisici che sono apprezzabili sono quelli minore della metà della frequenza del campionamento.

$$f_a < \frac{1}{2} f_c \quad (6.3)$$

Per l'approccio sperimentale la frequenza di campionamento è 1 [Hz] mentre per l'approccio numerico può essere ricavato come:

$$f_c = \frac{1}{4 \cdot 60} = 0.0031 \text{ [Hz]} \quad (6.4)$$

Quindi i fenomeni fisici osservabili in due approcci sono rispettivamente quelli minori di  $0.5 [Hz]$  e quelli minori di  $0.0015 [Hz]$ . Ciò significa che è molto probabile che alcuni fenomeni non vengano osservati nel numerico mentre sono presenti nello sperimentale, per fare un esempio di questi, possono essere le forti raffiche.

Nella tabella seguente sono riportati messi a confronto tutte le caratteristiche dei due approcci:

	<b>Sperimentale</b>	<b>Numerico</b>
<b>Copertura</b>	Puntuale	Area
<b>Tempi</b>	>1 anno	Mesi
<b>Costo</b>	Torri&sensori&manutenzione	Ore computazionali
<b>Tipologia dati</b>	Valori medi e deviazione standard	Istantanei
<b>Dati di input</b>	Nessuno	Dati di macroscale
<b>Affidabilità</b>	Massima	Buona
<b>Risoluz. spaziale</b> $[m]$	Posizione anemometri	Fino a 250
<b>Risoluz. temporale</b> $[s]$	1	320

**Tabella 6.1:** Confronto approccio sperimentale Vs. numerico

Allo scopo della tesi, che ha fine il fine di essere un progetto preliminare, quindi per la praticità dei fatti, si è optato per l'approccio numerico. Grazie all'uso del cluster dell'*Università Politecnica delle Marche*, è stato possibile ottenere, per il sito prescelto (*Aliaga, Turchia*) i dati climatici a diverse altezze, fino ad arrivare al vento geo-strofico (circa 10 000 metri), di un'area  $50 [km] \times 50 [km]$  con una risoluzione di  $1 [km] \times 1 [km]$  e l'area di  $150 [km] \times 150 [km]$  con la risoluzione di  $3 [km] \times 3 [km]$  (procedura di nesting), per gli anni 2016 e 2017. Sono stati scelti i dati meteorologici con la maggior risoluzione ( $1 [km] \times 1 [km]$ ) per il lavoro di questa tesi.

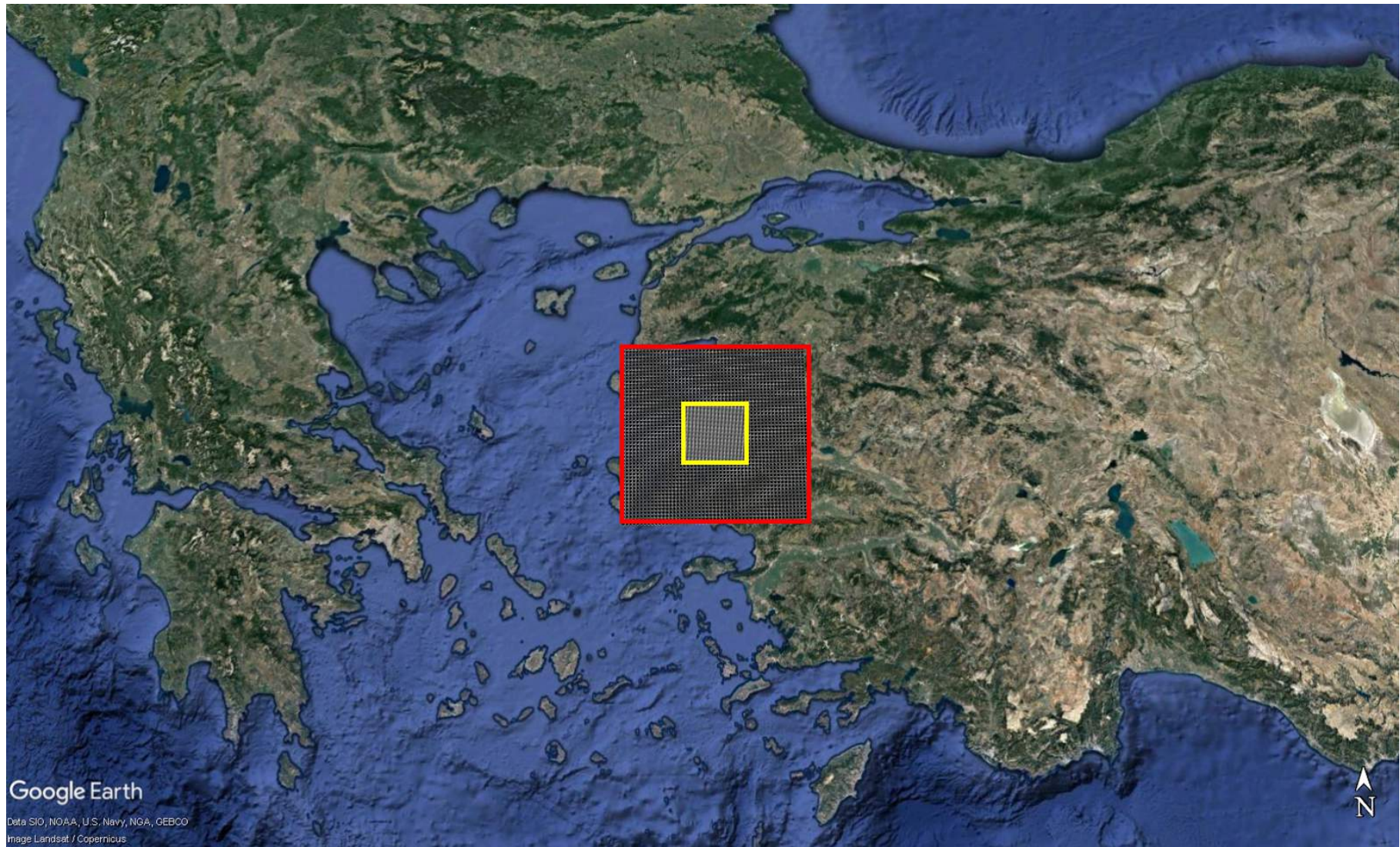


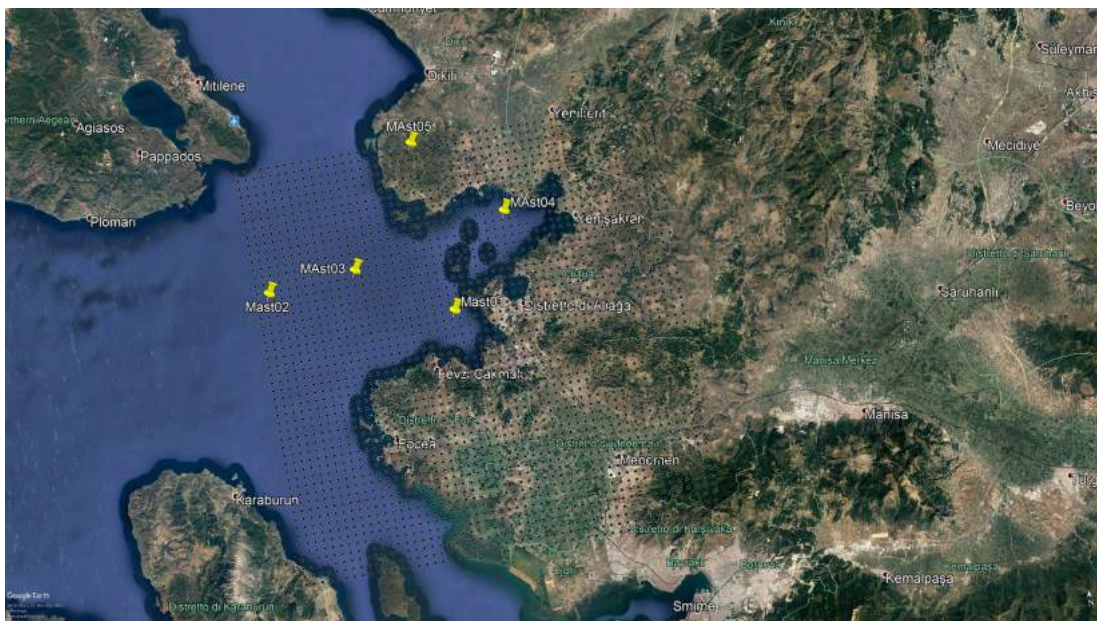
Figura 6.1: Dominio di calcolo

# Capitolo 7

## Analisi anemologica

Come risultato da MM5, si ottiene una griglia di dati, ogni punto rappresenta una torre anemometrica virtuale; allo scopo per l'elaborazione di questi dati, in modo di avere una valutazione del sito scelto, sono opportunamente selezionati cinque anemometri caratteristici, rappresentati in figura 7.1:

- Mast 01, 38°47'43.21"N 26°51'52.07"E
- Mast 02, 38°50'54.15"N 26°36'8.98"E
- Mast 03, 38°51'30.16"N 26°43'52.83"E
- Mast 04, 38°53'48.50"N 26°57'32.92"E
- Mast 05, 38°59'21.93"N 26°50'31.18"E



**Figura 7.1:** Posizione dei cinque anemometri virtuali



I cinque anemometri sono stati scelti in modo tale da:

1. avere la valutazione in entrambi i golfi (Mast 01 e Mast 04);
2. avere una valutazione nei luoghi in cui non si risentono più effetti dell'orografia (Mast 02);
3. avere una valutazione poco fuori dei golfi, utile per un eventuale soluzione floating (Mast 03);
4. avere un confronto tra i dati del vento su terra ed *offshore* (Mast 05).

```
"Latitude: N 38° 47' 41.390""
"Longitude: E 26° 51' 51.120""
Elevation: 0 m
Calm threshold: 0 m/s
Included flags: <Unflagged data>
Excluded flags:
```

Time stamps indicate the beginning of the time step.

Date/Time	PBLH [m]	Temp@2m [K]	SWR Radiation [W/mq]	LWR Radiation [W/mq]	speed@0321m [m/s]	dir@0321m [°]								
01/01/2016 00:04	1016,8	274,4	0,0	216,48	8,633	28,7	270,0	98619,7	60,41	8,550	28,4	270,5	99436,0	59,39
01/01/2016 00:08	1159,6	274,9	0,0	217,59	9,411	28,7	270,1	98787,0	60,82	9,383	28,5	270,7	99604,1	59,93
01/01/2016 00:12	1229,2	275,2	0,0	218,71	9,548	31,5	270,3	98900,1	61,04	9,523	31,4	270,8	99717,6	60,29
01/01/2016 00:16	1284,3	275,3	0,0	219,43	9,604	31,2	270,4	98857,2	61,63	9,583	31,2	271,0	99674,0	60,94
01/01/2016 00:20	1344,7	275,5	0,0	219,96	9,625	30,6	270,5	98838,6	61,95	9,605	30,6	271,1	99654,8	61,29
01/01/2016 00:24	1372,7	275,6	0,0	220,62	9,330	30,2	270,7	98789,4	61,96	9,314	30,2	271,3	99604,8	61,28
01/01/2016 00:28	1411,3	275,8	0,0	221,02	9,416	28,8	270,8	98808,4	61,81	9,398	28,8	271,4	99623,4	61,08
01/01/2016 00:32	1458,3	276,0	0,0	221,55	9,708	29,1	270,9	98801,7	61,85	9,689	29,1	271,6	99616,3	61,08
01/01/2016 00:36	1517,2	276,2	0,0	222,09	10,019	29,3	271,1	98824,1	61,78	10,008	29,2	271,7	99638,5	61,00
01/01/2016 00:40	1579,7	276,4	0,0	222,65	10,303	30,1	271,1	98865,9	61,52	10,304	30,0	271,8	99680,4	60,76
01/01/2016 00:44	1622,1	276,4	0,0	223,04	10,637	31,3	271,1	98902,5	61,37	10,643	31,3	271,8	99717,3	60,63
01/01/2016 00:48	1641,6	276,4	0,0	223,21	10,813	32,4	271,1	98935,6	61,53	10,819	32,3	271,7	99750,7	60,79
01/01/2016 00:52	1646,6	276,4	0,0	223,39	10,644	32,7	271,1	98962,6	61,73	10,649	32,7	271,7	99778,0	60,99
01/01/2016 00:56	1642,3	276,4	0,0	223,60	10,336	32,6	271,1	98977,9	61,86	10,341	32,6	271,7	99793,4	61,09
01/01/2016 01:00	1637,3	276,3	0,0	223,72	10,062	32,7	271,1	98985,3	61,94	10,066	32,7	271,7	99800,8	61,14
01/01/2016 01:04	1636,3	276,3	0,0	223,84	9,901	32,9	271,1	98997,0	62,00	9,904	32,9	271,7	99812,6	61,17
01/01/2016 01:08	1632,7	276,3	0,0	223,95	9,751	33,2	271,1	99010,1	62,03	9,754	33,2	271,7	99825,8	61,17
01/01/2016 01:12	1623,8	276,2	0,0	224,03	9,560	33,1	271,1	99017,7	62,02	9,564	33,1	271,7	99833,5	61,13
01/01/2016 01:16	1616,1	276,2	0,0	224,07	9,377	32,5	271,1	99017,3	61,98	9,380	32,5	271,7	99833,1	61,08
01/01/2016 01:20	1610,3	276,2	0,0	224,09	9,219	31,7	271,1	99010,6	61,92	9,220	31,7	271,7	99826,3	61,00
01/01/2016 01:24	1603,2	276,1	0,0	224,10	9,076	31,0	271,1	99002,1	61,84	9,076	31,1	271,7	99817,7	60,90
01/01/2016 01:28	1594,5	276,1	0,0	224,13	8,937	30,8	271,1	98994,2	61,77	8,936	30,9	271,8	99809,8	60,80
01/01/2016 01:32	1588,0	276,1	0,0	224,21	8,803	30,8	271,2	98988,7	61,74	8,801	30,8	271,8	99804,2	60,76
01/01/2016 01:36	1585,2	276,1	0,0	224,36	8,686	30,5	271,2	98984,6	61,76	8,684	30,6	271,8	99800,0	60,75
01/01/2016 01:40	1584,2	276,1	0,0	224,53	8,608	30,1	271,2	98980,0	61,78	8,606	30,2	271,8	99795,3	60,76
01/01/2016 01:44	1583,7	276,1	0,0	224,71	8,576	29,8	271,2	98973,7	61,78	8,575	29,9	271,8	99788,8	60,75
01/01/2016 01:48	1584,2	276,1	0,0	224,86	8,580	30,0	271,2	98964,8	61,76	8,580	30,1	271,8	99779,8	60,72
01/01/2016 01:52	1583,5	276,2	0,0	224,91	8,601	30,6	271,2	98952,0	61,74	8,602	30,7	271,8	99766,9	60,69
01/01/2016 01:56	1579,2	276,2	0,0	224,89	8,621	31,5	271,2	98935,9	61,73	8,623	31,6	271,8	99750,7	60,69
01/01/2016 02:00	1571,0	276,2	0,0	224,84	8,636	32,4	271,2	98918,9	61,79	8,639	32,5	271,8	99733,6	60,75
01/01/2016 02:04	1560,4	276,2	0,0	224,77	8,659	33,3	271,2	98903,6	61,94	8,663	33,4	271,8	99718,2	60,89
01/01/2016 02:08	1550,8	276,2	0,0	224,73	8,697	34,1	271,2	98892,0	62,19	8,702	34,2	271,8	99706,5	61,13
01/01/2016 02:12	1545,7	276,2	0,0	224,70	8,755	34,5	271,2	98885,1	62,51	8,761	34,6	271,8	99699,6	61,44
01/01/2016 02:16	1545,3	276,2	0,0	224,70	8,829	34,6	271,2	98882,2	62,87	8,834	34,7	271,8	99696,8	61,79
01/01/2016 02:20	1548,1	276,2	0,0	224,74	8,908	34,6	271,1	98881,6	63,23	8,914	34,7	271,8	99696,2	62,15
01/01/2016 02:24	1552,2	276,2	0,0	224,76	8,975	34,6	271,1	98881,7	63,62	8,982	34,7	271,7	99696,3	62,54
01/01/2016 02:28	1557,9	276,2	0,0	224,77	9,029	34,8	271,1	98880,8	64,05	9,038	34,9	271,7	99695,5	62,97
01/01/2016 02:32	1563,4	276,1	0,0	224,79	9,063	35,1	271,1	98879,3	64,56	9,072	35,2	271,7	99694,1	63,48
01/01/2016 02:36	1568,9	276,1	0,0	224,83	9,070	35,5	271,0	98877,0	65,14	9,082	35,6	271,7	99691,8	64,05

**Figura 7.2:** Esempio file *.txt* come output da MM5

Per ogni anemometro MM5 ha come output un file *.txt* (vedi figura 7.2) che riporta la storia temporale con un passo di quattro minuti di tutti i parametri:

- PBLH (Planetary Boundary Level Height), è l'equivalente dell'ABL
- SWR, nullo durante la notte
- LWR

- temperatura
- velocità
- direzione
- pressione
- umidità relativa

Per gli ultimi cinque parametri, siccome variano con le altezze, sono riportati alle diverse altezze: 2 - 10 - 30 - 51 - 71 - 92 - 122 - 163 - 204 - 255 [m]; la soluzione numerica predispone i risultati fino alla quota del vento geo-strofico (circa 10 000 [m]) ma andare oltre alla quota di 250 [m] non ha senso in quanto altezza massima di una turbina eolica sia di circa 200 [m] (altezza mozzo sommato al raggio rotore).

L'informazione della temperatura a 2 [m] è utile per una valutazione agricola, ciò implica che per lo scopo della tesi tale informazione può essere ignorato.

Data dalla grande quantità dei dati da analizzare, si è costruito un software tramite piattaforma *Matlab* che ha lo scopo di processare tutti i dati in gioco e come output di fornire le immagini illustrative, tale da avere un'immediata valutazione. L'altezza di riferimento è stato presa a 122 [m] in quanto l'altezza del mozzo di una turbina *offshore* si aggira sui 110 [m]. Tale software analizza diversi aspetti: trend climatici giornalieri per ogni stagione, velocità medie mensili durante gli anni, rose dei venti con 36 settori garantendo una maggiore risoluzione, stima dei parametri di *Weibull*, profilo di velocità e la stima dei suoi coefficienti per le due leggi in ogni settore, ed infine anche una valutazione di produzione annua con tre turbine di riferimento. Non è stato possibile effettuare l'analisi della turbolenza atmosferica in quanto si hanno solo i dati sulle velocità istantanea ogni 4 minuti e non medi, quindi non sono presenti le informazioni sulle deviazioni standard, utili per il calcolo della turbolenza atmosferica.

## 7.1 Trend climatici

Al fine di avere una buona valutazione delle condizioni climatiche del sito, sono state calcolate le medie orarie in modo da avere i trend giornalieri dei vari parametri (temperatura, pressione, irraggiamento solare, umidità, velocità vento, direzione vento), diviso per stagioni per le due annualità. Dovuto alla grande mole di dati, in seguito verranno presentati i risultati dell'anemometro Mast 04

all'altezza di 122 [m] in quanto i trend tra i vari anemometri risultano pressoché uguali.

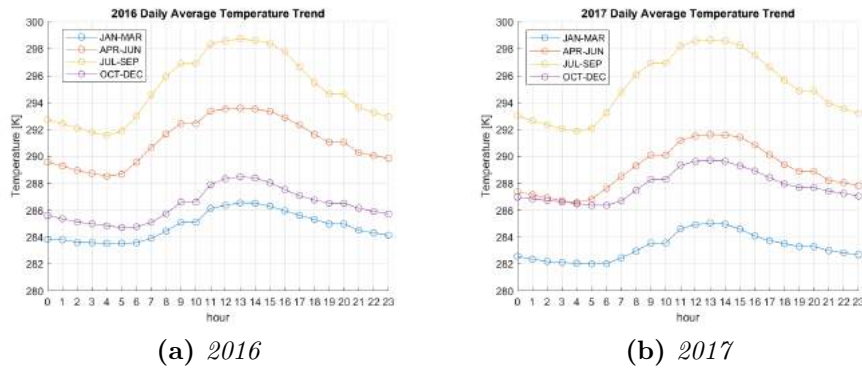


Figura 7.3: Trend giornaliero: temperatura aria

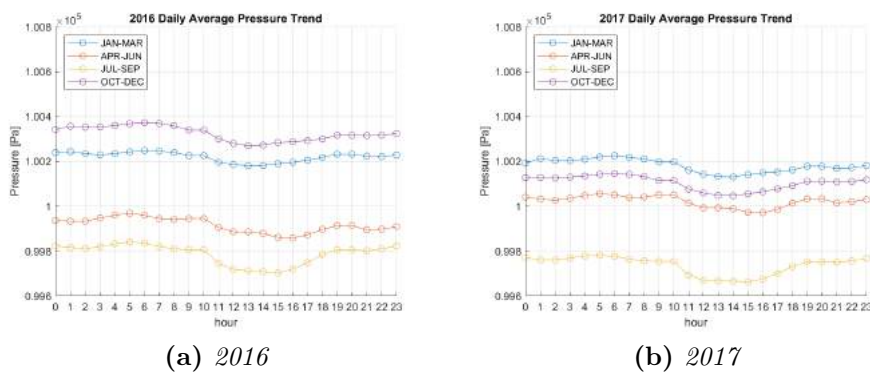


Figura 7.4: Trend giornaliero: pressione atmosferica

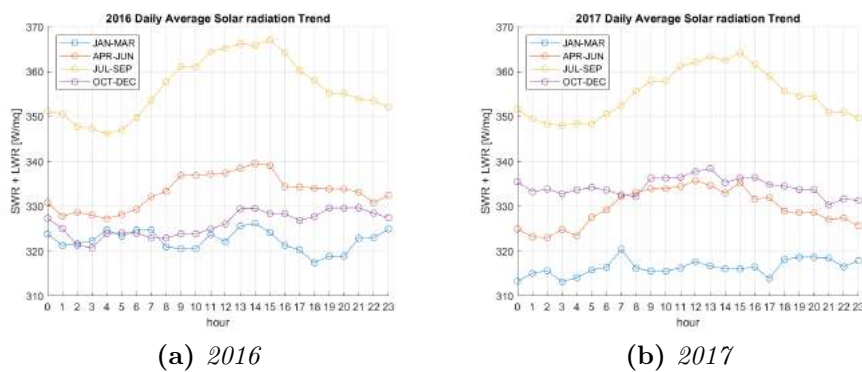
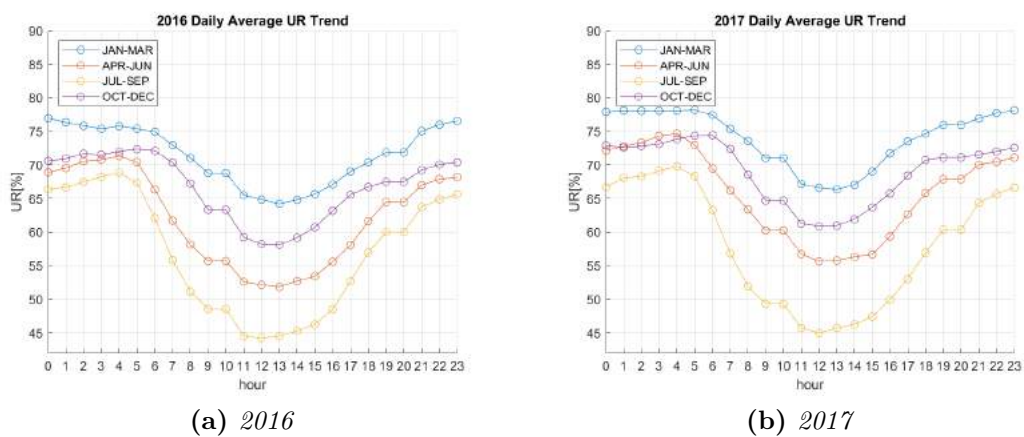
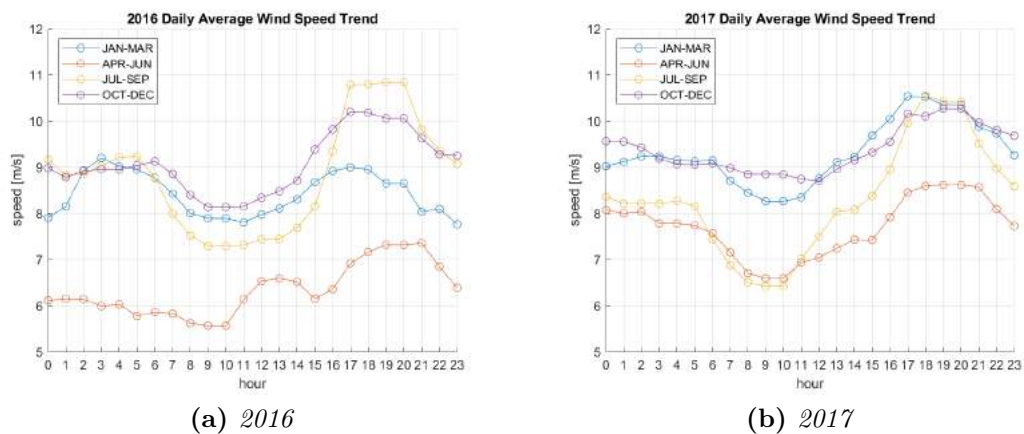


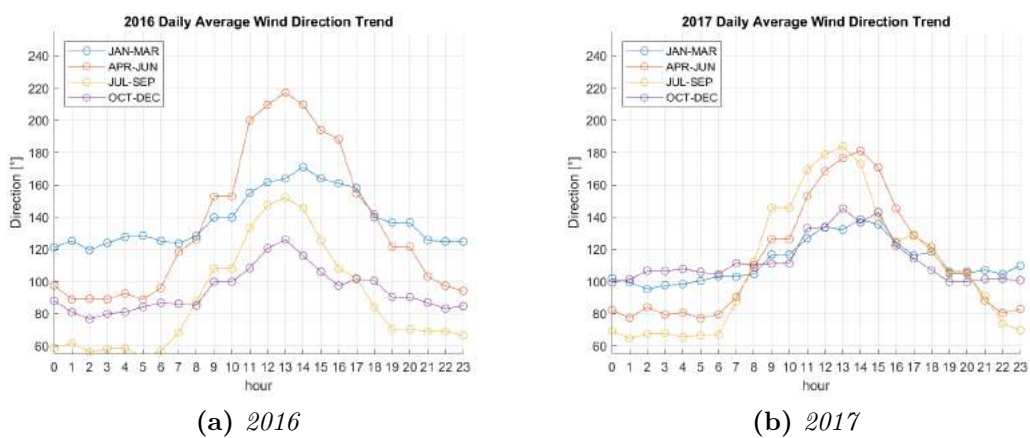
Figura 7.5: Trend giornaliero: irraggiamento solare totale



**Figura 7.6:** Trend giornaliero: umidità relativa



**Figura 7.7:** Trend giornaliero: velocità del vento



**Figura 7.8:** Trend giornaliero: direzione del vento

In base a questi risultati, si possono trarre alcune considerazioni:

- **Temperatura**

L'andamento dei trend non è cambiato tra il 2016 ed il 2017, ci sono state piccole differenze per i mesi di aprile-giugno ed i mesi di ottobre-dicembre, si ha il minimo della temperatura verso le ore 4 mentre il picco avviene nell'intorno delle ore 12; il picco della temperatura è più accentuato nei mesi di aprile-giugno e luglio-settembre, ovvero nelle stagioni di primavera ed estate.

- **Pressione**

La pressione durante la giornata rimane pressoché costante, sia per l'anno 2016 che per l'anno 2017; esistono differenze di qualche  $[hPa]$  tra le due annualità ma l'andamento rimane invariato.

- **Irraggiamento solare totale**

L'andamento dei trend rimane invariato nei due anni, e sono tra loro simili, l'unica differenza risiede che nei mesi di luglio-settembre (estate) si ha un picco nell'intervallo dalle ore 6 alle ore 15.

- **Umidità relativa**

Non sono presenti sensibili cambiamenti tra le due annualità, si ha che il valore massimo sia circa del 77 % nelle ore 0 e si ha un minimo verso le ore 12 con un valore di circa 43 %, raggiunto nell'estate.

- **Velocità del vento**

Esistono delle piccole differenze nei mesi di gennaio-marzo e ottobre-dicembre, tuttavia hanno lo stesso andamento nei due anni, i trend presentano un minimo alle ore 10:00 ed un picco di massimo alle ore 18; nei mesi di aprile-giugno dell'anno 2016 è presente un'anomalia dalle ore 10 alle ore 15, questo può essere dovuto a qualche fenomeno stagionale provvisorio in quanto nel 2017 non è presente. I valori delle velocità sono piuttosto alti (tra 7 e 8  $[m/s]$ ), confermando che sia un sito molto ventoso, come già previsto nella selezione.

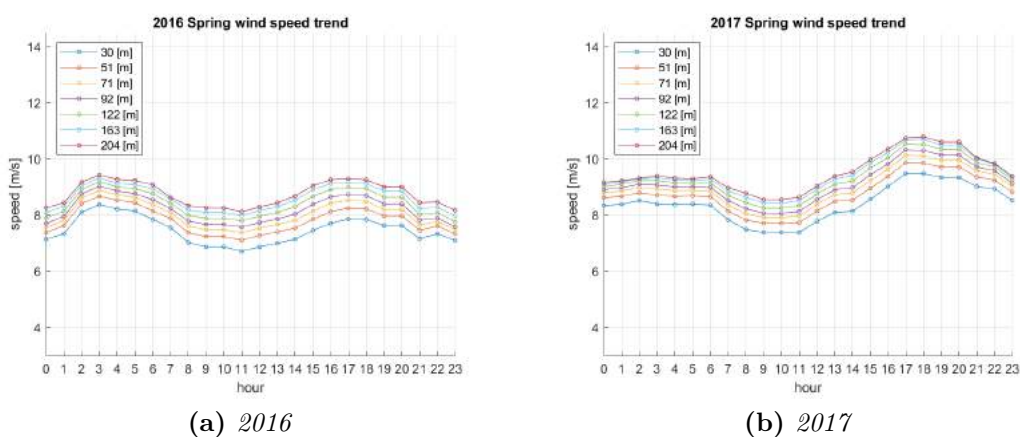
- **Direzione del vento**

I trend hanno conservato l'andamento durante gli anni, e sono pressoché costanti tranne per l'intervallo ore 7- 18.

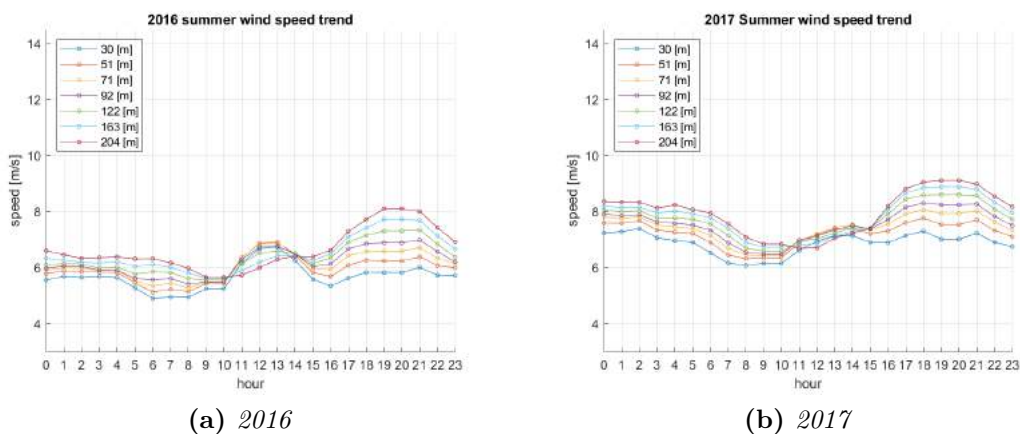
## 7.2 Effetti termici

Le velocità possono essere modificati dagli effetti termici, tale fenomeno è più accentuato quando si ha un forte rimescolamento convettivo tra i vari strati dell'atmosfera.

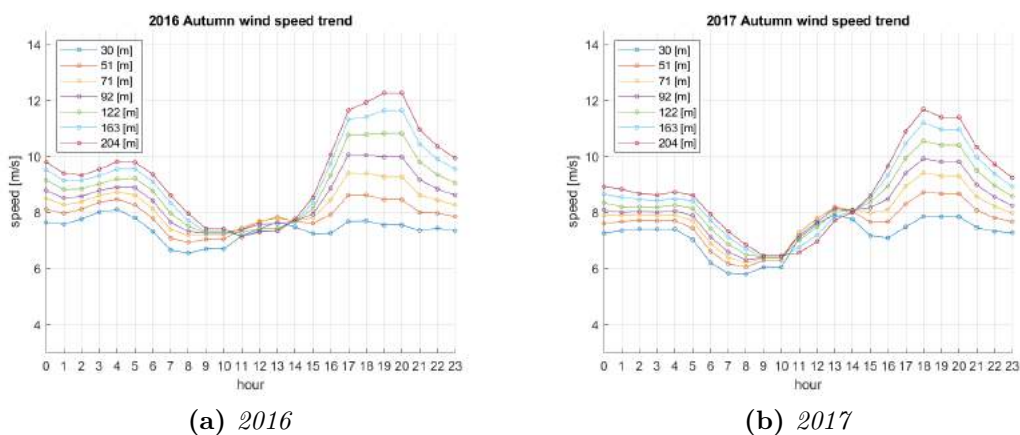
A scopo dimostrativo vengono in seguito mostrati e discussi gli andamenti delle velocità nelle stagioni 2016-2017 dell'anemometro Mast 04 a diverse altezze:



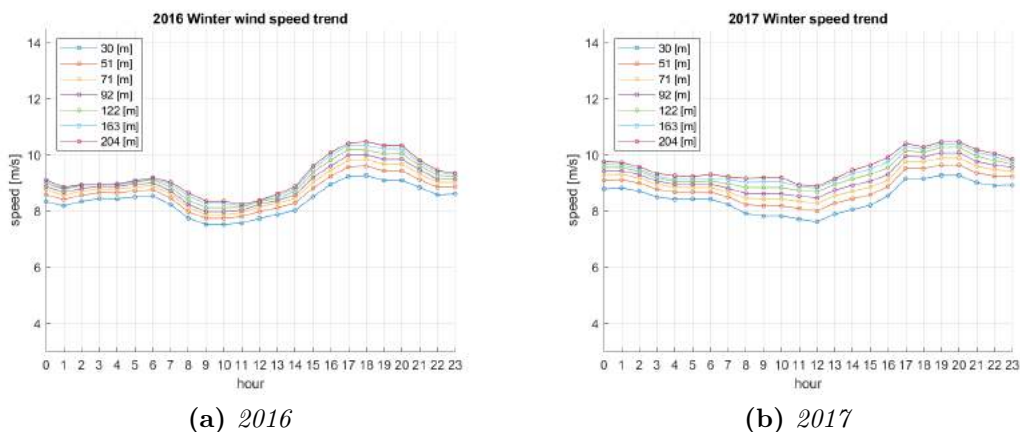
**Figura 7.9:** Andamento velocità stagionale: primavera



**Figura 7.10:** Andamento velocità stagionale: estate



**Figura 7.11:** Andamento velocità stagionale: autunno

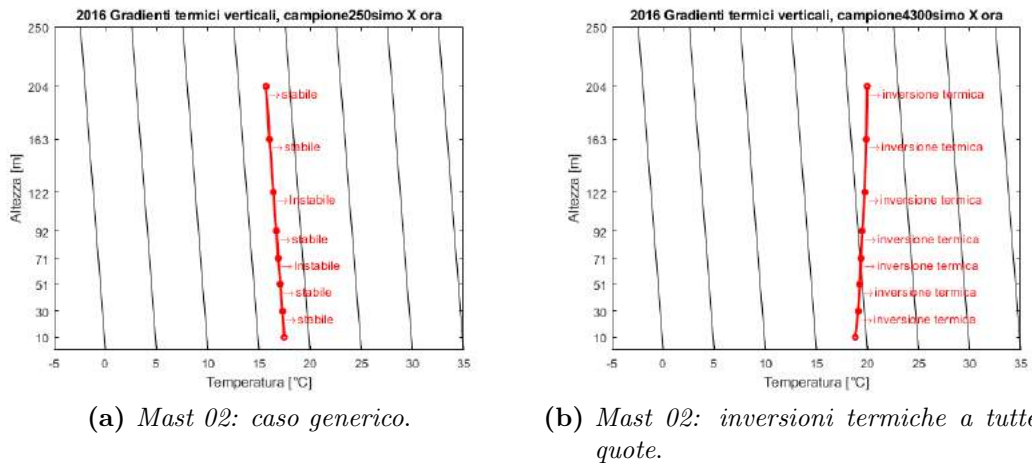


**Figura 7.12:** Andamento velocità stagionale: inverno

Sono state riportate le velocità a diverse altezze dal suolo, in diverse stagioni; è subito noto che gli andamenti dai 50 [m] in poi sono molto schiacciati tra loro, questo fenomeno è ancora più evidente nelle stagioni estive-autunno durante le ore centrali dove le velocità a diverse quote sono addirittura intersecati tra loro. Tutto ciò è legato agli effetti termici che hanno innescato un forte rimescolamento convettivo a diversi strati dell'atmosfera, come conseguenza del rimescolamento, le velocità degli strati superiori tendono a diminuire mentre quelle degli strati inferiori tendono a salire. Nelle ore notturne i fenomeni termici di rimescolamento vengono meno per effetto della stabilità atmosferica che mantiene la separazione tra i vari strati.

## 7.3 Analisi stabilità atmosferica

Sono state anche analizzate le curve di stato (gradiente termico verticale) in vari siti, ottenendo delle informazioni della stabilità atmosferica.



**Figura 7.13:** Curve di stato

Le rette nere nelle figure rappresentano i gradienti adiabatici secchi a diverse temperature al suolo. Nella maggioranza dei casi, le curve di stato mostrano che si hanno le condizioni neutre o leggermente stabile, oppure classe D e G in base alle classi di Pasquili (figura 7.16 a); mentre invece l'anemometro Mast 02 durante l'anno presenta dei lunghi periodi (specialmente nel mese di giugno) con forti inversioni termiche a tutte le quote (figura 7.16 b), ciò fa presumere che in questo sito sono frequenti la presenza delle nubi e nebbie, ed è possibile che sia dovuto al fatto che si trovi molto distante dalla costa (figura 7.14).



**Figura 7.14:** Mast 02 - posizione



Le nebbie e le nuvole sono entrambe masse d'aria nella condizione di sovrassaturazione, la loro distinzione risiede solamente nella quota, dove vengono classificate nebbie se sono al di sotto della quota di 1000 [m] e nuvole al di sopra di tale quota.

La stabilità atmosferica da un'indicazione della presenza delle nubi, in particolare quando sono presenti le inversioni termiche; queste sono presenti in genere a bassa quota (formazioni delle nebbie), nel caso in cui si verificano anche a quote più elevate, sono normalmente legati ai fenomeni di velatura (nubi ad alta quota).

L'anemometro Mast 02 è stato preso come riferimento per quest'analisi per via della maggior presenza delle inversioni termiche rispetto a tutti i restanti anemometri.

## 7.4 Valutazione dell'umidità atmosferica

I diagrammi aerologici, conosciuti anche come *Atmospheric Soundings* sono delle curve che rappresentano le distribuzioni verticali delle proprietà fisiche dell'atmosfera come la pressione, la temperatura, velocità del vento e la direzione del vento, concentrazione di ozono ecc.

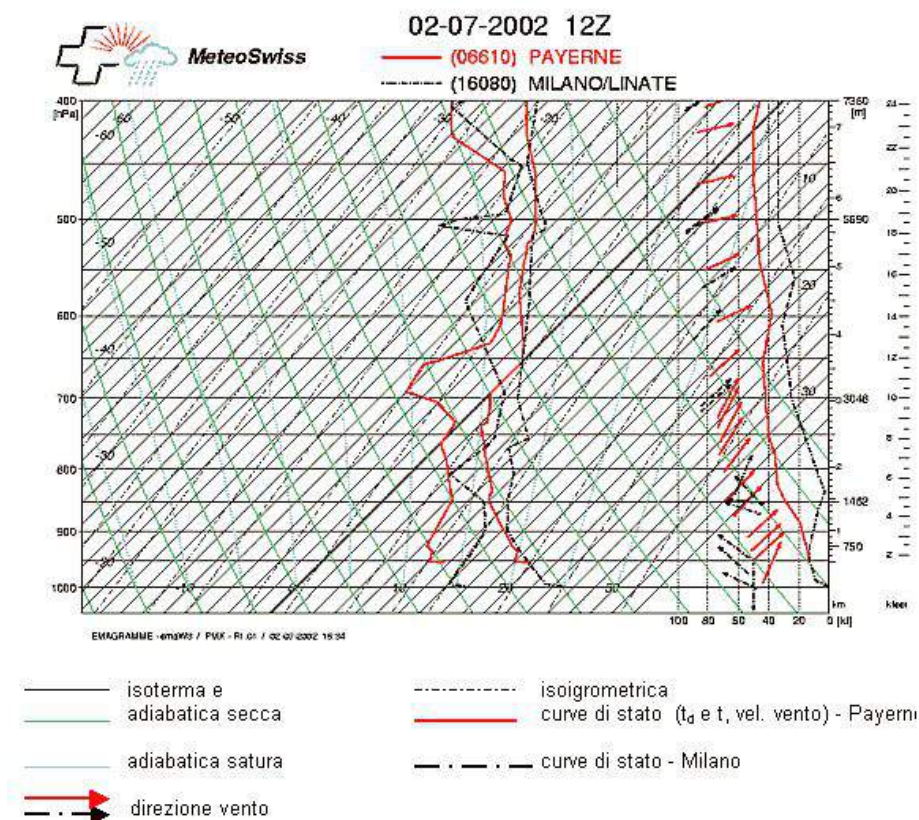


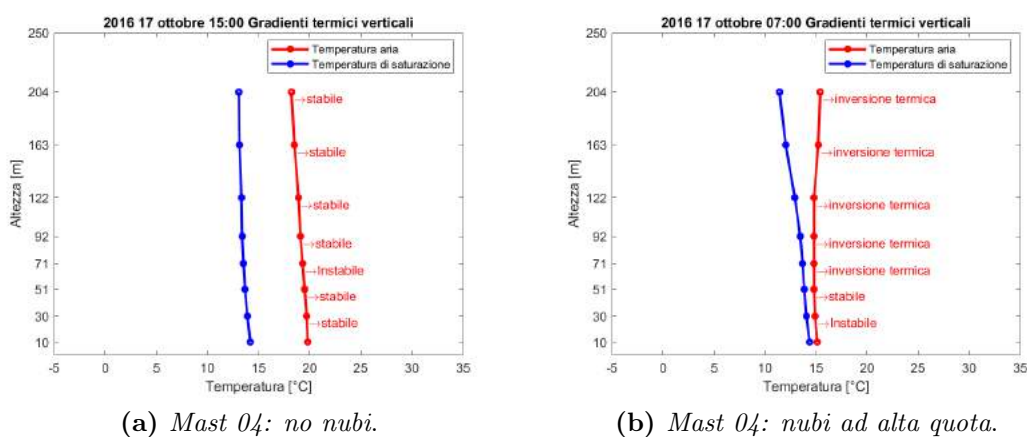
Figura 7.15: Esempio diagramma aerologico [96]

Per la valutazione della formazione delle nubi, non occorre la costruzione completa del diagramma aerologico, bastano le distribuzioni della temperatura atmosferica e la temperatura di rugiada. È possibile individuare la presenza delle nubi quando le due curve si avvicinano prima di un'instabilità atmosferica (crescita della temperatura).

Sono state analizzate in tutti gli anemometri tale aspetto nelle ore caratteristiche di una giornata (07:00-11:00-15:00-18:00-22:00) nei giorni caratterizzanti di ogni stagione che sono:

- 17 gennaio
- 17 aprile
- 17 luglio
- 17 ottobre

In seguito, vengono rappresentate due esempi delle valutazioni dell'umidità atmosferica, sull'anemometro Mast 04; In cui la prima figura rappresenta il caso di nessuna presenza delle nubi mentre la seconda è il caso con la formazione delle nubi a quota di circa 70 [m].



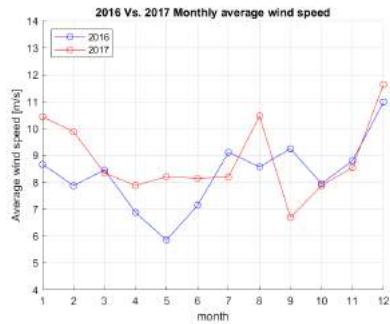
**Figura 7.16:** Valutazione formazioni delle nubi

La curva della temperatura di rugiada da un'immediata misura dell'umidità nell'aria. Più le due curve sono distanziate più l'aria è secca, mentre se si avvicinano significa che l'umidità contenuta nell'aria stia sempre aumentando.

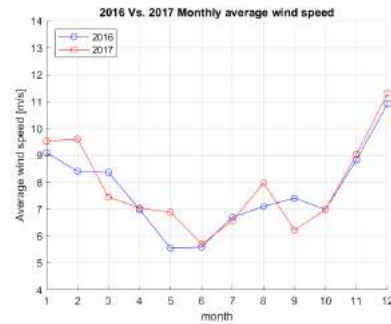
La curva di temperatura di rugiada è stata costruita con la conoscenza della temperatura dell'aria, pressione atmosferica e l'umidità relativa a tutte le quote; per il metodo di calcolo consultare A.2 - *Calcolo della temperatura di rugiada*

## 7.5 Velocità medie mensili

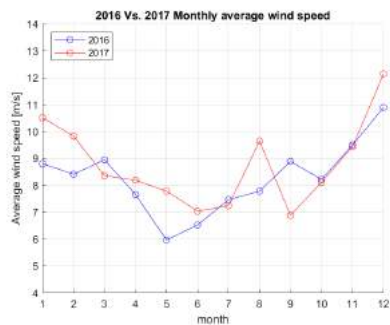
L'andamento dei valori medi mensili delle velocità consente di capire quali saranno i mesi più produttivi per il nostro impianto eolico.



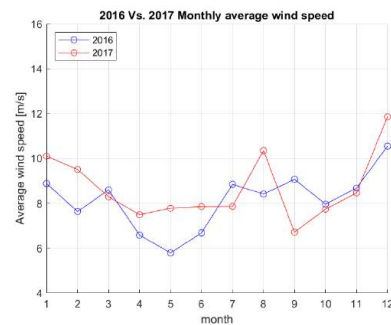
(a) Mast 01



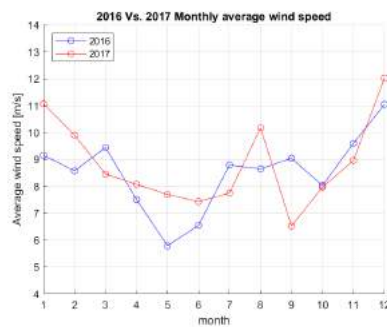
(b) Mast 02



(c) Mast 03



(d) Mast 04



(e) Mast 05

**Figura 7.17:** L'andamento delle velocità medie mensili 2016 - 2017

È possibile notare che il comportamento in tutti gli anemometri sono molto simili, tutti quanti nell'anno 2016 hanno avuto il minimo della velocità nel mese di maggio, per l'anno 2017, invece è stato il mese di settembre; e tutti hanno avuto un picco nel mese di agosto nell'anno 2017, tuttavia il massimo valore di velocità media mensile si presenta nel mese di dicembre, per entrambi gli anni per tutti gli anemometri.

## 7.6 Mast 01

In questa sezione vengono riportati i risultati anemologici del Mast 01, il quale è situato nelle vicinanze delle coste (minore di 3 chilometri), la sua posizione è riportata nella figura 7.18.



Figura 7.18: Posizione Mast 01

### 7.6.1 Rose dei venti

Non si notano sostanziali cambiamenti tra l'anno 2016 e l'anno 2017, ciò significa che le condizioni climatiche in quei due anni sono piuttosto stabili.

Dalle rose delle frequenze si può notare subito che il vento proviene principalmente dal nord-est, nei settori di 30 e 40°, nel 2017 la frequenza in questi settori è anche lievemente aumentata, passando da 16% a circa 18%. Mentre per le rose delle velocità, le direzioni con maggiori intensità sono quelle verso il sud, arrivando addirittura alla velocità di circa 12.5 [m/s], per i due settori a maggior frequenza invece, hanno comunque la velocità oltre i 10 [m/s], un valore più che soddisfacente per un sito eolico; Mentre per le rose delle energie specifiche si nota che nell'anno 2017 si ha una densità di energia maggiore in quanto nei settori principali si ha sia una maggiore frequenza che una maggiore intensità.

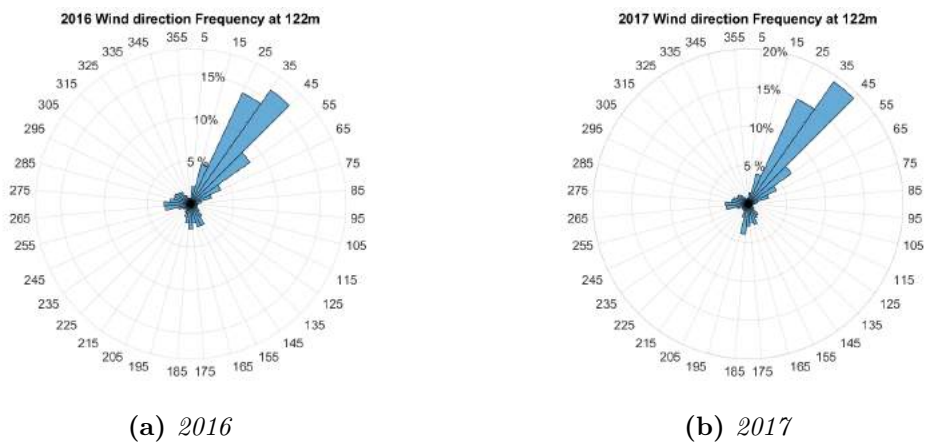


Figura 7.19: Mast 01: rose delle frequenze

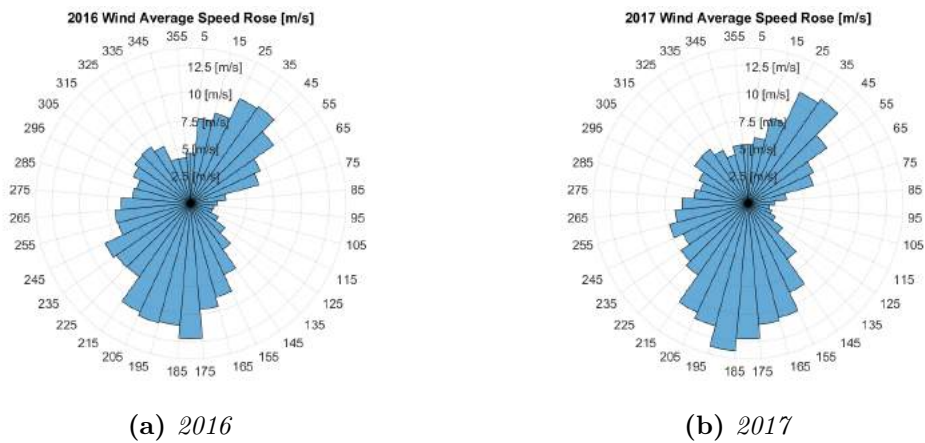


Figura 7.20: Mast 01: rose delle velocità

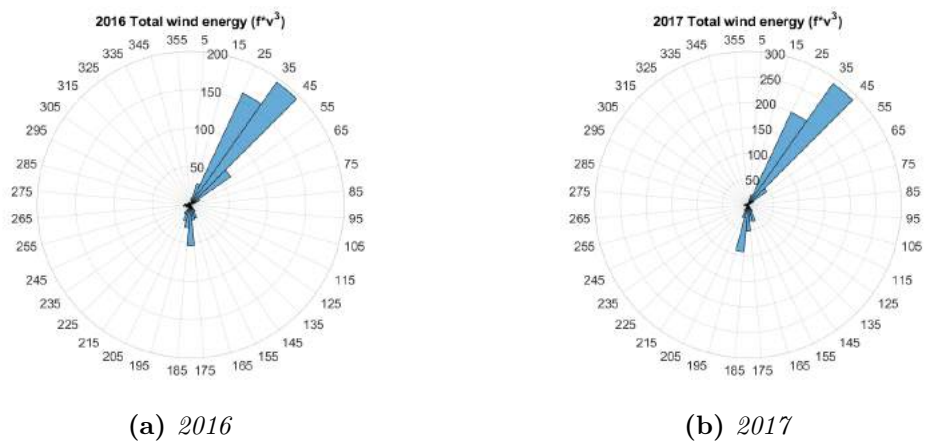


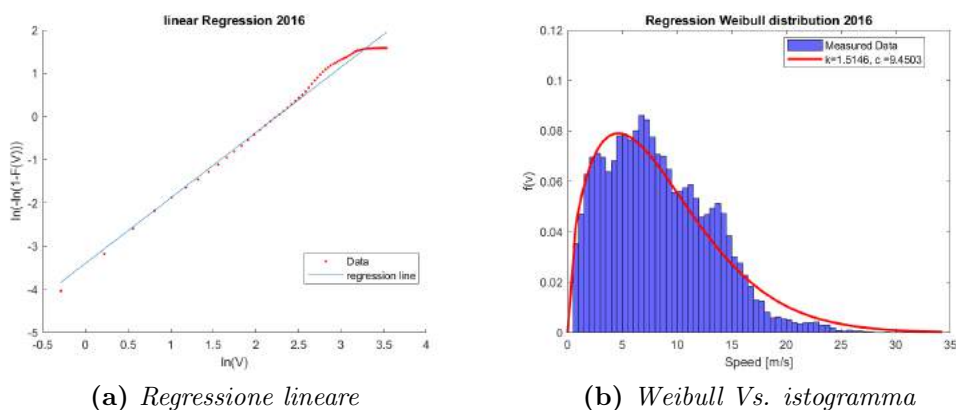
Figura 7.21: Mast 01: rose delle energie specifiche

## 7.6.2 Regressione lineare di Weibull

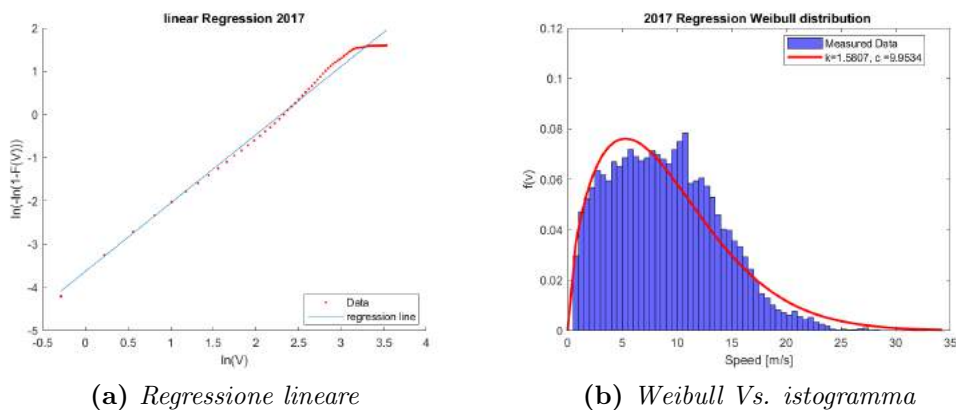
La regressione lineare viene effettuata in base ai valori dell'istogramma, il quale è la trasposizione dei dati temporali registrati; la larghezza di bin è fissata ad  $0.5 [m/s]$  ed il primo bin non viene considerato per evitare i fenomeni di calma.

Dai risultati i parametri di *Weibull*, in particolare la  $k_w$  è circa 1.5, quindi cade nel range di  $1.3 \div 1.8$ ; rappresentante delle aree con orografia complessa; mentre nei siti *offshore* dovrebbe cadere nel range di  $1.8 \div 2.3$ , quindi con lo scopo di confronto verrà calcolata la distribuzione di *Weibull* anche con le formule empiriche, più precisamente la legge di *Justus*; riportata nella sotto-sezione successiva 7.6.3 [57].

Tuttavia, la distribuzione di *Weibull* è solo un parametro per la facile comprensione del sito, utile per il finanziamento dalle banche e possibili investitori. Per una valutazione della risorsa eolica invece, dove richiede una maggiore affidabilità dei dati, vengono utilizzati direttamente i valori dell'istogramma.



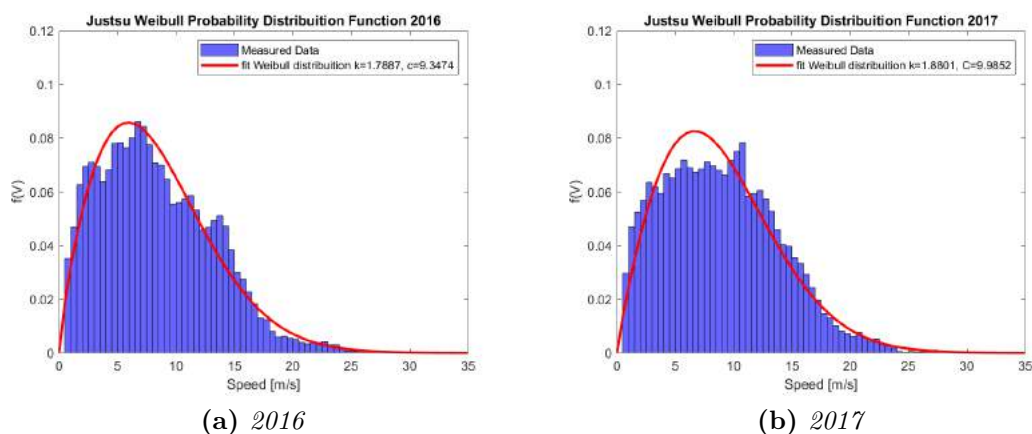
**Figura 7.22:** Mast 01: *Weibull* 2016



**Figura 7.23:** Mast 01: *Weibull* 2017

### 7.6.3 Stima di Weibull - Justus

Con lo scopo di avere una migliore distribuzione di *Weibull*, sono stati stimati i parametri della *Weibull* tramite la legge empirica di *Justus*:



**Figura 7.24:** Mast 02: stima parametri *Weibull* - *Justus*

Si hanno dei parametri leggermente diversi da quelli stimati con la regressione lineare: i valori di  $k_w$  da 1.54-1.58 della regressione lineare arrivano ad essere 1.78-1.88, mentre per i valori di  $c_w$ , sono passati da 9.45-9.95 ad essere 9.34-9.98.

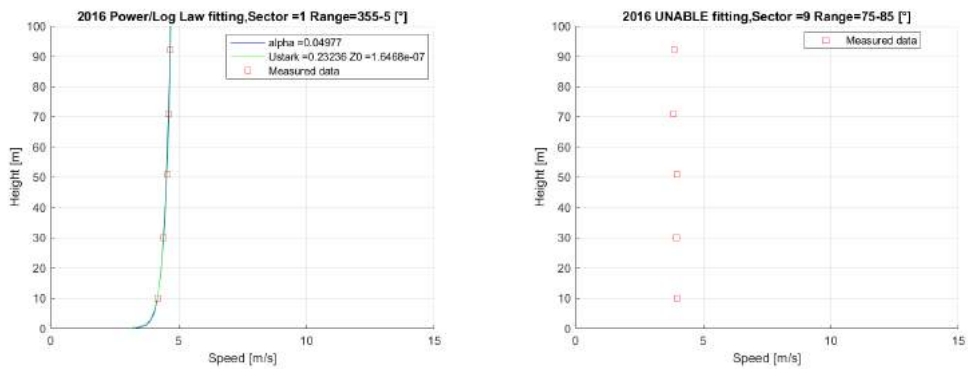
Si nota che con la legge di *Justus*, la distribuzione di *Weibull* approssima meglio l'istogramma ed infatti anche i valori di  $k_w$  sono più alti, concordo con i valori per i siti offshore che sono nel range di  $1.8 \div 2.3$ .

### 7.6.4 Profilo di velocità

Per la valutazione del gradiente verticale del vento, si è preferito di continuare ad adottare la soluzione di dividere il vento in 36 settori, e quindi di effettuare la valutazione in ciascuno di essi.

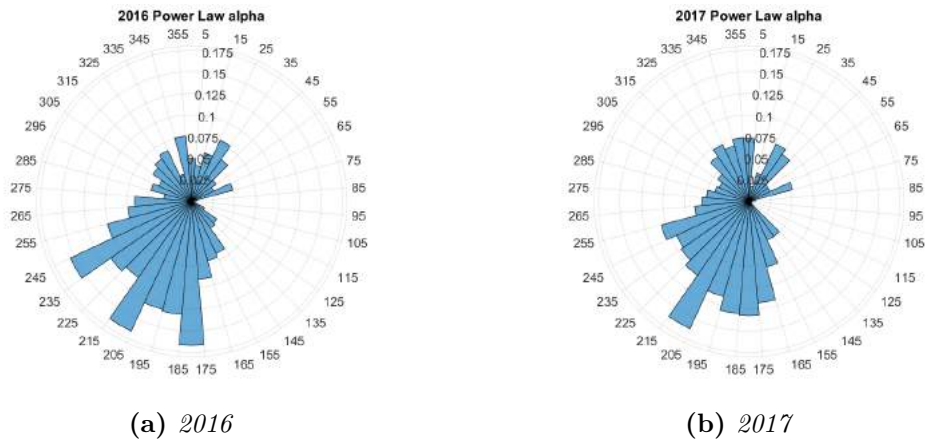
I dati sono disponibili a diverse altezze fino ai 255 [m], ma, dovuto alla validità della legge logaritmica, quelli da prendere in considerazione sono solo quelli inferiore alla quota di 100 [m]; quindi partendo da questi dati acquisiti si procede alla stima delle due leggi (esponenziale e logaritmico), ottenendo le informazioni sui parametri ( $\alpha$  per la legge esponenziale e  $U^*/k$  e  $Z_0$  per la legge logaritmica, dove  $k$  è il coefficiente di *Von Karman* ed è prossimo al valore di 0.4).

Esistono dei settori nei quali non è stato possibile effettuare la stima delle due leggi, dovute alle inversioni di velocità, per cui in tali settori vengono trascurati e quindi lasciati con parametri nulli.



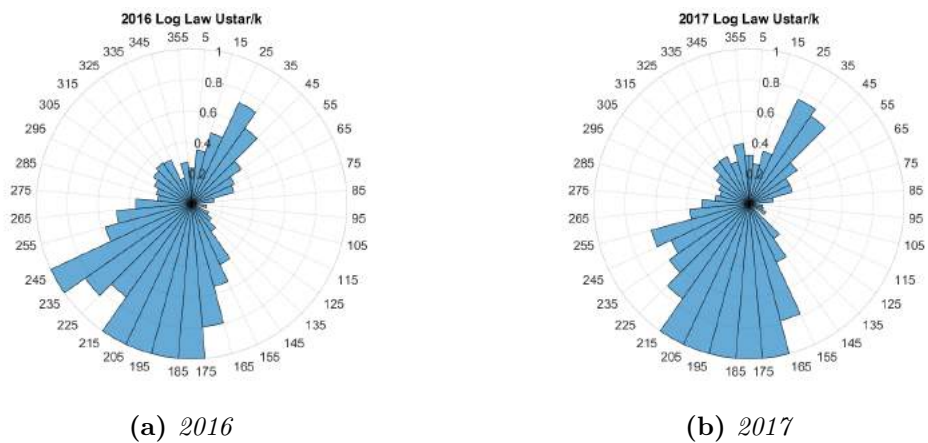
(a) Settori in cui i dati seguono bene le leggi (b) Settori in cui presentano inversioni di velocità

Figura 7.25: Profilo delle velocità: stima delle due leggi



(a) 2016 (b) 2017

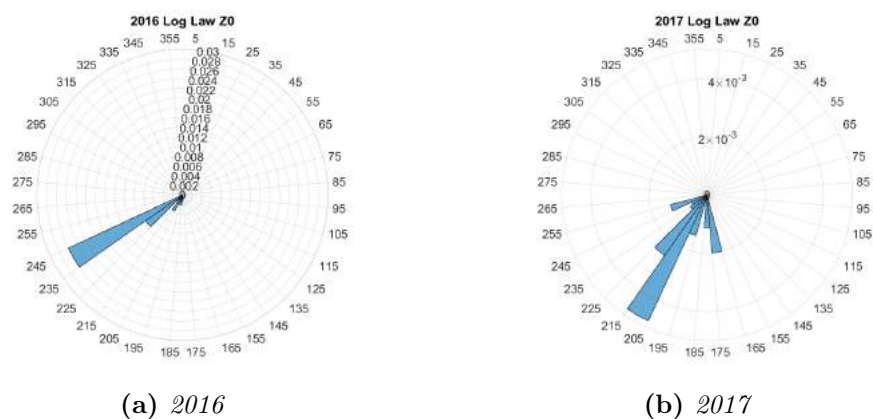
Figura 7.26: Mast 01:wind shear - Legge esponenziale  $\alpha$



(a) 2016 (b) 2017

Figura 7.27: Mast 01: wind shear - legge logartimica  $U^*/k$





**Figura 7.28:** Mast 01: wind shear - legge logaritmica  $Z_0$

I stessi settori che non possono essere stimati nel 2016, si ripresentano nel 2017; la distribuzione rimane la stessa negli anni. I valori delle  $\alpha$  raggiunge un massimo di circa 0.17, mentre i valori di  $Z_0$  sono cambiati in maniera sensibile tra i due anni, dove nell'anno del 2016 si ha il valore massimo di circa 0.03 nel settore  $240^\circ$  mentre nell'anno 2017 il picco è di circa 0.004 (quasi 1/10 dell'anno precedente); il cambiamento però, si presenta nei settori con poca frequenza e quindi può essere omessa quest'aspetto.

La stima dei  $Z_0$  tuttavia, deve essere effettuata considerando che essa sia soggetto dell'errore in quanto è stata utilizzata la legge logaritmica semplificata senza considerare la stabilità atmosferica.

## 7.7 Mast 02

Tale anemometro è localizzato molto distante dai restanti, arrivando ad essere oltre le acque territoriali della Turchia (maggiori di 12 [km]), avvicinandosi verso le isole greche; per cui risente gli effetti dovuto all'orografia delle isole greche e come risultato presenta le rose leggermente diversi da quelle dell'anemometro Mast 01.



**Figura 7.29:** Posizione Mast 02

### 7.7.1 Rose dei venti

Anche se diversi dal Mast01, Tuttavia, i venti principali rimangono sempre quelli provenienti dalle direzioni Nord-Est, ed inoltre la rosa delle frequenze risulta essere decisamente più aperta, motivo per cui anche nelle direzioni principali, non riescono a raggiungere oltre il 10 %. Mentre per l'anno 2016 i venti del Nord-Est hanno più o meno la stessa frequenza, nell'anno 2017, invece, il settore 40° risulta essere dominante sugli altri.

Per quanto riguarda le rose delle intensità del vento, il comportamento è analogo con quelle dell'anemometro Mast 01 in quanto i venti più intensi sono nella direzione sud; interessante è il fatto che passare dall'anno 2016 all'anno 2017, la velocità del vento sia incrementata nelle direzioni Sud, di circa 2.5 [m/s]

Per le rose delle energie specifiche invece, il passaggio dall'anno 2016 all'anno 2017 risulta in un cambiamento in numerosi settori, dovuto al diverse condizioni climatiche nelle due annualità; Un fattore degno di nota è che nella rosa del 2017,

il suo andamento sia molto simile a quello dell'anemometro precedente, infatti il settore dominante è il 40°. Quindi è possibile che il comportamento climatico del 2017 sia più attendibile mentre nel 2016, è possibile che ci sia stato qualche evento climatico provvisorio che abbia alterato la media annua.

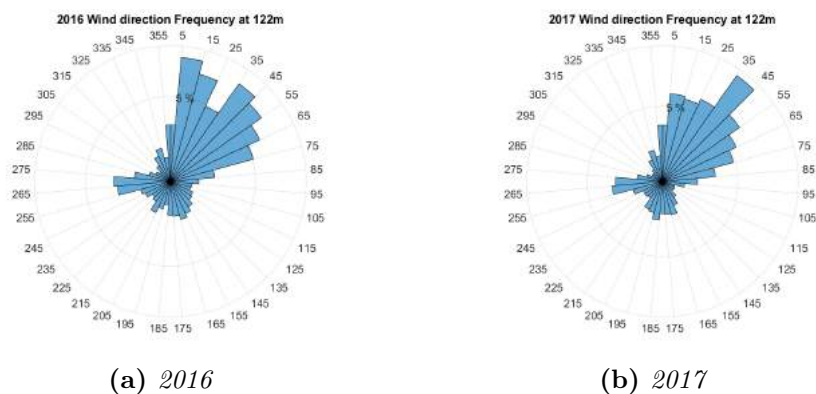


Figura 7.30: Mast 02: rose delle frequenze

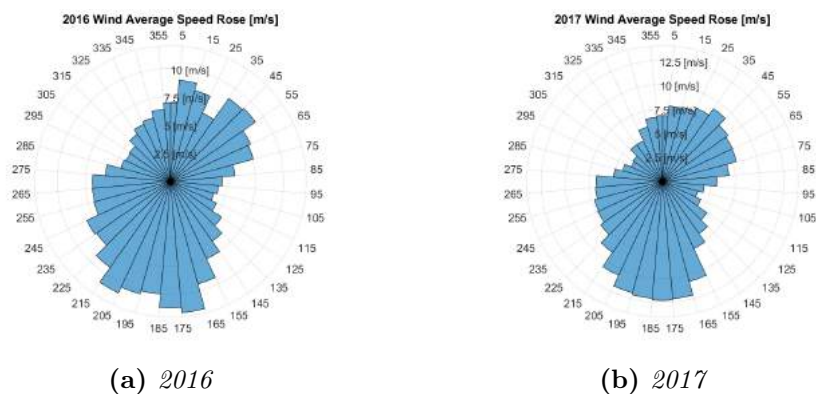


Figura 7.31: Mast 02: rose delle velocità

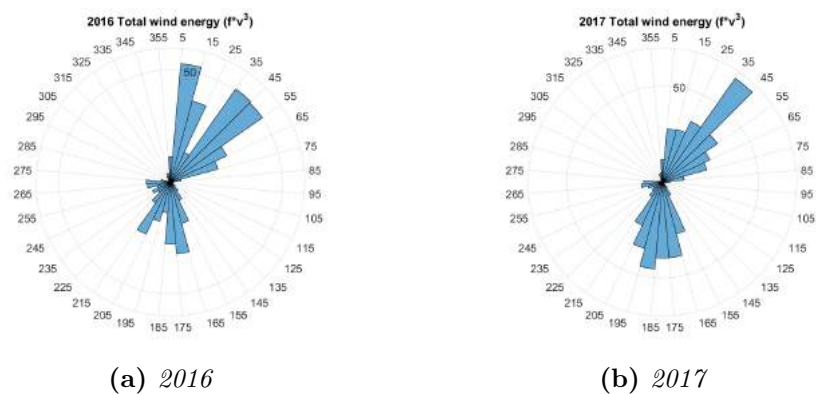


Figura 7.32: Mast 02: rose delle energie specifiche

### 7.7.2 Regressione lineare di Weibull

I valori di  $k_w$  per i tre casi sono rispettivamente 1.58 e 1.60, mentre i valori di  $c_w$  sono 9.08 e 9.2646; Sono valori molto prossimi a quelli del Mast 01.

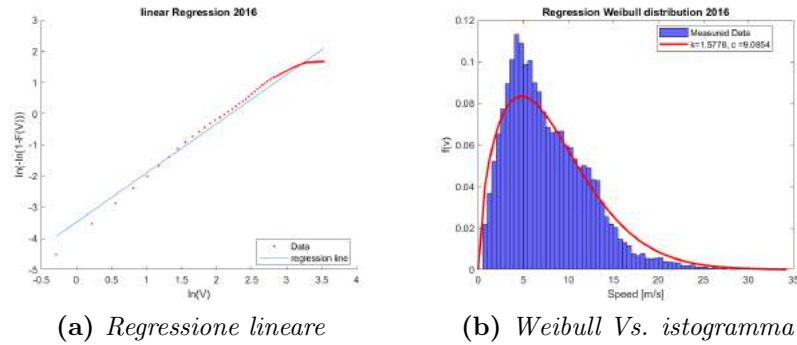


Figura 7.33: Mast 02: Weibull 2016

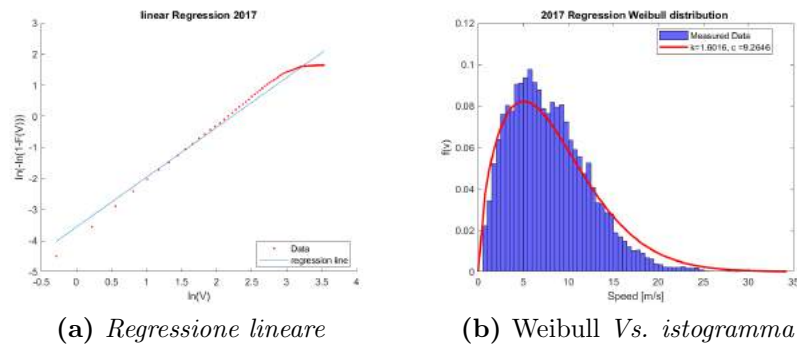


Figura 7.34: Mast 02: Weibull 2017

### 7.7.3 Stima di Weibull - Justus

Anche in questo anemometro la distribuzione di *Justus* approssima meglio l'istogramma, ed i valori di  $k_w$  sono 1.77-1.87 mentre i valori di  $c_w$  sono 8.62-8.85.

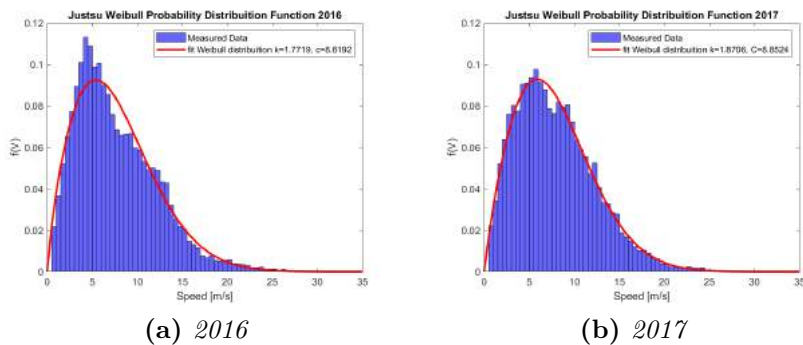


Figura 7.35: Mast 02: stima parametri Weibull - Justus

### 7.7.4 Profilo di velocità

I valori di  $\alpha$  raggiungono un massimo di circa 0.15 nell'anno 2016 nella direzione Sud, quest'effetto è rimasto circa uguale nell'anno 2017. Per quanto riguarda i valori di  $Z_0$ , ha avuto un comportamento simile dell'anemometro del Mast 01 in quanto c'è stato un sensibile cambio nei due anni passando da un valore massimo di circa 0.014 a 0.002 nei settori con la frequenza del vento bassa.

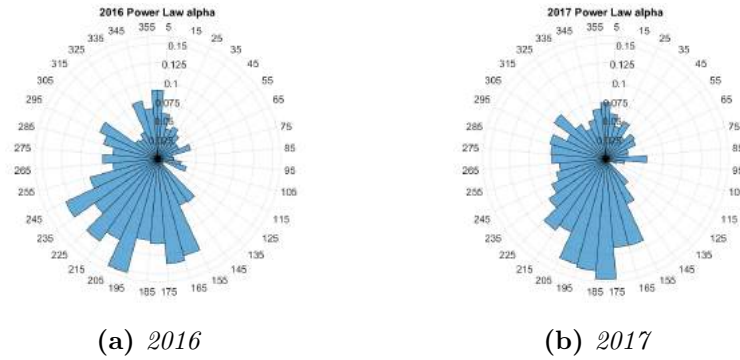


Figura 7.36: Mast 02: wind shear - legge esponenziale  $\alpha$

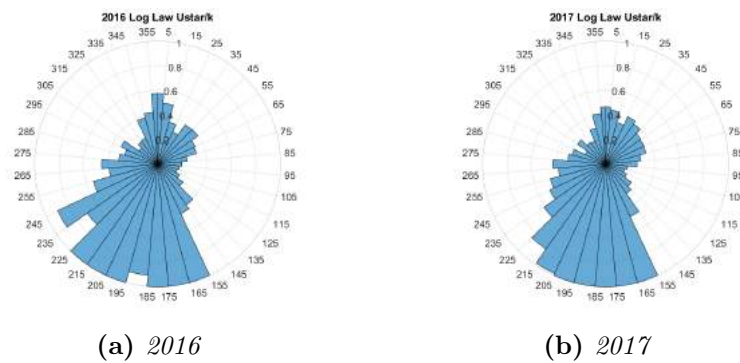


Figura 7.37: Mast 02: wind shear - legge logartimica  $U^*/k$

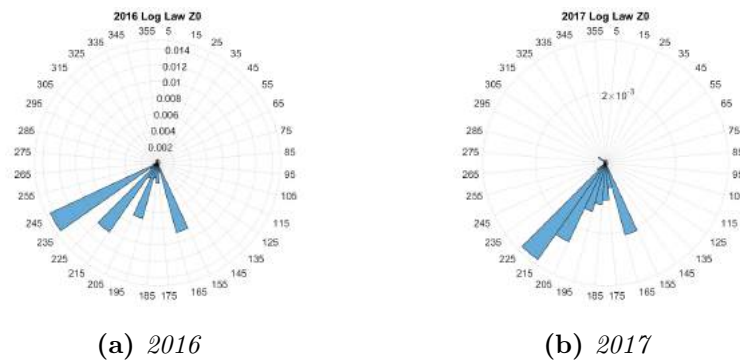


Figura 7.38: Mast 02: wind shear - legge logartimica  $Z_0$

## 7.8 Mast 03

La posizione di questo anemometro invece, è ancora all'interno delle acque territoriali della turchia, ma piuttosto distante dalle coste, è possibile fare una valutazione del campo eolico con le fondazioni floating in questo sito.

Tutte le rose risultano piuttosto simili tra l'anno 2016 2017 confermando che le condizioni climatiche in questo luogo sia stato stabile per questi anni.



**Figura 7.39:** Posizione Mast 03

### 7.8.1 Rose dei venti

Le direzioni con maggiore frequenza sono i settori 40-50-60°, soprattutto settore 60° dove nell'anno 2017 sia arrivato anche ad una frequenza relativa di circa 15%. Per quanto riguarda le rose delle intensità del vento, sembra che sia conforme ai due anemometri precedenti in cui nelle direzioni principali sono sempre garantiti i 10 [m/s], inoltre non si notano rilevanti cambiamenti nel passaggio degli anni.

Le rose delle energie mostrano che il settore più energico risulta pertanto il settore 60°, in quanto sia il settore con la maggiore frequenza con un'ottima intensità del vento; si nota inoltre che l'anno 2017 è, in maniera globale, più energica rispetto all'anno 2016.

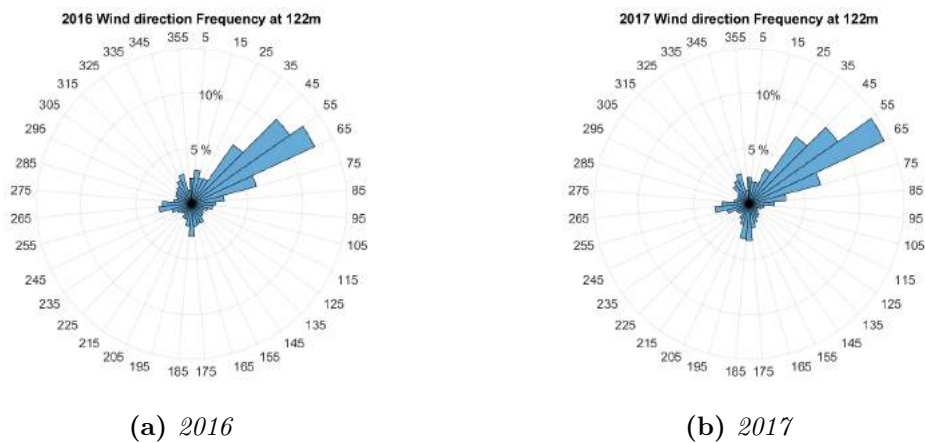


Figura 7.40: Mast 03: rose delle frequenze

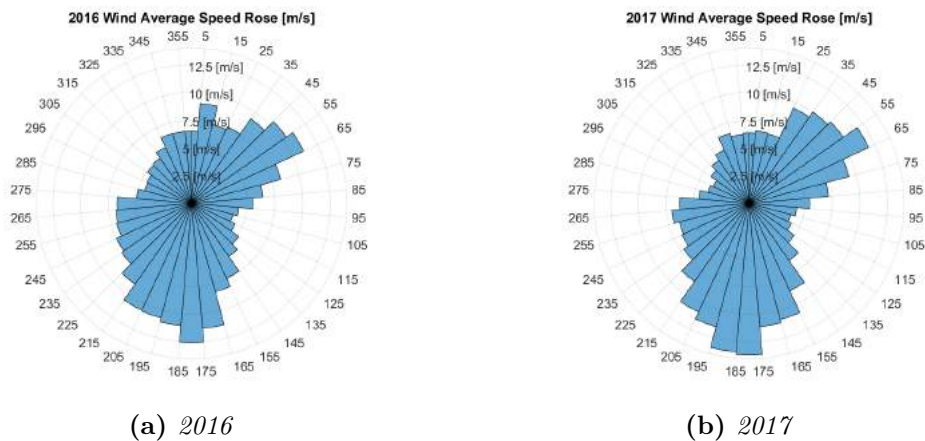


Figura 7.41: Mast 03: rose delle velocità

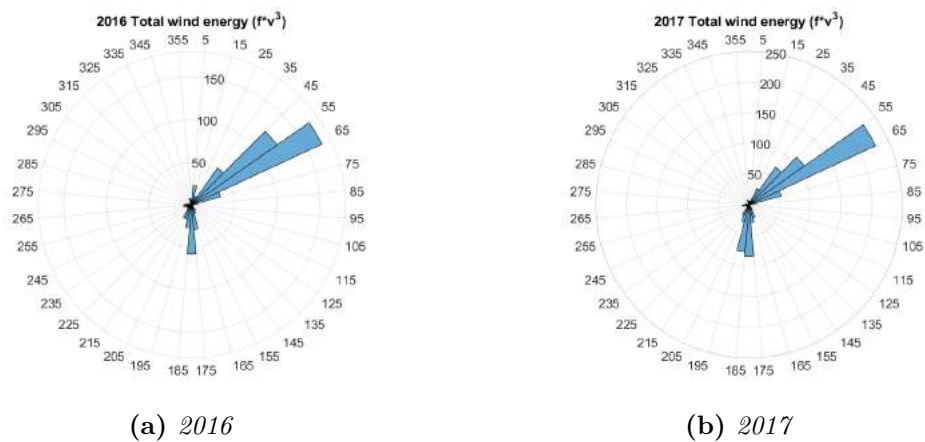


Figura 7.42: Mast 03: rose delle energie specifiche

## 7.8.2 Regressione lineare di Weibull

I valori di  $k_w$  sono rispettivamente 1.60 e 1.63 mentre i valori di  $c_w$  sono 9.72 e 9.925. Rispetto agli anemometri precedenti, il valore del parametro di forma è leggermente aumentato.

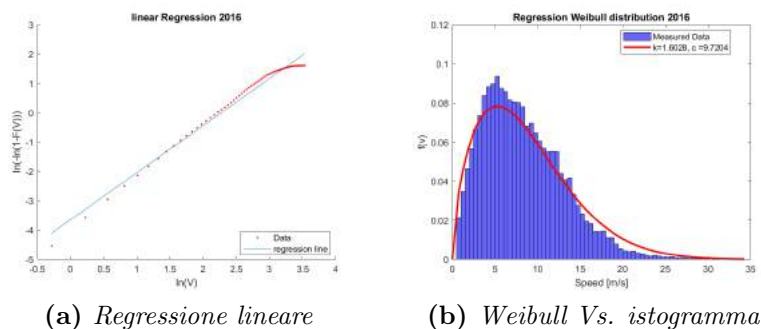


Figura 7.43: Mast 03: Weibull 2016

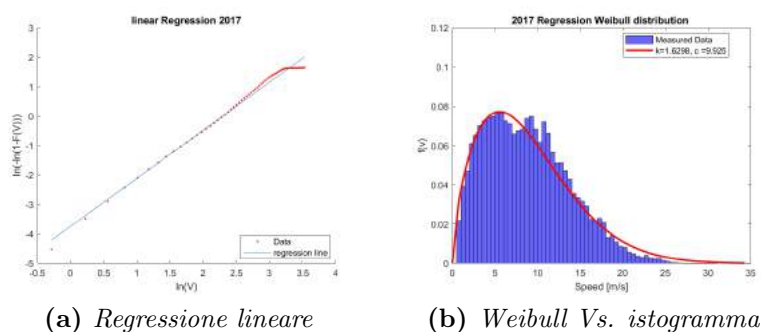


Figura 7.44: Mast 03: Weibull 2017

## 7.8.3 Stima di Weibull - Justus

Come nei precedenti anemometri, la distribuzione di *Justus* approssima meglio l'istogramma, ed i valori di  $k_w$  sono 1.82-1.85 mentre i valori di  $c_w$  sono 9.30-9.87.

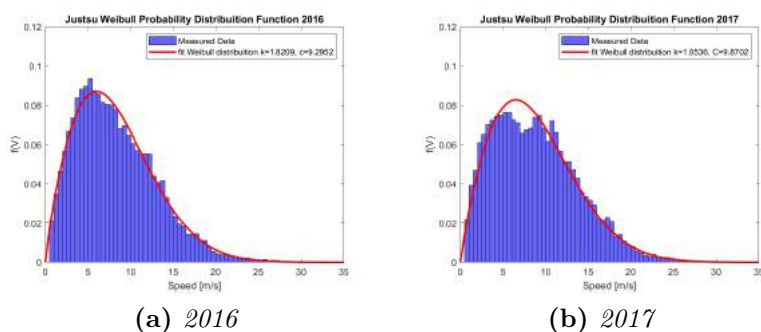


Figura 7.45: Mast 03: stima parametri Weibull - Justus



### 7.8.4 Profilo di velocità

Per questo sito, i valori di  $\alpha$  vanno da  $0.05 \div 0.175$  e non presentano particolari differenze tra i due anni, mentre per il valore di  $Z_0$ , c'è un forte scostamento tra l'anno 2016 e l'anno 2017, con il valore massimo raggiungibile nel 2016 di circa 0.018, mentre per l'anno 2017, è di circa 0.002.

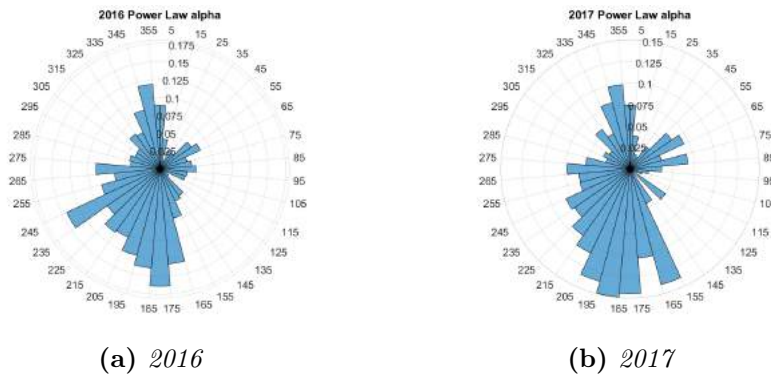


Figura 7.46: Mast 03: wind shear - legge esponenziale  $\alpha$

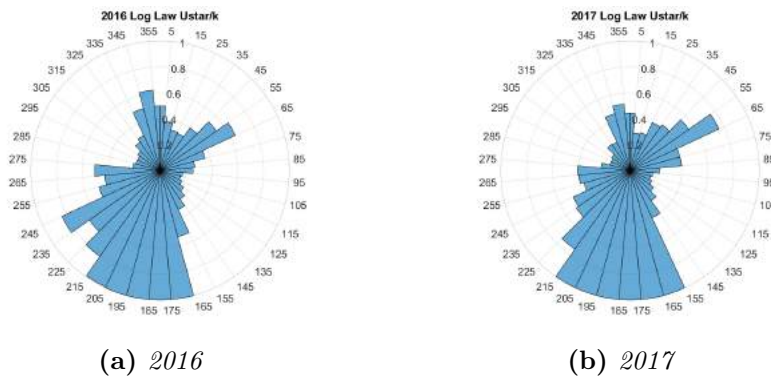


Figura 7.47: Mast 03: wind shear - legge logartimica  $U^*/k$

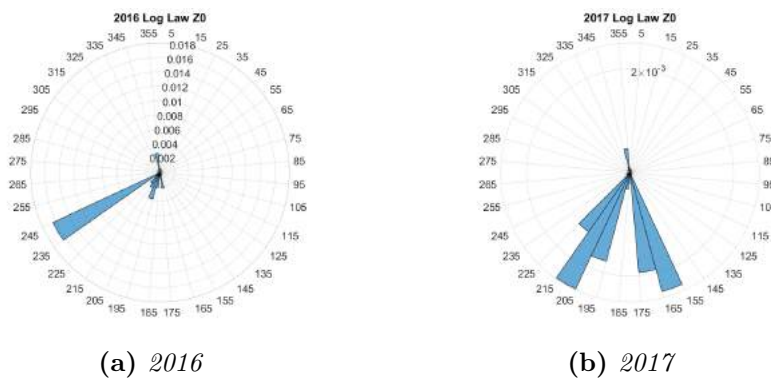


Figura 7.48: Mast 03: wind shear - legge logartimica  $Z_0$

## 7.9 Mast 04

Quest'anemometro, dopo Mast 01, è il più vicino alle coste, infatti risulta un ottimo candidato per un campo eolico con le fondazioni fisse.



Figura 7.49: Posizione Mast 04

### 7.9.1 Rose dei venti

Le rose delle frequenze illustrano che i venti provengono principalmente dai settori 30-40-50°, con la dominanza del settore 40° in cui si ha circa il 22% , la frequenza relativa più alta registrata per un settore in tutti e cinque anemometri.

Il comportamento delle rose delle intensità è analogo agli altri anemometri, dove le intensità sono maggiori per i venti provenienti dal Sud ma allo stesso tempo nelle direzioni con maggior frequenze si ha sempre circa 10 [m/s], si nota inoltre che nel 2017 c'è stato un lieve incremento di intensità in quasi tutte le direzioni.

Dovuto all'aumento della frequenza relativa ed intensità nei settori dominanti, L'energia specifica nell'anno 2017 è nettamente superiore in questi settori, mantenendo però la stessa distribuzione del 2016.

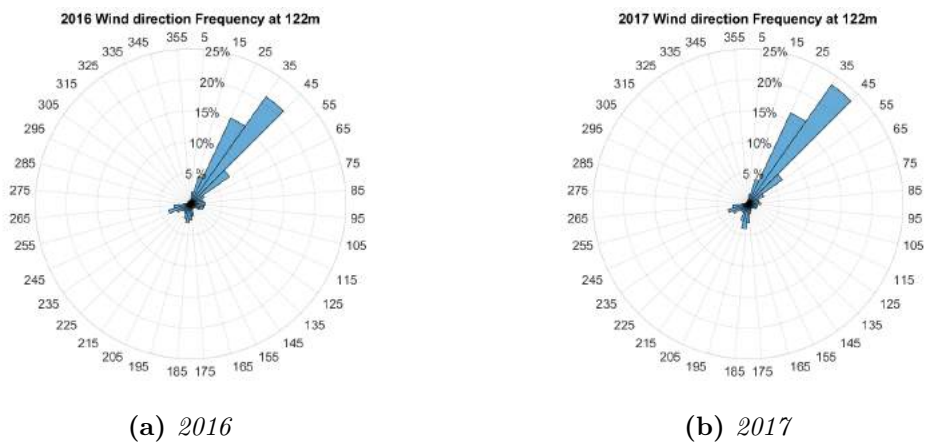


Figura 7.50: Mast 04: rose delle frequenze

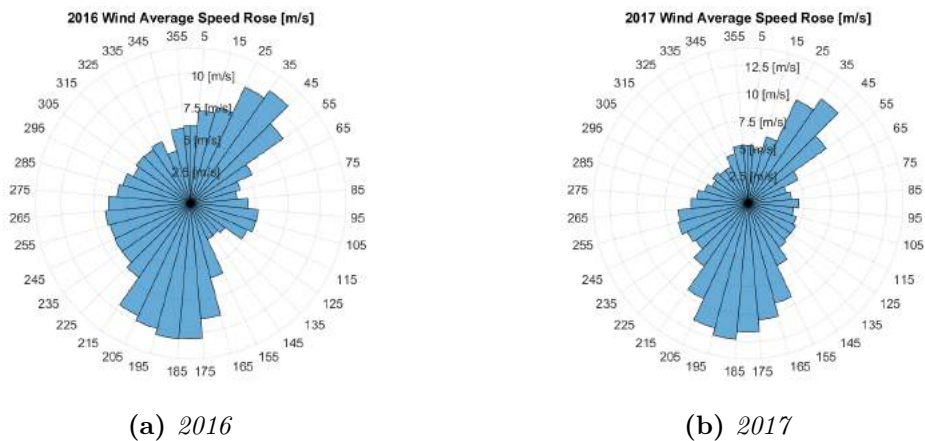


Figura 7.51: Mast 04: rose delle velocità

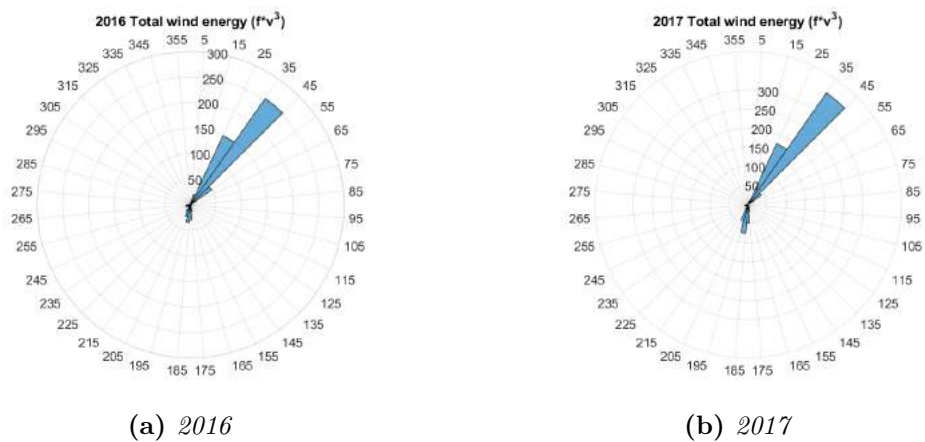


Figura 7.52: Mast 04: rose delle energie specifiche

### 7.9.2 Regressione lineare di Weibull

I valori di  $k_w$  sono 1.479 e 1.51 mentre per i valori di  $c_w$  sono 9.34 e 9.67; entrambi i parametri risultano lievemente minori di altri anemometri.

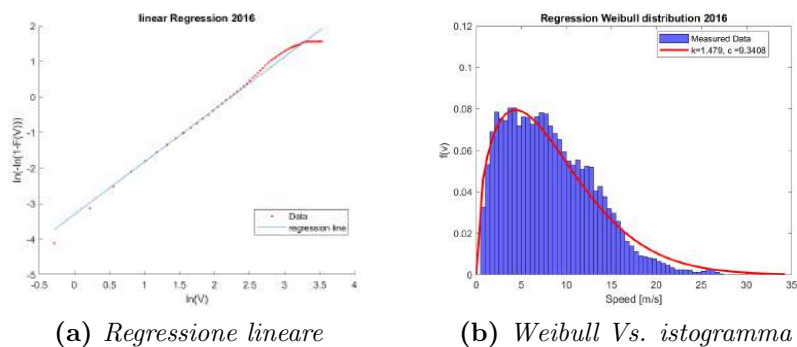


Figura 7.53: Mast 04: Weibull 2016

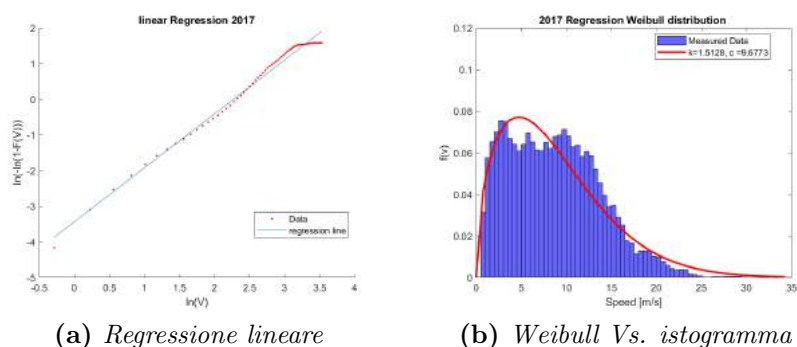


Figura 7.54: Mast 04: Weibull 2017

### 7.9.3 Stima di Weibull - Justus

I valori di  $k_w$  sono 1.72 e 1.77 mentre i valori di  $c_w$  sono 9.15 e 9.74. rispetto alla regressione lineare tale distribuzione di Weibull approssima meglio l'istogramma.

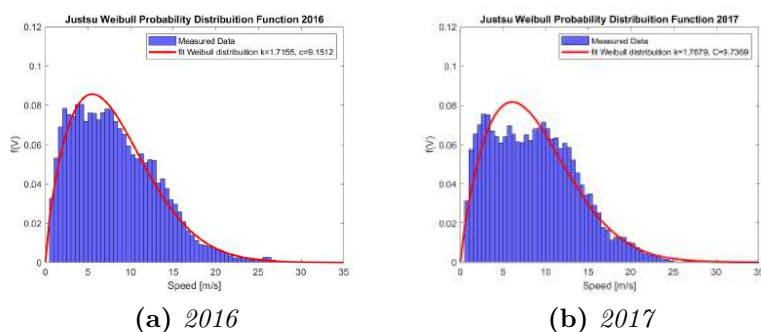
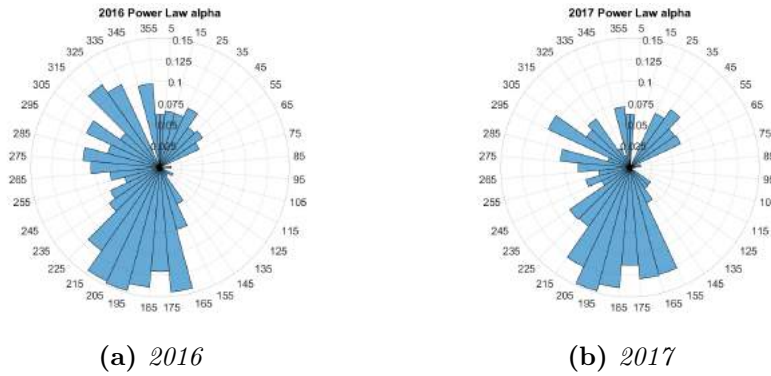


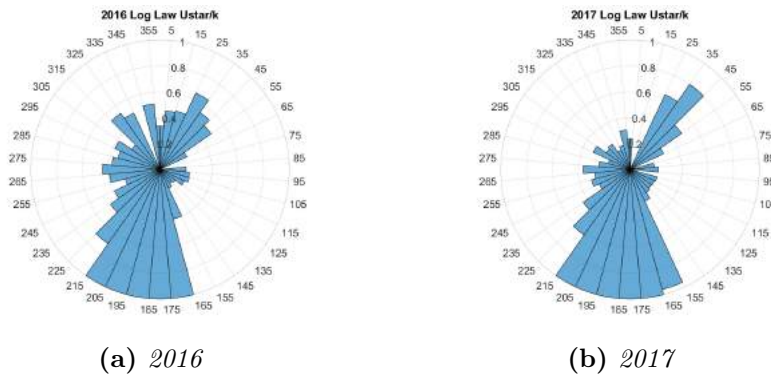
Figura 7.55: Mast 04: stima parametri Weibull - Justus

### 7.9.4 Profilo di velocità

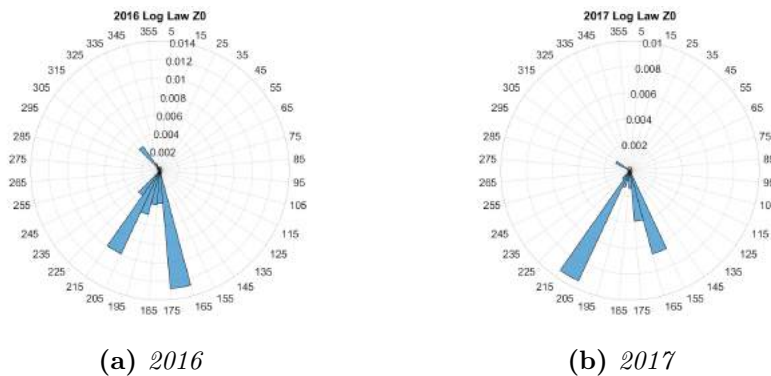
I valori di  $\alpha$  sono compresi nel range di  $0.02 \div 0.15$  e non ci sono sensibili cambiamenti nei due anni. Anche in questo anemometro c'è stato un calo dei valori di  $Z_0$  passando dall'anno 2016 all'anno 2017, anche se la differenza è minore (da 0.014 a 0.01).



**Figura 7.56:** Mast 04: wind shear - legge esponenziale  $\alpha$



**Figura 7.57:** Mast 04: wind shear - legge logartimica  $U^*/k$



**Figura 7.58:** Mast 04: wind shear - legge logartimica  $Z_0$

## 7.10 Mast 05

Quest'anemometro è posizionato *onshore*, con lo scopo di avere una valutazione anche su terreno, poiché sicuramente maggiormente influenzato dall'orografia.



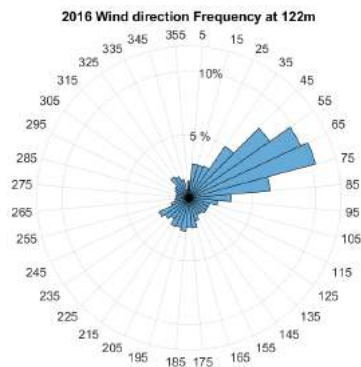
Figura 7.59: Posizione Mast 05

### 7.10.1 Rose dei venti

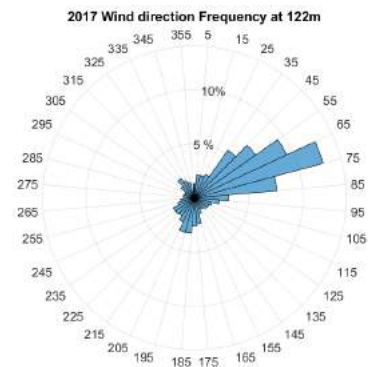
Le direzioni principali sono i settori 50-60-70°, con il valore massimo della frequenza per settore di circa 12 %, rispetto all'anemometro più vicino, Mast 04, sono in pratica le stesse direzioni del vento, in quanto gli anemometri sono posizionati in luoghi differenti.

Le rose delle intensità sono analoghi ad altri anemometri, dove le direzioni con maggior intensità sono rimaste quelli del Sud e le direzioni principali.

Per quanto riguarda invece le rose delle energie specifiche, si nota l'aumento del valore nell'anno 2017, ma la sua distribuzione è rimasta invariata.

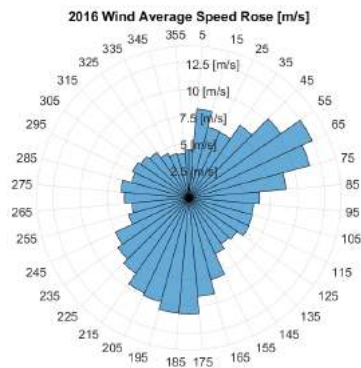


(a) 2016

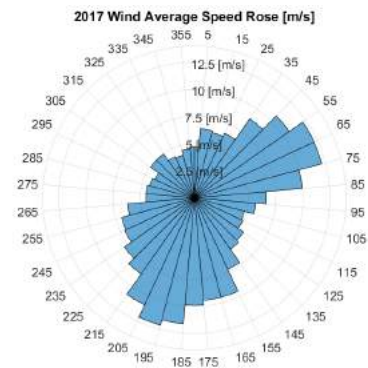


(b) 2017

Figura 7.60: Mast 05: rose delle frequenze

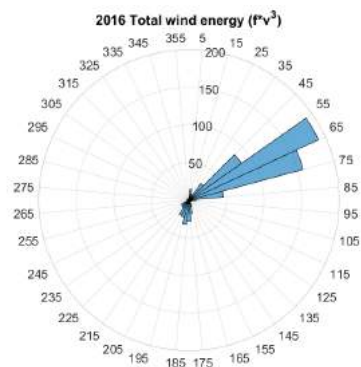


(a) 2016

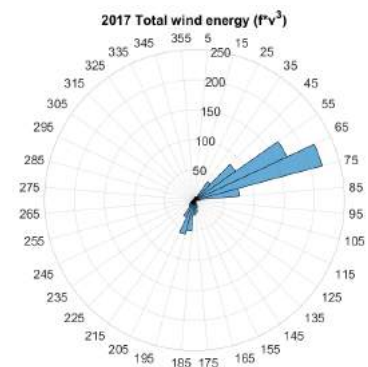


(b) 2017

Figura 7.61: Mast 05: rose delle velocità



(a) 2016

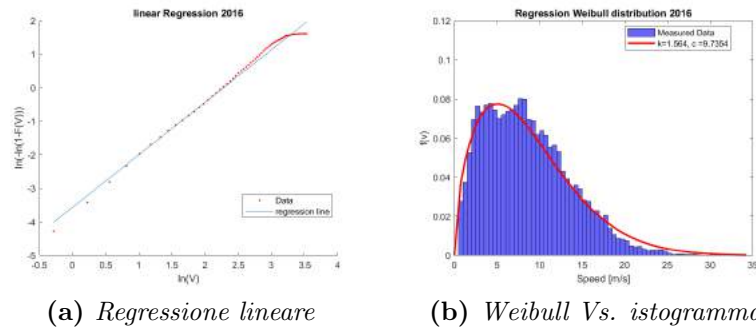


(b) 2017

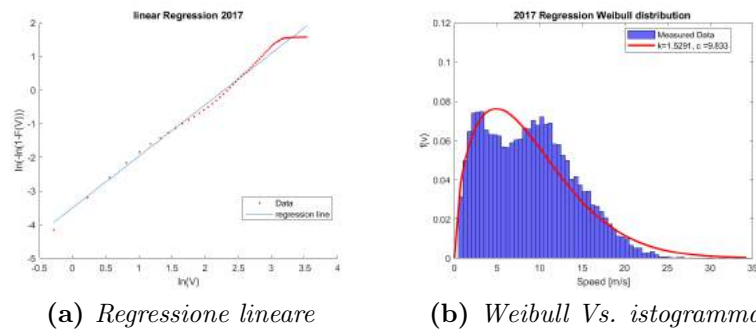
Figura 7.62: Mast 05: rose delle energie specifiche

### 7.10.2 Regressione lineare di *Weibull*

I valori di  $k_w$  sono rispettivamente 1.564 e 1.53 mentre quelli di  $c_w$  sono 9.74 e 9.78; pur essendo un sito *onshore*, i parametri non risultano molto diverso dagli precedenti anemometri che sono *offshore*.



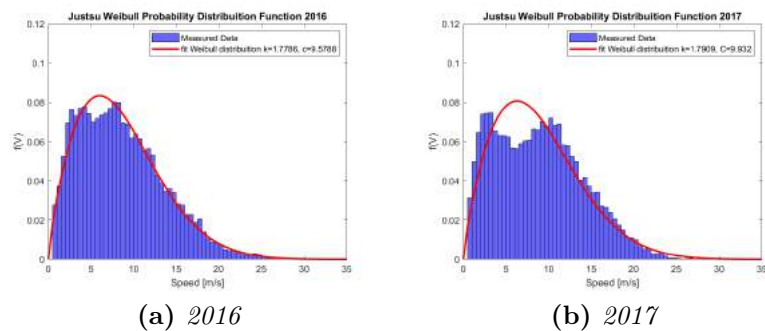
**Figura 7.63:** Mast 05: *Weibull* 2016



**Figura 7.64:** Mast 05: *Weibull* 2017

### 7.10.3 Stima di *Weibull - Justus*

I valori di  $k_w$  sono 1.78 e 1.79 mentre i valori di  $c_w$  sono 9.58 e 9.93. i valori di  $k_w$  sono lievemente inferiori a tutti gli altri anemometri.



**Figura 7.65:** Mast 05: stima parametri *Weibull - Justus*



### 7.10.4 Profilo di velocità

Essendo un sito *onshore*, ci si aspetta che i valori di  $\alpha$  e  $Z_0$  siano più alti rispetto ai precedenti anemometri, infatti così è stato; l' $\alpha$  varia da  $0.15 \div 0.3$  dove i valori massimi sono raggiunti per le direzioni di Nord-Est e Sud, facendo riferimento alla tabella 2.1 nel capitolo 2 corrisponde ad un'area con alberi alti. Mentre per  $Z_0$ , anche qua c'è un forte scostamento negli anni, possibile dovuto all'errore della stima, che con l'uso della legge logaritmica semplificata, vengono trascurati gli effetti della stabilità atmosferica.

Secondo le rose dei  $Z_0$ , le direzioni Sud-Est presentano una maggiore rugosità rispetto al resto delle direzioni, ciò può essere dovuto alla presenza di un'elevazione in tali direzioni.

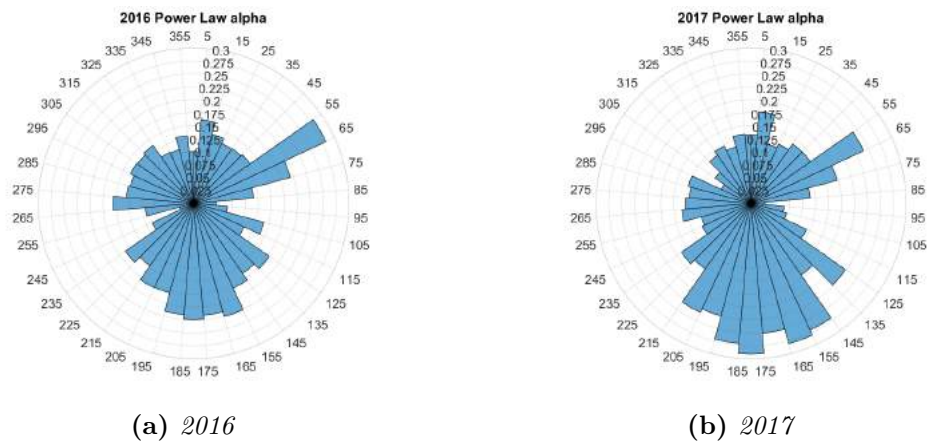


Figura 7.66: Mast 05: wind shear - Legge esponenziale  $\alpha$

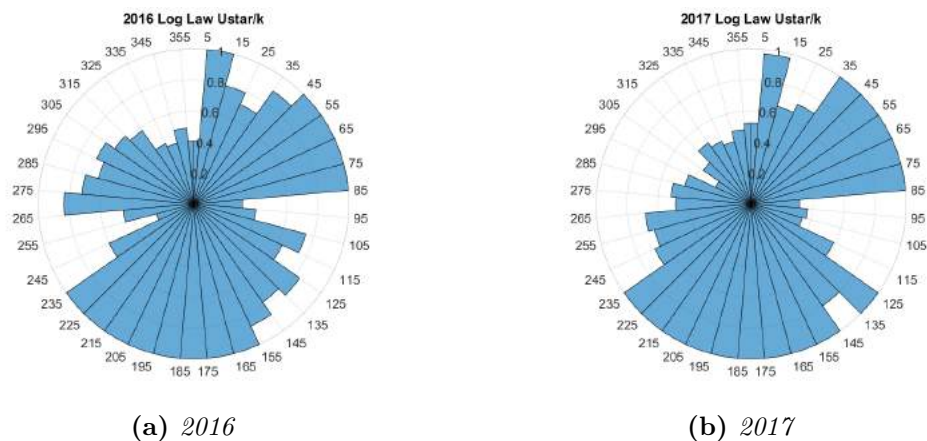


Figura 7.67: Mast 05: wind shear - legge logartimica  $U^*/k$

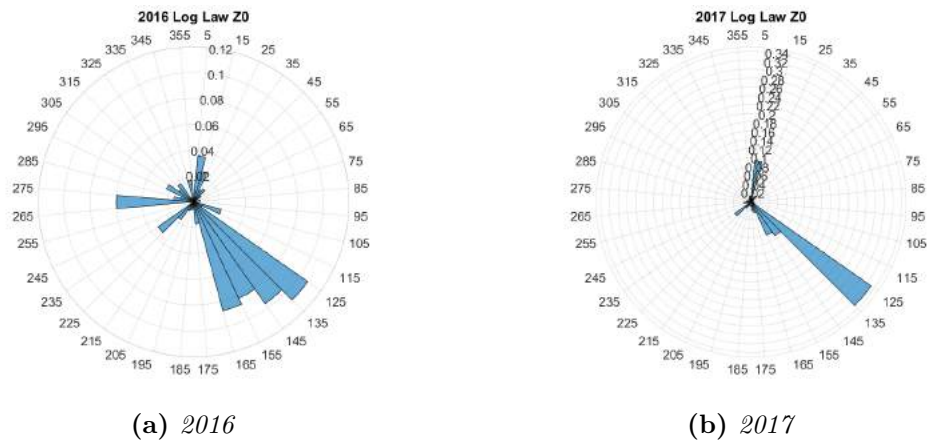


Figura 7.68: Mast 05: wind shear - legge logartimica Z0

## 7.11 Classificazione della ventosità

Sono state valutate le densità, velocità e le densità di potenza alla quota di 30 e 50 [m] (51 poiché il dato disponibile è a questa quota), con lo scopo di capire la classificazione della ventosità di ogni sito.

Il valore della densità di potenza dipende da quelli della densità e della velocità istantanea, per cui anche la densità di potenza deve essere valutato istante per istante ed infine ottenere il valore medio annuo; in seguito vengono illustrate quelle associate all'anemometro Mast 04:

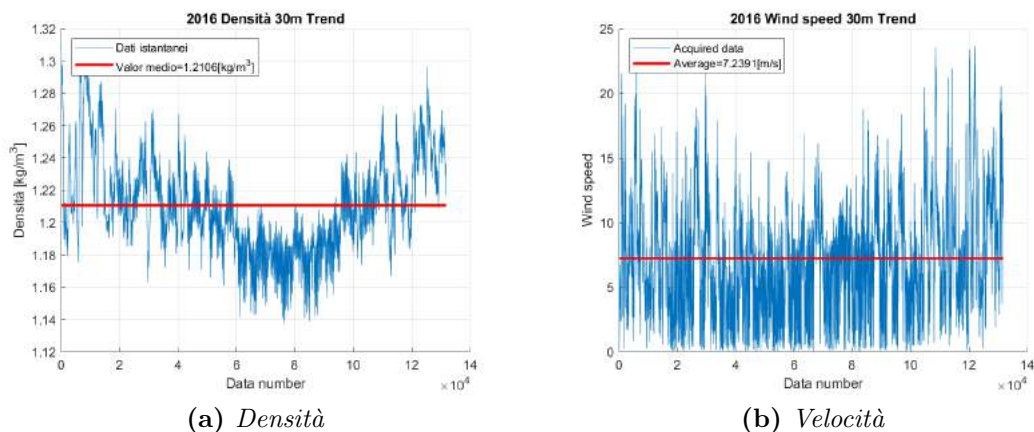


Figura 7.69: Mast 04: calcolo della densità e la velocità media annua a 30 [m]

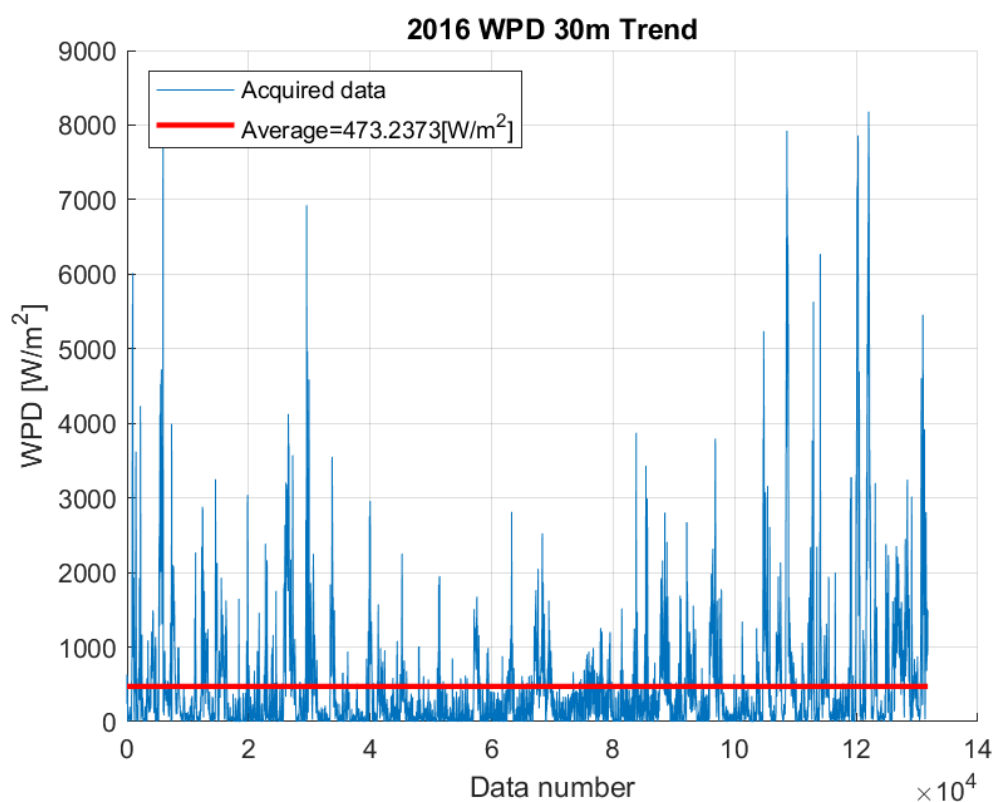


Figura 7.70: Mast 04: calcolo della densità di potenza a 30 [m]

Nella tabella 7.1 è riportato il criterio della classificazione delle ventosità secondo la *NREL*, ed in base a questa classificazione sono state date le votazione dei siti, riportati nelle tabelle 7.2 e 7.3, in funzione della velocità e densità di potenza media annua calcolata.

	30 m			50 m	
Wind power class	Wind resource category	Wind power density [W/m <sup>2</sup> ]	Wind speed [m/s]	Wind power density [W/m <sup>2</sup> ]	Wind speed [m/s]
1	Poor	$\leq 160$	$\leq 5.1$	$\leq 200$	$\leq 5.6$
2	Marginal	$\leq 240$	$\leq 5.9$	$\leq 300$	$\leq 6.4$
3	Fair	$\leq 320$	$\leq 6.5$	$\leq 400$	$\leq 7.0$
4	Good	$\leq 400$	$\leq 7.0$	$\leq 500$	$\leq 7.5$
5	Excellent	$\leq 480$	$\leq 7.4$	$\leq 600$	$\leq 8.0$
6	Outstanding	$\leq 640$	$\leq 8.2$	$\leq 800$	$\leq 8.8$
7	Superb	$\leq 1600$	$\leq 11.0$	$\leq 2000$	$\leq 26.6$

Tabella 7.1: Classificazione ventosità *NREL* [58]

---

2016					
	$V_{30m}$ [m/s]	WPD <sub>30m</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	$V_{51m}$ [m/s]	WPD <sub>51m</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	Classi
<b>Mast 01</b>	7.50	507.93	7.81	583.9671	5
<b>Mast 02</b>	7.04	447.01	7.30	504.1674	4
<b>Mast 03</b>	7.55	528.61	7.83	599.64	5
<b>Mast 04</b>	7.24	473.24	7.57	552.83	5
<b>Mast 05</b>	7.18	408.76	7.82	551.46	4

---

**Tabella 7.2:** Classi dei siti selezionati: anno 2016

---

2017					
	$V_{30m}$ [m/s]	WPD <sub>30m</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	$V_{51m}$ [m/s]	WPD <sub>51m</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	Classi
<b>Mast 01</b>	8.00	586.43	8.33	671.49	6
<b>Mast 02</b>	7.18	437.75	7.44	495.73	4
<b>Mast 03</b>	7.99	602.24	8.30	639.65	6
<b>Mast 04</b>	7.73	547.69	8.09	639.65	6
<b>Mast 05</b>	7.40	436.64	8.08	591.90	5

---

**Tabella 7.3:** Classi dei siti selezionati: anno 2017

La *NREL* definisce che, dal punto di vista economica, conviene la realizzazione di un parco eolico solo se esso abbia una valutazione superiore a 3, e in base ai risultati sopra descritti, tutti i siti analizzati sono risultati molto ventosi, quindi adatti alla produzione dell'energia eolica, infatti appartengono tutti alla classe 4 o superiore, in particolare nell'anno 2017 si sono registrate le velocità superiori all'anno precedente e come conseguenza sono quasi incrementati tutti di una classe [58].

Una particolare attenzione va sulle posizioni degli anemometri Mast 01, Mast 03 e Mast 04, che in qualità della ventosità risultano essere eccellenti arrivando addirittura essere di classi 6 nell'anno 2017; da notare che la classe 7 è estremamente raro ed infatti ha un gap molto elevato rispetto alla classe precedente.

## 7.12 Classificazione dei siti

Sempre tramite il codice *Matlab*, è possibile ottenere le informazioni sulle velocità medie anue di ogni anemometro all'altezza hub (fissata a 122 [m]):

	Mast 01	Mast 02	Mast 03	Mast 04	Mast 05
$\bar{V}$ 2016 [m/s]	8.31	7.67	8.26	8.16	8.52
$\bar{V}$ 2017 [m/s]	8.86	7.87	8.77	8.67	8.83
$\bar{V}$ 2016-2017 [m/s]	8.59	7.76	8.51	8.41	8.68
$V_{ref}$ 2016 [m/s]	41.57	38.35	41.31	40.79	42.61
$V_{ref}$ 2017 [m/s]	44.32	39.35	43.83	43.33	44.17
$V_{ref}$ 2016-2017 [m/s]	42.94	38.82	42.57	42.06	43.39

**Tabella 7.4:** Velocità medie e velocità di riferimento

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

**Figura 7.71:** Classificazione delle turbine [59]

Moltiplicando queste velocità medie per cinque si ottengono i valori delle velocità di riferimento, in base a tale valore si avrà le informazioni della classe della turbina per questi siti. Quindi, secondo i risultati riportati in tabella 7.4, in tutti gli anemometri, fatta per eccezione Mast 02, le turbine più adatte sono quelle della classificazione IEC I oppure IEC S, mentre per il Mast 02 basta una turbina della classe IEC II.

In genere, le turbine adottate nell'eolico offshore sono della classificazione IEC I, per via della maggiore intensità del vento, questo viene confermato anche nei siti analizzati.

Non è possibile conoscere la classe della turbolenza (A, B o C) per la mancanza dei dati riguardanti alla deviazione standard, dovuto alla natura dei dati numerici; in quanto sono istantanei e non mediati come quelli ottenuti tramite anemometri.

## 7.13 Calcolo della produzione annua

Per questo calcolo sono state scelte tre turbine per diversi motivi:

1. La disponibilità delle curve di potenza, presenti nelle *brochure* dei relativi siti; I coefficienti  $C_p$  sono stati ricavati tramite le curve di potenza [60, 29].
2. Le potenze nominali, in quanto attualmente l'eolico offshore adotta le turbine della potenza del range  $4 \div 6$  [MW]; tuttavia lo sviluppo del settore sta andando verso le turbine con maggiori potenze (circa 10 [MW]).
3. Classificazione, come discusso precedentemente, nei siti analizzati, le classi delle turbine idonee sono della classe IEC I e IEC S.

E le turbine selezionate per quest'analisi sono

- *Senvion 6.3 M152*, turbina da 6 [MW]

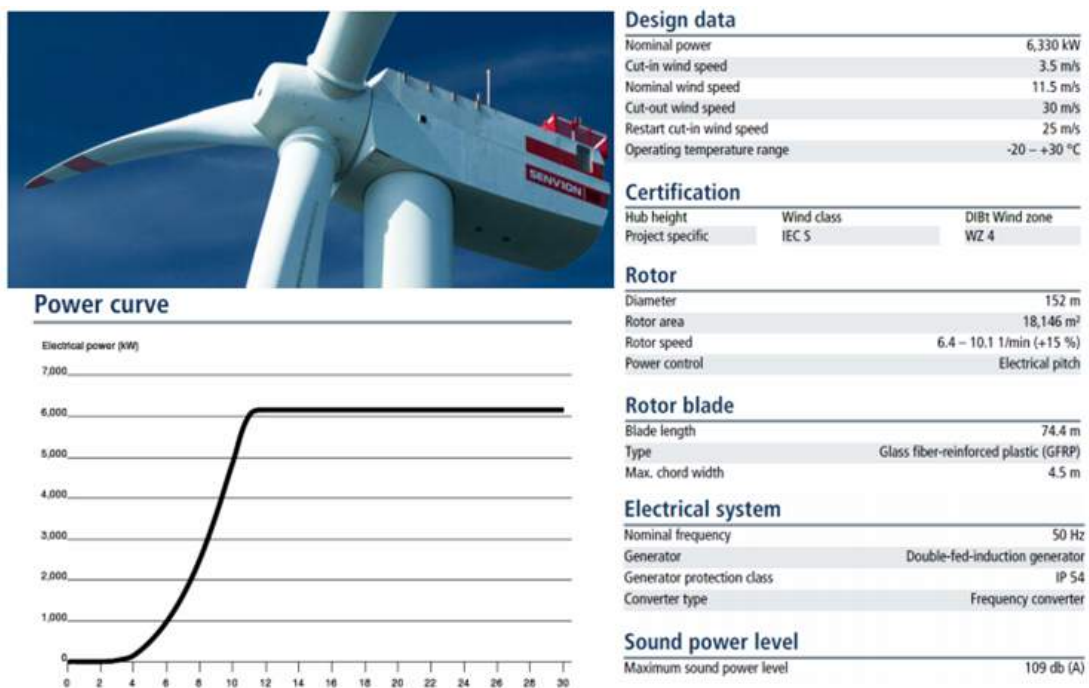
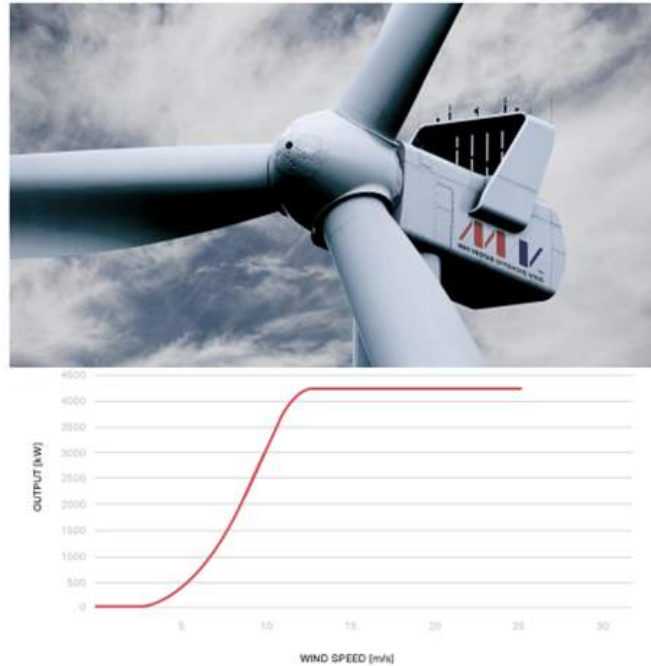


Figura 7.72: Turbina *Senvion*

- *Vestas V117* - 4.2 [MW]

- V117-4.2 MW**
- Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders
  - Cut-in wind speed 3 m/s
  - Cut-out wind speed 25 m/s
  - Wind class: IEC IB / IEC IIA / IEC S
  - Rotor diameter: 117 m
  - Swept area: 10,751 m<sup>2</sup>
  - Nacelle dimensions (installed incl. CoolerTop<sup>®</sup>): 6.8 x 12.8 x 4.0 m H x L x W
  - Rated power: 4200 W
  - Frequency: 50/60 Hz
- Sono disponibili anche le V164 da 8 e 9.5 [MW], fino alla V174 da 9.5 [MW]



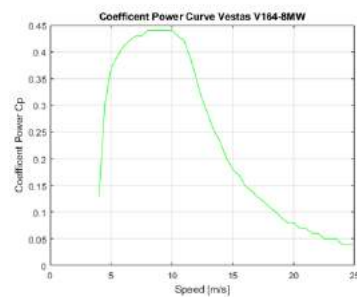
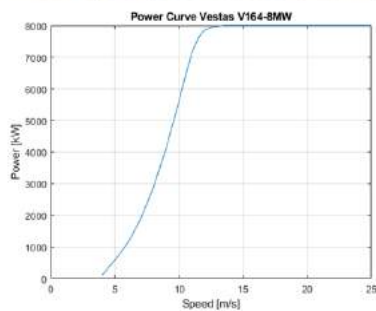
**Figura 7.73:** Turbina *Vestas* 4 [MW]

- *Vestas V164* 8 [MW], tale turbina non esiste commercialmente, ed è frutto di uno studio basato sulle turbine *Vestas* esistenti, viene preso in considerazione per la disponibilità dei dati sul  $C_p$  [97].



### VESTAS V164 8 MW

- Cut in wind speed: 4 [m/s]
- Cut out wind speed: 25 [m/s]
- Rotor diameter: 164 [m]
- Swept area: 21113,36 [m<sup>2</sup>]
- Rated power: 8000 [kw]



**Figura 7.74:** Turbina *Vestas* 8 [MW]

Questo calcolo ha solo lo scopo di valutare la bontà del sito, in quanto è associato ad una singola turbina, ed inoltre sono state considerate le perdite energetiche legate solamente alla turbina trascurando tutte le altre forme.

In seguito, vengono illustrati tutti i risultati del calcolo della produzione energetica, divisi per la posizione di ogni anemometro, ognuna di esse con le tre differenti tipologie di turbine.

Modello turbina	<i>Senvion 152</i>	<i>Vestas V117</i>	<i>Vestas V164</i>
<b>Cut in</b> [m/s]	3.5	3	4
<b>Cut out</b> [m/s]	30	25	25
$P_{max}$ [MW]	6.33	4.2	8
$A_{rot}$ [m <sup>2</sup> ]	18146	10751	21124
<b>AEP 2016</b> [MWh]	11773.2	15747.8	29056.3
<b>AEP 2017</b> [MWh]	13078.7	17463.1	32338.65
$N_{eh}$ <b>2016</b> [h]	1915.3	3745.3	3632.1
$N_{eh}$ <b>2017</b> [h]	2127.7	4153.3	4042.3
$C_f$ <b>2016</b>	0.22	0.43	0.41
$C_f$ <b>2017</b>	0.24	0.47	0.46

**Tabella 7.5:** Produzione annua: Mast 01

Modello turbina	<i>Senvion 152</i>	<i>Vestas V117</i>	<i>Vestas V164</i>
<b>Cut in</b> [m/s]	3.5	3	4
<b>Cut out</b> [m/s]	30	25	25
$P_{max}$ [MW]	6.33	4.2	8
$A_{rot}$ [m <sup>2</sup> ]	18146	10751	21124
<b>AEP 2016</b> [MWh]	101136.9	13524.8	24698.9
<b>AEP 2017</b> [MWh]	10666.4	14222.9	26043.9
$N_{eh}$ <b>2016</b> [h]	1649.1	3216.6	3087.4
$N_{eh}$ <b>2017</b> [h]	1735.22	3382.7	3255.5
$C_f$ <b>2016</b>	0.19	0.37	0.35
$C_f$ <b>2017</b>	0.20	0.39	0.37

**Tabella 7.6:** Produzione annua: Mast 02



Modello turbina	<i>Senvion 152</i>	<i>Vestas V117</i>	<i>Vestas V164</i>
<b>Cut in</b> [m/s]	3.5	3	4
<b>Cut out</b> [m/s]	30	25	25
$P_{max}$ [MW]	6.33	4.2	8
$A_{rot}$ [m <sup>2</sup> ]	18146	10751	21124
<b>AEP 2016</b> [MWh]	11401.4	15157.2	27858.2
<b>AEP 2017</b> [MWh]	12578.9	16833.5	31113.0
$N_{eh}$ <b>2016</b> [h]	1854.8	3604.88	3482.28
$N_{eh}$ <b>2017</b> [h]	2046.4	4003.6	3889.13
$C_f$ <b>2016</b>	0.21	0.41	0.39
$C_f$ <b>2017</b>	0.23	0.46	0.44

Tabella 7.7: Produzione annua: Mast 03

Modello turbina	<i>Senvion 152</i>	<i>Vestas V117</i>	<i>Vestas V164</i>
<b>Cut in</b> [m/s]	3.5	3	4
<b>Cut out</b> [m/s]	30	25	25
$P_{max}$ [MW]	6.33	4.2	8
$A_{rot}$ [m <sup>2</sup> ]	18146	10751	21124
<b>AEP 2016</b> [MWh]	12284.1	15176.4	27928.4
<b>AEP 2017</b> [MWh]	112647.9	16881.6	31261.3
$N_{eh}$ <b>2016</b> [h]	1998.4	3609.4	3491.0
$N_{eh}$ <b>2017</b> [h]	2057.6	4015.0	3907.7
$C_f$ <b>2016</b>	0.23	0.41	0.40
$C_f$ <b>2017</b>	0.23	0.46	0.45

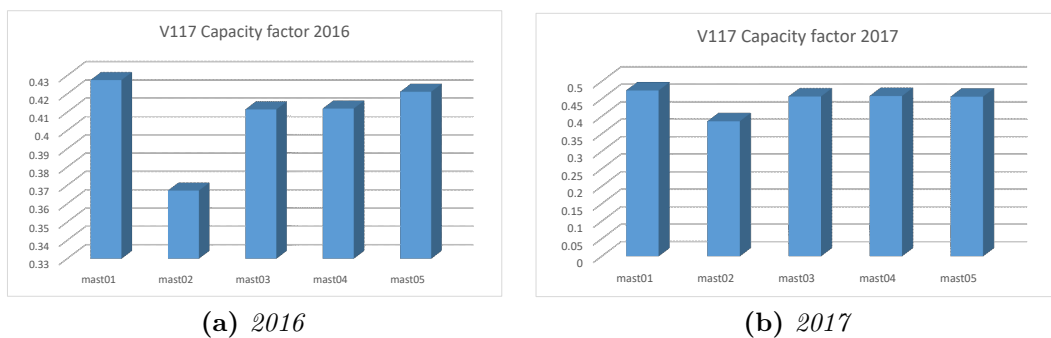
Tabella 7.8: Produzione annua: Mast 04

Modello turbina	<i>Senvion 152</i>	<i>Vestas V117</i>	<i>Vestas V164</i>
<b>Cut in</b> [m/s]	3.5	3	4
<b>Cut out</b> [m/s]	30	25	25
$P_{max}$ [MW]	6.33	4.2	8
$A_{rot}$ [m <sup>2</sup> ]	18146	10751	21124
<b>AEP 2016</b> [MWh]	12510.3	15512.97	28619.8
<b>AEP 2017</b> [MWh]	12567.3	16814.4	31212.2
$N_{eh}$ <b>2016</b> [h]	2035.2	3689.5	3577.5
$N_{eh}$ <b>2017</b> [h]	2044.5	3999.0	3901.5
$C_f$ <b>2016</b>	0.23	0.42	0.41
$C_f$ <b>2017</b>	0.23	0.46	0.45

Tabella 7.9: Produzione annua: Mast 05

In base a questi risultati, si possono trarre alcune considerazioni:

- Tra le tre turbine prese in esame, la migliore turbina risulta essere la *Vestas V117* in quanto garantisce un *capacity factor* maggiore di altre due. In termini di energia generata invece, risulta essere minore della turbina *Vestas V164*, ciò è dovuto alla differenza della potenza nominale;
- La turbina della *Senvion 152 6.3 [MW]* non riesce ad avere un *capacity factor* maggiore di 0.23, dovuto alle caratteristiche della turbina ( $C_p$ );
- Confrontando i *capacity factor* dei diversi anemometri (solo con la turbina *Vestas V117*), si ha che il punto più favorevole sia Mast 01, come conferma di quest'analisi, è presente il parco eolico *onshore* nelle sue vicinanze, come già illustrato precedentemente.



**Figura 7.75:** Confronto *capacity factor* con la turbina *Vestas V117*

# Capitolo 8

## Validazione e confronto

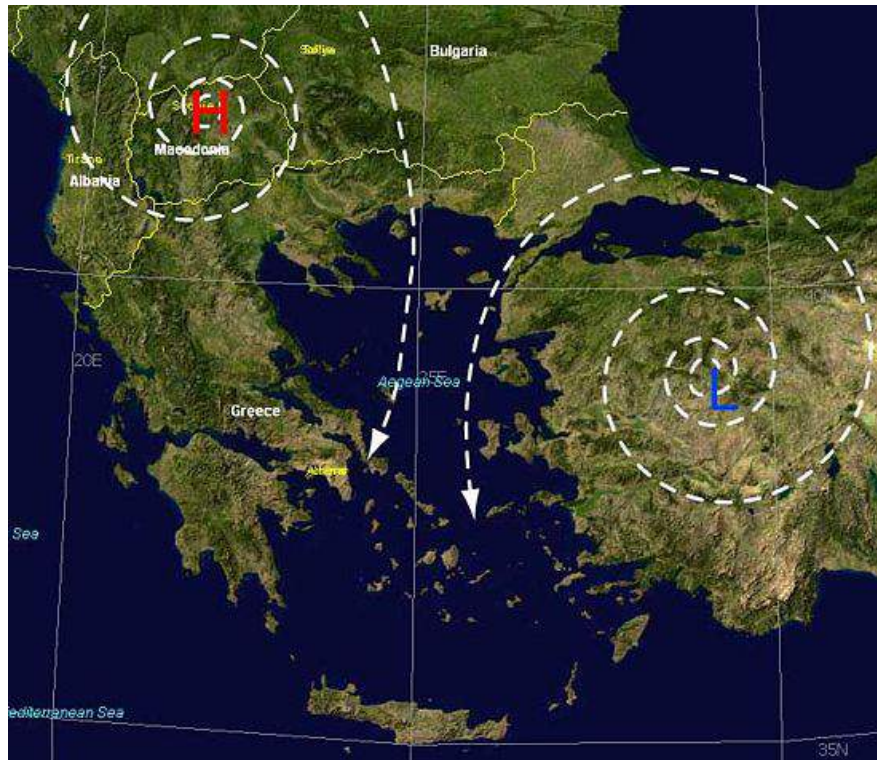
È utile avere una validazione dei dati numerici ed il procedimento del loro analisi, rendendo conto dell'affidabilità del processo, infatti sono state effettuate delle verifiche su tal aspetto.

### 8.1 Rose dei venti geo-referenziate

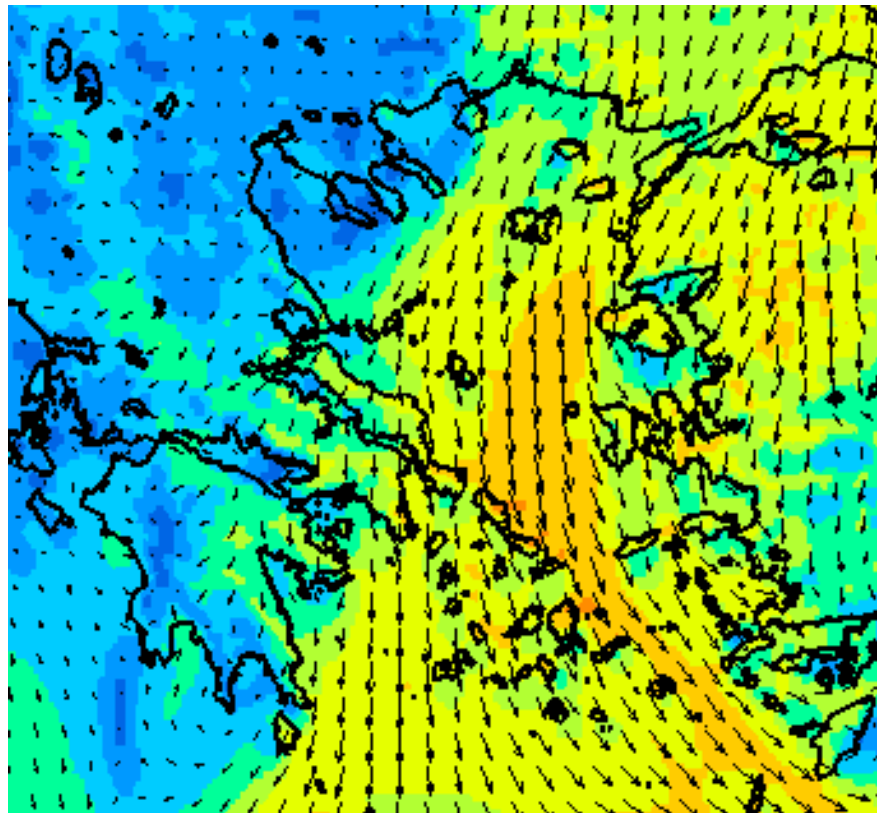
Prima di tutto, con tutte le rose delle frequenze di tutti e cinque anemometri, è possibile capire come si comporta il vento nell'area di interesse.

Facendo riferimento all'immagine (figura 8.3, presente nelle pagine successive), le direzioni principali del vento provengono dal Nord-Est. Facendo una ricerca sui venti presenti nella Turchia, si ha subito un riscontro di questo comportamento del flusso ed è dovuto dai venti monsonici chiamati Etesii (o Meltemi). Gli Etesii, conosciuti anche come come Meltemi, sono dei venti periodici che spirano frequentemente sul bacino centro-orientale del mar Mediterraneo, in particolare fra la Grecia, l'Egeo, creta e le coste della Turchia occidentale, durante il periodo tardo primaverile ed estivo; sono i venti caratteristici che soffiano costantemente dal Nord e Nord-Est.

L'origine degli Etesii è riconducibile alla combinazione di alta pressione presente nei Balcani e quella a bassa pressione in Turchia, innescando nel periodi estivo tale movimento della massa d'aria.



(a) *L'origine di Etesii*



(b) *L'andamento di Etesii*

**Figura 8.1:** Vento stagionale turco: Etesii [98]

Anche se questi venti sono presenti solo nella stagione estiva, hanno un forte impatto sulla media annua, dovuto alle loro forti intensità e frequenza, come risultato si ha le rose appena analizzate. È possibile che il flusso d'aria venga incanalato e accelerato dovuto alla particolarità dell'orografia fino ad ottenere le velocità registrate (figura 8.2).



**Figura 8.2:** Canalizzazione del flusso

## 8.2 Rose dei Z0 georeferenziate

Lo stesso procedimento è stato effettuato con le rose delle rugosità superficiali (Z0), con la geo-referenziazione è possibile notare la causa dei valori di picco nei vari Z0.

Si nota che, nelle direzioni dove si hanno dei picchi, in genere sono laddove sono presenti elevazioni di rilievo, legati alla presenza delle catene montuose; come mostrato nella figura 8.4 segnalate tramite le frecce rosse. Questo può essere valido come la valutazione dell'affidabilità dei dati ed il procedimento svolto dall'algorithm.



Figura 8.3: Rose delle frequenze geo-referenziate

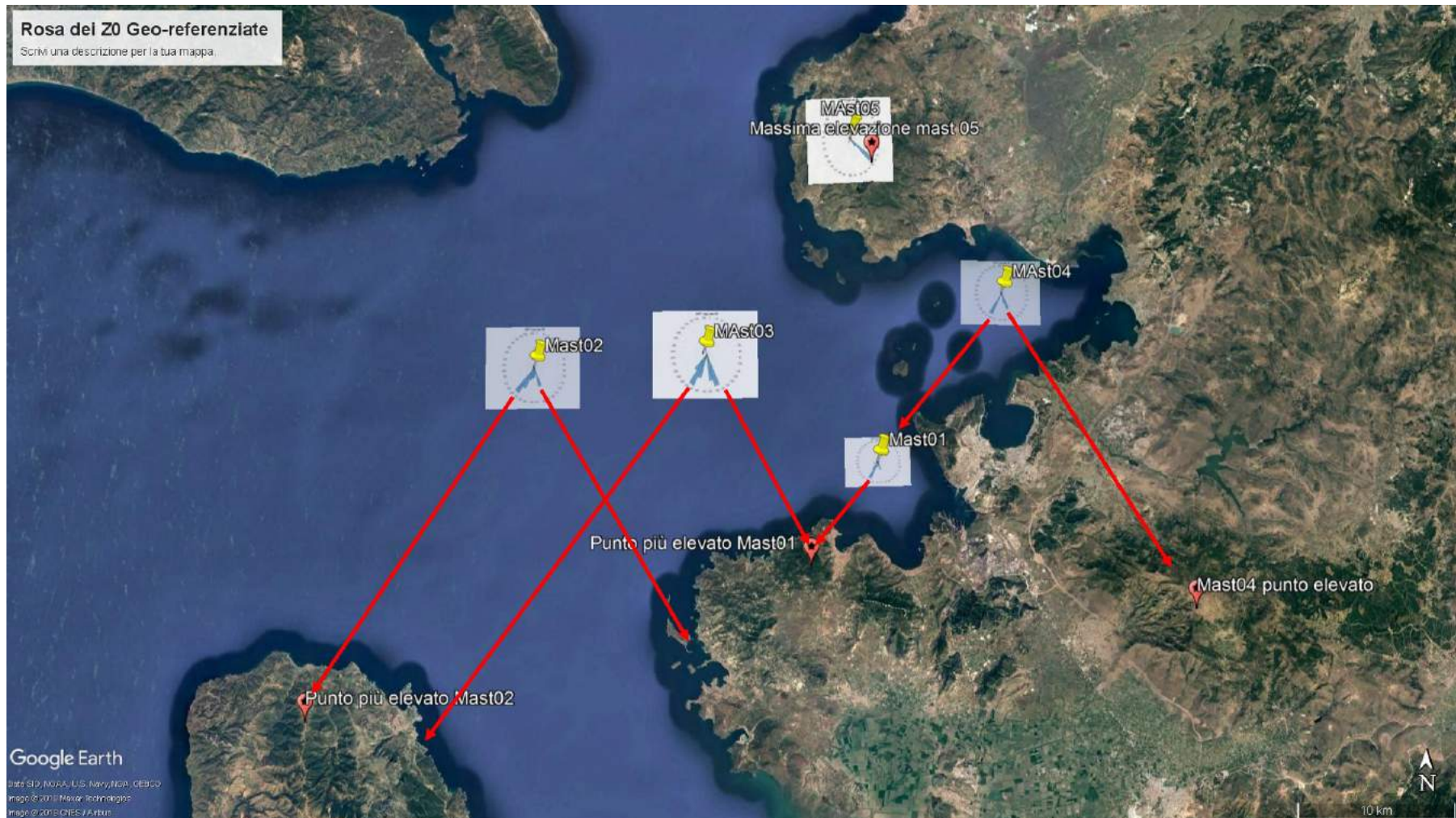
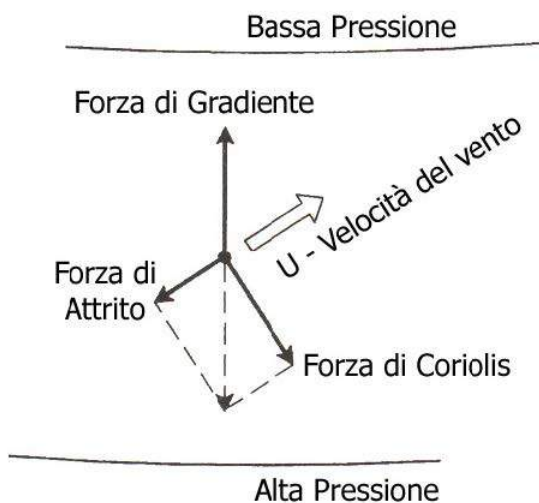


Figura 8.4: Rose delle Z0 geo-referenziate

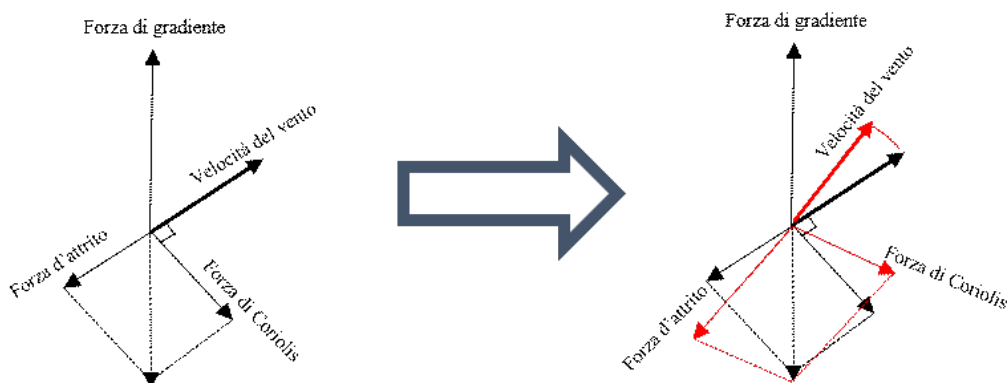
## 8.3 Spirale di Ekman

I movimenti delle masse d'aria sono dovuti principalmente al gradiente di pressione presenti in atmosfera. Per le quote minori di  $1 \div 2$  [km], la forza dovuta al gradiente di pressione è bilanciata dalla forza risultante della composizione della forza di attrito e la forza di *Coriolis*; dove la prima è parallela alla direzione del vento con il verso opposto e coll'avvicinarsi al suolo la sua intensità aumenta e cambia anche la direzione mentre la seconda risulta ad essere sempre ortogonale alla velocità del vento.



**Figura 8.5:** Bilancio delle forze [30]

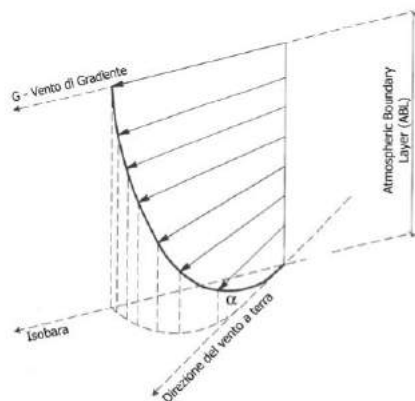
Siccome il bilancio delle forze deve essere mantenuto a tutte le quote, e la forza di attrito varia in funzione alla distanza dal suolo; si ha che procedendo dall'alto verso il suolo si ha una rotazione della direzione del vento, se si tratta dell'emisfero nord tale rotazione è antiorario.



**Figura 8.6:** Rotazione della velocità del vento con abbassare della quota



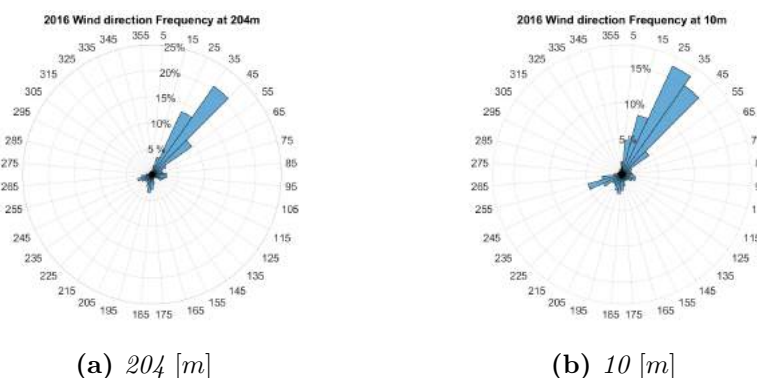
La deviazione della velocità del vento è quantificabile, ed è circa  $20^\circ$  la deviazione della velocità al suolo e quella del vento geo-strofico, chiamato anche vento di gradiente.



**Figura 8.7:** Deviazione della direzione della velocità [30]

Quindi, come validazione dei dati numerici e dell'algoritmo sviluppato sono state costruite le rose dei venti a diverse quote, per determinare se il c'è il fenomeno di questa deviazione.

Sono state analizzate le rose a tutte le quote di tutti gli anemometri, in seguito si riportano le rose a 204 [m] e 10 [m] dell'anno 2016 del Mast 04 come esempio, in modo tale da poter osservare se esiste, il fenomeno della deviazione e, se possibile quantificarlo per una differenza di quota di 200 [m]:



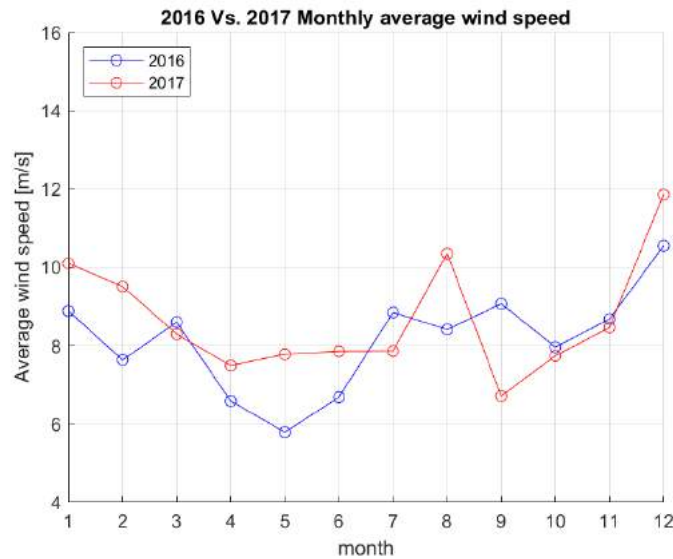
**Figura 8.8:** Mast 04 anno 2016: Rose delle frequenze a diverse quote

Ed il risultato ha confermato la presenza di questa deviazione, notando che tutta la rosa ha subito una rotazione antioraria, con avvicinarsi al suolo; non è stato possibile quantificare il suo valore in quanto è discretizzata la rosa, ma è possibile notare che sia minore di  $10^\circ$  (larghezza del settore). Tale comportamento è stato riscontrato in tutti gli altri anemometri.

## 8.4 Confronto dei risultati

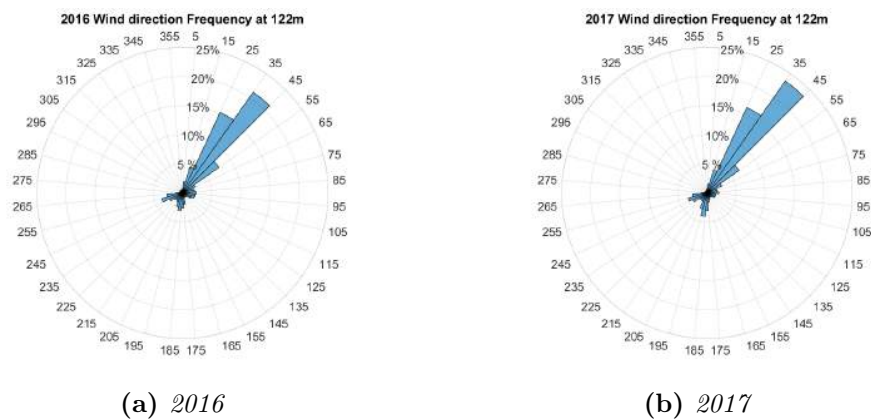
In base ai risultati presentati nei capitoli precedenti, è possibile fare il confronto tra gli anemometri e trarre alcune conclusioni:

- Le velocità medie mensili, escludendo i mesi invernali (ottobre-novembre-dicembre), si discostano molto nei due anni.



**Figura 8.9:** 2016 Vs. 2017: Velocità medie Mast 04

- Per quanto riguardano le rose, non sono registrate sensibili cambiamenti nei due anni, fatta per eccezione le rose delle frequenze dell'anemometro Mast 02; che nell'anno 2016, c'è stata qualche perturbazione provvisoria che ha alterato il comportamento globale di quell'anno incidendo sulla rosa delle frequenze (figura 8.11)



**Figura 8.10:** 2016 Vs. 2017: Rosa delle velocità Mast 04

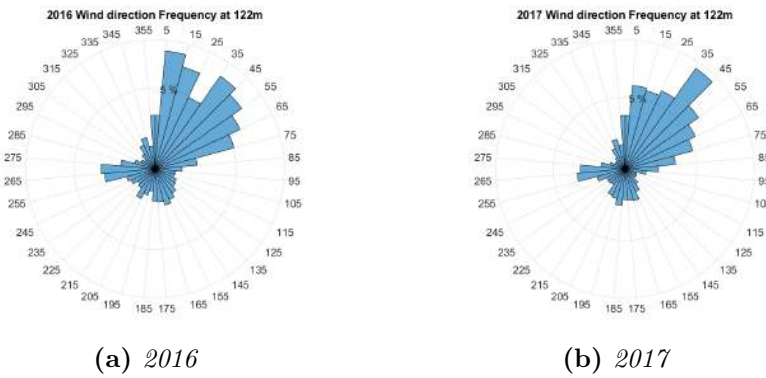


Figura 8.11: 2016 Vs. 2017: Rosa delle frequenze Mast 02

- In tutti gli anemometri, le rose delle  $\alpha$  nei due anni non ci sono state grandi variazioni, ed i suoi valori variano nel range di  $0.025 \div 0.175$  conforme con il valore di riferimento della normativa IEC 61400-3 (0.14); fatta eccezione per il Mast 05 che variano nel range  $0.15 \div 0.3$  poiché è *onshore*.

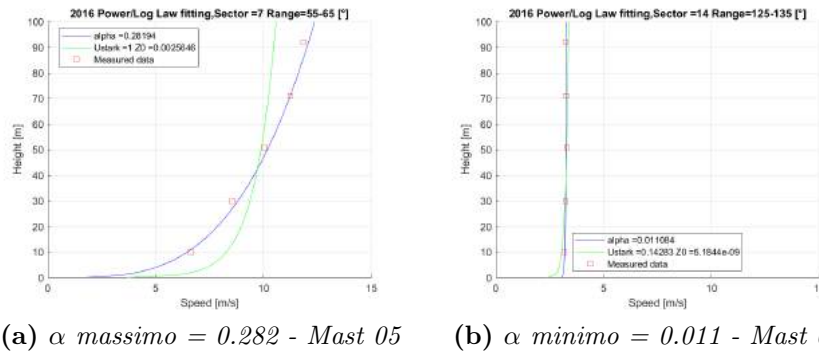


Figura 8.12: Esponenti  $\alpha$  massimo e minimo in tutti gli anemometri

- In tutti gli anemometri analizzati, nell'anno 2017 si sono registrate le intensità del vento maggiori dell'anno 2016, con una differenza massima di  $0.55 [m/s]$  sulla velocità media annua alla quota di  $122 [m]$ ;

	$\bar{V}$ 2016 [ $m/s$ ]	$\bar{V}$ 2017 [ $m/s$ ]	$ \Delta\bar{V} $ 2016-2017 [ $m/s$ ]
Mast 01	8.31	8.86	0.55
Mast 02	7.67	7.87	0.20
Mast 03	8.26	8.77	0.51
Mast 04	8.16	8.67	0.51
Mast 05	8.52	8.83	0.31

Tabella 8.1: Confronto delle velocità medie 2016 - 2017

- In base alle rose dei venti, il luogo con maggior intensità di energia sono gli anemometri Mast 01, seguito dall'anemometro Mast 04; entrambi hanno una forte concentrazione di energia in due singoli settori, ciò comporta un vantaggio per le turbine eoliche in quanto saranno soggette a minor regolazioni di angolo per inseguire il vento; come conferma dell'analisi svolta, vicino al Mast 01 è attivo *onshore* un campo eolico, si tratta del campo eolico *Yurtdag* con la potenza totale di 42.5 [MW], composto da 17 turbine del tipo *Nordex N90/2500*, che hanno un diametro del rotore pari a 90 [m] e possono generare 2.5 [MW] ciascuna (figure 8.13 e 8.14).



Figura 8.13: Aliaga Windfarm *onshore*, posizione



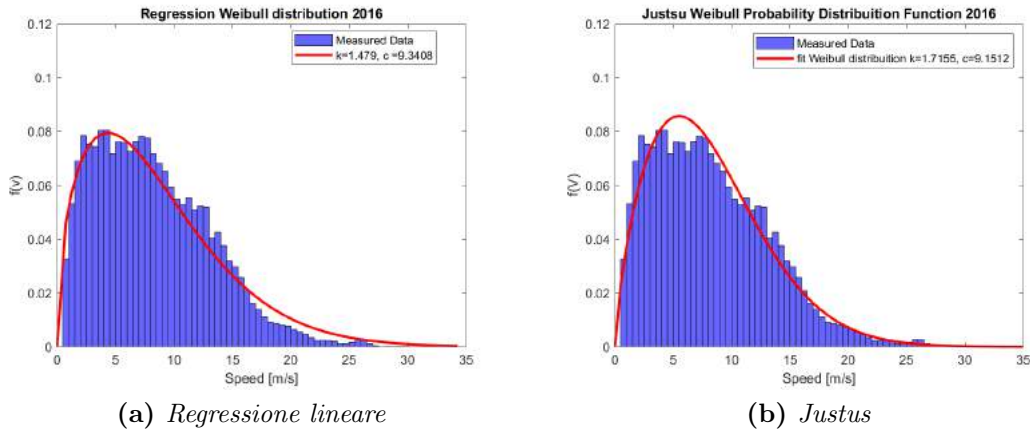
Figura 8.14: Aliaga Windfarm *onshore*, turbine

- I parametri *Weibull*, ottenuti tramite la regressione lineare, tra i vari anemometri sono piuttosto simili, con i valori di  $k_w$  nel range di  $1.48 \div 1.6$  e valori di  $c_w$  nel range di  $9.27 \div 9.93$ ; quindi siamo in una situazione con valori di  $k_w$  medi (in quanto può variare tra 1 e 3) e  $c_w$  alti. In genere il rapporto del parametro di scala ( $c_w$ ) e la velocità media annua ( $\bar{V}$ ) sia circa 0.9, confermato dalla seguente tabella dove sono riportati questi rapporti per ogni anemometro. Tale rapporto, per i parametri ottenuti con la legge di *Justus* risultano tutti essere pari a 0.89.

	$\frac{c_w}{\bar{V}}$ 2016	$\frac{c_w}{\bar{V}}$ 2017
<b>Mast 01</b>	0.88	0.91
<b>Mast 02</b>	0.84	0.85
<b>Mast 03</b>	0.85	0.88
<b>Mast 04</b>	0.87	0.90
<b>Mast 05</b>	0.87	0.90

**Tabella 8.2:** Rapporti  $\frac{c_w}{\bar{V}}$

- La distribuzione di *Weibull*, ottenuta con l'uso della legge di *Justus*, anche se di poco, risulta essere più adatta rispetto a quella ottenuta tramite la regressione lineare, in quanto approssima meglio l'istogramma;



**Figura 8.15:** Mast 04: confronto delle distribuzioni di *Weibull*

- Secondo la classificazione della ventosità della *NREL*, in tutti gli anemometri, le classi sono maggiori di 4, quindi molto appetibile per la risorsa eolica; in particolare nella posizione dell'anemometro Mast 03, si ha una lieve vantaggio rispetto ad altri.

- Dall'analisi della produzione annua, quest'area si conferma essere un luogo molto adatto per la generazione di energia eolica, con i valori di *capacity factor* molto alti superando la media dei campi eolici *offshore* del 2018 (0.37), arrivando ad un valore massimo di 0.47, superiore alla media degli impianti eolici nel Regno Unito, presa in considerazione in quanto leader mondiale del settore eolico *offshore* (tabella 8.3).

<b>Tipologia impianto</b>	<b><i>Capacity factor</i> [%]</b>
Impianti nucleari	77.4
Impianti a gas a cicli combinati (IGCC)	45.3
Impianti con l'uso del carbone	17.3
Impianti idroelettriche	36.5
Impianti eolici <i>onshore</i>	31.7
Impianti eolici <i>offshore</i>	38.9
Impianti fotovoltaici	10.7
Impianti marine (alimentati dalle onde e maree)	3.0
Impianti biomassa	61.5

**Tabella 8.3:** *capacity factor* UK nel 2017 [63]

# Capitolo 9

## Conclusioni e sviluppi futuri

Questa tesi rappresenta la prima fase dello studio, ed ha lo scopo di scegliere il sito e valutarne il potenziale. La valutazione è stata effettuata tramite l'analisi anemologica con i dati acquisiti con il modello numerico di mesoscala.

Per la selezione dei possibili candidati siamo partiti con la ricerca dei luoghi con alta disponibilità del vento nel mar Mediterraneo, ed una volta identificati, sono stati valutati tutti i parametri vincolanti per la realizzazione di un parco eolico *offshore* in questi luoghi; per ogni parametro è stata data una valutazione da 1 a 5 dove il voto 5 corrisponde alla piena votazione. Così facendo si ottiene quindi una matrice di valutazione di tutti i parametri che ci ha permesso di decidere il migliore candidato (Aliaga, Turchia). Aliaga è una città della regione di Izmir della Turchia che si affaccia al mar Egeo, e la sua economia si basa principalmente sul turismo, smantellamento delle navi e le industrie petrol-chimiche; gli ultimi due sono punti a favore per la realizzazione del parco in quanto grazie ad essi sono presenti un porto industriale ed una centrale di trasformazione ad alta tensione.

Una volta scelto il sito definitivo, per ottenere i dati anemometrici ad alta risoluzione, richiesta per una buona valutazione eolica, è stato adottato il modello numerico PSU/NCAR MM5 con la tecnica di *Hindcasting* e metodo *Two-way nesting*, tramite il quale sono stati ottenuti, nell'area di interesse, tutti i dati meteorologici degli anni 2016-2017 a diverse quote, partendo da 10 metri dal suolo fino ad arrivare a circa 10 000 [m] (altezza del vento geo-strofico/vento di gradiente) con la risoluzione spaziale di 1 [km] e risoluzione temporale di 4 [min]. Il calcolo numerico, con le risorse computazionali del cluster dell'*Università Politecnica delle Marche*, è durato per circa due mesi.

Tra i dati meteorologici, sono stati selezionati 5 posizioni per effettuare l'analisi anemologica completa, in modo tale da aver opportunità di valutare più scenari nell'area di interesse e successivamente definire quale sia il più promet-

---

tente, ed allo stesso tempo aver una visione dell'intera area. Di questi 5 posizioni sono stati estratti le informazioni fino alla quota di 255 [m], in quanto l'altezza massima di una turbina sia circa 200 [m], le analisi anemologiche vengono fatte all'altezza mozzo, e tale quota è pari a 122 [m], definita in funzione alle altezze delle turbine eoliche *offshore* attualmente in commercio.

Per avere una completa visione dell'area sono state analizzate una serie di informazioni, oltre alle rose dei venti, distribuzione di *Weibull* (stimata sia con la regressione lineare che con la legge empirica di *Justus*) e la classificazione della turbina secondo la normativa IEC 61400-1, che sono già sufficienti per la valutazione della bontà del sito sono stati analizzati anche altri parametri che forniscono ulteriori informazioni: stima del profilo di velocità (sia con la legge esponenziale che con la legge logaritmica), trend giornalieri dei vari parametri climatici, valutazione degli effetti termici, analisi della stabilità atmosferica e della formazione delle nubi, classificazione della ventosità del sito secondo la *NREL* ed infine anche una valutazione della produzione annua e *capacity factor* con tre esempi di turbine.

Siccome i dati meteorologici sono frutto di una simulazione numerica, per capire la loro affidabilità sono stati validati in diverse maniere; come la costruzione delle rose del vento geo-referenziate così da capire la provenienza del vento e verificarlo con la documentazione on-line e la spirale di Ekman.

Come risultato delle analisi e validazioni, l'area scelta risulta essere ottimale per la realizzazione del parco eolico, confermato anche dalla presenza del parco eolico esistente (*onshore*), lo studio riportato in questa tesi è quello di affrontare le fasi di un progetto preliminare di un campo eolico *offshore*, per cui non verrà tenuto in considerazione la realizzazione del parco attorno all'anemometro *onshore* (Mast 05), nonostante i risultati mostrano che esso abbia un potenziale eolica alto così come gli altri anemometri *offshore*.

Quindi una volta convalidata l'area tramite la valutazione della risorsa eolica, lo step successivo dello studio, sarà quello di effettuare un'analisi in dettaglio (fino a qualche metro) di tutte le limitazioni in gioco per la realizzazione del parco (batimetria, traffico marittimo, zone sismiche, distanza dalle coste ecc.), in modo da definire attorno quale posizione analizzato realizzare il parco e, scegliere la turbina opportuna; tale da poter definire infine il numero totale delle turbine del parco e la loro disposizione.

È possibile, con lo scopo di valutare diversi aspetti tecnici, scegliere di avere più soluzioni sulla disposizione del campo eolico e la sua collocazione, affrontando le problematiche di diverse configurazioni. Infatti, queste tematiche sono affrontate nelle tesi dei miei colleghi Saer Odeh e Andrea Minasi [99, 100].



# Riferimenti

- [1] Zhang M. Song Y. Study on the gravity movement and decoupling state of global energy related  $CO_2$  emissions. *Journal of environmental management*, 245:302–310, 2019.
- [2] Tan X. Zhang S. Yang F. Zhou W. Huang H. Zhou Y., Chen X. Mechanism of  $CO_2$  emissions reduction by global energy interconnection. *Global energy interconnection*, 1:409–419, 2019.
- [3] Global Carbon Atlas- $CO_2$  emissions. <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>.
- [4] McDonnell K. Satir M., Murphy F. Feasibility study of an offshore wind farm in the agean sea,turkey. *Renewable and sustainable energy reviews*, 81:2552–2562, 2018.
- [5] Brennan F.P. Lozano-Minguez E., Kolios A.J. Multi-criteria assessment of offshore wind turbine support structures. *Renewable Energy*, 36:2831–2837, 2011.
- [6] Wind europe. Offshore wind in europe-key trends and statistics 2018. 2019.
- [7] Yasar A. Bilgili M. Offshore wind power development in europe and its comparison with onshore counterpart. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15:905–915, 2011.
- [8] Lopez J.S. Negro V. Esteban M.D., Diez J.J. Why offshore wind energy? *Renewable energy*, 36:444–450, 2011.
- [9] Kaiser M.J. Snyder B. A comparison of offshore wind power in europe and the us: patterns and drivers of development. *Applied energy*, 86:1845–1856, 2009.

- [10] Gomez-Gesteira M. Costoya X. Carvalho D. Sanz-Larruga F.J. Gimeno L. DeCastro M., Salvador S. Europe, china and the united states: three different approaches to the development of offshore wind energy. *Renewable and sustainable energy reviews*, 109:55–70, 2019.
- [11] Yang Y. Leung D.Y.C. Wind energy development and its environmental impact: a review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16:1031–1039, 2012.
- [12] IPA. Powered (project of offshore wind energy: Research, experimentation, development) green energy in adriatic sea wp 3 - task 3.1 technological state of the art. Technical report, IPA-POWERED, 2015.
- [13] Smith B. Sorensen H.C. Barthelmie R.J. Boesmans B. Henderson A.R., Morgan C. Offshore wind energy in europe: a review of the state of the art. *Wind energy*, 6:35–52, 2003.
- [14] Wind Europe-interactive offshore wind farms map. <https://windeurope.org/about-wind/interactive-offshore-maps/>.
- [15] Henriques E. Reis L. Vieira M., Snyder B. European offshore wind capital cost trends up to 2020. *Energy policy*, 129:1364–1371, 2019.
- [16] Blue H. <http://www.blueengineering.com/historical-development.html>.
- [17] General Electric offshore wind turbines. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind>.
- [18] Minambres Y.O. Assessment of current offshore wind support structures concepts-challenges and technological requirements by 2020. 2012.
- [19] Gkoumas K. Manenti S. Bontempi F., Petrini F. Realizzazione di un parco eolico offshore nel golfo di Manfredonia: Calcolo delle strutture di supporto delle turbine offshore. Technical report, 2012.
- [20] Xiaoni Wu, Yu Hu, Ye Li, Jian Yang, Lei Duan, Tongguang Wang, Thomas Adcock, Zhiyu Jiang, Zhen Gao, Zhiliang Lin, Alistair Borthwick, and Shijun Liao. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104:379–393, 01 2019.
- [21] International Electrotechnical Commission IEC. *Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines*. 2009.

- [22] Muhammad Arshad and Brendan O’Kelly. Offshore wind-turbine structures: A review. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Energy*, 166:139–152, 11 2013.
- [23] Bhattacharya S. Challenges in design of foundations for offshore wind turbines. *Engineering and technology references*, 2014.
- [24] *OFFSHORE STANDARD DNV-OS-J101: Design of offshore wind turbine structures*.
- [25] Francisco Huera-Huarte. Deep water: The next step for offshore wind energy. a report by the european wind energy association. 10 2013.
- [26] Deep Resource. <https://deepresource.wordpress.com/2017/06/11/floating-wind-turbines-2/#jp-carousel-63154>.
- [27] Ideol Offshore. <https://www.ideol-offshore.com/en/technology>.
- [28] Simens-Gamesa offshore wind turbines. <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore>.
- [29] MHI Vestas offshore wind turbines. <http://www.mhivestasoffshore.com/innovations/>.
- [30] Renato Ricci. Corso di energetica a.a.2017/2018,energia eolica – parte seconda. 2018.
- [31] Ib Troen and Erik Lundtang Petersen. *Atlante Europeo del Vento*. Risø National Laboratory, 1990.
- [32] Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/>.
- [33] CESI-Università degli Studi di Genova. Atlante eolico dell’italia-ricerca di sistema per il settore elettrico progetto enerin. 2002.
- [34] NEWA-news. <http://www.neweuropeanwindatlas.eu/>.
- [35] NEWA-map viewer. <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>.
- [36] Siemens unveils 75 m wind turbine blade. *Reinforced Plastics*, 56(4):30 – 31, 2012.
- [37] Leanwind. Wp framework/industry challenges report –construction, deployment and installation. Technical report, 2014.

- [38] SWATH Technologies. <https://www.abeking.com/en/swath-technology/>.
- [39] Iris F.A. Vis and Evrim Ursavas. Assessment approaches to logistics for offshore wind energy installation. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 14:80 – 91, 2016.
- [40] Full scale converter for synchronous full scale converter wind turbine generators for synchronous wtg.
- [41] ETSEIB. Power transmission systems for offshore wind farms: Technical-economic analysis. Technical report.
- [42] FOWPI (first offshore wind project in India). Advisory electrical concept design.
- [43] Grieco Alessandro. Sistemi di connessione innovativi alla rete elettrica di generatori eolici off-shore a velocità variabile. Master's thesis, Politecnico di Milano.
- [44] ANDREA NIERI. Studio e modellazione del comportamento statico di reti ibride ac/dc con l'utilizzo di convertitori a tensione impressa. Master's thesis, università di pisa, 2015-2016.
- [45] Francesco Siviero. Modellizzazione ed analisi del comportamento dinamico di un sistema hvdc basato su convertitori a tensione impressa (vsc). Master's thesis, Università degli studi di Padova.
- [46] Josef Schachne. Power connections for offshore wind farms. Master's thesis, school.
- [47] La rete elettrica di trasmissione nazionale e la sfida delle energie rinnovabili l'evoluzione del sistema di trasmissione in italia.
- [48] *Subsea power cables for wind power plants*.
- [49] Elena Gemma. studio sui dielettrici. Master's thesis, Università di padova.
- [50] *Materiali per l'Ingegneria Elettrica*. libreria progetto, 1999.
- [51] Ph.D. ; Choi Chang-Jin ; Alan Atalah and Keith Osburn. Comparison study of installing fiber optic cable in university campuses using trenchless techniques relative to open cut. Technical report.

- [52] Seaproof solutions to protect norther owf cables.
- [53] Offshore wind plant electrical systems.
- [54] *International Convention for Protection of SubmarineCables*. 1884.
- [55] *Geneva Conventions of the Continental Shelf and High Seas*. 1958.
- [56] *United Nations Convention on Law of the Sea (UNCLOS)*. 1982.
- [57] Renato Ricci. Corso di energetica a.a.2017/2018,energia eolica – parte terza. 2018.
- [58] National Renewable Energy Laboratory AWS scientific Inc. *WIND RESOURCE ASSESSMENT HANDBOOK*. 1997.
- [59] International Electrotechnical Commission IEC. *Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements*. 2019.
- [60] Senvion offshore wind turbines. <https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/6xm/>.
- [61] *Introduction to the Theory of Flow Machines*. Oxford: Pergamon Press, 1966.
- [62] Capacity Factor eolico Italia. <http://www.rinnovabilandia.it/capacity-factor-eolico-italia-fattore-capacita-turbina/>.
- [63] Department of Energy & Climate Change (UK. <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>.
- [64] Capacity Factors for Utility Scale Generators Not Primarily Using Fossil Fuels, January 2013-June 2019. [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.php?t=epmt\\_6\\_07\\_b](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b).
- [65] Renato Ricci. Corso di energetica a.a.2018/2019, lezione introduttiva-1. 2019.
- [66] Jacinto Estima, Nicolas Fichaux, Lionel Menard, and Hosni Ghedira. The global solar and wind atlas: a unique global spatial data infrastructure for all renewable energy. pages 36–39, 11 2013.
- [67] Global solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info>.
- [68] Earth Nullschool . <https://earth.nullschool.net/>.

- [69] Navionics. <https://webapp.navionics.com/?lang=it#boating@6&key=wnaiGgklqA>.
- [70] EMODnet. [https://www.emodnet-geology.eu/map-viewer/?p=seabed\\_substrate](https://www.emodnet-geology.eu/map-viewer/?p=seabed_substrate).
- [71] WDPA. <https://www.protectedplanet.net>.
- [72] Department of Commerce National Oceanic and Department of Defense National Geospatial-Intelligence Agency Atmospheric Administration. Symbols, abbreviations and terms used on paper and electronic navigational charts. April 15,2019.
- [73] *THE STUDY ON OPTIMAL POWER GENERATION FOR PEAK DEMAND IN TURKEY*. REPUBLIC OF TURKEY, 2011.
- [74] T. Soukissian, F. Karathanasi, and P. Axaopoulos. Satellite-based offshore wind resource assessment in the mediterranean sea. *IEEE Journal of Oceanic Engineering*, 42(1):73–86, Jan 2017.
- [75] A. Lavagnini, Anna M. Sempreviva, C. Transerici, C. Accadia, M. Casaioli, S. Mariani, and A. Speranza. Offshore wind climatology over the mediterranean basin. *Wind Energy*, 9(3):251–266, 2006.
- [76] Wide scale penetration of renewable electricity in the greek energy system in view of the european decarbonization targets for 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:158 – 169, 2015.
- [77] J.K. Kaldellis. Social attitude towards wind energy applications in greece. *Energy Policy*, 33(5):595 – 602, 2005.
- [78] entso-e. <https://www.entsoe.eu/data/map/>.
- [79] Florin Onea and Eugen Rusu. Wind energy assessments along the black sea basin. *Meteorological Applications*, Vol 21:316–329, 04 2014.
- [80] Andreea Zamfir, Sofia Elena Colesca, and Razvan-Andrei Corbos. Public policies to support the development of renewable energy in romania: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58:87–106, 2016.
- [81] Gokhan OMEROGLU-Efecetin YILMAZ Ilhanvolkan ONER, Muhammet Kaan YESILYURT. Wind energy: Potential, policies and status in turkey. *International Journal of Engineering Research and Science (IJOER)*, 12,dicembre 2016.

- [82] Mehmet BILGILI Akin ILHAN. An overview of turkey's offshore wind energy potential evaluations. *Turkish Journal of Scientific Reviews*, 2016.
- [83] İsmet Akova. Development potential of wind energy in turkey. *EchoGéo*, 2011.
- [84] Volkan Yerci Mehmet Argn. The assessment of offshore wind power potential of turkey. 2014.
- [85] International Electrotechnical Commission IEC. *Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*. 2017.
- [86] IPA-POWERED. Capitolato speciale d'appalto: Fornitura ed installazione di torri anemometriche a terra per il progetto p.o.w.e.r.e.d. Technical report, Università Politecnica delle Marche-DIISM, 2012.
- [87] Wei Tong. *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press, 2010.
- [88] NRG systems. <https://www.nrgsystems.com/>.
- [89] Campbell Scientific. <https://www.campbellsci.es/lp02>.
- [90] Ioannis Antoniou, Michael Courtney, Hans Jørgensen, Torben Mikkelsen, Sabine Von Hunerbein, Stuart Bradley, Ben Piper, Michael Harris, Ignacio Martí, Mariano Aristu, Dimitri Foussekis, and Michael P Nielsen. Remote sensing the wind using lidars and sodars. *European Wind Energy Conference and Exhibition 2007, EWEC 2007*, 3, 01 2007.
- [91] Komal S. Khan and Muhammad Tariq. Wind resource assessment using sodar and meteorological mast – a case study of pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2443 – 2449, 2018.
- [92] Nicholas Jenkins, A Burton, D Sharpe, and E Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom, 2001.
- [93] Da-Lin Zhang and R. Anthes. Zhanganthes-blackadar-pbl-a82. 08 2014.
- [94] Experimentation & Development P.O.W.E.R.E.D. Project of Offshore Wind Energy: Research. Wp 4 – numerical and experimental evaluation of wind energy resources in the adriatic basin. Technical report, 2013.

- [95] Georg Grell, Jimmy Dudhia, and D.R.Stauffer. *A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5)*, volume NCAR/TN-398+STR. 12 1994.
- [96] La Temperatura. [http://www.nimbus.it/liguria/rlm05/didattica/temperatura/stampa\\_temperatura.htm](http://www.nimbus.it/liguria/rlm05/didattica/temperatura/stampa_temperatura.htm).
- [97] Cian Desmond, Jimmy Murphy, Lindert Blonk, and Wouter Haans. Description of an 8 mw reference wind turbine. *Journal of Physics: Conference Series*, 753:092013, 09 2016.
- [98] Meltemi Wind. <https://www.sailingissues.com/meltemi.html>.
- [99] Saer Odeh. Studio di fattibilità e progetto preliminare di un parco eolico offshore nel mar mediterraneo: valutazione energetica dell'impianto. Master's thesis, Università Politecnica delle Marche, 2019.
- [100] Andrea Minasi. Studio di fattibilità e progetto preliminare di un parco eolico offshore nel mar mediterraneo: progettazione preliminare della fondazione. Master's thesis, Università Politecnica delle Marche, 2019.
- [101] Vapour pressure of water. [https://en.wikipedia.org/wiki/Vapour\\_pressure\\_of\\_water](https://en.wikipedia.org/wiki/Vapour_pressure_of_water).



# Appendici

## A.1 - Legge logaritmica in forma estesa

Basata sulla teoria della similarità di *Monin-Obukhov*, valida in condizioni di:

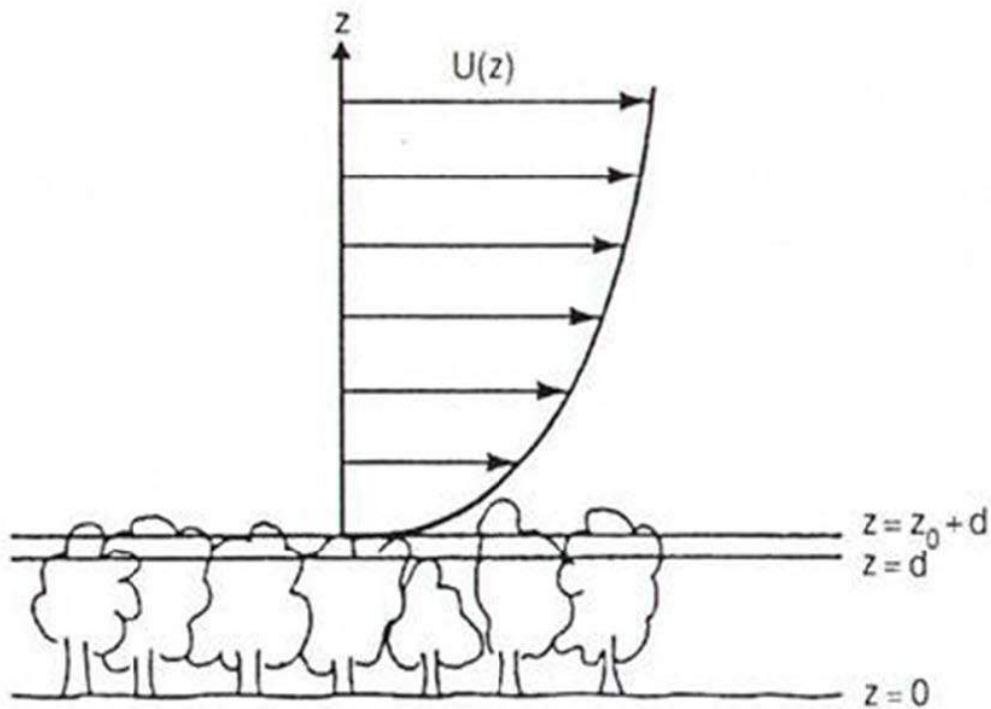
- stazionarietà
- omogeneità spaziale
- gradienti di pressione trascurabili

Il profilo di velocità può essere descritto con la seguente legge:

$$V(z) = \frac{U^*}{k} \cdot \ln \left[ \frac{z-d}{Z_0} - \Psi_m \left( \frac{z}{L_m} \right) \right] \quad (9.1)$$

Dove:

- $V(z)$  è la velocità a diverse quote
- $U^*$  è la velocità d'attrito
- $k$  costante di *Von Karman*, può essere assunto pari a 0.4
- $d$  è una quota che tiene conto dello spostamento del punto di inizio dello strato limite, per la presenza degli ostacoli (figura 9.1)
- $Z_0$  altezza della rugosità
- $\Psi_m$  è la funzione di *Monin-Obukhov* ed in funzione di:
  - $z$ , la quota
  - $L_m$ , lunghezza di *Monin-Obukhov*



**Figura 9.1:** Spostamento dello strato limite [57]

È possibile definire due rapporti adimensionali:

1. lunghezza di Monin-Obukhov,  $L$

$$L = \frac{U_*^3 \cdot \theta}{k \cdot g \cdot \overline{w'\theta'}} \quad (9.2)$$

Con  $\theta$  la temperatura potenziale e  $\overline{w'\theta'}$  l'indice della turbolenza convettiva.

2. lunghezza di scala  $\zeta$

$$\zeta = \frac{z}{L} \quad (9.3)$$

In base al valore della lunghezza di scala, la funzione di Monin-Obukhov può essere descritta con le seguenti equazioni:

- $\zeta < 0$

$$\Psi_m(\zeta) = \ln \left[ \left( \frac{1+x^2}{2} \right) \cdot \left( \frac{1+x}{2} \right)^2 \right] - 2 \tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \cos(x) = (1 - 16\zeta)^{1/4} \quad (9.4)$$

- $\zeta > 0$

$$\Psi_m(\zeta) = -5\zeta \quad (9.5)$$

## A.2 - Calcolo della densità dell'aria

Nell'aria è sempre presente una piccola quantità di vapor d'acqua, indicativamente circa 1% in massa, per cui si può correttamente parlare di aria umida. Quindi l'aria atmosferica è sempre composta da una parte dell'aria secca, priva di vapore, ed una parte composta dal vapore acqueo (o vapore surriscaldato). È possibile applicare, per le entrambe le parti dell'aria umida, equazione del gas perfetto, ovvero:

$$P_s V_s = m_s R_s T_{emp,s}; \quad P_v V_v = m_v R_v T_{emp,v} \quad (9.6)$$

Dove  $[-]_s$  si riferiscono alle proprietà dell'aria secca mentre  $[-]_v$  per quelle associate alla porzione del vapore ed infine  $[-]_a$  per le proprietà dell'aria umida complessiva. Dalle equazioni presenti in (9.6) è possibile risalire le densità associate ai due componenti:

$$\rho_s = \frac{m_s}{V_s} = \frac{P_s}{R_s T_{emp,s}}; \quad \rho_v = \frac{m_v}{V_v} = \frac{P_v}{R_v T_{emp,v}} \quad (9.7)$$

Ricordando che :

$$\left\{ \begin{array}{l} \phi = \frac{\rho_v}{\rho_{v,sat}} = \frac{\frac{P_v}{R_v T_v}}{\frac{P_{v,sat}}{R_v T_v}} = \frac{P_v}{P_{v,sat}}; \quad P_v = \phi P_{v,sat} \\ P_a = P_s + P_v = P_s + \phi P_{v,sat} \\ T_a = T_s = T_v \\ R_s = 287.058 [J/kg K] \\ R_v = 461.495 [J/kg K] \end{array} \right.$$

Dove  $\rho_{v,sat}$  e  $P_{v,sat}$  sono rispettivamente la densità e la pressione del vapore saturo, associato alla temperatura dell'aria. La densità complessiva dell'aria umida sarà semplicemente la somma delle densità di entrambi i componenti:

$$\rho_a = \rho_s + \rho_v = \frac{P_a - \phi P_{v,sat}}{R_d T_a} + \frac{\phi P_{v,sat}}{R_v T_a} \quad (9.8)$$

Il legame tra la pressione di saturazione dell'acqua e la temperatura può essere descritto da diverse equazioni, tutti quanti equivalenti [101]:

- Eq. 1

$$P_{v,sat} = 6.102 \cdot 10^3 \left( \frac{7.5 T_a}{T_a + 237.8} \right) \quad (9.9)$$

Con  $P_{v,sat}$  espresso in  $[hPa]$  e  $T_a$  in  $[^{\circ}C]$ .

- **Eq. 2**

$$P_{v,sat} = \exp\left(20.386 - \frac{5132}{T_a}\right) \quad (9.10)$$

t Con  $P_{v,sa}$  in  $[mmHg]$  e  $T_a$  in  $[K]$ .

- **Equazione di Magnus-Tetens**

$$P_{v,sat} = 0.61094 \cdot \exp\left(\frac{17.625 T_a}{T_a + 243.04}\right) \quad (9.11)$$

Con  $P_{v,sa}$  in  $[kPa]$  e  $T_a$  in  $[^{\circ}C]$ .

- **Equazione di Antoine**

$$\log_{10} P_{v,sat} = A - \frac{B}{C + T_a} \quad (9.12)$$

Con  $P_{v,sa}$  in  $[mmHg]$  e  $T_a$  in  $[^{\circ}C]$ , ed  $A$ ,  $B$  e  $C$  sono dei coefficienti che possono variare in base alla temperatura.

A	B	C	Range temperatura $[^{\circ}C]$
8.07	1730.63	233.426	1 ÷ 99
8.14	1810.94	244.48	100 ÷ 374

**Tabella 9.1:** Coefficienti per l'equazione di *Antoine*

- **Equazione di Tetens**

$$P_{v,sat} = 0.61078 \exp\left(\frac{17.27 T_a}{T_a + 237.3}\right) \quad (9.13)$$

Con  $P_{v,sa}$  in  $[kPa]$  e  $T_a$  in  $[^{\circ}C]$ .

- **Equazione di Buck**

$$P_{v,sat} = 0.61121 \exp\left[\left(18.678 - \frac{T_a}{234.5}\right)\left(\frac{T_a}{257.14 + T_a}\right)\right] \quad (9.14)$$

Con  $P_{v,sa}$  in  $[kPa]$  e  $T_a$  in  $[^{\circ}C]$ .

Quindi, con le informazioni riguardanti alla temperatura dell'aria ( $T_a$ ), umidità relativa ( $\phi$ ) e la pressione dell'aria ( $P_a$ ) note, applicando una delle equazioni (9.9)÷(9.14) e sostituendo il valore della pressione di saturazione all'interno dell'equazione (9.8), si ottiene finalmente valore della densità dell'aria.

## A.3 - Calcolo della temperatura di rugiada

La temperatura di rugiada o temperatura di saturazione, chiamato anche *Dew Point*, è strettamente legata alla pressione di saturazione; e come riportato nell'appendice precedente, data dalla molteplicità delle equazioni per ricavare la pressione di saturazione, esistono anche diversi approcci per il calcolo della temperatura di rugiada:

- **Eq. 1**

$$T_{sat} = \frac{[-430.22 + 237.7 \cdot \ln(\phi \cdot P_{v,sat})]}{[-\ln(\phi \cdot P_{v,sat}) + 19.08]} \quad (9.15)$$

Con  $T_{sat}$  espresso in  $[^{\circ}C]$  e  $P_{v,sat}$  in  $[hPa]$ .

- **Eq. 2**

$$T_{sat} = \sqrt[8]{\frac{H}{100}} \cdot [112 + (0.9 \cdot T_a)] + (0.1 \cdot T_a) - 112 \quad (9.16)$$

Dove  $T_{sat}$  è espresso in  $[^{\circ}C]$ ,  $T_a$  espresso in  $[^{\circ}C]$  e  $H$  è l'umidità relativa espresso in percentuale.

- **Equazione di Magnus-Tetens**

$$T_{sat} = \frac{b \alpha(\phi, T_a)}{a \alpha(\phi, T_a)} \quad (9.17)$$

Dove:

$$\alpha(\phi, T_a) = \frac{a T_a}{b + T_a} + \ln(\phi) \quad (9.18)$$

E  $a = 17.27$ ,  $b = 237.7$   $[^{\circ}C]$ . Tale equazione è valido solo sono rispettato le seguenti condizioni:

- $0$   $[^{\circ}C] < T_a < 60$   $[^{\circ}C]$
- $0.01 < \phi < 1$
- $0$   $[^{\circ}C] < T_{sat} < 50$   $[^{\circ}C]$

Quindi, con le informazioni dell'umidità relativa ( $\phi$ ), temperatura atmosferica ( $T_a$ ) e pressione ( $P_a$ ), il procedimento per calcolare la temperatura di saturazione è il seguente:

1. Calcolo della pressione di saturazione tramite una delle equazioni presenti;
2. Calcolo della temperatura di saturazione tramite una delle equazioni illustrate.

## A.4 - Codici *Matlab* sviluppati

Per garantire una maggiore leggibilità e scalabilità del codice, si ha bisogno di avere un codice snello e semplice, a questo scopo l'algoritmo sviluppato è strutturato in maniera seguente:

- Codice principali, che ha il compito di importare i dati di ingresso, e nelle successive sezioni effettuare l'analisi con l'uso delle funzioni esterne per infine plottare i risultati ottenuti;
- Funzione dell'analisi della media oraria in tutte le stagioni per tutte le due annualità;
- Funzione per il calcolo delle rose dei venti;
- Funzione della regressione lineare per il calcolo dei parametri dei Weibull;
- Funzione per la valutazione del gradiente verticale e la determinazione dei coefficienti;
- Funzione per la valutazione della produzione annua.

Il software effettua tutto il suo calcolo in base ai dati di ingresso, per cui se sono presenti più anemometri, si ha la necessità di eseguirlo più volte cambiando i dati di ingresso.

Tutti i parametri analizzati sono stati valutati sia per l'anno 2016, 2017 ed infine anche per il caso delle due annualità congiunti.

## Codice Principale

Questo codice ha la funzione di importare i dati degli anemometri in modo tale da mandarli alle funzioni esterne per essere processati ed infine con i dati numerici ottenuti, mostrare dei risultati visivi (grafici) ed infine salvarli in una cartella specifica, così da avere tutti i risultati in una singola cartella in maniera automatica. In seguito, vengono illustrate i vari passaggi ed il codice sorgente:

1. importazione file;
2. analisi media giornaliera di tutte le stagioni, dei seguenti parametri:
  - temperatura
  - umidità relativa
  - pressione atmosferica
  - irraggiamento solare
  - velocità del vento
  - direzione del vento
3. plot dei vari trend della media giornaliera;
4. calcolo delle rose dei venti;
5. regressione lineare di Weibull;
6. calcolo dei profili di velocità in ogni settore;
7. stima dei parametri di Justus.

**Listing 9.1:** Codice principale.

```
1  clc
2  clear
3  close all
4  %% load data
5  % import
6  filename = 'MAST04.txt';
7  Mast_01 = readtable(filename);
8  % initialization
9  Mastnumber='Mast_04'; % change if changed mast
10
11 figure_D='C:\Users\Admin\Desktop\4564'; %save figure directory
12 fig_format='png'; %figure format png/tiff/pdf
13
14 %% load mean data functions
15
16
```

```

17 Date=Mast_01.Date(1:end);
18 [Mean_temp1, Mean_phi1, Mean_p1, Mean_swr1, Mean_lwr1, Mean_v1, Mean_d1, Mean_slwr1,
    alpha1]=Primavera_2016(Date, Mast_01);
19 [Mean_temp2, Mean_phi2, Mean_p2, Mean_swr2, Mean_lwr2, Mean_v2, Mean_d2, Mean_slwr2,
    alpha2]=Estate_2016(Date, Mast_01);
20 [Mean_temp3, Mean_phi3, Mean_p3, Mean_swr3, Mean_lwr3, Mean_v3, Mean_d3, Mean_slwr3,
    alpha3]=Autunno_2016(Date, Mast_01);
21 [Mean_temp4, Mean_phi4, Mean_p4, Mean_swr4, Mean_lwr4, Mean_v4, Mean_d4, Mean_slwr4,
    alpha4]=Inverno_2016(Date, Mast_01);
22 [Mean_temp5, Mean_phi5, Mean_p5, Mean_swr5, Mean_lwr5, Mean_v5, Mean_d5, Mean_slwr5,
    alpha5]=Primavera_2017(Date, Mast_01);
23 [Mean_temp6, Mean_phi6, Mean_p6, Mean_swr6, Mean_lwr6, Mean_v6, Mean_d6, Mean_slwr6,
    alpha6]=Estate_2017(Date, Mast_01);
24 [Mean_temp7, Mean_phi7, Mean_p7, Mean_swr7, Mean_lwr7, Mean_v7, Mean_d7, Mean_slwr7,
    alpha7]=Autunno_2017(Date, Mast_01);
25 [Mean_temp8, Mean_phi8, Mean_p8, Mean_swr8, Mean_lwr8, Mean_v8, Mean_d8, Mean_slwr8,
    alpha8]=Inverno_2017(Date, Mast_01);
26
27 x_values=(0:1:23);
28 x_labels={'00:00', '01:00', '02:00', '03:00', '04:00', '05:00', '06:00', '07:00', ...
29          '07:00', '08:00', '09:00', '10:00', '11:00', '12:00', '13:00', ...
30          '14:00', '15:00', '16:00', '17:00', '18:00', '19:00', '20:00', '21:00', ...
31          '23:00'};
32
33
34 %% 2016 data plot
35
36 % Temperature
37 ops=figure(1);
38 grid on
39 axis([0 23 280 298])
40 hold on
41 plot(x_values, Mean_temp1, '-o', x_values, Mean_temp2, '-o', x_values, Mean_temp3, '-o',
    x_values, Mean_temp4, '-o')
42 set(gca, 'Xtick', x_values);
43 l1=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
44 set(l1, 'location', 'best')
45 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
46 ylabel('Temperature [K]')
47 title('2016 Daily Average Temperature Trend')
48 set(ops, 'Units', 'Inches');
49 pos = get(ops, 'Position');
50 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
51 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016t'), strcat('-d', fig_format))
52 movefile(strcat(Mastnumber, '2016t', '.', fig_format), figure_D) %Directory save
    photos
53
54 % Umidity
55 ops=figure(2);
56 grid on
57 axis([0 23 45 78])
58 hold on
59 plot(x_values, Mean_phi1, '-o', x_values, Mean_phi2, '-o', x_values, Mean_phi3, '-o',
    x_values, Mean_phi4, '-o')
60 set(gca, 'Xtick', x_values);
61 l2=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');

```



```

62 set(12, 'location', 'best')
63 xlabel('hour','linewidth',20)
64 ylabel('UR[%]')
65 title('2016 Daily Average UR Trend')
66 set(ops, 'Units', 'Inches');
67 pos = get(ops, 'Position');
68 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
69 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016ur'), strcat('-d', fig_format))
70 movefile(strcat(Mastnumber, '2016ur', '.', fig_format), figure_D) %Directory save
    photos
71
72 % Pressure
73 ops=figure(3);
74 grid on
75 axis([0 23 95500 96500])
76 hold on
77 plot(x_values, Mean_p1, '-o', x_values, Mean_p2, '-o', x_values, Mean_p3, '-o', x_values,
    Mean_p4, '-o')
78 set(gca, 'Xtick', x_values);
79 l3=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
80 set(13, 'location', 'best')
81 xlabel('hour','linewidth',20)
82 ylabel('Pressure [Pa]')
83 title('2016 Daily Average Pressure Trend')
84 set(ops, 'Units', 'Inches');
85 pos = get(ops, 'Position');
86 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
87 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016P'), strcat('-d', fig_format))
88 movefile(strcat(Mastnumber, '2016P', '.', fig_format), figure_D)
89
90 % Solar radiation
91 ops=figure(4);
92 grid on
93 axis([0 23 310 370])
94 hold on
95 plot(x_values, Mean_slwr1, '-o', x_values, Mean_slwr2, '-o', x_values, Mean_slwr3, '-o',
    x_values, Mean_slwr4, '-o')
96 set(gca, 'Xtick', x_values);
97 l4=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
98 set(14, 'location', 'best')
99 xlabel('hour','linewidth',20)
100 ylabel('SWR + LWR [W/mq]')
101 title('2016 Daily Average Solar radiation Trend')
102 set(ops, 'Units', 'Inches');
103 pos = get(ops, 'Position');
104 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
105 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016S'), strcat('-d', fig_format))
106 movefile(strcat(Mastnumber, '2016S', '.', fig_format), figure_D)
107
108 % Speed
109 ops=figure(5);
110 grid on
111 axis([0 23 5 10.8])
112 hold on

```

```

113 plot(x_values, Mean_v1, '-o', x_values, Mean_v2, '-o', x_values, Mean_v3, '-o', x_values,
      Mean_v4, '-o')
114 set(gca, 'Xtick', x_values);
115 l5=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
116 set(l5, 'location', 'best')
117 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
118 ylabel('speed [m/s]')
119 title('2016 Daily Average Wind Speed Trend')
120 set(ops, 'Units', 'Inches');
121 pos = get(ops, 'Position');
122 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
      pos(4)])
123 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016sp'), strcat('-d', fig_format))
124 movefile(strcat(Mastnumber, '2016sp', '.', fig_format), figure_D)
125
126 % Speed direction
127 ops=figure(6);
128 grid on
129 axis([0 23 55 255])
130 hold on
131 plot(x_values, Mean_d1, '-o', x_values, Mean_d2, '-o', x_values, Mean_d3, '-o', x_values,
      Mean_d4, '-o')
132 set(gca, 'Xtick', x_values);
133 l6=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
134 set(l6, 'location', 'best')
135 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
136 ylabel('Direction ')
137 title('2016 Daily Average Wind Direction Trend')
138 set(ops, 'Units', 'Inches');
139 pos = get(ops, 'Position');
140 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
      pos(4)])
141 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016d'), strcat('-d', fig_format))
142 movefile(strcat(Mastnumber, '2016d', '.', fig_format), figure_D)
143
144 %% plot 2017
145 % Temperature
146 ops=figure(7);
147 grid on
148 axis([0 23 280 298])
149 hold on
150 plot(x_values, Mean_temp5, '-o', x_values, Mean_temp6, '-o', x_values, Mean_temp7, '-o',
      x_values, Mean_temp8, '-o')
151 set(gca, 'Xtick', x_values);
152 l7=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
153 set(l7, 'location', 'best')
154 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
155 ylabel('Temperature [K]')
156 title('2017 Daily Average Temperature Trend')
157 set(ops, 'Units', 'Inches');
158 pos = get(ops, 'Position');
159 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
      pos(4)])
160 print(ops, strcat(Mastnumber, '2017t'), strcat('-d', fig_format))
161 movefile(strcat(Mastnumber, '2017t', '.', fig_format), figure_D)
162
163 % Humidity

```

```

164 ops=figure (8);
165 grid on
166 axis([0 23 45 78])
167 hold on
168 plot(x_values ,Mean_phi5 ,'-o' ,x_values ,Mean_phi6 ,'-o' ,x_values ,Mean_phi7 ,'-o' ,
      x_values ,Mean_phi8 ,'-o')
169 set(gca , 'Xtick' ,x_values);
170 l8=legend('JAN-MAR' , 'APR-JUN' , 'JUL-SEP' , 'OCT-DEC');
171 set(l8 , 'location' , 'best')
172 xlabel('hour' , 'linewidth' ,20)
173 ylabel('UR[%]')
174 title('2017 Daily Average UR Trend')
175 set(ops , 'Units' , 'Inches');
176 pos = get(ops , 'Position');
177 set(ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos(3) ,
      pos(4)])
178 print(ops , strcat(Mastnumber , '2017ur') , strcat('-d' , fig_format))
179 movefile(strcat(Mastnumber , '2017ur' , '.' , fig_format) , figure_D)
180
181 % Pressure
182 ops=figure(9);
183 grid on
184 axis([0 23 95500 96500])
185 hold on
186 plot(x_values ,Mean_p5 ,'-o' ,x_values ,Mean_p6 ,'-o' ,x_values ,Mean_p7 ,'-o' ,x_values ,
      Mean_p8 ,'-o')
187 set(gca , 'Xtick' ,x_values);
188 l9=legend('JAN-MAR' , 'APR-JUN' , 'JUL-SEP' , 'OCT-DEC');
189 set(l9 , 'location' , 'best')
190 xlabel('hour' , 'linewidth' ,20)
191 ylabel('Pressure [Pa]')
192 title('2017 Daily Average Pressure Trend')
193 set(ops , 'Units' , 'Inches');
194 pos = get(ops , 'Position');
195 set(ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos(3) ,
      pos(4)])
196 print(ops , strcat(Mastnumber , '2017p') , strcat('-d' , fig_format))
197 movefile(strcat(Mastnumber , '2017p' , '.' , fig_format) , figure_D) %Directory save
      photos
198
199 % Solar radiation
200 ops=figure(36987);
201 grid on
202 axis([0 23 310 370])
203 hold on
204 plot(x_values ,Mean_slwr5 ,'-o' ,x_values ,Mean_slwr6 ,'-o' ,x_values ,Mean_slwr7 ,'-o' ,
      x_values ,Mean_slwr8 ,'-o')
205 set(gca , 'Xtick' ,x_values);
206 l10=legend('JAN-MAR' , 'APR-JUN' , 'JUL-SEP' , 'OCT-DEC');
207 set(l10 , 'location' , 'best')
208 xlabel('hour' , 'linewidth' ,20)
209 ylabel('SWR + LWR [W/mq]')
210 title('2017 Daily Average Solar radiation Trend')
211 set(ops , 'Units' , 'Inches');
212 pos = get(ops , 'Position');
213 set(ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos(3) ,
      pos(4)])

```

```

214 print(ops, strcat(Mastnumber, '2017s'), strcat('-d', fig_format))
215 movefile(strcat(Mastnumber, '2017s', '.', fig_format), figure_D)
216
217 % Wind speed
218 ops=figure(11);
219 grid on
220 axis([0 23 5 10.8])
221 hold on
222 plot(x_values, Mean_v5, '-o', x_values, Mean_v6, '-o', x_values, Mean_v7, '-o', x_values,
      Mean_v8, '-o')
223 set(gca, 'Xtick', x_values);
224 l11=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
225 set(l11, 'location', 'best')
226 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
227 ylabel('speed [m/s]')
228 title('2017 Daily Average Wind Speed Trend')
229 set(ops, 'Units', 'Inches');
230 pos = get(ops, 'Position');
231 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
      pos(4)])
232 print(ops, strcat(Mastnumber, '2017sp'), strcat('-d', fig_format))
233 movefile(strcat(Mastnumber, '2017sp', '.', fig_format), figure_D)
234
235 % Wind direction
236 ops=figure(12);
237 grid on
238 axis([0 23 55 255])
239 hold on
240 plot(x_values, Mean_d5, '-o', x_values, Mean_d6, '-o', x_values, Mean_d7, '-o', x_values,
      Mean_d8, '-o')
241 set(gca, 'Xtick', x_values);
242 l12=legend('JAN-MAR', 'APR-JUN', 'JUL-SEP', 'OCT-DEC');
243 set(l12, 'location', 'best')
244 xlabel('hour', 'linewidth', 20)
245 ylabel('Direction ')
246 title('2017 Daily Average Wind Direction Trend')
247 set(ops, 'Units', 'Inches');
248 pos = get(ops, 'Position');
249 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
      pos(4)])
250 print(ops, strcat(Mastnumber, '2017d'), strcat('-d', fig_format))
251 movefile(strcat(Mastnumber, '2017d', '.', fig_format), figure_D)
252
253 %% Clear unuseful variabls
254 clear Mean_temp1 Mean_phi1 Mean_p1 Mean_swr1 Mean_lwr1 Mean_v1 Mean_d1
      Mean_slwr1 ...
255 Mean_temp2 Mean_phi2 Mean_p2 Mean_swr2 Mean_lwr2 Mean_v2 Mean_d2 Mean_slwr2
      ...
256 Mean_temp3 Mean_phi3 Mean_p3 Mean_swr3 Mean_lwr3 Mean_v3 Mean_d3 Mean_slwr3
      ...
257 Mean_temp4 Mean_phi4 Mean_p4 Mean_swr4 Mean_lwr4 Mean_v4 Mean_d4 Mean_slwr4
      ...
258 Mean_temp5 Mean_phi5 Mean_p5 Mean_swr5 Mean_lwr5 Mean_v5 Mean_d5 Mean_slwr5
      ...
259 Mean_temp6 Mean_phi6 Mean_p6 Mean_swr6 Mean_lwr6 Mean_v6 Mean_d6 Mean_slwr6...
260 Mean_temp7 Mean_phi7 Mean_p7 Mean_swr7 Mean_lwr7 Mean_v7 Mean_d7 Mean_slwr7
      ...

```

```

261     Mean_temp8 Mean_phi8 Mean_p8 Mean_swr8 Mean_lwr8 Mean_v8 Mean_d8 Mean_slwr8
262     ...
263     alpha1 alpha2 alpha3 alpha4 alpha5 alpha6 alpha7 alpha8
264 %% Wind Rose function
265 windrose2016(Mast_01, figure_D, Mastnumber, Date, fig_format);
266
267 windrose2017(Mast_01, figure_D, Mastnumber, Date, fig_format);
268
269 windrose2016_2017(Mast_01, figure_D, Mastnumber, Date, fig_format);
270 %% Weibull distribution estimation Regression and power density 2016
271
272 Speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_;
273 anno=2016;
274 reg_weibull(Speed, anno, figure_D, Mastnumber, fig_format);
275 %% Weinull distribution estimation Regression and power density 2017
276
277 Speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_;
278 anno=2017;
279 reg_weibull(Speed, anno, figure_D, Mastnumber, fig_format);
280 %% Weibull distribution estimation Regression and power density 2016-2017
281
282 Speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_;
283 anno=1617;
284 reg_weibull(Speed, anno, figure_D, Mastnumber, fig_format);
285 %% Wind profile function
286
287 velon2016(Mast_01, figure_D, Mastnumber, fig_format); % 2016 wind profile plot
288 velon2017(Mast_01, figure_D, Mastnumber, fig_format); % 2017 wind profile plot
289 velon2016_2017(Mast_01, figure_D, Mastnumber, fig_format); % 2016-2017 wind profile
    plot
290
291
292 %% Justsu weibull 2016-2017
293 Speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_;
294 media=mean(Speed);
295 dstand=std(Speed);
296 k=(dstand/media)^(-1.086);
297 c=media*(k^2.6674/(0.184+0.816*k^2.73855));
298
299 xxx=(0:0.5:35);
300 y=wblpdf(xxx, c, k);
301 ops=figure(7984);
302 h=histogram(Speed, 'binwidth', 0.5, 'normalization', 'probability', 'facecolor', 'b');
303 hold on
304 plot(xxx, y, 'r-', 'linewidth', 2);
305 title('Justsu Weibull Probability Distribution Function 2016/2017')
306 xlabel('Speed [m/s]')
307 ylabel('Frequency (%)')
308 legend('Measured Data', strcat('fit Weibull distribution k=', num2str(k), ', C=',
    num2str(c)))
309 set(ops, 'Units', 'Inches');
310 pos = get(ops, 'Position');
311 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
312 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_2017_Justsu_Weibull_distribution'), strcat('-d',
    fig_format))

```

```

313 movefile( strcat (Mastnumber , '2016_2017_Justsu_Weibull_distribution' , '.' ,
      fig_format ) , figure_D )
314
315 %% Justsu weibull 2016
316 Speed2016=Speed (1:131759 ,:);
317 media2016=mean(Speed2016);
318 dstand2016=std (Speed2016);
319 k2016=(dstand2016/media2016)^( -1.086);
320 c2016=media2016*(k2016^2.6674/(0.184+0.816*k2016^2.73855));
321
322 X=find (Speed2016 <0.5); %eliminate first bin (0-0.5m/s)
323 xx=length (X);
324 N=length (Speed2016)-xx; %bin number after eliminating the first one
325 f=max(Speed2016);
326 num_classi=(f-0.5)/0.5;
327 num_class=round (num_classi); %number of classes
328 j=1;
329 for i=1:length (Speed2016)
330
331     if Speed2016(i) >=0.5
332         speed2016tc (j ,1)=Speed2016(i);
333         j=j+1;
334     end
335 end
336
337 y2016=wblpdf (xxx ,c2016 ,k2016);
338 ops=figure (341);
339 h=histogram (speed2016tc , 'binwidth' ,0.5 , 'normalization' , 'probability' , 'facecolor'
      , 'b');
340 hold on
341 plot (xxx ,y2016 , 'r-' , 'linewidth' ,2);
342 title ('Justsu Weibull Probability Distribution Function 2016')
343 xlabel ('Speed [m/s]')
344 ylabel ('Frequency (%)')
345 legend ('Measured Data' ,strcat ('fit Weibull distribution k=' ,num2str (k2016) , ' , C
      =' , num2str (c2016)))
346 set (ops , 'Units' , 'Inches');
347 pos = get (ops , 'Position');
348 set (ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos (3) ,
      pos (4)])
349 print (ops , strcat (Mastnumber , '2016_justsu_Weibull_distribution' ) , strcat ('-d' ,
      fig_format))
350 movefile ( strcat (Mastnumber , '2016_justsu_Weibull_distribution' , '.' , fig_format ) ,
      figure_D )
351
352 %% Justus 2017
353 Speed2017=Speed (131760:length (Speed) ,:);
354 media2017=mean(Speed2017);
355 dstand2017=std (Speed2017);
356 k2017=(dstand2017/media2017)^( -1.086);
357 c2017=media2017*(k2017^2.6674/(0.184+0.816*k2017^2.73855));
358
359 X2017=find (Speed2017 <0.5);
360 xx2017=length (X2017);
361 N2017=length (Speed2017)-xx2017;
362 f2017=max(Speed2017);
363 num_classi2017=(f2017-0.5)/0.5;

```

```

364 num_class2017=round(num_classi2017);
365 k=1;
366 for r=1:length(Speed2017)
367     if Speed2017(r)>=0.5
368         speed2017tc(k,1)=Speed2017(r);
369         k=k+1;
370     end
371 end
372 end
373
374 y2017=wblpdf(xxx,c2017,k2017);
375 ops=figure(3788);
376 histogram(speed2017tc,'binwidth',0.5,'normalization','probability','facecolor','
    b');
377 hold on
378 plot(xxx,y2017,'r-','linewidth',2);
379 title('Justsu Weibull Probability Distribution Function 2017')
380 xlabel('Speed [m/s]')
381 ylabel('Frequency (%)')
382 legend('Measured Data',strcat('fit Weibull distribution k=',num2str(k2017),' C
    =',num2str(c2017)))
383 set(ops,'Units','Inches');
384 pos=get(ops,'Position');
385 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
386 print(ops,strcat(Mastnumber,'2017_justsu_Weibull_distribution'),strcat('-d',
    fig_format))
387 movefile(strcat(Mastnumber,'2017_justsu_Weibull_distribution','. ',fig_format),
    figure.D) %Directory save photos

```

## Codice trend stagionali

Questo codice ha la funzione di processare i dati in ingresso e calcolare le medie orarie di una stagione, infatti per ogni stagione si ha un codice analogo con l'unica differenza dell'intervallo del calcolo. Il codice è stato impostato nella maniera seguente:

1. Impostare l'inizio e la fine del periodo interessato, in base alla stagione che si vuole analizzare, tale da avere i dati solo di quel periodo;
2. Trovare, nell'intervallo precedentemente calcolato le posizioni per ogni fascia oraria;
3. Calcolare, per ogni fascia oraria, la media dei dati, per tutti i parametri.

**Listing 9.2:** Trend stagionali.

```

1 function [Mean_temp1,Mean_phi1,Mean_p1,Mean_swr1,Mean_lwr1,Mean_v1,Mean_d1,
    Mean_slwr1,alpha1]=Primavera_2016(Date,Mast_01)
2 %% Day search
3 Date1='01/01/2016';

```

```

4 Date2='31/03/2016';
5 Subset = [datetime(Date1, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy'); datetime(Date2, 'InputFormat
    ', 'dd/MM/yyyy')]; %%definisco e inizio e fine
6 Indices = datefind(Subset, Date);
7 f=Indices(1);
8 l=Indices(length(Indices));
9
10 %% Hour search
11 Hour=Mast_01.Time(f:l);
12 k = strfind(Hour, '00:04', 'ForceCellOutput', true);
13 ok=find(~cellfun(@isempty, k)); %%ore 00:00
14
15 i='0'; %%dalle 01:00 alle 09:00
16 for jj=1:9
17 jjj=num2str(jj);
18 ii=':00';
19 jjjj=strcat(i, jjj, ii);
20 k = strfind(Hour, jjjj, 'ForceCellOutput', true); %%find cell with same hour
21 o=find(~cellfun(@isempty, k)); %%find not empty cells
22 ok=[ok, o];
23 end
24 k2 = strfind(Hour, '10:00', 'ForceCellOutput', true);
25 ok2=find(~cellfun(@isempty, k)); %%ore 10:00
26 ok=[ok, ok2];
27
28 i='1'; %%dalle 11:00 alle 19:00
29 for jj=1:9
30 jjj=num2str(jj);
31 ii=':00';
32 jjjj=strcat(i, jjj, ii);
33 k = strfind(Hour, jjjj, 'ForceCellOutput', true);
34 o=find(~cellfun(@isempty, k));
35 ok=[ok, o];
36 end
37
38 k3 = strfind(Hour, '20:00', 'ForceCellOutput', true);
39 ok3=find(~cellfun(@isempty, k)); %%ore 20:00
40 ok=[ok, ok3];
41
42 i='2'; %%dalle 11:00 alle 19:00
43 for jj=1:3
44 jjj=num2str(jj);
45 ii=':00';
46 jjjj=strcat(i, jjj, ii);
47 k = strfind(Hour, jjjj, 'ForceCellOutput', true);
48 o=find(~cellfun(@isempty, k));
49 ok=[ok, o];
50 end
51 Z=size(ok, 2);
52 %% temperatura
53 T122_m=Mast_01.T_0122m_K_(1:263160);
54
55 T_primavera=T122_m(f:l);
56 T_primavera_orari=T_primavera(ok(:, 1)); %% ore 00:00
57
58 for tt=2:Z
59     T_primavera_orari=[T_primavera_orari, T_primavera(ok(:, tt))];

```



```

60 end
61 %T media
62 Mean_temp=mean( T_primavera_orari (:,1) );
63 for ttt=2:24
64     Mean_temp=[Mean_temp,mean( T_primavera_orari (:, ttt) )];
65 end
66 Mean_temp1=Mean_temp;
67 %% umidita
68 Phi122_m=Mast_01 . phi_0122m_ (1:263160);
69 phi_primavera=Phi122_m(f:1);
70 phi_primavera_orari=phi_primavera(ok(:,1)); % ore 00:00
71
72 for tt=2:Z
73     phi_primavera_orari=[phi_primavera_orari ,phi_primavera(ok(:,tt))];
74 end
75 %T media
76 Mean_phi=mean( phi_primavera_orari (:,1) );
77 for ttt=2:24
78     Mean_phi=[Mean_phi,mean( phi_primavera_orari (:, ttt) )];
79 end
80 Mean_phi1=Mean_phi;
81 %% pressione
82 P122_m=Mast_01 . p_0122m_kPa_ (1:263160);
83 p_primavera=P122_m(f:1);
84 p_primavera_orari=p_primavera(ok(:,1)); % ore 00:00
85
86 for tt=2:Z
87     p_primavera_orari=[p_primavera_orari ,p_primavera(ok(:,tt))];
88 end
89 %T media
90 Mean_p=mean( p_primavera_orari (:,1) );
91 for ttt=2:24
92     Mean_p=[Mean_p,mean( p_primavera_orari (:, ttt) )];
93 end
94 Mean_p1=Mean_p;
95 %% Swr e Lwr
96 swr_m=Mast_01 . SWRRadiation_W_mq_ (1:263160);
97 lwr_m=Mast_01 . LWRRadiation_W_mq_ (1:263160);
98 swr=swr_m(f:1);
99 swr_m_orari=swr(ok(:,1)); % ore 00:00
100
101 for tt=2:Z
102     swr_m_orari=[swr_m_orari ,swr(ok(:,tt))];
103 end
104 %SWR media
105 Mean_swr=mean( swr_m_orari (:,1) );
106 for ttt=2:24
107     Mean_swr=[Mean_swr,mean( swr_m_orari (:, ttt) )];
108 end
109 Mean_swr1=Mean_swr;
110 lwr=lwr_m(f:1);
111 lwr_m_orari=lwr(ok(:,1)); % ore 00:00
112
113 for tt=2:Z
114     lwr_m_orari=[lwr_m_orari ,lwr(ok(:,tt))];
115 end
116 %LWR media

```

```

117 Mean_lwr=mean(lwr_m_orari(:,1));
118 for ttt=2:24
119     Mean_lwr=[Mean_lwr,mean(lwr_m_orari(:,ttt))];
120 end
121 Mean_lwr1=Mean_lwr;
122 %% somma
123 slwr_m=swr_m+lwr_m;
124 slwr=slwr_m(f:1);
125 slwr_m_orari=slwr(ok(:,1)); % ore 00:00
126
127 for tt=2:Z
128     slwr_m_orari=[slwr_m_orari,lwr(ok(:,tt))];
129 end
130
131
132
133 Mean_slwr=mean(slwr_m_orari(:,1));
134 for ttt=2:24
135     Mean_slwr=[Mean_slwr,mean(slwr_m_orari(:,ttt))];
136 end
137 Mean_slwr1=Mean_slwr;
138 %% velocita '
139 v122_m=Mast_01.speed_0122m_m_s_(1:263160);
140 v_primavera=v122_m(f:1);
141 v_primavera_orari=v_primavera(ok(:,1)); % ore 00:00
142
143 for tt=2:Z
144     v_primavera_orari=[v_primavera_orari,v_primavera(ok(:,tt))];
145 end
146 %%T media
147 Mean_v=mean(v_primavera_orari(:,1));
148 for ttt=2:24
149     Mean_v=[Mean_v,mean(v_primavera_orari(:,ttt))];
150 end
151 Mean_v1=Mean_v;
152 %% Direction
153 d122_m=Mast_01.dir_0122m_--(1:263160);
154 d_primavera=d122_m(f:1);
155 d_primavera_orari=d_primavera(ok(:,1)); % ore 00:00
156
157 for tt=2:Z
158     d_primavera_orari=[d_primavera_orari,d_primavera(ok(:,tt))];
159 end
160 %%T media
161 Mean_d=mean(d_primavera_orari(:,1));
162 for ttt=2:24
163     Mean_d=[Mean_d,mean(d_primavera_orari(:,ttt))];
164 end
165 Mean_d1=Mean_d;

```

## Codice rose dei venti

Con i dati in ingresso, per calcolare le rose dei venti di un anno sono stati i seguenti passaggi:

1. identificare la posizione dei dati (indici) dell'anno interessato;
2. estrarre i dati sulla velocità e la direzione in base agli indici;
3. calcolo della velocità media annua;
4. dividere la rosa in 36 settori, nel codice sono 37 poiché stato dovuto considerare il settore  $355^{\circ}$ - $5^{\circ}$  in due con lo stesso valore, in quanto per Matlab il primo settore inizia a  $0^{\circ}$ ;
5. costruzione della rosa delle frequenze, trovare tutti i dati per ogni settore, avendo il numero totale dei dati è possibile conoscere la frequenza relativa per ogni settore;
6. costruzione della rosa delle velocità, dopo aver diviso i dati per ogni settore, si calcola la media in ognuno di essi avendo così un dato unico;
7. costruzione della rosa delle energie specifiche, ottenuta come prodotto della frequenza relativa ed il cubo della velocità media, per ogni settore.

**Listing 9.3:** Rosa dei venti

```

1 function windrose2016(Mast_01, figure_D, Mastnumber, Date, fig_format)
2 %%
3 Date1='01/01/2016';
4 Date2='31/12/2016';
5 Subset = [datetime(Date1, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy'); datetime(Date2, 'InputFormat
   ', 'dd/MM/yyyy')]; %definisco e inizio e fine
6 Indices = datefind(Subset, Date);
7 f=Indices(1);
8 l=Indices(length(Indices));
9 speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_(f:l);
10 mean_speed=mean(speed);
11 direction=Mast_01.dir_0122m_---(f:l);
12 sd=[speed, direction];
13 R = deg2rad(direction);
14 BE1=(5:10:360);
15 BE1=deg2rad(BE1);
16 BE1=[0, BE1, deg2rad(360)];
17 % Frequency Rose
18 ff11= find(direction>0 & direction<5);
19 ff12=find(direction>355 & direction<360);
20 ff1=[ff11; ff12];
21 JJ=zeros(37,1);
22 JJ(1)=length(ff1)/length(direction);

```

```

23 JJ(37)=length(ffl)/length(direction);
24 for ff=2:36
25     fl1=find(direction>5+((ff-1)*10) & direction<5+(ff*10));
26     JJ(ff)=length(fl1)/length(direction);
27 end
28 frequency=JJ;
29 theta=(1:1:360);
30 Theta=deg2rad(theta);
31 rho=zeros(length(Theta),1);
32 rho(1:10)=JJ(1);
33 for rr=2:36
34     rho((rr-1)*10+1:(rr*10))=JJ(rr);
35 end
36 ops=figure(21);
37 pax = polaraxes;
38 polarhistogram('BinEdges',BE1,'BinCounts',JJ)
39 hold on
40 pax.ThetaDir = 'clockwise';
41 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
42 title('2016 Wind direction Frequency at 122m')
43 thetaticks(5:10:360)
44 rticks([0.05 0.1 0.15 0.2 0.25])
45 rticklabels({'5%', '10%', '15%', '20%', '25%'})
46 set(ops, 'Units', 'Inches');
47 pos = get(ops, 'Position');
48 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
49     pos(4)])
49 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_WinddirectionFrequencyat122m'), strcat('-d',
50     fig_format))
50 movefile(strcat(Mastnumber, '2016_WinddirectionFrequencyat122m', '.', fig_format),
51     figure_D) %Directory save photos
52 % Wind Speed Rose
53 ff11= find(direction>0 & direction<5);
54 ff12=find(direction>355 & direction<360);
55 ff1=[ff11; ff12];
56 J=zeros(37,1);
57 J(1)=mean(speed(ff1));
58 J(37)=mean(speed(ff1));
59 for ff=2:36
60     fl1=find(direction>5+((ff-1)*10) & direction<5+(ff*10));
61     J(ff)=mean(speed(fl1));
62 end
63 theta=(1:1:360);
64 Theta=deg2rad(theta);
65 rho=zeros(length(Theta),1);
66 rho(1:10)=J(1);
67 for rr=2:36
68     rho((rr-1)*10+1:(rr*10))=J(rr);
69 end
70 ops=figure(22);
71 pax = polaraxes;
72 polarhistogram('BinEdges',BE1,'BinCounts',J)
73 hold on
74 pax.ThetaDir = 'clockwise';
75 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
76 title('2016 Wind Average Speed Rose [m/s]')

```

```

77 thetaticks(5:10:360)
78 rticks([2.5 5 7.5 10 12.5])
79 rticklabels({'2.5 [m/s]', '5 [m/s]', '7.5 [m/s]', '10 [m/s]', '12.5 [m/s]'})
80 set(ops, 'Units', 'Inches');
81 pos = get(ops, 'Position');
82 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
83 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_Wind_Average_Speed_Rose_'), strcat('-d',
    fig_format))
84 movefile(strcat(Mastnumber, '2016_Wind_Average_Speed_Rose_', '.', fig_format),
    figure_D) %Directory save photos
85
86 % Energy Rose
87 J3=J.^3;
88 r1=1.181452; %mean air density
89 for ee=1:37
90 e(ee)=frequency(ee)*J3(ee);
91 end
92 rho2=zeros(length(Theta),1);
93 rho2(1:10)=e(1);
94
95 for rr=2:36
96     rho2((rr-1)*10+1:(rr*10))=e(rr);
97 end
98
99 ops=figure(77);
100 pax = polaraxes;
101 polarhistogram('BinEdges', BE1, 'BinCounts', e)
102 hold on
103 pax.ThetaDir = 'clockwise';
104 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
105 title('2016 Total wind energy (f*v^3)')
106 thetaticks(5:10:360)
107 rticks(50:50:300)
108 set(ops, 'Units', 'Inches');
109 pos = get(ops, 'Position');
110 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
111 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_Total_wind_energy_'), strcat('-d', fig_format))
112 movefile(strcat(Mastnumber, '2016_Total_wind_energy_', '.', fig_format), figure_D) %
    Directory save photos

```

## Codice regressione lineare Weibull

Per la regressione lineare di Weibull, sono stati eseguiti i seguenti passaggi:

1. escludere i valori del primo bin, ovvero le velocità  $<$  di  $0.5 [m/s]$ ;
2. calcolo il numero dei bin ed localizzare i dati in ognuno di essi;
3. calcolo della frequenza relativa all'interno di ogni bin;
4. regressione lineare per la stima dei parametri di Weibull.

Listing 9.4: Regressione lineare Weibull.

```

1 function reg_weibull(Speed, anno, figure_D, Mastnumber, fig_format)
2
3 if anno==2016
4
5     for zzz=1:131759
6         Speed016(zzz)=Speed(zzz);
7     end
8     X=find(Speed016<0.5); %tolgo le calme (0-0.5m/s)
9
10    xx=length(X);
11    N=131759-xx; %numero campioni tolto calme
12    f=max(Speed016);
13    num_classi=(f-0.5)/0.5;
14    num_class=round(num_classi); %numero di classi
15    for hh=1:68
16        A(:,hh)=Speed016; %matrice in cui tutte le colonne sono il vettore Speed
17    end
18    for hh=1:68
19        for gg=1:131759
20            if (A(gg, hh)>0.5*hh && A(gg, hh)<0.5*(hh+1))
21                A(gg, hh)=A(gg, hh);
22            else
23                A(gg, hh)=0;%pone uguali a zero tutti gli elementi della hh-esima
                riga che non rientrano nel Bin corrispondente alla hh-riga
24            end
25        end
26    end
27    for uu=1:68
28        riga(1,uu)=0;
29    end
30    for hh=1:68
31        cont=0;
32        for gg=1:131759
33
34            if (A(gg, hh)>0) || (A(gg, hh)<0)
35
36                cont=cont+1;
37                riga(hh)=cont;%vettore degli n
38            end
39        end
40    end
41    end
42    for hh=1:68
43        frequenza(hh)=[riga(hh)/131759]; %vettore delle frequenze relative
44    end
45    cumulata(1)=frequenza(1);
46    for ww=2:68
47        cumulata(ww)=frequenza(ww)+cumulata(ww-1); %vettore delle cumulate
48    end
49    yyy=[log(-log(1-cumulata))];
50    xxx=[0.75:0.5:34.25];
51    xxxx=log(xxx);
52    % Regression plot
53    ops=figure(8678);
54    hold on
55    plot(xxxx, yyy, 'r. '); %manca l' interpolazione

```

```

56 p=polyfit (xxxx ,yyy ,1) ;
57 YY=(p(1)*xxxx)+p(2) ;
58 hold on
59 plot (xxxx ,YY)
60 title ('linear Regression 2016')
61 CC=legend ('Data' , 'regression line') ;
62 set (CC, 'location' , 'best')
63 set (ops , 'Units' , 'Inches') ;
64 pos = get (ops , 'Position') ;
65 set (ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos(3) ,
    pos(4)])
66 print (ops , strcat (Mastnumber , 'Linear_Regression_2016') , strcat ('-d' , fig_format))
67 movefile (strcat (Mastnumber , 'Linear_Regression_2016' , '.' , fig_format) , figure_D) %
    Directory save photos
68 beta=p(1) ;
69 alfa=exp(-(p(2)/beta)) ;
70 fv=wblpdf (xxx , alfa , beta) ;
71 all=strcat ('alfa =', num2str (alfa) , ' , beta = ' , num2str (beta)) ;
72 xxx=[0 , xxx] ;
73 fv=[0 , fv] ;
74 % Weibull VS Measured data
75 ops=figure (9909) ;
76 histogram (Speed , 'binwidth' , 0.5 , 'normalization' , 'probability' , 'facecolor' , 'b')
77 hold on
78 plot (xxx , fv , 'r-' , 'linewidth' , 2)
79 title ('Regression Weibull distribution 2016')
80 xlabel ('Speed [m/s]')
81 ylabel ('f(v)')
82 aop=legend ('Measured Data' , all) ;
83 set (aop , 'location' , 'best')
84 set (ops , 'Units' , 'Inches') ;
85 pos = get (ops , 'Position') ;
86 set (ops , 'PaperPositionMode' , 'Auto' , 'PaperUnits' , 'Inches' , 'PaperSize' , [pos(3) ,
    pos(4)])
87 print (ops , strcat (Mastnumber , '2016_Regression_Weibull_distribution') , strcat ('-d' ,
    fig_format))
88 movefile (strcat (Mastnumber , '2016_Regression_Weibull_distribution' , '.' , fig_format
    ) , figure_D) %Directory save photos
89 end
90
91 if anno==2017
92
93     nnnn=131400 ;
94     Speed017 (1:131400)=Speed (131760:263159) ;
95
96
97     X=find (Speed017 < 0.5) ; %tolgo le calme (0-0.5m/s)
98
99     xx=length (X) ;
100     N=(nnnn)-xx ; %numero campioni tolto calme
101     f=max (Speed017) ;
102
103     num_classi=(f-0.5)/0.5 ;
104     num_class=round (num_classi) ; %numero di classi
105     for hh=1:68
106     A(:,hh)=Speed017 ; %matrice in cui tutte le colonne sono il vettore Speed
107     end

```

```

108 for hh=1:68
109     for gg=1:(nnnn)
110     if (A(gg, hh) > 0.5*hh && A(gg, hh) < 0.5*(hh+1))
111         A(gg, hh)=A(gg, hh);
112     else
113         A(gg, hh)=0;%pone uguali a zero tutti gli elementi della hh-esima riga che
            non rientrano nel Bin corrispondente alla hh-riga
114     end
115     end
116 end
117 for uu=1:68
118     riga(1, uu)=0;
119     end
120     for hh=1:68
121         cont=0;
122         for gg=1:nnnn
123
124             if( (A(gg, hh)>0) || (A(gg, hh)<0))
125
126                 cont=cont+1;
127                 riga(hh)=cont;%vettore degli n
128
129             end
130         end
131     end
132     for hh=1:68
133         frequenza(hh)=[riga(hh)/(nnnn)]; %vettore delle frequenze relative
134     end
135     cumulata(1)=frequenza(1);
136     for ww=2:68
137         cumulata(ww)=frequenza(ww)+cumulata(ww-1); %vettore delle cumulate
138     end
139     yyy=[log(-log(1-cumulata))];
140     xxx=[0.75:0.5:34.25];
141     xxxx=log(xxx);
142     % Regression plot
143     ops=figure(89786);
144     hold on
145     plot(xxxx, yyy, 'r. '); %manca l' interpolazione
146     p=polyfit(xxxx, yyy, 1);
147     YY=(p(1)*xxxx)+p(2);
148     hold on
149     plot(xxxx, YY)
150     title('linear Regression 2017')
151     CC=legend('Data', 'regression line');
152     set(CC, 'location', 'best')
153     set(ops, 'Units', 'Inches');
154     pos = get(ops, 'Position');
155     set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
            pos(4)])
156     print(ops, strcat(Mastnumber, 'Linear_Regression_2017'), strcat('-d', fig_format))
157     movefile(strcat(Mastnumber, 'Linear_Regression_2017', '.', fig_format), figure_D) %
            Directory save photos
158     beta=p(1);
159     alfa=exp(-(p(2)/beta));
160     fv=wblpdf(xxx, alfa, beta);
161     all=strcat('alfa =', num2str(alfa), ', beta =', num2str(beta));

```



```

162 xxx=[0,xxx];
163 fv=[0,fv];
164
165 % Weibull VS Measured data
166 ops=figure (9990);
167 histogram(Speed,'binwidth',0.5,'normalization','probability','facecolor','b')
168 hold on
169 plot(xxx,fv,'r-','linewidth',2)
170 title('2017 Regression Weibull distribution ')
171 xlabel('Speed [m/s]')
172 ylabel('f(v)')
173 aop=legend('Measured Data',all);
174 set(aop,'location','best')
175 set(ops,'Units','Inches');
176 pos = get(ops,'Position');
177 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
178 print(ops, strcat(Mastnumber,'2017_Regression_Weibull_distribution'), strcat('-d',
    fig_format))
179 movefile(strcat(Mastnumber,'2017_Regression_Weibull_distribution','.','fig_format
    ),figure_D) %Directory save photos
180 end
181
182 if anno==1617
183     X=find(Speed<0.5); %tolgo le calme (0-0.5m/s)
184     xx=length(X);
185     N=length(Speed)-xx; %numero campioni tolto calme
186     f=max(Speed);
187     num_classi=(f-0.5)/0.5;
188     num_class=round(num_classi); %numero di classi
189     for hh=1:68
190     A(:,hh)=Speed; %matrice in cui tutte le colonne sono il vettore Speed
191     end
192     for hh=1:68
193         for gg=1:length(Speed)
194             if (A(gg,hh)>0.5*hh && A(gg,hh)<0.5*(hh+1))
195                 A(gg,hh)=A(gg,hh);
196             else
197                 A(gg,hh)=0;%pone uguali a zero tutti gli elementi della hh-esima riga che
                    non rientrano nel Bin corrispondente alla hh-riga
198             end
199         end
200     end
201     for uu=1:68
202         riga(1,uu)=0;
203     end
204     for hh=1:68
205         cont=0;
206         for gg=1:length(Speed)
207
208             if (A(gg,hh)>0) || (A(gg,hh)<0)
209
210                 cont=cont+1;
211                 riga(hh)=cont;%vettore degli n
212
213             end
214         end

```

```

215 end
216 for hh=1:68
217 frequenza(hh)=[riga(hh)/length(Speed)]; %vettore delle frequenze relative
218 end
219 cumulata(1)=frequenza(1);
220 for ww=2:68
221 cumulata(ww)=frequenza(ww)+cumulata(ww-1); %vettore delle cumulate
222 end
223 yyy=[log(-log(1-cumulata))];
224 xxx=[0.75:0.5:34.25];
225 xxxx=log(xxx);
226
227 % Regression plot
228 ops=figure(80178);
229 hold on
230 plot(xxxx,yyy,'r.');
```

%manca l' interpolazione

```

231 p=polyfit(xxxx,yyy,1);
232 YY=(p(1)*xxxx)+p(2);
233 hold on
234 plot(xxxx,YY)
235 title('linear Regression 2016-2017')
236 CC=legend('Data','regression line');
237 set(CC,'location','best')
238 set(ops,'Units','Inches');
239 pos=get(ops,'Position');
240 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
241 print(ops,strcat(Mastnumber,'2016_2017_Linear_Regression'),strcat('-d',
    fig_format))
242 movefile(strcat(Mastnumber,'2016_2017_Linear_Regression','. ',fig_format),
    figure_D) %Directory save photos
243 beta=p(1);
244 alfa=exp(-(p(2)/beta));
245 fv=wblpdf(xxx,alfa,beta);
246 all=strcat('alfa =',num2str(alfa),' , beta= ', num2str(beta));
247 xxx=[0,xxx];
248 fv=[0,fv];
249
250 % Weibull VS Measured data
251 ops=figure(97649);
252 histogram(Speed,'binwidth',0.5,'normalization','probability','facecolor','b')
253 hold on
254 plot(xxx,fv,'r-','linewidth',2)
255 title('2016-2017 Regression Weibull distribution')
256 xlabel('Speed [m/s]')
257 ylabel('f(v)')
258 aop=legend('Measured Data',all);
259 set(aop,'location','best')
260 set(ops,'Units','Inches');
261 pos=get(ops,'Position');
262 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
263 print(ops,strcat(Mastnumber,'2016_2017_Regression_Weibull_distribution'),strcat(
    '-d',fig_format))
264 movefile(strcat(Mastnumber,'2016_2017_Regression_Weibull_distribution','. ',
    fig_format),figure_D) %Directory save photos
265 end
```

## Codice calcolo profilo di velocità

Per la valutazione del profilo di velocità, ad ogni settore, sono necessari i dati a diverse altezze quindi i passaggi che segue il codice sono:

1. ottenere tutti i dati di velocità e direzione a tutte le altezze
2. per ogni altezza, trovare la velocità media per ogni settore
3. per ogni settore, stimare l'esponente alfa della legge esponenziale, ottenuto con il pacchetto di fit di Matlab;
4. per ogni settore, calcolare i parametri della legge logaritmica,
5. costruzione delle rose delle alfa,  $Z_0$ , e  $U^*/k$
6. confronto delle due leggi ed i dati di partenza in ogni settore, in maniera grafica, per via dei plot

**Listing 9.5:** Profilo di velocità/Wind shear.

```

1 function velon2016(Mast_01, figure_D, Mastnumber, fig_format)
2
3 Date=Mast_01.Date(1:end);
4 Date1='01/01/2016';
5 Date2='31/12/2016';
6 Subset = [datetime(Date1, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy'); datetime(Date2, 'InputFormat
7         ', 'dd/MM/yyyy')]; %definisco e inizio e fine
8
9 Indices = datefind(Subset, Date);
10 f=Indices(1);
11 l=Indices(length(Indices));
12 m10=[Mast_01.speed_0010m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0010m_---(f:l)];
13 m30=[Mast_01.speed_0030m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0030m_---(f:l)];
14 m51=[Mast_01.speed_0051m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0051m_---(f:l)];
15 m71=[Mast_01.speed_0071m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0071m_---(f:l)];
16 m92=[Mast_01.speed_0092m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0092m_---(f:l)];
17 m122=[Mast_01.speed_0122m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0122m_---(f:l)];
18 m163=[Mast_01.speed_0163m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0163m_---(f:l)];
19 m204=[Mast_01.speed_0204m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0204m_---(f:l)];
20 m255=[Mast_01.speed_0255m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0255m_---(f:l)];
21 m321=[Mast_01.speed_0321m_m_s_(f:l), Mast_01.dir_0321m_---(f:l)];
22
23 md=[m10(:, 2), m30(:, 2), m51(:, 2), m71(:, 2), m92(:, 2), m122(:, 2), m163(:, 2), m204(:, 2),
24     m255(:, 2), m321(:, 2), ];
25 mv=[m10(:, 1), m30(:, 1), m51(:, 1), m71(:, 1), m92(:, 1), m122(:, 1), m163(:, 1), m204(:, 1),
26     m255(:, 1), m321(:, 1), ];

```

```

26
27 %% divisione in settori
28 %altezze sono 10 30 51 71 92 122 163 204 255 321
29 % cerco per ogni altezza, quelli sono i valori che cadono in ogni settore e
30 % di quelli che cadono nello stesso settore faccio la media per ogni
31 % altezza per cui in fine si ha 16 settori(vlecc) che sono composti da
32 % velocita' media ad ogni altezza e sono 10 altezze
33 h=[10,30,51,71,92,122,163,204,255,321]; %vettore delle altezze
34 k=360/36;
35 V=zeros(10,36);
36 for pp=1:36
37     if pp==1
38         for i=1:10
39             j1=find(md(:,i)>355);
40             j2=find(md(:,i)<5);
41             j=[j1;j2];
42             jj=mv(:,i);
43             jjj=jj(j);
44             V(i,pp)=mean(jjj);
45         end
46     else
47         for i=1:10
48             j=(find(md(:,i)>5+((pp-1)*k) & md(:,i)<5+(pp*k)));
49             jj=mv(:,i);
50             jjj=jj(j);
51             V(i,pp)=mean(jjj);
52         end
53     end
54 end
55
56 %% power law
57 V_e=zeros(360,36);
58 alftot=zeros(1,36);
59 for kk=1:36
60     v_rif=V(4,kk);
61     v=num2str(v_rif);
62     vv=strcat(v,'*((z/71)^alpha)');
63     foo = fitoptions('Method','NonlinearLeastSquares',...
64         'Lower',-inf,...
65         'Upper',1,...
66         'StartPoint',1e-6);
67     ft = fittype(vv,'independent',{'z'},'coefficient','alpha','options',foo);
68     myfit = fit(h',V(:,kk),ft);
69     alfaaa=myfit.alpha;
70     alftot(kk)=alfaaa;
71     z=(1:1:360);
72     V_e(:,kk)=v_rif*((z/71).^ alfaaa);
73 end
74     alftot=[alftot , alftot(1)];
75 %% Log law
76 format long
77 z=(1:1:360);
78 for kk=1:36
79     fo = fitoptions('Method','NonlinearLeastSquares',...
80         'Lower',[0,0],...
81         'Upper',[1,1],...
82         'StartPoint',[0.1 1e-6]);

```

```

83 fz = fittype('U_stark * log(z/z0)', 'independent', {'z'}, 'coefficients', {'U_stark'
    , 'z0'}, 'options', fo);
84 myfit1 = fit(h', V(:, kk), fz);
85 U_starkk=myfit1.U_stark;
86 U_starktot(kk)=U_starkk;
87 z00=myfit1.z0;
88 z0tot(kk)=z00;
89 V_l(:, kk)=U_starkk*log(z/z00);
90 end
91 U_starktot=[U_starktot, U_starktot(1)];
92 z0tot=[z0tot, z0tot(1)];
93
94 %% plot
95 BE=(5:10:360);
96 BE=deg2rad(BE);
97 BE=[0, BE, deg2rad(360)];
98 % Power law
99 thetaa=(1:0.5:360);
100 Thetaa=deg2rad(thetaa);
101 rhoa=zeros(length(Thetaa), 1);
102 rhoa(1:45)=alftot(1);
103 for rr=2:16
104     rhoa((rr-1)*45+1:(rr*45))=alftot(rr);
105 end
106 %% eliminate outliers
107 tt=find(alftot < 0);
108 alftote=alftot;
109 U_starktote=U_starktot;
110 z0tote=z0tot;
111 alftote(tt)=0;
112 U_starktote(tt)=0;
113 z0tote(tt)=0;
114 %%2016 alpha rose
115 ops=figure(28797879);
116 pax = polaraxes;
117 polarhistogram('BinEdges', BE, 'BinCounts', alftote)
118 hold on
119 pax.ThetaDir = 'clockwise';
120 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
121 title('2016 Power Law alpha')
122 thetaticks(5:10:360)
123 rticks(0.025:0.025:0.125)
124 set(ops, 'Units', 'Inches');
125 pos = get(ops, 'Position');
126 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
127 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_Power_Law_alpha'), '-dpng')
128 movefile(strcat(Mastnumber, '2016_Power_Law_alpha', '.png'), figure_D) %Directory
    save photos
129 %logarti
130 thetaa2=(1:0.5:360);
131 Thetaa2=deg2rad(thetaa2);
132 rhoa2=zeros(length(Thetaa2), 1);
133 rhoa2(1:45)=z0tot(1);
134 for rr=2:16
135     rhoa2((rr-1)*45+1:(rr*45))=z0tot(rr);
136 end

```

```

137 %table of all coefficients
138 Sector={'1';'2';'3';'4';'5';'6';'7';'8';'9';'10';'11';'12';'13';'14';'15';'16';
139     ...
140     '17';'18';'19';'20';'21';'22';'23';'24';'25';'26';'27';'28';'29';'30';'31';
141     ...
142     '32';'33';'34';'35';'36'};
143 Range_degree={'355-5 [$^\circ]';'5-15 [$^\circ]';'15-25 [$^\circ]';'25-35
144     [$^\circ]';'35-45 [$^\circ]';'45-55 [$^\circ]';'55-65 [$^\circ]';...
145     '65-75 [$^\circ]';'75-85 [$^\circ]';'85-95 [$^\circ]';'95-105 [$^\circ]';
146     '105-115 [$^\circ]';'115-125 [$^\circ]';...
147     '125-135 [$^\circ]';'135-145 [$^\circ]';'145-155 [$^\circ]';'155-165 [$^\circ]';
148     '165-175 [$^\circ]';'175-185 [$^\circ]';...
149     '185-195 [$^\circ]';'195-205 [$^\circ]';'205-215 [$^\circ]';'215-225 [$^\circ]';
150     '225-235 [$^\circ]';'235-245 [$^\circ]';...
151     '245-255 [$^\circ]';'255-265 [$^\circ]';'265-275 [$^\circ]';'275-285 [$^\circ]';
152     '285-295 [$^\circ]';'295-305 [$^\circ]';...
153     '305-315 [$^\circ]';'315-325 [$^\circ]';'325-335 [$^\circ]';'335-345 [$^\circ]';
154     '345-355 [$^\circ]'};
155 alfa=alftot(1:36)';
156 U_starkk=U_starkt(1:36)';
157 Z0all=z0tot(1:36)';
158 Tab2016 = table(Sector,Range_degree,alfa,U_starkk,Z0all);
159
160 % U_starkt rose
161 ops=figure(288989);
162 pax = polaraxes;
163 polarhistogram('BinEdges',BE,'BinCounts',U_starkt)
164 hold on
165 pax.ThetaDir = 'clockwise';
166 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
167 title('2016 Log Law Ustar/k')
168 thetaticks(5:10:360)
169 rticks(0:0.2:1.4)
170 set(ops,'Units','Inches');
171 pos = get(ops,'Position');
172 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
173     pos(4)])
174 print(ops, strcat(Mastnumber,'2016Log_Law_ustar'),'-dpng')
175 movefile(strcat(Mastnumber,'2016Log_Law_ustar','.png'),figure_D) %Directory save
176     photos
177 % z0rose
178 ops=figure(2899);
179 pax = polaraxes;
180 polarhistogram('BinEdges',BE,'BinCounts',z0tote)
181 hold on
182 pax.ThetaDir = 'clockwise';
183 pax.ThetaZeroLocation = 'top';
184 title('2016 Log Law Z0')
185 thetaticks(5:10:360)
186 % rticks(0:0.002:0.016)
187 set(ops,'Units','Inches');
188 pos = get(ops,'Position');
189 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
190     pos(4)])
191 print(ops, strcat(Mastnumber,'2016_Log_Law_Z0'),'-dpng')
192 movefile(strcat(Mastnumber,'2016_Log_Law_Z0','.png'),figure_D) %Directory save
193     photos

```

```

182 % 2016 wind profile
183 for lol=1:36
184     ops=figure (lol+2818);
185     if alftote (lol)==0
186         plot(V(:,(lol)),h,'rsq')
187         xlabel('Speed [m/s]')
188         ylabel('Height [m]')
189         199=legend('Measured data');
190         set(199, 'location', 'best')
191         title(strcat('2016 UNABLE fitting,Sector =', num2str(lol),' Range=',(
192             Range_degree(lol))))
193         set(ops, 'Units', 'Inches');
194         pos = get(ops, 'Position');
195         set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [
196             pos(3), pos(4)])
197         print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_Power_Log_law_fitting_Sector=',
198             num2str(lol)), '-dpng')
199         movefile(strcat(Mastnumber, '2016_Power_Log_law_fitting_Sector=', num2str
200             (lol), '.png'), figure_D)
201     else
202         plot(V_e(:,(lol)),z,'b-',V_l(:,(lol)),z,'g-',V(:,(lol)),h,'rsq')
203         xlabel('Speed [m/s]')
204         ylabel('Height [m]')
205         199=legend('Esponenziale', 'Logaritmico', 'Dati acquisiti');
206         set(199, 'location', 'best')
207         title(strcat('2016 Power/Log Law fitting,Sector =', num2str(lol),' Range
208             =',(Range_degree(lol))))
209         set(ops, 'Units', 'Inches');
210         pos = get(ops, 'Position');
211         set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [
212             pos(3), pos(4)])
213         print(ops, strcat(Mastnumber, '2016_Power_Log_law_fitting_Sector=',
214             num2str(lol)), '-dpng')
215         movefile(strcat(Mastnumber, '2016_Power_Log_law_fitting_Sector=', num2str
216             (lol), '.png'), figure_D) %Directory save photos
217     end
218 end
219 writetable(Tab2016, strcat(Mastnumber, '2016dati.xls'))
220 movefile(strcat(Mastnumber, '2016dati.xls'), figure_D) %Directory save photos

```

## Codice calcolo della densità di potenza

Questo codice calcola la densità di potenza istantanea e media annua, come dati di input sono la temperatura ( $T_a$ ), umidità relativa ( $\phi$ ), pressione atmosferica ( $P_a$ ) e la velocità.

L'equazione della pressione di saturazione adottata è **eq.1**, descritto nella prima sezione dell'appendice. (9.9)

**Listing 9.6:** Calcolo della densità di potenza.

```

1 function wpd2016(Mast_01, figure_D, Mastnumber, fig_format, Date)
2 %% Ricerca dei giorni
3 Date1='01/01/2016';
4 Date2='31/12/2016';
5 Subset = [datetime(Date1, 'InputFormat', 'dd/MM/yyyy'); datetime(Date2, 'InputFormat
   ', 'dd/MM/yyyy')]; %definisco e inizio e fine
6
7 Indices = datefind(Subset, Date);
8 f=Indices(1);
9 l=Indices(length(Indices));
10 dim=(l-f)+1;
11
12 %% Dati di input
13 T30_m=Mast_01.T_0030m_K_(f:1)-273;
14 T51_m=Mast_01.T_0051m_K_(f:1)-273;
15
16 Phi30_m=Mast_01.phi_0030m_---(f:1)/100;
17 Phi51_m=Mast_01.phi_0051m_---(f:1)/100;
18
19 P30_m=Mast_01.p_0030m_kPa_(f:1);
20 P51_m=Mast_01.p_0051m_kPa_(f:1);
21
22 v30_m=Mast_01.speed_0030m_m_s_(f:1);
23 v51_m=Mast_01.speed_0051m_m_s_(f:1);
24
25 rd=287.058; %costante aria secca
26 rv=461.495; %costante vapore
27
28 %% Inizializzazione
29 rho_s_30=zeros(dim,1);
30 rho_s_51=zeros(dim,1);
31 rho_v_30=zeros(dim,1);
32 rho_v_51=zeros(dim,1);
33 psat30=zeros(dim,1);
34 psat51=zeros(dim,1);
35 pvap30=zeros(dim,1);
36 pvap51=zeros(dim,1);
37 rho30=zeros(dim,1);
38 rho51=zeros(dim,1);
39 wpd30=zeros(dim,1);
40 wpd51=zeros(dim,1);
41 %% calcolo
42 for i=1:dim
43     psat30(i,1)=(6.102*10^((7.5*T30_m(i,1))/(T30_m(i,1)+237.8)))*100;
44     psat51(i,1)=(6.102*10^((7.5*T51_m(i,1))/(T51_m(i,1)+237.8)))*100;

```



```

45     pvap30(i,1)=Phi30_m(i,1)*psat30(i,1);
46     pvap51(i,1)=Phi51_m(i,1)*psat51(i,1);
47     rho_s_30(i,1)=(P30_m(i,1)-pvap30(i,1))/(rd*(T30_m(i,1)+273));
48     rho_s_51(i,1)=(P51_m(i,1)-pvap51(i,1))/(rd*(T51_m(i,1)+273));
49     rho_v_30(i,1)=(pvap30(i,1))/(rv*(T30_m(i,1)+273));
50     rho_v_51(i,1)=(pvap51(i,1))/(rv*(T51_m(i,1)+273));
51     rho30(i,1)=rho_s_30(i,1)+rho_v_30(i,1);
52     rho51(i,1)=rho_s_51(i,1)+rho_v_51(i,1);
53     wpd30(i,1)=(0.5*rho30(i,1)*(v30_m(i,1))^3);
54     wpd51(i,1)=(0.5*rho51(i,1)*(v51_m(i,1))^3);
55 end
56 %medie
57 rho_30_m=mean(rho30);
58 rho_51_m=mean(rho51);
59 wpd_30_m=mean(wpd30);
60 wpd_51_m=mean(wpd51);
61 v_30_m=mean(v30_m);
62 v_51_m=mean(v51_m);
63
64
65 T = table(rho_30_m,rho_51_m,wpd_30_m,wpd_51_m);
66 writetable(T, strcat(Mastnumber, '2016wpdmedie.txt'), 'Delimiter', ' ');
67 movefile( strcat(Mastnumber, '2016wpdmedie', '.', 'txt'), figure_D)
68
69 %% plot
70 wpd30mm=ones(dim,1).*wpd_30_m;
71 wpd51mm=ones(dim,1).*wpd_51_m;
72 rho30mm=ones(dim,1).*rho_30_m;
73 rho51mm=ones(dim,1).*rho_51_m;
74 v_30_mm=ones(dim,1).*v_30_m;
75 v_51_mm=ones(dim,1).*v_51_m;
76
77
78 x=(1:1:dim);
79
80 ops=figure (3373);
81 grid on
82 hold on
83 plot(x,wpd30)
84 hold on
85 plot(x,wpd30mm,'r-','linewidth',2)
86 l2=legend('Dati istantanei',strcat('Valor medio=',num2str(wpd_30_m),' [W/m^2]'));
87 set(l2, 'location', 'best')
88 ylabel('WPD [W/m^2]')
89 title('2016 WPD 30m Trend')
90 set(ops, 'Units', 'Inches');
91 pos = get(ops, 'Position');
92 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
93 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016wpd30m'), strcat('-d', fig_format))
94 movefile( strcat(Mastnumber, '2016wpd30m', '.', fig_format), figure_D) %Directory
    save photos
95
96
97 ops=figure (2273);
98 grid on
99 hold on

```

```

100 plot(x, wpd51)
101 hold on
102 plot(x, wpd51mm, 'r-', 'linewidth', 2)
103 l2=legend('Dati istantanei', strcat('Valor medio=', num2str(wpd_51_m), '[W/m^2]'));
104 set(l2, 'location', 'best')
105 ylabel('WPD [W/m^2]')
106 title('2016 WPD 51m Trend')
107 set(ops, 'Units', 'Inches');
108 pos = get(ops, 'Position');
109 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
110 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016wpd51m'), strcat('-d', fig_format))
111 movefile(strcat(Mastnumber, '2016wpd51m', '.', fig_format), figure_D) %Directory
    save photos
112
113 ops=figure (1173);
114 grid on
115 hold on
116 plot(x, rho30)
117 hold on
118 plot(x, rho30mm, 'r-', 'linewidth', 2)
119 l2=legend('Dati istantanei', strcat('Valor medio=', num2str(rho_30_m), '[kg/m^3]'))
    ;
120 set(l2, 'location', 'best')
121 ylabel('Densita [kg/m^3]')
122 title('2016 Densita 30m Trend')
123 set(ops, 'Units', 'Inches');
124 pos = get(ops, 'Position');
125 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
126 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016dens30m'), strcat('-d', fig_format))
127 movefile(strcat(Mastnumber, '2016dens30m', '.', fig_format), figure_D) %Directory
    save photos
128
129 ops=figure (873);
130 grid on
131 hold on
132 plot(x, rho51)
133 hold on
134 plot(x, rho51mm, 'r-', 'linewidth', 2)
135 l2=legend('Dati istantanei', strcat('Valor medio=', num2str(rho_51_m), '[kg/m^3]'))
    ;
136 set(l2, 'location', 'best')
137 ylabel('Densita [kg/m^3]')
138 title('2016 Densita 51m Trend')
139 set(ops, 'Units', 'Inches');
140 pos = get(ops, 'Position');
141 set(ops, 'PaperPositionMode', 'Auto', 'PaperUnits', 'Inches', 'PaperSize', [pos(3),
    pos(4)])
142 print(ops, strcat(Mastnumber, '2016dens51m'), strcat('-d', fig_format))
143 movefile(strcat(Mastnumber, '2016dens51m', '.', fig_format), figure_D) %Directory
    save photos
144
145
146 ops=figure (2073);
147 grid on
148 hold on

```

```

149 plot(x,v30_m)
150 hold on
151 plot(x,v_30_mm,'r-','linewidth',2)
152 set(12,'location','best')
153 ylabel('Wind speed')
154 title('2016 Wind speed 30m Trend')
155 set(ops,'Units','Inches');
156 pos = get(ops,'Position');
157 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
158 print(ops, strcat(Mastnumber,'2016v30m'), strcat('-d',fig_format))
159 movefile(strcat(Mastnumber,'2016v30m','.',fig_format),figure_D) %Directory save
    photos
160
161 ops=figure (2093);
162 grid on
163 %axis([0 23 42 80])
164 hold on
165 plot(x,v51_m)
166 hold on
167 plot(x,v_51_mm,'r-','linewidth',2)
168 l2=legend('Dati istantanei',strcat('Valor medio=',num2str(v_51_m),'[m/s]'));
169 set(12,'location','best')
170 ylabel('Wind speed')
171 title('2016 Wind speed 51m Trend')
172 set(ops,'Units','Inches');
173 pos = get(ops,'Position');
174 set(ops,'PaperPositionMode','Auto','PaperUnits','Inches','PaperSize',[pos(3),
    pos(4)])
175 print(ops, strcat(Mastnumber,'2016v51m'), strcat('-d',fig_format))
176 movefile(strcat(Mastnumber,'2016v51m','.',fig_format),figure_D) %Directory save
    photos

```

## Codice valutazione della produzione annua

La valutazione della produzione avviene come già descritto nei capitoli precedenti.

**Listing 9.7:** Valutazione produzione annua.

```

1 clc
2 clear all
3 close all
4 %%
5 %load Mast_01.mat
6 filename = 'Mast05.txt';
7 Mast_01 = readtable(filename);
8 %rho=1.181; %mast01 mast02
9 %rho=1.178; % mast 03
10 %rho=1.183; % mast 04
11 rho=1.142; %mast05
12 A=10751; % Rotor Area[m^2]
13 cp=[---];%cp values
14 %%
15 Speed=Mast_01.speed_0122m_m_s_;

```

```

16 Speed2016=Speed(1:131759,:);
17 Speed2017=Speed(131760:length(Speed));
18 %%
19 X=find(Speed2016<0.5); %tolgo le calme (0-0.5m/s)
20 xx=length(X);
21 N=length(Speed2016)-xx; %numero campioni tolto calme
22 f=max(Speed2016);
23 num_classi=(f-0.5)/0.5;
24 num_class=round(num_classi); %numero di classi
25 for hh16=1:num_class
26 A16(:,hh16)=Speed2016; %matrice in cui tutte le colonne sono il vettore Speed
27 end
28
29 for hh16=1:num_class
30     for gg16=1:length(Speed2016)
31 if (A16(gg16, hh16)>=0.5*hh16 && A16(gg16, hh16)<0.5*(hh16+1))
32     A16(gg16, hh16)=A16(gg16, hh16);
33 else
34     A16(gg16, hh16)=0;%pone uguali a zero tutti gli elementi della hh-esima riga
        che non rientrano nel Bin corrispondente alla hh-riga
35 end
36     end
37 end
38
39 for uu=1:num_class
40 riga16(1,uu)=0;
41 end
42
43 for hh16=1:num_class
44     cont16=0;
45     for gg16=1:length(Speed2016)
46
47         if( (A16(gg16, hh16)>0) || (A16(gg16, hh16)<0))
48
49             cont16=cont16+1;
50             riga16(hh16)=cont16;%vettore degli n
51
52         end
53     end
54 end
55
56
57 for hh16=1:num_class
58 fassoluta16(hh16)=riga16(hh16); % vettore frequenze assolute
59 frequenza16(hh16)=[riga16(hh16)/length(Speed2016)]; %vettore delle frequenze
        relative
60 end
61 sum=0;
62 for o=1:length(fassoluta16)%verifica che le somme delle frequenze assolute siano
        uguali al numero di dati
63     sum=sum+fassoluta16(o);
64 end
65
66 cumulata16(1)=frequenza16(1);
67 for ww=2:num_class
68 cumulata16(ww)=frequenza16(ww)+cumulata16(ww-1); %vettore delle cumulate
69 end

```

```

70 j16=1;
71 for i16=1:length(Speed2016)
72
73     if Speed2016(i16)>=0.5
74         speed2016tc(j16,1)=Speed2016(i16);
75         j16=j16+1;
76     end
77 end
78 %%
79 X2017=find(Speed2017<0.5); %tolgo le calme (0-0.5m/s)
80 xx2017=length(X2017);
81 N2017=length(Speed2017)-xx2017; %numero campioni tolto calme
82 f2017=max(Speed2017);
83 num_classi2017=(f2017-0.5)/0.5;
84 num_class2017=round(num_classi2017); %numero di classi
85 for hh17=1:69
86 A17(:,hh17)=Speed2017; %matrice in cui tutte le colonne sono il vettore Speed
87 end
88 for hh17=1:num_class2017
89     for gg17=1:length(Speed2017)
90 if (A17(gg17, hh17)>0.5*hh17 && A17(gg17, hh17)<0.5*(hh17+1))
91     A17(gg17, hh17)=A17(gg17, hh17);
92 else
93     A17(gg17, hh17)=0;%pone uguali a zero tutti gli elementi della hh-esima riga
          che non rientrano nel Bin corrispondente alla hh-riga
94 end
95     end
96 end
97 for uu17=1:num_class2017
98 riga17(1,uu17)=0;
99 end
100 for hh17=1:num_class2017
101     cont17=0;
102     for gg17=1:length(Speed2017)
103
104         if( (A17(gg17, hh17)>0) || (A17(gg17, hh17)<0))
105
106             cont17=cont17+1;
107             riga17(hh17)=cont17;%vettore degli n
108
109         end
110     end
111 end
112 for hh17=1:num_class2017
113 fassoluta17(hh17)=riga17(hh17); %vettore frequenze assolute
114 frequenza17(hh17)=[riga17(hh17)/length(Speed2017)]; %vettore delle frequenze
          relative
115 end
116 sum17=0;
117 for o=1:length(fassoluta17)%verifica che le somme delle frequenze assolute siano
          uguali al numero di dati
118     sum17=sum17+fassoluta17(o);
119 end
120 cumulata17(1)=frequenza17(1);
121 for ww=2:num_class2017
122 cumulata17(ww)=frequenza17(ww)+cumulata17(ww-1); %vettore delle cumulate
123 end

```

```

124 k=1;
125 for r=1:length(Speed2017)
126
127     if Speed2017(r)>=0.5
128         speed2017tc(k,1)=Speed2017(r);
129         k=k+1;
130     end
131 end
132 %%
133 figure (1)
134 histogram(speed2016tc, 'binwidth',0.5, 'normalization', 'probability', 'facecolor', '
    b');
135 title('Probability Distribution Function 2016 122[m]');
136 xlabel('Speed [m/s]');
137 ylabel('Frequency (%)');
138 legend('Measured Data');
139 %print(strcat(Mastnumber, 'Histogram 2016 '),strcat('-d', fig_format));
140 %movefile(strcat(Mastnumber, 'Histogram 2016 ', '.', fig_format), figure_D); %
    Directory save photos
141 figure(2)
142 histogram(speed2017tc, 'binwidth',0.5, 'normalization', 'probability', 'facecolor', '
    b');
143 title('Probability Distribution Function 2017 122[m]');
144 xlabel('Speed [m/s]');
145 ylabel('Frequency (%)');
146 legend('Measured Data');
147 %print(strcat(Mastnumber, 'Histogram 2017 '),strcat('-d', fig_format));
148 %movefile(strcat(Mastnumber, 'Histogram 2017 ', '.', fig_format), figure_D); %
    Directory save photos
149
150 %%
151 %vettore velocita' con cut in e cut out
152 v=[3:0.5:25];
153 vbincubo=v.^3;
154 p=rho.*(vbincubo)*0.5.*cp*A; %potenza per ogni bin dal cut in al cut out [W]
155 figure(3)
156 plot(v, cp, '-g*');
157 grid on
158 title('Coefficient Power');
159 xlabel('Speed [m/s]');
160 ylabel('Cp');
161
162
163 %%
164 %energia
165 for s=1:45
166     fa16(s)=fassoluta16(s+5); %[Wh] energia prodotta per ogni bin dal cut in al cut
        out
167     fa17(s)=fassoluta17(s+5);
168 end
169 Epi16=p.* fa16.*(4/60);
170 Epi17=p.* fa17.*(4/60);
171 Eprodotta16=0;
172 Eprodotta17=0;
173 for r=1:length(Epi16) %sommatoria Epi, energia prodotta in totale [W]
174     Eprodotta16=Eprodotta16+Epi16(r);
175 end

```

#### A.4.7 - Codice valutazione della produzione annua

---

```
176 for r17=1:length(Epi17)
177     Eprodotta17=Eprodotta17+Epi17(r17);
178 end
179 Etot16=Eprodotta16/1000000;
180 Neq16=Etot16/4.20463; %Numero di ore equivalenti anno 2016
181 Etot17=Eprodotta17/1000000;
182 Neq17=Etot17/4.20463; %Numero di ore equivalenti anno 2017
183 cf16=Neq16/8760; %capacity factor 2016
184 cf17=Neq17/8760; %capacity factor 2017
```