

PROGETTO

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO
EOLICO DENOMINATO "PONTICELLO" NEI COMUNI DI ORTA
NOVA E STORNARELLA (FG)**

TITOLO

VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI PRODUCIBILITÀ

PROGETTAZIONE	PROPONENTE	VISTI
<p>M&M ENGINEERING S.r.l. Sede Operativa: Via I Maggio, n.4 71045 Orta Nova (FG) - Italy tel./fax (+39) 0885791912 - ing.marianomarseglia@gmail.com</p> <p>Tecnico: ing. Mariano Marseglia Collaborazioni: ing. Antonio Capobianco ing. Giovanna Scuderi ing. Dionisio Staffieri ing. Giuseppe Federico Zingarelli geom. Francesco Mangino geom. Claudio A. Zingarelli</p> <p>Responsabile Commessa: ing. Mariano Marseglia</p>	<p>INERGIA S.p.a.</p> <p style="text-align: right;"><small>UNI EN ISO 9001: 2015</small></p>  <p>Sede Operativa: Via Cola D'Amatrice n.1 63100 ASCOLI PICENO Tel.: 0736/342490 Fax: 0736/341243</p> <p>Sede legale: Via Arno n.21 00198 ROMA Tel.: 06/97746380 Fax: 06/97746381</p> <p>www.inergia.it e-mail: info@inergia.it PEC: direzione.inergia@legalmail.it</p>	

DATI PROGETTAZIONE

Cod. Progetto 03EOL-2018	Commessa 180FN-0137	

Scala	Formato Stampa	Cod. Elaborato	Rev.	Nome File	Elaborato	Foglio
-	A4	EO-PON-PD-SIA-16		EO-PON-PD-SIA-16 – Valutazione risorsa eolica e analisi producibilità	1	1 di 1

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
a	31/01/2019	Prima Emissione	M. Marseglia	A.Corradetti	R.Cairolì

Sommario

1. LAYOUT IMPIANTO	3
2. MODELLO DI AEROGENERATORE.....	6
3. STAZIONE ANEMOMETRICA	6
4. CAMPAGNA DI MISURA.....	9
5. RISULTATI ANEMOMETRICI	11
6. CLASSIFICAZIONE DEL SITO.....	14
7. STIMA DELL'ENERGIA LORDA PRODUCIBILE.....	15
8. STIMA DELLE PERDITE TECNICHE DELL'IMPIANTO.....	16
9. STIMA DELL'ENERGIA NETTA PRODUCIBILE	18
10. RIFERIMENTI.....	20

1. LAYOUT IMPIANTO

L'impianto eolico oggetto della presente stima di producibilità sarà costituito da 10 aerogeneratori, ognuno della potenza di 4,2 MW, per una potenza complessiva nominale di 42 MW. Gli aerogeneratori saranno ubicati nell'area ad ovest dell'abitato di Stornara, a sud dell'abitato di Orta Nova ed a nord-ovest dell'abitato di Stornarella, ad una distanza dai centri abitati rispettivamente di circa 4, 2.5 e 2.6 km secondo una distribuzione che ha tenuto conto dei seguenti fattori:

- condizioni geomorfologiche del sito
- direzione principale del vento
- vincoli ambientali e paesaggistici
- distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati
- pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa, in cui sono indicate per ciascun aerogeneratore le relative coordinate (UTM fuso 33).

COORDINATE UTM 33 WGS84			DATI CATASTALI		
WTG	E	N	Comune	foglio n.	part. n.
1	558131	4570199	Orta Nova	62	147
2	558658	4569862	Orta Nova	62	147
3	559268	4569844	Stornarella	2	251
4	559206	4570421	Orta Nova	62	81
5	560115	4570868	Stornarella	2	427
6	559891	4571577	Orta Nova	48	302
7	559333	4571340	Orta Nova	48	142
8	558370	4571186	Orta Nova	48	492
9	558728	4571972	Orta Nova	48	550
10	558589	4572669	Orta Nova	48	588

Tabella 1: Coordinate impianto.

Per determinare eventuali accelerazioni orografiche del flusso di vento è stata eseguita un'analisi approfondita dell'orografia del sito.

Il terreno oggetto dell'installazione presenta caratteristiche sostanzialmente pianeggianti, con dislivelli molto contenuti tra le posizioni d'installazione delle turbine. La quota media d'installazione oscilla tra 100 e 135 metri s.l.m. Il sito presenta dunque come orograficamente piatto, secondo quanto definito in [1]. Una immagine del modello digitale di terreno utilizzato nello studio è riportata in Figura 1

Figura 1.

Il modello digitale di terreno è stato ottenuto attraverso la digitalizzazione di curve di livello con risoluzione orizzontale inferiore a 10 metri.

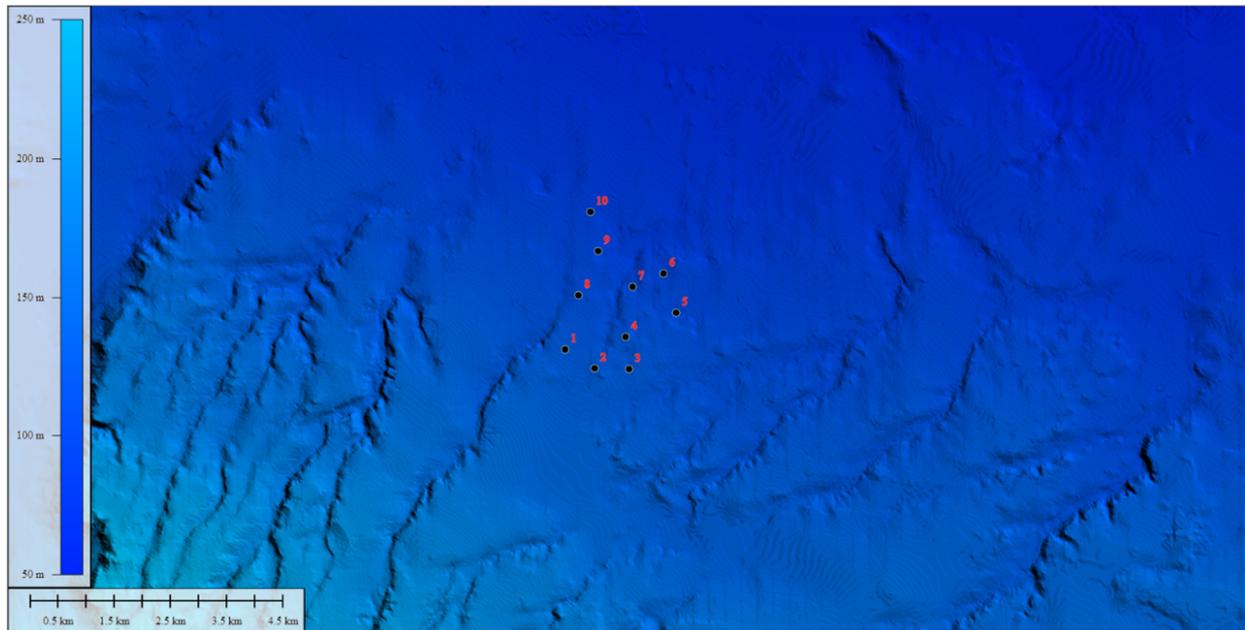


Figura 1: Orografia dell'area del sito (risoluzione spaziale inferiore a 10 m).

Allo scopo di valutare, invece, la variazione della velocità del vento con la quota è stata analizzato l'uso del suolo, nella zona interessata dall'impianto, utilizzando il database CORINE LULC con risoluzione 100 metri. I dati estratti da Corine sono riportati in

Figura 2, dalla quale si evince che tutta l'area del sito è costituita da vigneti, uliveti (colore marrone in

Figura 2). e coltivazioni miste permanentemente irrigate (colore giallo in

Figura 2). Si nota inoltre la presenza di nuclei urbanizzati (colore rosso in

Figura 2) a nord, est e sud -est rispetto all'area del sito. Tali insediamenti corrispondono ai comuni di Ortanova, Stornara e Stornarella rispettivamente.

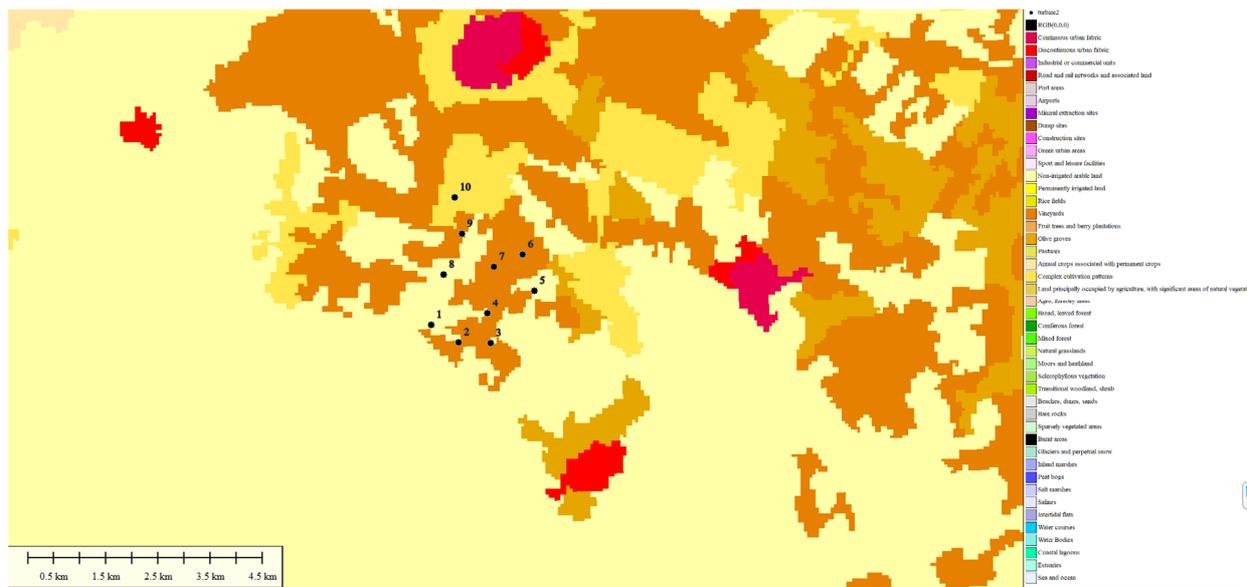


Figura 2: Uso del suolo nell'area del sito (risoluzione spaziale 100m).

Le informazioni di uso del suolo sono state estratte dalla mappa digitale e trasformate in altezze di rugosità utilizzando le tabelle di conversione contenute in [2]. In questo modo tali informazioni possono essere utilizzate per rappresentare l'andamento verticale della velocità del vento (wind shear).

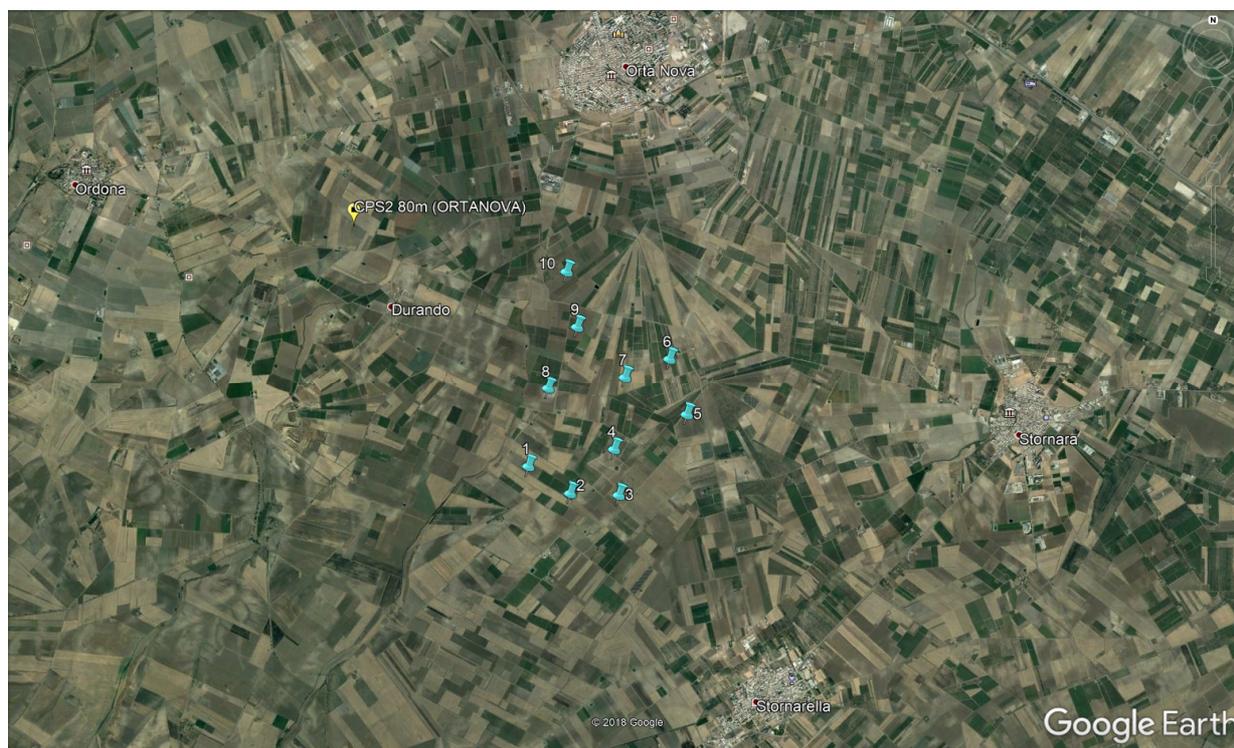


Figura 3: Immagine satellitare dell'area del sito

L'immagine satellitare dell'area del sito, riportata nella

Figura 3, conferma le considerazioni fatte sull'orografia e la rugosità della zona d'installazione.

2. MODELLO DI AEROGENERATORE

Gli aerogeneratori utilizzati nel progetto saranno ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripala, con generatore di tipo asincrono. Il modello di aerogeneratore da utilizzare verrà scelto in fase di progettazione esecutiva dell'impianto; le dimensioni previste per l'aerogeneratore tipo sono: diametro del rotore pari a circa 150 m, altezza mozzo pari a 105 m, per un'altezza massima al tip (punta della pala) pari a circa 180m.

Al fine di effettuare la stima di producibilità è stato testato il seguente modello di turbina:

- Vestas V150 4.2 MW;

Le principali caratteristiche tecniche del modello di aerogeneratore testato in questo studio sono riportate nella

Tabella 2.

Costruttore Turbina	Modello Turbina	P. nominale [kW]	Diametro [m]	Altezza Mozzo [m]	Altezza Totale [m]	Classificazione IEC 61400-1
Vestas	V 150	4.2	150	105	180	S

Tabella 2: Caratteristiche tecniche delle turbine

Le curve di potenza e del coefficiente di spinta sono state ottenute direttamente dai costruttori e sono state utilizzate all'interno del software Wind Farm per la stima dell'energia producibile.

3. STAZIONE ANEMOMETRICA

Il sito è stato monitorato utilizzando la stazione anemometrica CPS2, situata nel Comune di Ortanova e distante circa 2.6 chilometri dal sito, a nord-est della turbina 10 (

Figura 3). Le coordinate d'installazione della stazione anemometrica (UTM, WGS84) sono:

- X = 555949 m E;
- Y = 4573355 m N

La stazione si può ritenere rappresentativa della velocità del vento su tutto il parco, secondo le linee guida [1], in virtù della sua vicinanza a tutte le turbine. Inoltre, possedendo sensori ad 80 metri di quota sul livello del suolo la stazione si può ritenere rappresentativa anche della velocità a quota hub (in accordo con [1]).

La struttura di monitoraggio è costituita da una torre tralicciata a sezione triangolare, mostrata in

Figura 4, è stata installata in data 07/07/2010 ed è tuttora funzionante.



Figura 4: Vista dell'anemometro installato nel Comune di Ortanova

L'installazione della stazione di misura, è sostanzialmente conforme a quanto disposto nell'Annex G di [4], di conseguenza sono limitati gli effetti di schermo della torre sui sensori. I braccetti porta-sensori sono stati installati nelle direzioni di provenienza prevalenti (315° e 225°) ed hanno una lunghezza sufficiente per prevenire il rallentamento della velocità misurata, dovuto all'effetto di sovrappressione della torre.

Le caratteristiche della stazione di misura e dei sensori sono riportate nella Tabella 3.

Tutti i sensori di velocità sono stati calibrati al momento dell'installazione (Tabella 4). I parametri di calibrazione (Scale and Offset) sono stati verificati mediante analisi dei dati e risultano congruenti con quelli impostati nel data-logger. I sensori sostituiti durante la campagna di misura sono risultati tutti calibrati precedentemente all'installazione

Tipo di Sensore	Numero Seriale	Identificativo Canale	Marca/Modello Sensore	Orientamento Direzione	Orientamento Supporto	Lunghezza Supporto
Velocità 80 m	147066	C1	NRG #40C	===	315°	0.1 m
Velocità 80 m	147011	C2	NRG #40C	===	225°	0.1 m
Velocità 70 m	147021	C3	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 60 m	147000	C4	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 40 m	147012	C5	NRG #40C	===	315°	0.3 m
Direzione 80 m	===	A1	NRG #200P	0°	135°	0.1 m
Direzione 70 m	===	A2	NRG #200P	0°	315°	0.3 m
Direzione 40 m	===	A3	NRG #200P	0°	315°	0.3 m
Temperatura	===	A4	NRG #110S	===	===	===
Data Logger	010386	===	Nomad 2 GSM	===	===	===
Sostituzione 14/10/2010						
Velocità 70 m	1470864	C3	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Sostituzione 01/10/2014						
Data Logger	07894	===	Nomad 2 GSM	===	===	===
Direzione 70 m	1006701	A2	NESA ANS-DV-N	0°	315°	0.3 m
Sostituzione 09/10/2014						
Velocità 80 m	1006703	C1	NESA ANS-VV1-N	===	315°	0.1 m
Velocità 80 m	1006706	C2	NESA ANS-VV1-N	===	225°	0.1 m
Direzione 80 m	1006702	A1	NESA ANS-DV-N	0°	135°	0.1 m
Temperatura	1006604	A4	NESA ANS-TA	===	===	===
Sostituzione 02/04/2015						
Data Logger	31092	===	Nomad 2 GSM	===	===	===
Velocità 80 m	240839	C1	NRG #40C	===	315°	0.1 m
Velocità 80 m	240845	C2	NRG #40C	===	225°	0.1 m
Velocità 70 m	240815	C3	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 60 m	240826	C4	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 40 m	240812	C5	NRG #40C	===	315°	0.3 m

Tabella 3: Caratteristiche sensori torre anemometrica CPS2

Tipo di Sensore	Numero Seriale	Presenza Calibrazione	Ente Calibratore	Data Certificato	Slope/ Offset	Errore Standard
Velocità 80 m	147066	Si	OTECH Inc	09/04/2010	0.755 / 0.38	0.0715 m/s
Velocità 80 m	147011	Si	OTECH Inc	09/04/2010	0.759 / 0.36	0.0586 m/s
Velocità 70 m	147021	Si	OTECH Inc	10/04/2010	0.757 / 0.39	0.0652 m/s
Velocità 60 m	147000	Si	OTECH Inc	08/04/2010	0.758 / 0.36	0.0613 m/s
Velocità 40 m	147012	Si	OTECH Inc	09/04/2010	0.758 / 0.37	0.0674 m/s
Direzione 80 m	===		===	===		===
Direzione 70 m	===		===	===		===
Direzione 40 m	===		===	===		===
Temperatura	===		===	===		===
Sensori Sostituiti il 14/10/2010						
Velocità 70 m	1470864	Si	OTECH Inc	24/01/2010	0.757 / 0.37	0.0737
Sensori Sostituiti il 01/10/2014						
Direzione 70 m	1006701	Si	NESA Srl	15/09/2014		===
Sensori Sostituiti il 09/10/2014						
Velocità 80 m	1006703	Si	NESA Srl	15/09/2014	non definiti	non definiti
Velocità 80 m	1006706	Si	NESA Srl	15/09/2014	non definiti	non definiti
Direzione 80 m	1006702	Si	NESA Srl	15/09/2014		===
Temperatura	1006604	Si	NESA Srl	28/07/2014	37 / 40	===
Sensori Sostituiti il 02/04/2015						
Velocità 80 m	240839	Si	Svend Ole Hansen Aps	14/12/2014	0.769 / 0.32	0.071 m/s
Velocità 80 m	240845	Si	Svend Ole Hansen Aps	14/12/2014	0.768 / 0.31	0.065 m/s
Velocità 70 m	240815	Si	Svend Ole Hansen Aps	13/12/2014	0.762 / 0.34	0.074 m/s
Velocità 60 m	240826	Si	Svend Ole Hansen Aps	14/12/2014	0.768 / 0.31	0.073 m/s
Velocità 40 m	240812		Svend Ole Hansen Aps	10/12/2014	0.763 / 0.34	0.08 m/s

Tabella 4: Calibrazione dei sensori torre anemometrica CPS2

4. CAMPAGNA DI MISURA

La stazione di misura è stata installata in data 07/07/2010 ed è tuttora funzionante. Al fine di determinare la producibilità del parco eolico di futura installazione sono stati considerati i dati registrati dal 07/07/2010 ore 12:50 al 01/09/2018 ore 04:20. Il dataset copre circa 8.2 anni con dati decimnutali, per un totale di oltre 12'005'000 campioni.

Durante la campagna di misura sono stati effettuati i seguenti interventi di manutenzione alla stazione

- 14/10/2010 sostituzione sensore di velocità a 70 m e memory card;
- 30/07/2014 sostituzione cabinet data logger;
- 01/10/2014 sostituzione data logger e sensore di direzione a 70 m;
- 09/10/2014 sostituzione sensori di velocità (C1 e C2) e direzione ad 80 m, sostituzione sensore di temperatura;
- 02/04/2015 sostituzione data logger e di tutti i sensori di velocità;

La copertura dei dati prima del filtraggio è risultata superiore al 90% per tutti i sensori di velocità, eccetto C2 (

Tabella 5). Due sensori anemometrici hanno registrato una copertura superiore al 95%. Per i sensori di direzione il fattore di copertura è stato superiore all'80% (

Tabella 6).

Si sottolinea, tuttavia, che per almeno 4 anni completi, la percentuale di copertura dei dati di direzione ha superato il 90% su due sensori (

Tabella 8).

Label Variable	Units	Height	Possible Data Points	Valid Data Points	Cover Ratio
C1	m/s	80 m	428,781	391,774	91.37
C2	m/s	80 m	428,781	361,490	84.31
C3	m/s	70 m	428,781	398,875	93.03
C4	m/s	60 m	428,781	421,505	98.3
C5	m/s	40 m	428,781	421,505	98.3

Tabella 5: Fattori di copertura dei dati di velocità

Label Variable	Units	Height	Possible Data Points	Valid Data Points	Cover Ratio
A1_dir_ave 80m	°	80 m	428,781	373,693	87.15
A2_dir_ave 60m	°	70 m	428,781	383,329	89.4
A3_dir_ave 40m	°	40 m	428,781	364,674	85.05

Tabella 6: Fattori di copertura dei dati di direzione

Sui dati misurati sono state effettuate le opportune operazioni di filtraggio, definite in [1], tuttavia non sono state effettuate le operazioni di riempimento dei gap. Infatti, i gap più piccoli sono risultati ininfluenti al fine di determinare i risultati anemometrici mentre il riempimento di quelli di grande entità avrebbe comportato l'introduzione di elevate incertezze, legate al modello di riempimento utilizzato.

	C1 80m ave	c2 80m ave	c3 70m ave	c4 60m ave	c5 40m ave
Measurement height (m)	80	80	70	60	40
Mean wind speed (m/s)	5.599	5.607	5.477	5.35	5.031
MoMM wind speed (m/s)	5.6	5.628	5.47	5.355	5.035
Median wind speed (m/s)	5.297	5.299	5.178	5.09	4.836
Min wind speed (m/s)	0.32	0.31	0.34	0.31	0.34
Max wind speed (m/s)	27.117	26.255	26.606	25.852	23.72
Weibull k	1.86	1.846	1.867	1.877	1.904
Weibull A (m/s)	6.286	6.292	6.151	6.008	5.65
Possible data points	428,781	428,781	428,781	428,781	428,781
Valid data points	391,774	361,490	398,875	421,505	421,505
Missing data points	37,007	67,291	29,906	7,276	7,276
Data recovery rate (%)	91.37	84.31	93.03	98.3	98.3

Tabella 7: Fattore di copertura dei dati di velocità del vento dopo il filtraggio

Sensor A1 direction 80 m			
Year	Possible data	Valid data	Recovery Rate
2010	25,555	25,467	99.66
2011	52,560	51,117	97.25
2012	52,704	52,704	100
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	30,284	57.62
2015	52,560	39,380	74.92
2016	52,704	23,120	43.87
2017	52,560	43,968	83.65
2018	35,018	34,998	99.94
All Data	428,781	353,598	82.47
Sensor A2 direction 70 m			
Year	Possible data	Valid data	Recovery Rate
2010	25,555	11,282	44.15
2011	52,560	51,117	97.25
2012	52,704	52,704	100
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	43,449	82.67
2015	52,560	47,501	90.37
2016	52,704	23,120	43.87
2017	52,560	43,968	83.65
2018	35,018	34,998	99.94
All Data	428,781	360,699	84.12
Sensor A2 direction 70 m			
Year	Possible data	Valid data	Recovery Rate
2010	25,555	25,467	99.66
2011	52,560	51,117	97.25
2012	52,704	52,704	100
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	43,449	82.67
2015	52,560	47,516	90.4
2016	52,704	23,120	43.87
2017	52,560	36,994	70.38
2018	35,018	31,747	90.66
All Data	428,781	364,674	85.05

Tabella 8: Fattore di copertura dei dati di direzione del vento dopo il filtraggio per anno

L'operazione di riempimento gap è stata ritenuta ininfluenza, essendo la campagna di misura, in riferimento alle linee guida [1] sostanzialmente completa.

5. RISULTATI ANEMOMETRICI

Come emerge dai risultati presentati in

Tabella 7 dopo il filtraggio dei dati anemometri ed il riempimento dei “buchi di dati”, la velocità media misurata ad 80 metri è pari a circa 5,6 m/s.

La distribuzione in frequenza della velocità del vento può essere approssimata con una curva di Weibull con parametri:

- $k=1,95$;
- $A= 6,4$ m/s.

La distribuzione di frequenza e l'approssimazione di essa mediante curva di Weibull è rappresentata in

Figura 5. L'analisi della frequenza di direzione (Figura 6) mostra che sono prevalenti le direzioni di provenienza 240° , 270° e 300° . Con frequenze considerevoli il vento proviene anche dalle direzioni 330° e 180° . Sostanzialmente quindi il vento dominante proviene dai quadranti Ovest e con prevalenza da Ovest-Sud/Ovest.

L'analisi degli andamenti di velocità del vento mensili e giornalieri (Figura 7) rivela una ventosità più elevata nei mesi invernali (Dicembre – Marzo) e nelle ore pomeridiane (15-18). I valori di velocità del vento medi scendono al diminuire della quota di misura, senza presentare anomalie.

L'andamento verticale della velocità media del vento, monitorato dai cinque sensori alle quote di 80 (2 sensori), 70, 60 e 40, può essere approssimato mediante una curva di potenza con esponente $\alpha=0,15$. Scegliendo invece l'approssimazione logaritmica si ottiene una lunghezza di rugosità $z_0=0,06$ m (

Figura 8).

I valori dei parametri α e z_0 confermano sostanzialmente le ipotesi sulla rugosità del terreno attorno alla posizione dell'anemometro, derivate dall'analisi di foto satellitare e del data-base di uso del suolo Corine.

La presenza di coltivazioni con vigneti ed uliveti è compatibile con una lunghezza di rugosità di 0.09 m.

Mediante l'approssimazione del profilo verticale di velocità con curve continue (di potenza o logaritmica) è possibile estrapolare le condizioni alla quota hub:

- Velocità media del vento a 105 m di quota 5,9 m/s

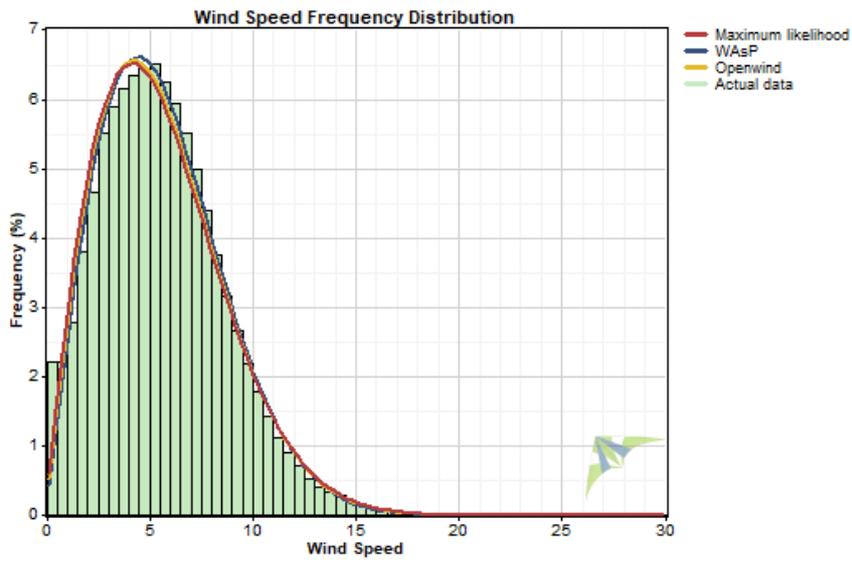


Figura 5: Distribuzione di frequenza e curva di Weibull

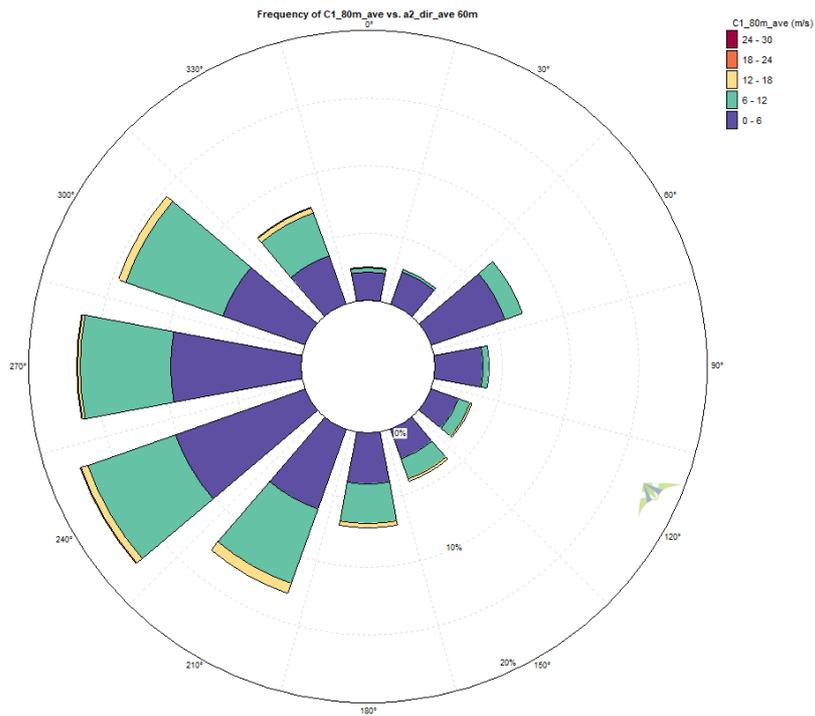


Figura 6: Distribuzione di frequenza della direzione

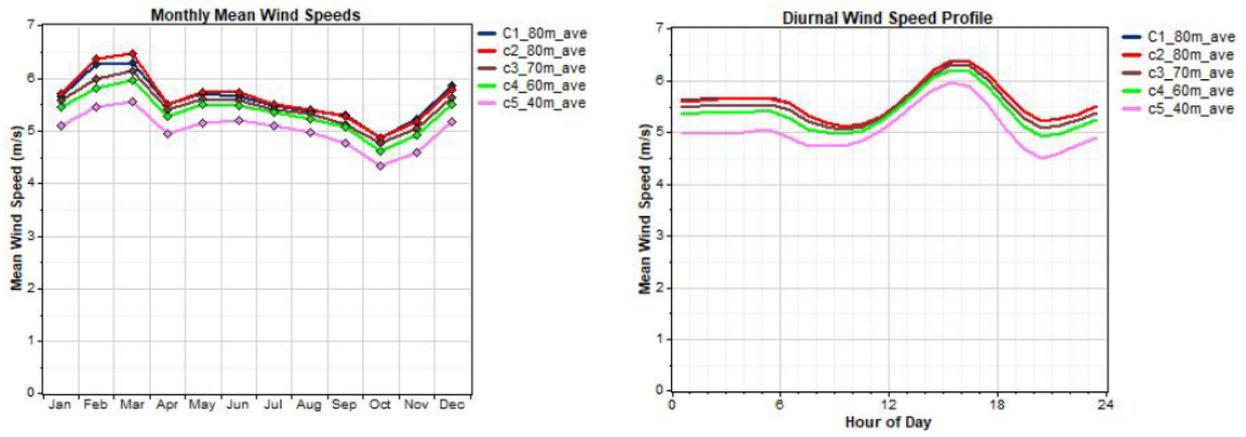


Figura 7: Andamento mensile (sinistra) e giornaliero (destra) della velocità del vento

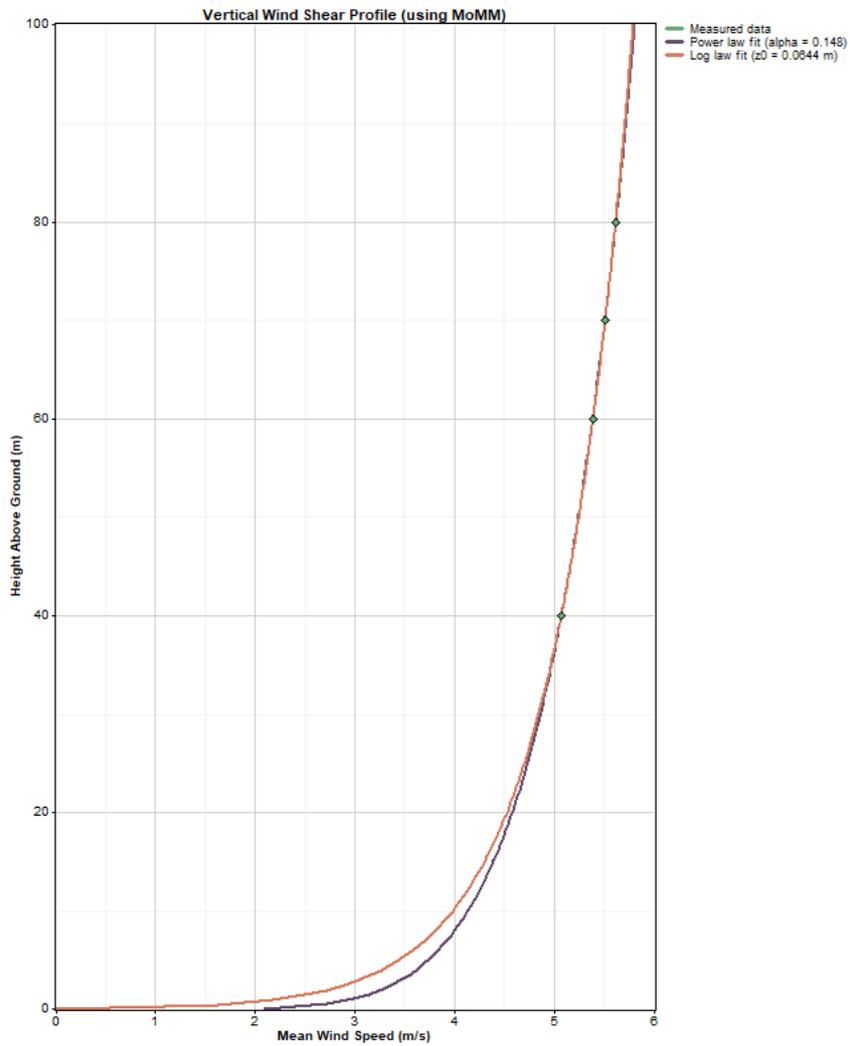


Figura 8: Andamento verticale della velocità del vento (Wind shear).

6. CLASSIFICAZIONE DEL SITO

Sulla base dei dati misurati all'anemometro ed estrapolati a quota hub è stata condotta un'analisi delle velocità del vento estreme e della turbolenza sulla posizione dell'anemometro.

Il calcolo del vento estremo è stato effettuato con diversi algoritmi ed i risultati sono riportati in Tabella 9.

Il valore massimo della velocità mediata su dieci minuti a quota hub è stimabile tra 26,5 m/s e 29,5 m/s. In relazione alla classificazione contenuta in [3], la classe corrispondente a tali condizioni di vento è la IEC III.

Method	Vref (50 yr) (m/s)
Periodic Maxima	28.932
Method of Independent Storms	29.551
EWTS II (Exact)	26.183
EWTS II (Gumbel)	26.537
EWTS II (Davenport)	28.867

Tabella 9: Velocità del vento estrema calcolata mediante diversi algoritmi

L'analisi della turbolenza alla velocità di 15 m/s mostra valori di intensità di turbolenza media a quota hub pari al 9% circa e di intensità di turbolenza rappresentativa pari al 12.4% circa.

In relazione alla classificazione contenuta in [3], la classe corrispondente a tali condizioni di vento è la IEC C

(

Figura 9).

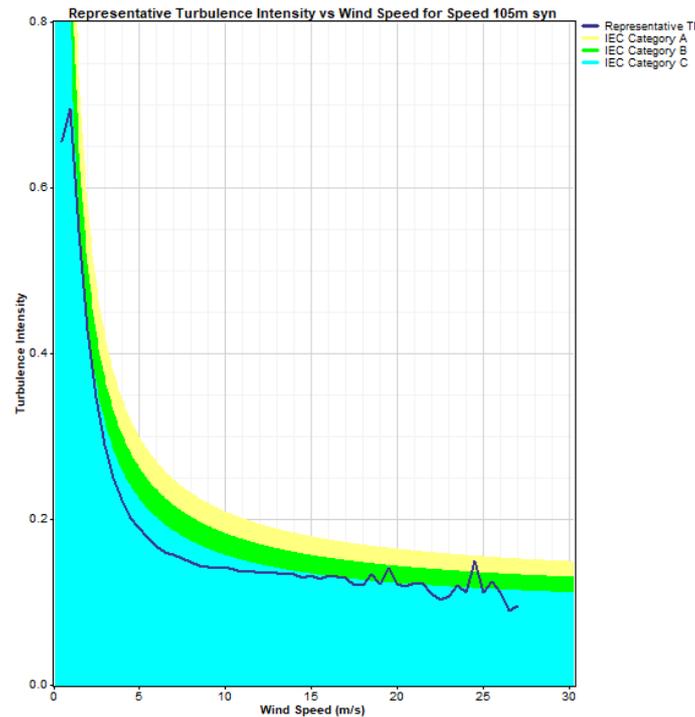


Figura 9: Analisi della turbolenza a quota hub in funzione della velocità del vento.

L'analisi dei dati di vento misurati dall'anemometro produce una classificazione del sito (posizione del palo anemometrico) III C, idonea all'installazione dei modelli di turbina testati in questo studio.

Date le caratteristiche orografiche e di rugosità superficiale del sito si ritiene poco probabile avere significative variazioni delle velocità estreme e delle condizioni di turbolenza sulle posizioni delle turbine, rispetto a quanto rilevato all'anemometro.

7. STIMA DELL'ENERGIA LORDA PRODUCIBILE

I risultati anemometrici ottenuti dall'analisi dei dati insieme ai modelli digitali di terreno ed uso del suolo ed alle curve di potenza degli aerogeneratori selezionati sono stati inseriti nel software WindFarm (Resoft Ltd) per la simulazione del campo di vento sull'orografia.

Il software utilizza un modello lineare delle equazioni governanti il flusso turbolento d'aria sul terreno (Jackson-Hunt 1975) più che adeguato all'estrapolazione orizzontale del campo di vento sulle turbine.

Note le condizioni di vento sulle posizioni delle turbine si ricava agevolmente l'energia media annua estraibile. Tale energia considera anche le perdite di scia dovute all'interferenza di altre turbine (esterne ed interne al parco in esame). Le perdite di scia sono state determinate sulla base delle curve del coefficiente di spinta, ottenute dal costruttore ed utilizzando appositi modelli di propagazione della scia.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le energie totali e per singola turbina in termini di GWh/anno e di ore equivalenti a potenza nominale (Full Operational Hours). Queste energie devono intendersi al lordo delle perdite d'impianto che possono prodursi tra l'uscita del generatore della turbina ed il contatore di scambio con la rete nazionale di trasmissione oltre che di tutte le perdite per indisponibilità ed under-performance.

La produzione lorda stimata è di circa 108,7 GWh/anno ovvero 2587 ore equivalenti (Tabella 10).

TURBINE ENERGY YIELD							
Wind Turbine Identifier	Base Yield GWh	Topographic Effects % Change	Wake Losses % Loss	Total Yield GWh	Wind Turbine Model	Rated Power MW	Full Operational Hours
1	11.79	2.83	-4.75	11.54	V150_4.2	4.2	2748.8
2	11.79	3.17	-8.36	11.14	V150_4.2	4.2	2653.5
3	11.79	2.93	-9.51	10.98	V150_4.2	4.2	2613.9
4	11.79	3.34	-11.35	10.80	V150_4.2	4.2	2571.1
5	11.79	0.29	-9.98	10.64	V150_4.2	4.2	2533.8
6	11.79	0.84	-14.06	10.21	V150_4.2	4.2	2432.0
7	11.79	1	-11.64	10.52	V150_4.2	4.2	2504.6
8	11.79	2.25	-7.02	11.21	V150_4.2	4.2	2668.2
9	11.79	1.32	-9.73	10.78	V150_4.2	4.2	2566.8
10	11.79	0.93	-9	10.83	V150_4.2	4.2	2577.8
	117.87	1.89	-9.54	108.66		42	2587.0

Tabella 10: Energia annua al lordo delle perdite d'impianto per il modello di turbina Vestas V150.

8. STIMA DELLE PERDITE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Oltre le perdite aerodinamiche per effetto della scia di ciascun aerogeneratore sugli altri, già considerate sulla produzione lorda, devono essere considerate tutte le perdite che possono verificarsi tra la sezione di produzione delle singole turbine ed il contatore di immissione alla rete nazionale.

Una classificazione delle perdite tipiche di un impianto eolico può essere la seguente:

1. Perdite per indisponibilità;
 - delle turbine;
 - delle infrastrutture dell'impianto;
 - della rete elettrica
2. Perdite elettriche;
 - operative (perdite per trasporto, trasformazione, ecc...);
 - auto-consumi elettrici;
3. Perdite di prestazione turbine;
 - modifica curva di potenza;

- isteresi della curva ad alte velocità;
 - diminuzione delle prestazioni per caratteristiche del sito
4. Perdite ambientali;
- degrado delle prestazioni;
 - degrado per deposito di ghiaccio sulle pale;
 - spegnimenti per presenza di ghiaccio;
 - spegnimenti per temperatura fuori range;
5. Perdite per taglio della potenza
- Wind Sector Management (WSM);
 - ordini di dispacciamento;
 - taglio per superamento di limiti acustici

Le perdite per indisponibilità tengono conto della mancata disponibilità della turbina in periodi di tempo nei quali, per le condizioni di vento in essere, dovrebbe invece produrre energia. La mancata disponibilità può avvenire per problemi tecnici dell'aerogeneratore, delle altre componenti dell'impianto o della rete elettrica. Le perdite per indisponibilità sono generalmente calcolate sulla base della disponibilità garantita dai contratti di O&M. In questa fase del progetto l'entità di tali perdite è stata ipotizzata sulla base di valori di letteratura.

Le perdite elettriche sono sostanzialmente quelle connesse al trasporto dell'energia fino alla sotto-stazione ed alla trasformazione MT/AT. Le perdite elettriche sono connesse anche al consumo di energia per l'alimentazione dei sistemi ausiliari, tuttavia generalmente si preferisce considerare la fornitura di energia elettrica per gli ausiliari come un costo e non come una perdita tecnica. Le perdite elettriche sono state ipotizzate in base alle caratteristiche tecniche del layout e della soluzione di connessione.

Le perdite di prestazione delle turbine sono imputabili alla modifica della curva di potenza rispetto a quanto garantito dal costruttore, all'isteresi della curva ad elevate velocità ed alla modifica delle condizioni di funzionamento rispetto al sito in cui la macchina è stata testata. Queste perdite sono state stimate in base alle caratteristiche del sito in oggetto e della ventosità rilevata dalla stazione di misura.

Le perdite per avverse condizioni ambientali riguardano il degrado che polvere insetti, alte temperature e raggi UV provocano normalmente sulla superficie delle pale. La misura delle condizioni climatiche in sito ha permesso di escludere le perdite associate a formazione e deposito di ghiaccio sulle superficie aerodinamiche.

Le perdite per taglio (curtailment) della potenza riguardano invece tutte le situazioni in cui il parco potrebbe normalmente operare ma il gestore dell'impianto applica una limitazione (fino all'annullamento) della potenza per ragioni esterne alle normali operazioni dell'impianto; ad esempio eccesso di turbolenza di scia su alcune turbine per venti di una certa entità, provenienti da alcune direzioni (Wind Sector Management - WSM), ordini di dispacciamento del gestore della rete, superamento dei limiti di emissione acustica, ecc Poiché non sono

previste condizioni di WSM per motivi strutturali o d'impatto ambientale per il parco eolico in esame, sono state tenute in conto solo eventuali perdite per ordini di dispacciamento.

Nella

Tabella 11 sono indicati i valori stimati, in questa fase della progettazione dell'impianto, per le perdite d'impianto suddivise nelle categorie precedentemente illustrate. Il risultato complessivo è pari al 7.8 % circa dell'energia prodotta.

È utile ricordare che, per come è stata eseguita la modellazione del flusso di vento sull'orografia ed il calcolo dell'energia estraibile dal parco eolico, il valore di produzione lorda tiene già conto delle perdite aerodinamiche dovute alla scia delle turbine.

ENERGY LOSSES			
Category			Value
Availability			96.3%
	Turbine	Availability	3.00%
	Balance of plant	Availability	0.20%
	Grid	Availability	0.50%
Electrical Efficiency			97.5%
	Operational	Electrical losses	2.50%
	Wind Farm Electrical	Consumption	0.00%
Turbine performance			99.8%
	Power Curve adjustment	losses	0.00%
	High wind speed	hysteresis	0.10%
	Sub-optimal turbine	performance losses	0.10%
Environmental			99.4%
	Performance Degradation	losses	0.50%
	Degradation due to icing	losses	0.00%
	Icing shutdown	losses	0.00%
	temperature shutdown	losses	0.10%
Curtailement			99.0%
	Wind sector management	losses	0.00%
	Grid curtailement	losses	1.00%
	Noise and Visual curtailement	losses	0.00%
Other			
	External wake	losses	0.00%
TOTAL	ENERGY	LOSSES	7.77%

Tabella 11: Perdite energetiche stimate

9. STIMA DELL'ENERGIA NETTA PRODUCIBILE

La determinazione della producibilità netta dell'impianto si effettua sottraendo dal valore di energia lorda, calcolato in precedenza, il valore delle perdite d'impianto stimate in base alle caratteristiche tecniche del progetto ed in base ad alcune assunzioni tratte dalla letteratura tecnica.

Facendo riferimento ai risultati di produzione ottenuti per le turbine Vestas V 150 4.2 MW (Tabella 10) e tenendo conto del valore di perdita tecnica dell'impianto pari al 7.8% (

Tabella 11), si hanno i seguenti valori di energia netta stimata:

- 10 Vestas V 150 4.2 MW (potenza nominale totale 42 MW) energia netta 100,3 GWh/anno pari a circa 2388 ore equivalenti a potenza nominale;

I risultati sono riassunti nella seguente

Tabella 12:

L'energia così determinata può essere considerata una stima con probabilità di superamento del 50% ovvero corrispondente al valore medio dell'energia prodotta, durante gli anni di vita operativa del parco eolico.

N°turbine	Costruttore	modello	Potenza nominale turbina [MW]	Potenza nominale Totale [MW]	Energia Netta [GWh/anno]	Ore Equivalenti [h]
10	Vestas	V 150	4.2	42	100,3	2388

Tabella 12: Sintesi dei risultati di stima della producibilità

10.RIFERIMENTI

- [1] MEASNET Procedure, Evaluation of Site-Specific Wind Conditions, Version 2, April 2016.
- [2] J. Wieringa, Updating the Davenport roughness classification, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Volume 41, Issues 1–3, October 1992, Pages 357-368.
- [3] International Electrotechnical Commission, Wind Turbines – Part 1: Design requirements, IEC 61400-1:2005.
- [4] International Electrotechnical Commission, Wind Turbines – Part 12-1: Power performance measurement of electricity producing wind turbines, IEC 61400-12-1:2005.