



**REGIONE  
PUGLIA**



**PROVINCIA  
BRINDISI**



**COMUNE  
TORRE SANTA  
SUSANNA**



**COMUNE  
ORIA**



**COMUNE  
ERCHIE**

**Realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica da ubicarsi in agro di Torre Santa Susanna (BR) e agro di Oria (BR) e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale ubicate nei comuni di Torre Santa Susanna ed Erchie (BR).**

Potenza nominale: 50,40 MW

**ELABORATO**

**ANALISI DI PRODUCIBILITA'  
DELL'IMPIANTO**

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello progetto	Codice Progetto	Tipo documento	N° Elaborato	N° Foglio	N° Totale fogli	Nome file	Data	Scala
<b>PD</b>		<b>R</b>	2.02_02	<b>01</b>	<b>30</b>	R_2.04_02_PRODUIZIMPIANTO.pdf	03/2022	n.a.

REVISIONI

Rev. n°	Data	Descrizione	Eseguito	Verificato	Approvato
00	10/03/2022	1° Emissione	CIRROTTOLA	SPINELLI	AMBRON

PROGETTAZIONE:

**MATE System Unipersonale srl**

Via Papa Pio XII, n.8 70020 Cassano delle Murge (BA)  
tel. +39 080 5746758  
mail: info@matesystemsrl.it pec: matesystem@pec.it



DIRITTI Questo elaborato è di proprietà della Land and Wind S.r.l. pertanto non può essere riprodotto né integralmente, né in parte senza l'autorizzazione scritta della stessa. Da non utilizzare per scopi diversi da quelli per cui è stato fornito.

**RICHIEDENTE:**  
**LAND AND WIND S.r.l.**  
Contrada Pezzaviva s.n.c - Torre Santa Susanna  
72028 - BRINDISI.

Rappresentante Legale  
Dott. Greco Vito Antonio

Committente: LAND AND WIND SRL Contrada Pezzaviva – 72028 - Brindisi (BR) PEC: landandwindsrl@pec.it		Progettazione: Mate System Unipersonale S.r.l. Via Papa Pio XII n.8, Cassano delle Murge (BA)	
Cod. elab.: R 2.02 02	Analisi di Producibilità dell’Impianto		Formato: A4
Data: 10/03/2022			Scala: n.a.

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE EOLICA DA UBICARSI IN AGRO DI TORRE SANTA SUSANNA (BR) E AGRO DI ORIA(BR) E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE UBICATE NEI COMUNI DI TORRE SANTA SUSANNA ED ERCHIE (BR).**

**Potenza Singolo WTG: 4.2 MW - Potenza complessiva: 50.4 MW**

**Numero di WTG: 12**

**COMMITTENTE:**

**LAND AND WIND S.R.L.**  
**Contrada Pezzaviva**  
**72028 - Brindisi (BR)**

**PROGETTAZIONE a cura di:**

**MATE SYSTEM UNIPERSONALE S.r.l.**  
**Via Papa Pio XII, 8**  
**70020 – Cassano delle Murge (BA)**

**Ing. Francesco Ambron**

**ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO**

## Sommario

1. PREMESSA .....	3
1. OBIETTIVI DELLO STUDIO.....	3
2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	4
3. METODOLOGIA DI ANALISI.....	6
4. BASE DATI ANEMOMETRICA.....	7
4.1 Caratteristiche stazione anemometrica.....	7
4.2 Strumentazione utilizzata per l'acquisizione dati.....	8
4.3 Filtraggio ed elaborazione dei dati anemometrici.....	8
4.4 Correlazione dei dati anemometrici .....	13
5. ANALISI FLUIDODINAMICA .....	16
5.1 Modello di calcolo fluidodinamico adottato .....	16
5.2 Modello digitale del terreno .....	17
5.3 Risorsa eolica disponibile.....	19
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	21
6.1 Risultati di produzione P50 .....	21
6.2 Risultati di produzione P75 e P90 .....	24
7. CONCLUSIONI .....	26
APPENDICE .....	28
A.1 - Curva di potenza turbina VESTAS V150 – 4.2.....	28
A.2 - Valori Ct turbina VESTAS V150 – 4.2 .....	28

## Indice delle Figure

Figura 1 - Stralcio della cartografia della zona di impianto .....	5
Figura 2 - Posizionamento stazioni anemometriche .....	7
Figura 3 - Stazione 0049. Distribuzione in frequenza della velocità del vento, A) 50 m, B) 40 m .....	11
Figura 4 - Stazione 049, sensore a 50 m. A) distribuzione percentuale della frequenza del vento ..	11
Figura 5 - Stazione 0049 – profilo medio giornaliero della velocità del vento.....	12
Figura 6 - Stazione 0049 – wind shear delle intensità media del vento relativo a tutti i settori di direzione, basato sui dati sperimentali rilevati a 50, 40, 30 e 20 m di altezza.....	13
Figura 7 - Stazione 0049 e 7805 – schema temporale dati per correlazione.....	13
Figura 8 - Correlazione delle direzioni tra i dati a 50 m e 30 m delle stazioni 0049 e 7805 .....	14
Figura 9 - Stazione 0049 – Velocità e direzione post correlazione .....	16
Figura 10 - Modello digitale orografico del sito oggetto dello studio .....	18
Figura 11 - Griglia di risorsa eolica a 105 m.....	19
Figura 12 - Griglia di risorsa eolica a 105 m con posizionamento WTG .....	20

## Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Posizioni degli aerogeneratori secondo il layout di impianto .....	6
Tabella 2 – Caratteristiche delle stazioni.....	7
Tabella 3 - Statistiche riepilogative dei dati anemometrici della stazione site 0049.....	10
Tabella 4 - risultati della correlazione, stazione 0049 .....	15
Tabella 5 - Tabella di rugosità per il sito di progetto.....	19
Tabella 6 - Produzione energetica di progetto lorda e netta .....	22

## 1. PREMESSA

**LAND AND WIND S.r.l.** è una società attiva nella progettazione, sviluppo, costruzione e gestione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, in particolare da fonte eolica.

**MATESYSTEM SRL.** è una società che fornisce servizi di consulenza in merito all'analisi ed elaborazione di dati di vento, studi anemologici e progettazione di impianti eolici.

Il presente documento costituisce il risultato dell'attività di analisi, elaborazione statistica dei dati anemometrici e calcolo della produzione energetica dell'impianto eolico progettato dalla committente, ubicato in Puglia nei territori del comune di Torre S. Susanna e Oria (BR), in loc. "Pezzavita".

## 1. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Obiettivo del presente studio è il **calcolo di produzione energetica dell'impianto eolico** così come progettato dal committente.

Il lavoro è basato sulla elaborazione delle seguenti **informazioni fornite dal committente**:

- **dati** di vento "grezzi" (RWD data) generati dal data Logger della stazione anemometrica installata
- **certificati** di calibrazione dei sensori di vento utilizzati;
- **report** di installazione e manutenzione della stazione anemometrica;
- **mappa** vettoriale digitale del terreno dell'area interessata dall'impianto;
- **foto** aerea dell'area di impianto;
- **cartografia** dell'area con posizionamento degli aerogeneratori secondo il progetto previsto;
- tipologia e **specifiche tecniche** degli aerogeneratori scelti per il progetto;

La redazione del presente studio è il risultato dello svolgimento delle seguenti attività:

- **sopralluogo in sito e analisi documentale** per verificare l'idoneità della stazione anemometrica (tipologia torre, altezza e posizione rispetto al sito da analizzare), della strumentazione utilizzata per l'acquisizione dati (tipologia e qualità dei sensori, metodo di installazione, orientamento) e caratteristiche orografiche e di vegetazione del territorio;
- **filtraggio ed elaborazione statistica dei dati** di vento forniti dal committente (provenienti dalla stazione anemometrica installata) al fine di eliminare i valori anomali causati da malfunzionamenti o eventi di congelamento dei sensori e validare una base dati consistente per lo studio anemologico;
- **produzione di mappe isovento** caratterizzanti l'area di progetto alla quota interessata, basandosi sulla combinazione della base dati anemometrici ritenuta idonea e di un modello

digitale del territorio che descrive accuratamente l'orografia dello stesso e la sua rugosità (valori scelti da tabelle in letteratura assegnati ad aree circoscritte stabilite da sopralluogo e da analisi ortofoto della zona);

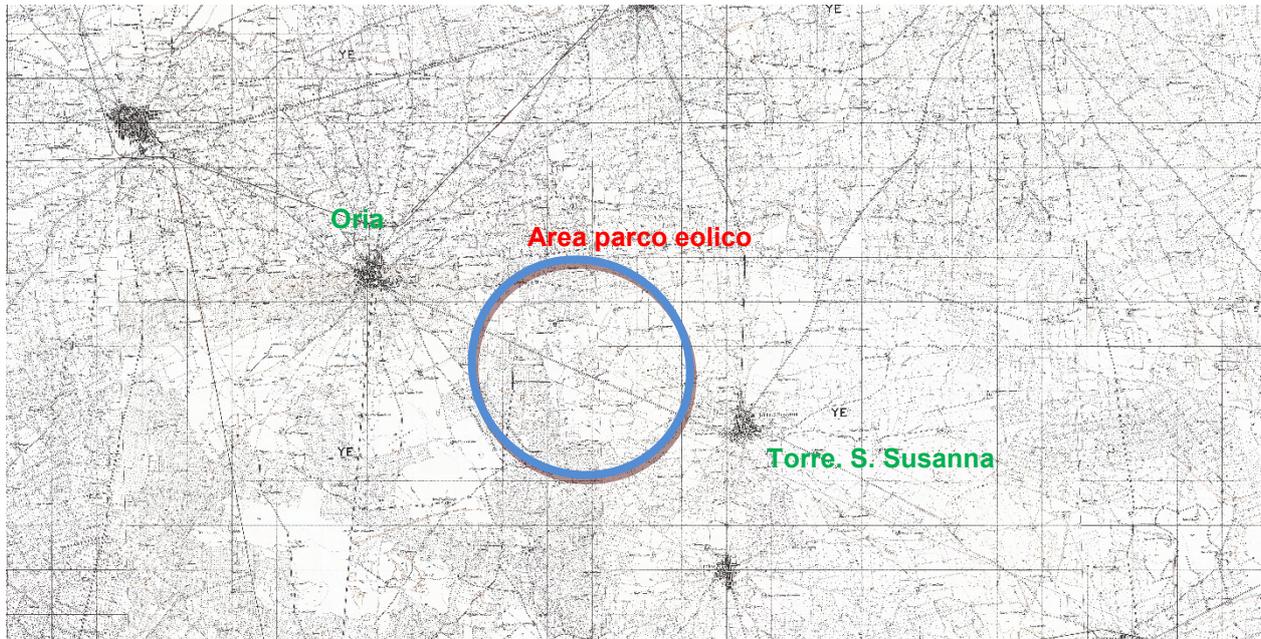
- **calcolo della produzione energetica dell'impianto**, al netto degli effetti topografici e delle interferenze aerodinamiche tra gli aerogeneratori; valutazione delle perdite generali
- **valutazione delle incertezze** di misura del vento e di calcolo energetico, ai fini della determinazione della produzione;
- **analisi di sensibilità di produzione energetica** in funzione di diversi layout degli aerogeneratori, come richiesti dal committente;
- **verifica della rispondenza del progetto eolico** a quanto disposto dalla DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 3029 avente ad oggetto "Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica".

## 2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il sito di installazione degli aerogeneratori è ubicato a circa 1,5 Km a Nord-Ovest del centro abitato di Torre Santa Susanna, su un terreno a bassa complessità morfologica, costituito principalmente da terreni per il pascolo del bestiame, con quote che si attestano attorno ai 75 – 80 m slm. L'area prevista per il progetto eolico si estende su un unico pianoro con orientazione prevalente da nord verso sud; in questo piano sono ubicati i 12 aerogeneratori di progetto. Il territorio presenta vegetazione di campagna, con presenza sporadica di uliveti, macchia mediterranea e prevalentemente coltivazioni estensive di tipo cerealicolo.

L'orografia del sito non è molto variabile, dunque il sito è stato valutato ai fini dello sviluppo del modello come "non complesso". Per questo motivo non si è ritenuto di dover utilizzare il modello fluidodinamico CFD a favore del modello numerico.

Nella seguente immagine è rappresentato il layout previsto dal progetto sulla cartografia IGM, con l'ubicazione dei 12 aerogeneratori. Si nota in particolare il centro abitato di Torre Santa Susanna a sud-est dell'impianto e quello di Oria a nord-ovest.



**Figura 1 - Stralcio della cartografia della zona di impianto**

Data la conformazione dell'area come su descritta, si è definito un modello digitale del terreno accurato, ai fini di tenere conto delle condizioni di turbolenza generate dalle modeste variazioni di orografia e di rugosità dell'area.

Le caratteristiche tecniche principali dell'impianto eolico sono:

- Numero Aerogeneratori: 12
- Potenza nominale aerogeneratore: 4,2 MW
- Potenza nominale parco: 50,4 MW
- Altezza torre: 105 m
- Marca aerogeneratore: VESTAS
- Modello aerogeneratore: V150-4.2

Il layout di impianto è stato fornito dal committente e prevede la collocazione degli aerogeneratori secondo le posizioni indicate in tabella 1, espresse in coordinate chilometriche secondo il sistema di riferimento UTM 33 WGS 84:

ID Aerogeneratore	Identificativo	Est (m) – Nord m)	Nome tipo turbina	Max Altezza mozzo (m)	Max Diametro rotore (m)	Altezza massima (m)	Altezza della base (m)
1	WTG 01	(731288,0, 4487378,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	100
2	WTG 02	(730401,0, 4487230,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	100
3	WTG 03	(730087,0, 4486909,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	97
4	WTG 04	(730598,0, 4486247,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	80
5	WTG 05	(730156,0, 4485942,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	78
6	WTG 06	(739568,0, 4485850,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	73
7	WTG 07	(730428,0, 4485538,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	75
8	WTG 08	(729814,0, 4485287,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	79
9	WTG 01	(730229,0, 4485053,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	77
10	WTG 10	(730951,0, 4485108,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	75
11	WTG 11	(729799,0, 4484744,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	78
12	WTG 12	(730213,0, 4484348,0)	Vestas V150 – 4,2 MW	105	150	180	76

**Tabella 1 - Posizioni degli aerogeneratori secondo il layout di impianto**

### 3. METODOLOGIA DI ANALISI

Lo studio è stato realizzato per mezzo di riconosciuti modelli di calcolo implementati in alcuni tra i software ad oggi più utilizzati sul mercato nel settore dell'energia eolica.

In particolare sono stati utilizzati i seguenti prodotti software:

- **Windographer della Mistaya Engineering Inc.** per il filtraggio ed elaborazione statistica della serie di dati disponibile;
- **Autocad della Autodesk Inc.** per l'implementazione delle curve di livello della zona del sito e la creazione del file vettoriale delle curve di livello;
- **WAsP del Riso Laboratory (Danimarca)** per la realizzazione del modello digitale del terreno di dettaglio e la soluzione del modello fluidodinamico dell'area, per il calcolo dei dati di lungo periodo (tramite correlazione tra serie di dati temporali a quote differenti) e il calcolo di produzione energetica e delle perdite per effetto scia;
- **Excel della Microsoft** per l'elaborazione finale dei risultati.

## 4. BASE DATI ANEMOMETRICA

### 4.1 Caratteristiche stazione anemometrica

Lo studio anemologico si è basato sui dati raccolti da n.2 stazioni anemometriche, installate nell'area di progetto in particolare e nord-est dell'area di ubicazione degli aerogeneratori.

La base dati anemometrica è stata acquisita dalla committenza da altro operatore.

Si riporta in tabella 2 un riepilogo delle stazioni in sito, con indicazione delle principali caratteristiche tecniche.

Cod. Stazione	EST	NORD	Quota s.l.m	Start	Stop	Torre	Sensori di velocità	Sensori di direzione
0046 (A)	731250	4487002	101	13/01/2005	03/07/2007	Tralicciata 50 m	50 m – n. 2 40 m – n. 1 30 m – n. 2 20 m – n. 1	48 m - n. 1 28 m – n. 1
7805 (B)	736216	4481782	63	09/01/2006	14/01/2007	Tubolare 30 m	30 m – n. 1 20 m – n. 1	30 m – n. 1

Tabella 2 – Caratteristiche delle stazioni

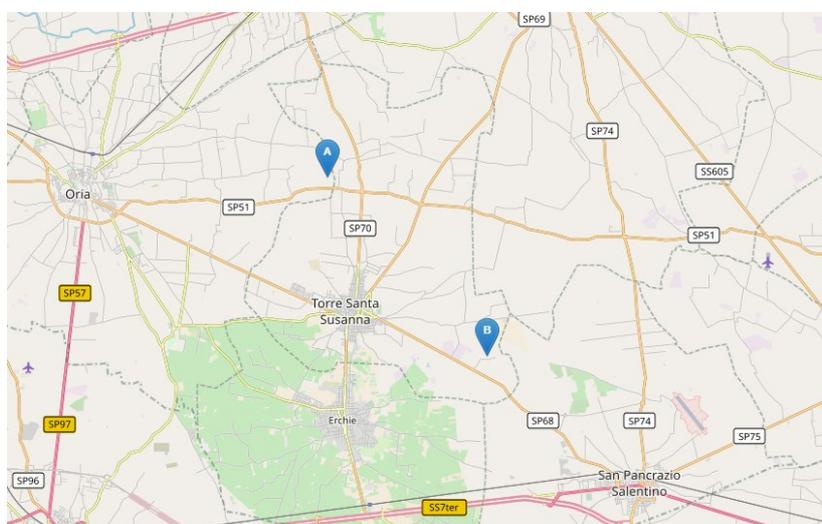


Figura 2 - Posizionamento stazioni anemometriche

Le stazioni sono posizionate nelle immediate vicinanze della zona di impianto. La stazione contrassegnata dalla lettera A dista meno di 500 metri dalla turbina più vicina; quella contrassegnata dalla lettera B dista circa 10 km e è ubicata tra i comuni di Torre S. Susanna e San Pancrazio Salentino. Il periodo di misura utilizzato si estende per circa **24 mesi a partire dal mese di gennaio 2005 al mese di aprile dicembre 2006** (i restanti dati non sono stati utilizzati, come descritto nel seguito).

Dalla lettura del report di manutenzione della stazione A si legge: *“Il giorno 07 novembre 2005 si interrompe la trasmissione dei dati via e-mail, necessaria la sostituzione della strumentazione. I dati dal 07 novembre 2005 al 21 settembre 2006 non sono disponibili. La sostituzione della strumentazione è stata effettuata il 21 settembre 2006. A gennaio 2007 i sensori a 50 m non registrano dati attendibili.”*. Di questo si è tenuto conto nell’attività di filtraggio dei dati.

Non si rilevano particolari note, nel rapporto di installazione della stazione B.

#### **4.2     *Strumentazione utilizzata per l’acquisizione dati***

La strumentazione utilizzata per l’acquisizione dati dell’anemometro A consiste in:

- in un anemometro NRG installato a 50m calibrato con SN: 14169 (canale 1)
- in un anemometro NRG installato a 50m calibrato con SN: 14168 (canale 2)
- in un anemometro NRG installato a 40m calibrato con SN: 14167 (canale 3)
- in un anemometro NRG installato a 30m calibrato con SN: 14166 (canale 4)
- in un anemometro NRG installato a 30m calibrato con SN: 14165 (canale 5)
- in un anemometro NRG installato a 20m non calibrato (canale 6)
- un sensore di direzione NRG installato a 48m (canale 7)
- un sensore di direzione NRG installato a 28m (Canale 8)
- N. 1 Logger tipo NRG Symphonie

La strumentazione utilizzata per l’acquisizione dati dell’anemometro B consiste in:

- in un anemometro NRG installato a 30m calibrato con SN: 25778 (canale 1)
- in un anemometro NRG installato a 20m calibrato con SN: 25776 (canale 2)
- un sensore di direzione NRG installato a 30m (canale 7)
- N. 1 Logger tipo NRG Symphonie

#### **4.3     *Filtraggio ed elaborazione dei dati anemometrici***

Per il filtraggio e l'elaborazione dei dati anemometrici (output di grafici riepilogativi dei dati statistici) relativi alle stazioni in questione si è utilizzato il software **Windographer della Mistaya Engineering Inc.**

I dati di input al software sono costituiti dalla serie temporale registrata giorno per giorno dalla centralina di acquisizione (Logger della NRG Symphonie) della stazione 0046 e 7805, forniti e archiviati dal committente in formato RWD data e riepilogati in file .txt tramite il software di lettura ed elaborazione dati della NRG Symphonie.

Attraverso il software è stata effettuata una operazione di filtraggio per l'eliminazione dei dati anomali causati da malfunzionamento dei sensori o eventi di congelamento; l'attività ha riguardato sia i dati rilevati dai sensori di velocità che quelli rilevati dai sensori di direzione.

Si è verificata inoltre l'assenza di effetti di schermatura di specifici settori angolari da parte della torre anemometrica attraverso la valutazione del rapporto tra velocità misurate a diverse altezze in ogni settore.

Si è proceduto all'individuazione di situazioni di calma, nelle quali il valore di velocità misurato è pari all'offset dei sensori anemometrici; i dati di direzione in tali situazioni non sono stati considerati per la determinazione della rosa dei venti.

Tolte le anomalie, la **serie temporale dei dati** utile per una prima analisi statistica rimane così differenziata:

- Dati a 50, 40 e 30 m della stazione 0049: da gennaio 2005 a dicembre 2006
- Dati a 30 e 20 m della stazione 7805: da gennaio 2006 a gennaio 2007

I dati sono stati dunque utilizzati per il calcolo delle statistiche giornaliere, mensili e stagionali, della distribuzione in frequenza delle velocità e della curva di Weibull che più rappresenta la distribuzione sperimentale.

Per la stazione anemometrica è stato poi calcolato un profilo verticale (wind shear) per ogni direzione, utilizzando i dati rilevati alle quote di altezza disponibili nell'intervallo di tempo in cui tutti i sensori hanno lavorato simultaneamente (gen 05 – dic 06).

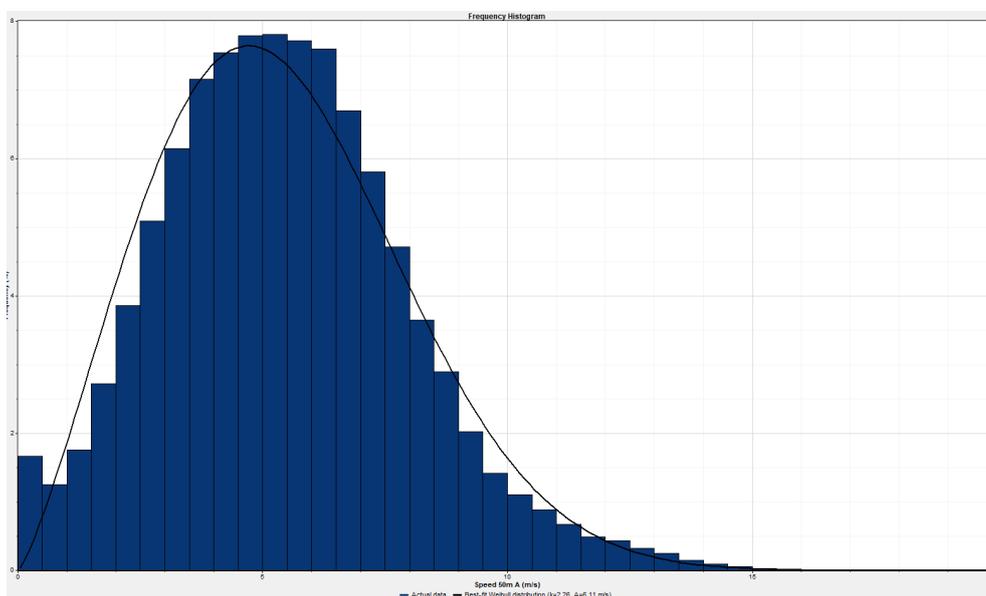
Vista la distanza maggiore dal sito di ubicazione delle turbine e la sovrapposizione temporale di un anno (destagionalizzato), la stazione 7805 è stata usata solo al fine di verificare la correlazione esistente tra i due anemometri. Tutto lo studio è proseguito adoperando i soli dati della stazione 0049 (a cui è stata applicata la sintetizzazione per correlazione per ricostruire il periodo *07 novembre 2005 - 21 settembre 2006*) sia perché riferiti ad un intervallo temporale maggiore, sia perché ritenuti rappresentativi delle condizioni anemologiche dell'area.

La disponibilità inoltre di più misure di velocità alla stessa altezza e a diverse altezze ha permesso una accurata valutazione del wind shear.

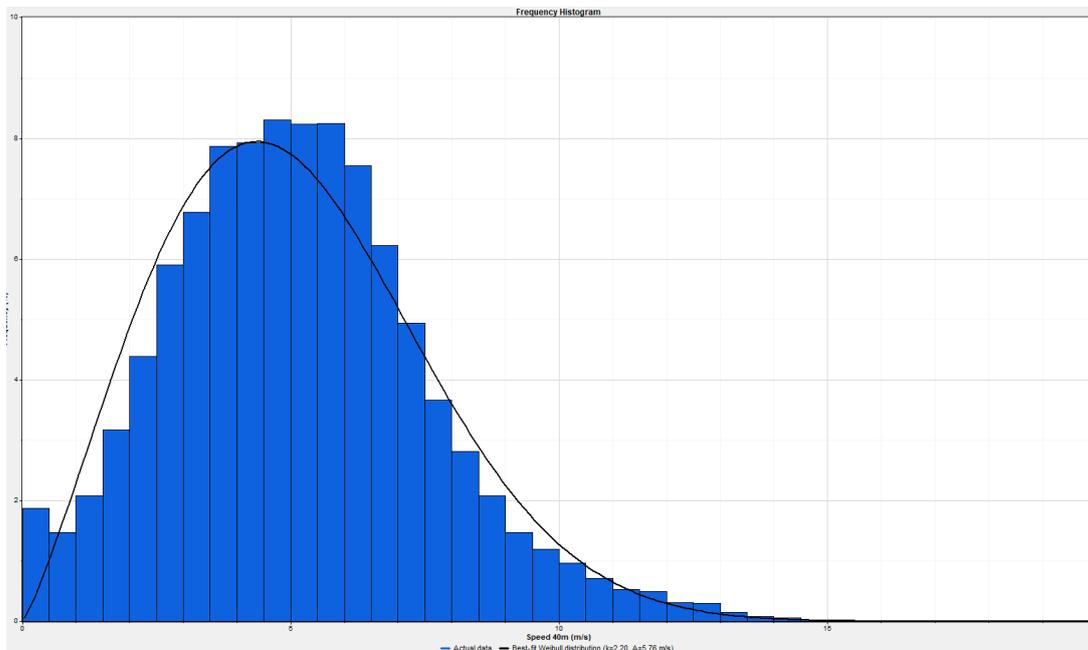
Variable	Speed 50m A	Speed 50m B	Speed 40m	Speed 30m A	Speed 30m B	Speed 20m
Measurement height (m)	50	50	40	30	30	20
Mean wind speed (m/s)	5.411	5.218	5.099	4.782	4.731	4.188
MoMM wind speed (m/s)	5.429	5.242	5.120	4.807	4.756	4.216
Median wind speed (m/s)	5.300	5.100	5.000	4.600	4.600	4.000
Min wind speed (m/s)	0.400	0.400	0.300	0.400	0.300	0.400
Max wind speed (m/s)	20.000	19.800	19.600	19.200	19.000	17.200
CFRMC wind speed (m/s)	6.468	6.363	6.143	5.829	5.769	5.227
Weibull k	2.259	2.111	2.198	2.114	2.111	1.966
Weibull A (m/s)	6.109	5.892	5.758	5.399	5.342	4.725
Mean power density (W/m <sup>2</sup> )	162	154	138	118	115	85
MoMM power density (W/m <sup>2</sup> )	164	157	141	121	117	87
Mean energy content (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	1.416	1.348	1.213	1.035	1.003	0.746
MoMM energy content (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	1.440	1.372	1.236	1.057	1.026	0.766
Energy pattern factor	1.708	1.813	1.748	1.811	1.813	1.943
Frequency of calms (%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Possible data points	103,536	103,536	103,536	103,536	103,536	103,536
Valid data points	56,401	56,401	56,401	56,401	56,401	56,401
Missing data points	47,135	47,135	47,135	47,135	47,135	47,135
Data recovery rate (%)	54.47	54.47	54.47	54.47	54.47	54.47

**Tabella 3 - Statistiche riepilogative dei dati anemometrici della stazione site 0049**

Nella figura seguente è rappresentata la distribuzione in frequenza dei dati di vento medi a 40 e a 30 m di quota, facenti riferimento esclusivamente al periodo in cui tali altezze di misura erano presenti. Si tiene conto quindi del fatto che i dati relativi ai sensori a 20 m sono meno rappresentativi rispetto alla serie a 40 m e a 30 m.



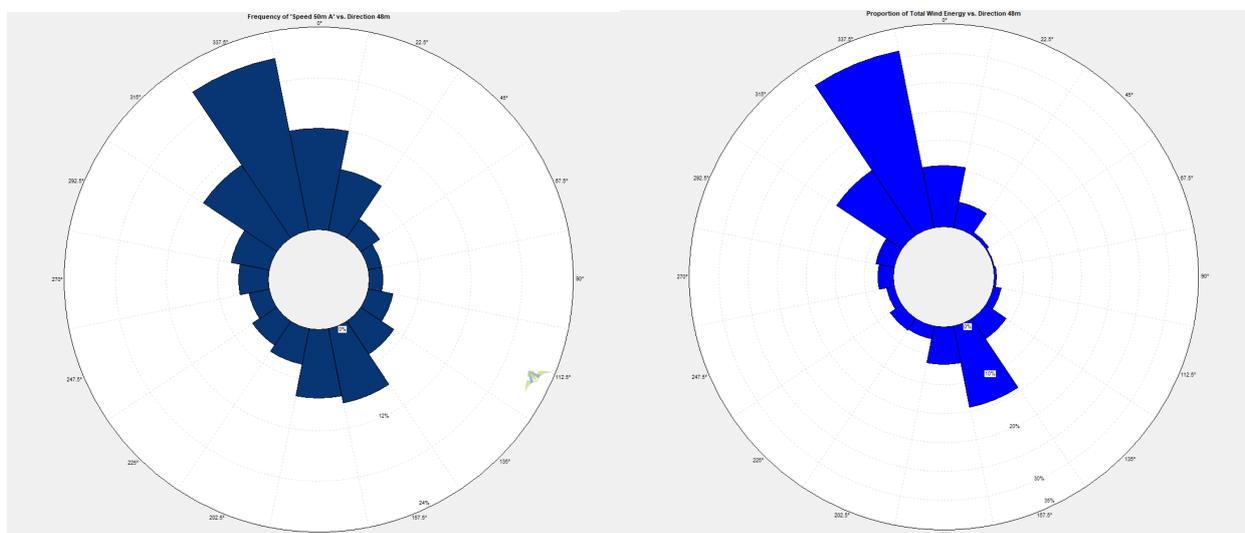
(A)



(B)

**Figura 3 - Stazione 0049. Distribuzione in frequenza della velocità del vento, A) 50 m, B) 40 m**

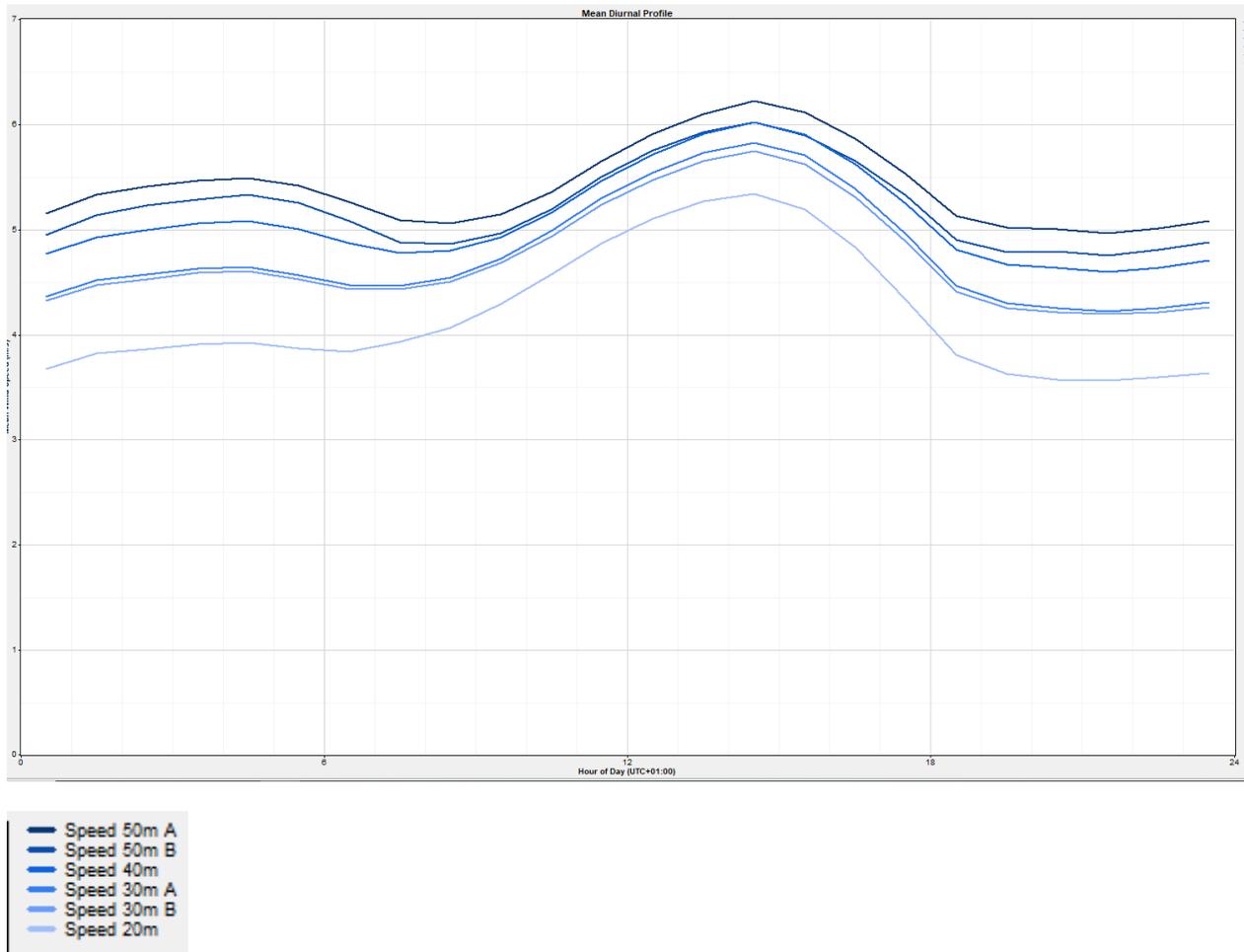
Nella figura seguente invece sono rappresentate in forma grafica le distribuzioni del vento per settori, in termini di frequenza ed in termini di contenuto energetico, all’altezza massima di 50 m.



**Figura 4 - Stazione 049, sensore a 50 m. A) distribuzione percentuale della frequenza del vento per settori angolari di 30°. B) distribuzione percentuale della frequenza dell’energia del vento per settori angolari di 30°.**

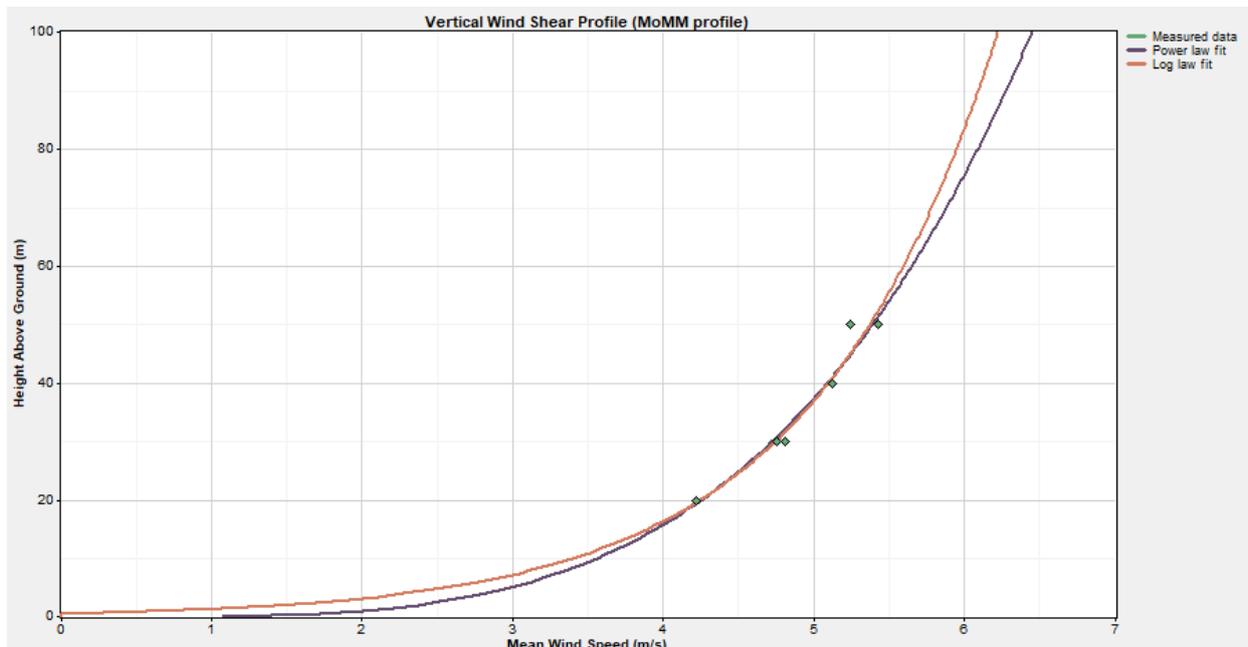
Si noti la netta prevalenza di vento dai settori di NNW, sia in termini di frequenza che in termini di energia.

Di seguito si riporta la velocità media del vento nelle ore della giornata riferita a tutti i sensori di velocità installati:



**Figura 5 - Stazione 0049 – profilo medio giornaliero della velocità del vento**

In ultima analisi si mostra il “wind shear” o profilo verticale di vento nella posizione dell’anemometro, calcolato sulla base dei dati sperimentali, calcolato nel periodo di sovrapposizione delle misurazioni a 50, 40, 30 e 20 m di altezza.



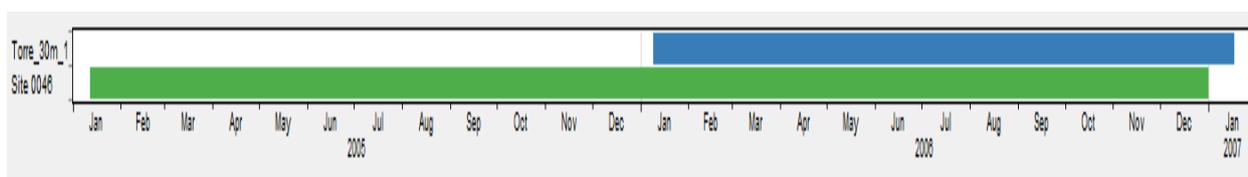
**Figura 6 - Stazione 0049 – wind shear delle intensità media del vento relativo a tutti i settori di direzione, basato sui dati sperimentali rilevati a 50, 40, 30 e 20 m di altezza.**

Si osserva che sia in base alla estrapolazione logaritmica che in base alla legge di potenza, alla altezza di 100 m alla quale sono previsti gli aerogeneratori di progetto, si avrebbe nella posizione dell'anemometro una velocità media pari a circa 6,2-6,4 m/s.

#### 4.4 Correlazione dei dati anemometrici

Attraverso un procedimento di “sintetizzazione” dati, si è potuto ricostruire i dati mancanti a 50 mt causati dal malfunzionamento della stazione nel periodo *07 novembre 2005 - 21 settembre 2006* e generare complessivamente un campione dati attendibile di 2 anni, ai fini del calcolo della producibilità.

I dati rilevati dalla stazione anemometrica parziali a 50 m di altezza sono stati correlati con i dati della stazione 7805 all'altezza di 30 m, prendendo come base temporale utile il periodo di 1 anno dal mese di gennaio 2006 al mese di dicembre 2006.



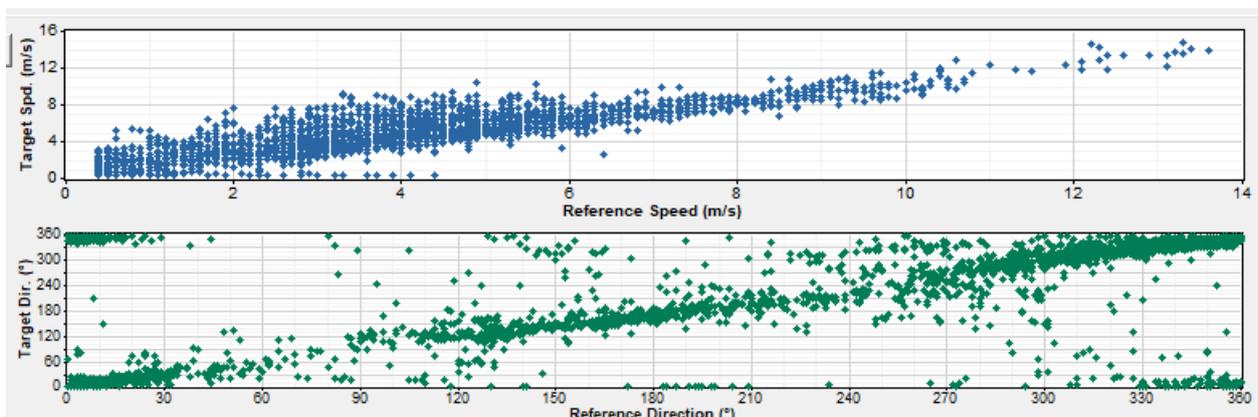
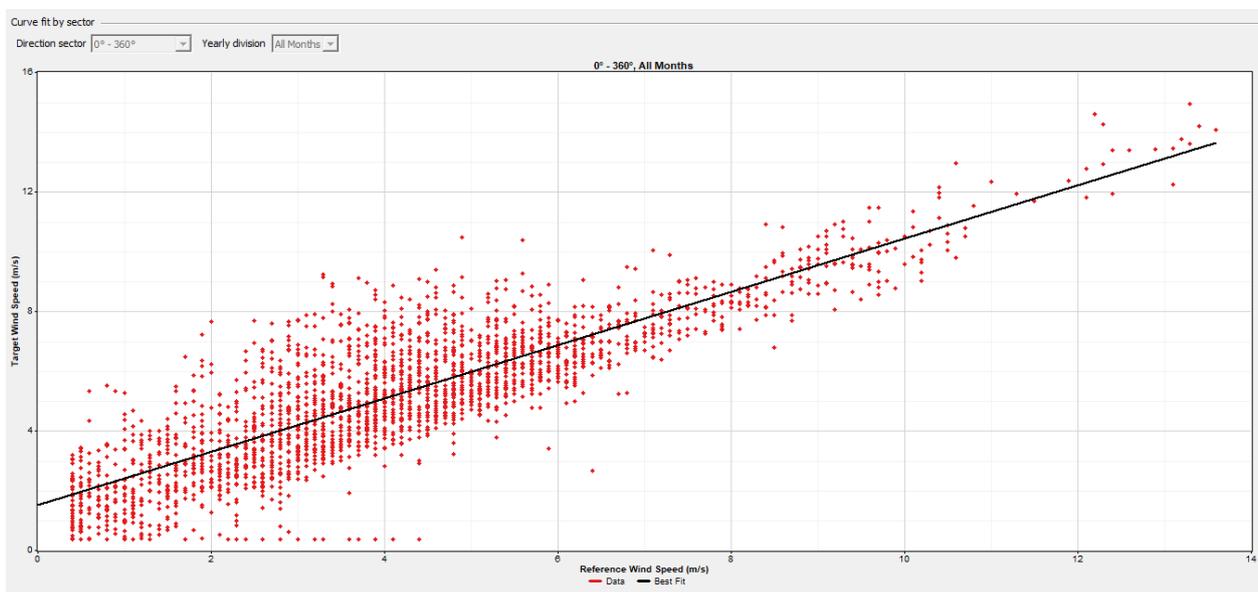
**Figura 7 - Stazione 0049 e 7805 – schema temporale dati per correlazione**

La operazione di correlazione è stata effettuata tramite l'ausilio della funzionalità MCP (Measure Correlate Predict) di **Wondographer**.

Con questa procedura sono stati annullati gli effetti di stagionalità dei dati, che possono essere rilevanti data la variabilità di dati di vento tra i mesi estivi ed i mesi invernali. Di seguito i risultati delle correlazioni effettuate.

I dati dei sensori a 50 m della stazione 0049 e quello a 30 della stazione 7805 presentano un intervallo di concorrenza dei dati pari a circa 12 mesi.

La analisi di correlazione ha riportato dei valori ottimi, data la estrema vicinanza dei sensori, come si può vedere dalla figura e tabelle seguenti. Si segnala che i due data set sono risultati sfalsati di 720 minuti (molto probabilmente dovuto ad un errato settaggio del logger o al fuso orario non impostato allo stesso modo su entrambi i logger).



**Figura 8 - Correlazione delle direzioni tra i dati a 50 m e 30 m delle stazioni 0049 e 7805**

I coefficienti di regressione lineare ed i risultati della correlazione sono anche espressi nelle seguenti tabelle.

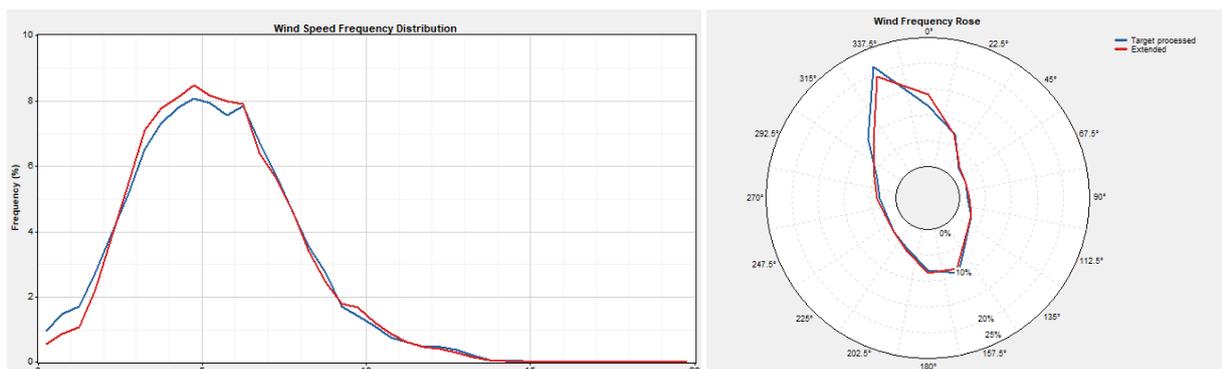
Regression parameters				
Sector	Time	Best-fit		R2
	Steps	Intercept (m/s)	Slope	
352.5° - 7.5°	246	1.463	0.865	0.848
7.5° - 22.5°	142	0.906	0.943	0.794
22.5° - 37.5°	61	0.750	0.990	0.762
37.5° - 52.5°	29	1.524	0.892	0.729
52.5° - 67.5°	20	1.524	0.892	0.729
67.5° - 82.5°	14	1.524	0.892	0.729
82.5° - 97.5°	28	1.524	0.892	0.729
97.5° - 112.5°	27	1.524	0.892	0.729
112.5° - 127.5°	76	1.423	0.903	0.809
127.5° - 142.5°	95	1.556	0.816	0.740
142.5° - 157.5°	75	1.592	0.810	0.801
157.5° - 172.5°	140	1.220	0.869	0.923
172.5° - 187.5°	127	1.141	0.859	0.653
187.5° - 202.5°	73	1.462	0.628	0.377
202.5° - 217.5°	63	1.957	0.657	0.400
217.5° - 232.5°	45	1.524	0.892	0.729
232.5° - 247.5°	47	1.524	0.892	0.729
247.5° - 262.5°	64	2.043	0.812	0.637
262.5° - 277.5°	87	1.340	0.937	0.660
277.5° - 292.5°	116	1.816	0.942	0.550
292.5° - 307.5°	119	1.081	1.072	0.626
307.5° - 322.5°	177	1.504	1.073	0.508
322.5° - 337.5°	244	2.047	0.914	0.533
337.5° - 352.5°	321	1.976	0.869	0.783
All	2,436			0.688

**Tabella 4 - risultati della correlazione, stazione 0049**

Come si può notare dall'osservazione dei dati, il coefficiente di regressione lineare è molto buono (di poco inferiore all'unità) per i settori di vento prevalente (in arancio).

Ricavati i dati mancanti e valutata la bontà dell'operazione di correlazione, tramite il software **Windographer della Mistaya Engineering Inc** si è nuovamente provveduto a rappresentare la rosa dei venti e la distribuzione in frequenza del vento, questa volta per l'intero periodo di dati, compresi quelli ricavati dal processo di correlazione.

In termini di velocità del vento, la ricostruzione dei dati mancanti ha portato ad lieve incremento della velocità media (da 5,41 a 5,47 m/s), lasciando invariata la direzione.



Property	Target Original	Target Processed	Extended
Start time	12/01/2005 00:00	12/01/2005 00:00	12/01/2005 01:00
End time	01/01/2007 00:00	01/01/2007 00:00	17/01/2007 01:00
Duration	24 months	24 months	24 months
Time step	10 minutes	60 minutes	60 minutes
Time steps - speed	56,401	9,400	15,903
Time steps - direction	56,401	9,400	15,903
Mean speed @ 50 m	5.411 m/s	5.411 m/s	5.470 m/s
MoMM spd. @ 50 m	5.429 m/s	5.429 m/s	5.444 m/s
Min. speed @ 50 m	0.400 m/s	0.400 m/s	0.400 m/s
Max. speed @ 50 m	20.000 m/s	18.367 m/s	18.367 m/s
Weibull k @ 50 m	2.259	2.324	2.430
Weibull A @ 50 m	6.109 m/s	6.107 m/s	6.169 m/s
Mean WPD @ 50 m	162 W/m2	160 W/m2	159 W/m2
Mean dir. @ 48 m	328.3°	328.3°	330.1°
Speed LCA factor		1.003	

Figura 9 - Stazione 0049 – Velocità e direzione post correlazione

L'output di questa ultima estrazione ha costituito la base dati di partenza per lo studio di producibilità energetica in Wasp.

## 5. ANALISI FLUIDODINAMICA

Per il calcolo della velocità del vento nei punti in cui sono previsti gli aerogeneratori, data la modesta complessità dell'orografia e della vegetazione dell'area di interesse, si è ritenuto adeguato utilizzare il **software di calcolo WaSP** (Wind Atlas Analysis and Application Program); quest'ultimo è un programma sviluppato per la prima volta nel 1987 dal Wind Energy and Atmospheric Physics Department del Risø National Laboratory ed utilizzato per la produzione di mappe isovento (ovvero "risorsa eolica") sia su grande che su piccola scala, a varie quote di interesse. Il codice di calcolo impiegato per le simulazioni è Wind Atlas Analysis and Application Model (WasP 9.0), lo stesso utilizzato per redigere l'atlante europeo del vento.

### 5.1 Modello di calcolo fluidodinamico adottato

Il **codice di calcolo WASP** è composto da un set di modelli numerici che hanno il compito di correggere le misure anemometriche al fine di ottenere una climatologia del vento della zona considerata, ed in particolare:

- il modello per la stabilità;
- il modello per il cambio di rugosità;
- il modello per l'effetto barriera;

- *il modello per l'orografia.*

Il *modello per la stabilità* si basa su alcune correzioni da apportare al profilo logaritmico del vento al mutare delle condizioni di stabilità atmosferica e richiede come dati in ingresso le medie climatologiche e gli scarti quadratici medi del flusso di calore superficiale.

Il *modello per il cambio di rugosità* si basa su alcune correzioni da apportare al campo dei venti nel caso in cui il terreno non è omogeneo. In questo caso al terreno sono assegnate delle lunghezze di rugosità in modo tale che il flusso del vento, passando tra due superfici disomogenee, è calcolato da considerazioni sullo strato limite superficiale.

Il *modello per l'effetto-barriera* entra in gioco considerando gli effetti di attrito causati dalla resistenza aerodinamica dovuta ad eventuali ostacoli con dimensioni variabili vicini all'anemometro o al sito eolico. Infatti è noto come in prossimità di un ostacolo, a distanze o quote comparabili con la sua altezza, il profilo del vento ne viene perturbato. Questo modello permette così di “correggere” il dato anemometrico eliminando questi effetti.

Il modello per l'orografia viene infine utilizzato per correggere i dati del vento dagli effetti dovuti alle disomogeneità del terreno circostante; in questo caso vengono calcolati gli effetti indotti dalle variazioni altimetriche del terreno intorno alla stazione di misura. Il codice di calcolo utilizzato è il 'BZ-model' di Troen (1990). Il modello BZ-model appartiene ad una famiglia di modelli collegati alla “teoria del flusso su colline” di Jackson and Hunt (Jackson and Hunt, 1975; Taylor et al., 1983). Il modello fu sviluppato con il preciso scopo di fare una analisi dettagliata del calcolo energetico di un sito eolico. Il codice di calcolo tiene conto dei fattori che influenzano la direzione e la velocità del vento, pertanto, è necessario immettere come dati di ingresso, le misure anemometriche, un modello orografico della zona interessata, la definizione della rugosità del territorio e la definizione di eventuali ostacoli presenti nelle vicinanze delle stazioni di rilevamento.

Per il sito interessato l'analisi è stata orientata alla verifica degli effetti legati all'orografia e alla variazione della rugosità dell'area per la direzione prevalente, considerando per mancanza di dati disponibili trascurabile l'effetto legato alla variabilità atmosferica e quello legato alla resistenza aerodinamica causata da ostacoli presenti nella zona di interesse (quest'ultimo aspetto è stato verificato valutando la costanza dei wind shear per direzione e dalle informazioni ricavate dal sopralluogo in sito).

## **5.2 Modello digitale del terreno**

Per la soluzione del modello fluidodinamico il software WAsP richiede l'elaborazione di una mappa digitale altimetrica del terreno. Di seguito si riportano gli steps seguiti per l'elaborazione di questa mappa.

Il file .map è stato fornito dalla committenza in uno con i dati anemometrici. Si è proceduto cmq alla validazione del contenuto e alla verifica di applicabilità dello stesso al progetto in esame.

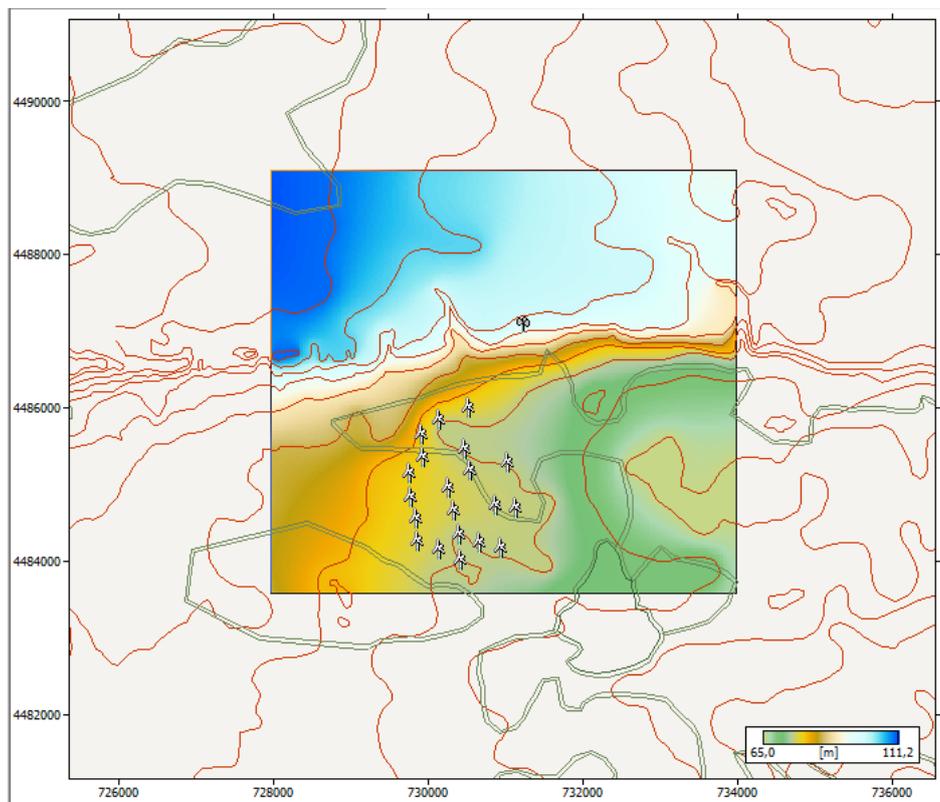
Ai fini della corretta rappresentazione del modello fluidodinamico si è ritenuto opportuno generare dapprima un modello digitale del terreno partendo da un'area vasta di circa 13 km da ovest verso est e 9 km da sud verso nord; questo è stato realizzato utilizzando curve di livello aventi risoluzione spaziale di 25 m rese disponibili dal sito della NASA, ottenute dalla missione denominata SRTM (**Shuttle Radar Topography Mission**).

Per poter rappresentare maggiormente la zona interessata, tali curve di livello sono state integrate con curve a 5 metri, ricavate dalla carta tecnica della Regione Puglia, per un area di circa 5 km da ovest a est x 5 km da nord a sud.

In questo modo si è potuto avere una maggiore risoluzione in corrispondenza dell'area interessata dalle turbine e una risoluzione inferiore all'esterno della stessa, ai fini di garantire le condizioni al contorno dell'orografia del sito per la soluzione del modello di calcolo fluidodinamico di WASP.

Su questa base vettoriale sono stati tracciati i **cambi di rugosità** (così come valutati dal sopralluogo, dalla lettura delle foto aeree e dai dati già inseriti nel file map fornito) e il risultato fornito come input al tool di calcolo **Map Editor** di WASP, da cui si è poi generato il “vector map file”.

Nella figura seguente si riporta il “vector map file” ottenuto, post elaborazione di quello fornito, con la colorazione dell'andamento altimetrico riferita alle immediate vicinanze della stazione anemometrica 0049 e nell'area delle turbine (la posizione delle turbine è puramente esemplificativa):



**Figura 10 - Modello digitale orografico del sito oggetto dello studio**

Per quanto riguarda la rugosità del terreno, a valle del sopralluogo effettuato sul sito, e dall'esame delle ortofoto disponibili, si sono definiti i valori di rugosità superficiale ( $Z_0$ ) in metri, sulla base delle tabelle disponibili in letteratura. I valori utilizzati sono riportati in tabella che segue.

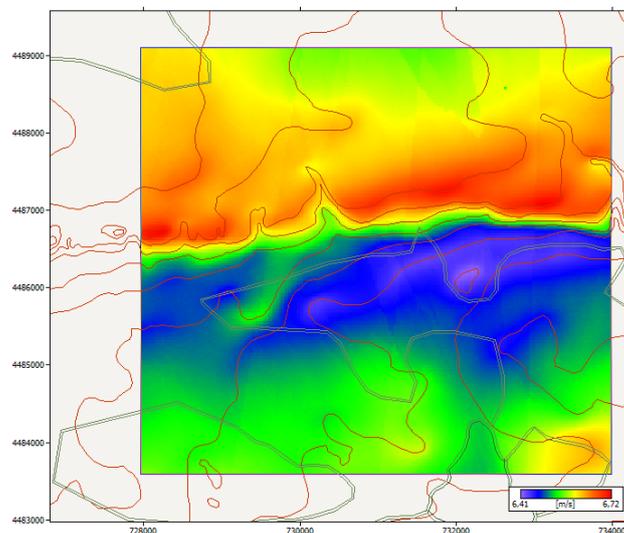
<i>Classe Rugosità</i>	<i>Descrizione (<math>Z_0</math>)</i>	<i>m</i>
1	zona con assenza di vegetazione	0.01
1	Zona con presenza di uliveti bassi e/o vigneti	0.03
2	Zona con pochi alberi di medio/alto fusto	0.15
2	Zone con alberi addensati	0.2

**Tabella 5 - Tabella di rugosità per il sito di progetto**

### 5.3 Risorsa eolica disponibile

Oltre al modello digitale del terreno, per il calcolo della risorsa eolica si è utilizzata la distribuzione in frequenza di lungo termine calcolata come descritto in par. 5.4.

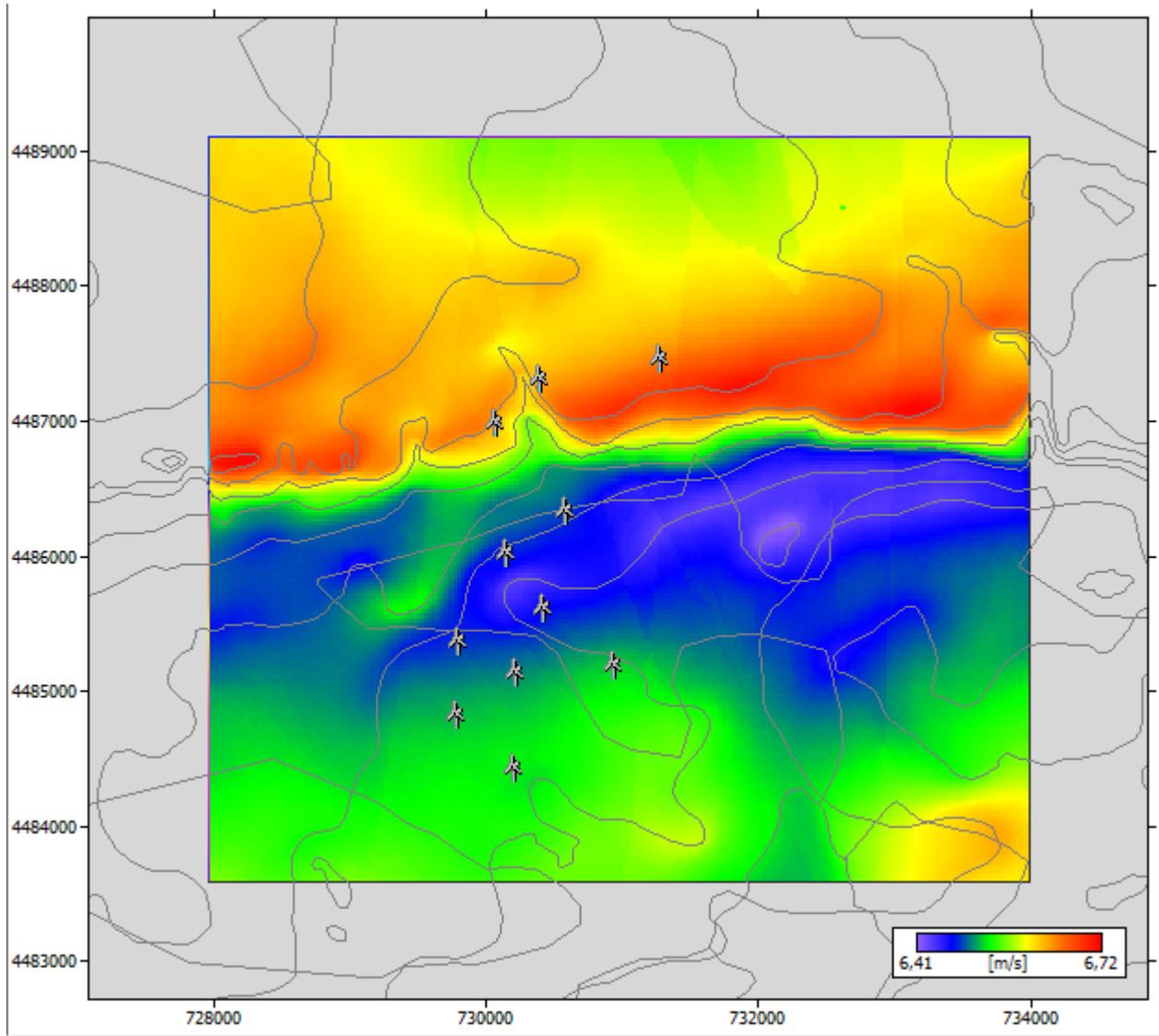
Si riporta in figura 10 la mappa di ventosità media in sito derivante dall'elaborazione di WAsP, alla quota hub di 105 m.



**Figura 11 - Griglia di risorsa eolica a 105 m**

E' possibile osservare la presenza di una **risorsa eolica molto variabile** nell'area di interesse, con una zona di "discreta" ventosità a nord dell'area di progetto (sopravento) e una risorsa eolica di "scarsa" ventosità media a sud dell'area di progetto (sottovento); nell'area di impianto la velocità media è compresa tra 6,4 m/s e 6.7 m/s a 105 m dal suolo.

Si valuta anche il corretto posizionamento degli aerogeneratori di progetto rispetto alla risorsa eolica disponibile nella zona.



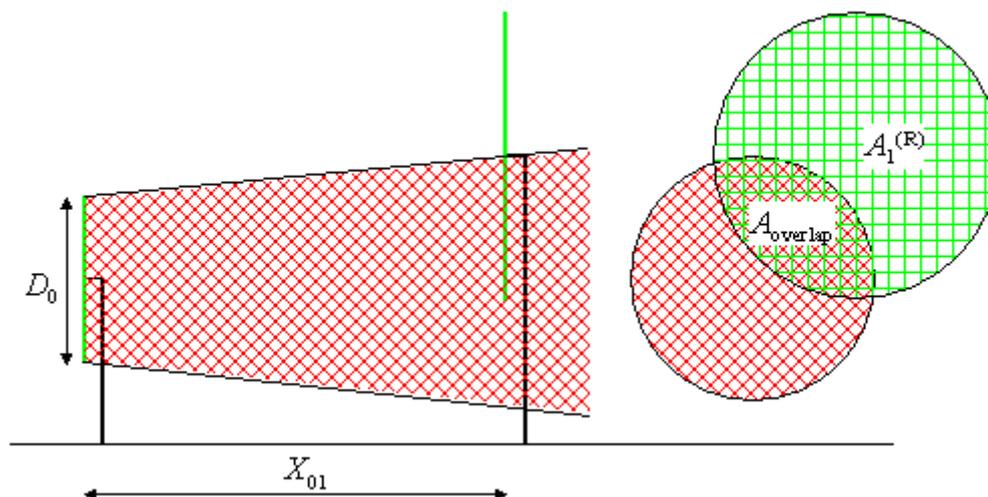
**Figura 12 - Griglia di risorsa eolica a 105 m con posizionamento WTG**

## 6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

### 6.1 Risultati di produzione P50

La **stima di produzione energetica** del progetto in esame è stata effettuata utilizzando i seguenti elementi di calcolo:

- Soluzione del modello energetico implementato in Wasp;
- Una distribuzione in frequenza di medio termine (24 mesi, da gennaio 2005 a dicembre 2006), relativa alla stazione 0049, ottenuta attraverso l'elaborazione dei dati anemometrici riportata in dettaglio nei paragrafi precedenti, a 105 m dal suolo;
- Sono stati considerati 12 settori del vento di 30° ciascuno. In relazione alla elevata direzionalità del vento, si è ritenuta tale discretizzazione sufficiente a garantire una buona accuratezza nel calcolo di produzione energetica.
- Una sola tipologia di aerogeneratori, caratterizzata da una curva di potenza fornita dal costruttore e dai relativi coefficienti di spinta, secondo specifica del committente, ed in particolare:
  - Vestas V150 da 4,2 MW
- La **densità dell'aria**, necessaria per il calcolo dell'energia estratta dalle turbine al flusso, è stata calcolata individualmente per ogni posizione di turbina, sulla base della temperatura media statistica della zona del sito (riferimento di temperatura media della stazione meteorologia di Brindisi, pari a 16.4°C alla quota di 161 m slm (fonte Eurometeo), della quota singola di ogni aerogeneratore e della relativa quota *hub*;
- Utilizzo del modello analitico implementato in Wasp per il calcolo delle **perdite di scia**: il modello si basa su un modello matematico della scia di una turbina eolica, sviluppato da N.O. Jensen (1984) e successivamente esteso da Katic et al. (1986). Questo modello utilizza la teoria del deficit di quantità di moto per prevedere il campo di flusso in un modo molto semplice: si presume che la scia si espanda linearmente dietro il rotore. Pertanto, le uniche variabili sono il deficit di velocità iniziale all'inizio della scia, valutato dal coefficiente  $C_t$  della turbina alla velocità del vento effettiva, e la costante di decadimento della scia, che è il tasso di espansione (rottura) della scia. Il modello presuppone che la linea centrale della scia in espansione segua il terreno e le diverse altezze del mozzo e i diametri del rotore sono presi in considerazione dalla frazione sovrapposta di una scia con un piano del rotore sottovento. A causa della semplicità del modello, il terreno deve essere relativamente omogeneo per evitare grandi effetti di accelerazione, ecc. Di seguito sono indicati il campo di flusso e la geometria del parco eolico utilizzati dal modello per calcolare la potenza della turbina eolica.



Il deficit di velocità del vento effettivo nella turbina eolica sottovento ("1") viene calcolato utilizzando la seguente equazione

$$\delta V_{01} = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}}\right)^2 \frac{A_{overlap}}{A_1^{(R)}}$$

dove  $U_0$  è la velocità del vento indisturbata alla turbina sopravvento ("0") con diametro del rotore  $D_0$ ,  $C_t$  il coefficiente di spinta,  $X_{01}$  la distanza orizzontale sottovento tra le turbine eoliche e  $k$  è la costante di decadimento della scia.

- Alle perdite di scia si sono aggiunte le **perdite tecniche generali**, per un totale approssimato al 6.5 %, e così suddivise:
  - 3%, indisponibilità delle macchine
  - 1%, perdite elettriche
  - 0.5%, indisponibilità della rete
  - 1% perdite per controllo imbardata rotore
  - 1%, altro (degrado pale, ghiaccio, ecc.)

I risultati del calcolo di produzione energetica per le diverse tipologie di aerogeneratori sono riassunti in tabella, **al valore di probabilità P50**.

**Tabella 6 - Produzione energetica di progetto lorda e netta**

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
WTG 01	731288,0	4487378,0	100,0	0,0	0,0	105,0	6,66	15,491	15,195	1,91
WTG 02	730401,0	4487230,0	100,0	0,0	0,0	105,0	6,63	15,369	14,717	4,24
WTG 03	730087,0	4486909,0	97,0	0,0	0,0	105,0	6,62	15,308	14,505	5,24
WTG 04	730598,0	4486247,0	80,0	0,0	0,0	105,0	6,48	14,735	13,039	11,51
WTG 05	730156,0	4485942,0	78,0	0,0	0,0	105,0	6,48	14,707	13,223	10,09
WTG 06	739568,0	4485850,0	73,0	0,0	0,0	105,0	6,61	15,308	15,287	0,13
WTG 07	730428,0	4485538,0	75,0	0,0	0,0	105,0	6,48	14,719	12,144	17,49
WTG 08	729814,0	4485287,0	79,0	0,0	0,0	105,0	6,49	14,774	13,544	8,32
WTG 09	730229,0	4485053,0	77,0	0,0	0,0	105,0	6,51	14,857	12,754	14,16
WTG 10	730951,0	4485108,0	75,0	0,0	0,0	105,0	6,53	14,936	13,145	11,99
WTG 11	729799,0	4484744,0	78,0	0,0	0,0	105,0	6,52	14,903	13,607	8,7
WTG 12	730213,0	4484348,0	76,0	0,0	0,0	105,0	6,53	14,937	12,815	14,21

L'analisi dei risultati di produzione energetica porta alle seguenti considerazioni:

**La risorsa eolica disponibile** nell'area di progetto, con un valor medio annuo di circa 6,5 m/s a 105 m di altezza sul suolo, consente un sufficiente sfruttamento della stessa mediante aerogeneratori della classe dei 4 MW di potenza.

Dal punto di vista dell'efficienza energetica ed in relazione alle condizioni di vento presenti il modello di aerogeneratore scelto (Vestas V150) può ritenersi idoneo al sito in oggetto.

Si suggerisce tuttavia una valutazione con almeno altri due modelli differenti di aerogeneratori, della medesima taglia di potenza e dalle medesime caratteristiche geometriche al fine di disporre di uno studio comparativo esauriente.

## 6.2 Risultati di produzione P75 e P90

Infine, sulla base della analisi di incertezza, sono state calcolate le produzioni P75 e P90 del progetto eolico in esame.

Le differenti cause di incertezza considerate sono relative a:

- **Misurazione del vento**
- **Elaborazione dei dati**
- **Calcolo di produzione energetica**

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, si sono considerati i seguenti contributi di incertezza, intesa come deviazione standard della velocità del vento:

- *Calibrazione*: gli anemometri utilizzati sono calibrati e sono stati forniti i certificati di calibrazione relativi.
- *Tipologia degli anemometri*: la tipologia di anemometri è conforme ai correnti standard anemologici, con caratteristica lineare, seppure non si tratti di sensori della classe più elevata.
- *Montaggio*: la stazione anemometrica 0049 è stata montata correttamente con riferimento agli standard internazionali, anche se ha subito un importante intervento di manutenzione che ha reso indisponibili parte dei dati nel periodo. L'altezza massima degli anemometri disponibili, 50 m della stazione 0049, è congrua in relazione alla altezza di hub prevista degli aerogeneratori di progetto (105 m).

Quanto alle **ulteriori cause di incertezza**, relative all'elaborazione dei dati:

- *Periodo di misura e filtraggio*: si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa alla estensione del periodo di misura (24 mesi) della stazione di riferimento. Si è inoltre tenuto conto delle azioni di filtraggio intraprese per ovviare ai malfunzionamenti ed eventi di congelamento riscontrati, che sono stati comunque moderatamente rilevanti per le stazioni in esame. Si tiene anche conto in questo caso del ridotto numero di stazioni anemometriche utilizzate in sito, che quindi determina una incertezza maggiore.
- *Qualità della correlazione*: la possibilità di effettuare correlazioni tra dati di vento a 50 ed a 30 m con due diverse stazioni è stata verificata ed i risultati della correlazione sono stati ritenuti buoni.
- *Variabilità della media annuale*: parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure annuali della stazione di riferimento. È stata calcolata essere pari al 5.0%.

Quanto alle incertezze legate al calcolo di produzione energetica, si è considerato:

- *Accuratezza modello di calcolo*: contributo legato al modello fluidodinamico utilizzato rispetto alla complessità orografica dell'area di interesse. La complessità orografica non troppo elevata della zona di

progetto e le dimensioni ridotte dell'area di progetto consentono di limitare l'incertezza del modello di calcolo, nonostante la presenza di due sole stazioni anemometriche. Per queste ragioni l'incertezza legata alle caratteristiche del modello è stata fissata al 4%.

- *Curva di potenza*: parametro che tiene conto dell'incertezza legata alla variabilità della curva di potenza rispetto a quanto certificato dai costruttori, anche in relazione alla complessità orografica del territorio. Per tutte le turbine è stata fissata pari al 4%.

- *Modelli di scia*: l'interazione aerodinamica tra aerogeneratori induce dei deficit di velocità legati alle scie, delle quali si tiene conto attraverso modelli analitici, che presentano valori tipici di incertezza tra l'1% e il 2%.

I risultati sono riassunti nelle tabelle seguenti:

P50				
Site	Turbine	Elevation	Height	Net AEP
		[m a.s.l.]	[m a.g.l.]	
WTG 01	VESTAS V150 4.2	100	105	15,195
WTG 02	VESTAS V150 4.2	100	105	14,717
WTG 03	VESTAS V150 4.2	97	105	14,505
WTG 04	VESTAS V150 4.2	80	105	13,039
WTG 05	VESTAS V150 4.2	78	105	13,223
WTG 06	VESTAS V150 4.2	73	105	15,287
WTG 07	VESTAS V150 4.2	75	105	12,144
WTG 08	VESTAS V150 4.2	79	105	13,544
WTG 09	VESTAS V150 4.2	77	105	12,754
WTG 10	VESTAS V150 4.2	75	105	13,145
WTG 11	VESTAS V150 4.2	78	105	13,607
WTG 12	VESTAS V150 4.2	76	105	12,815
<b>PRODUZIONE NETTA</b>				<b>163,98</b>

P75				
Site	Turbine	Elevation	Height	Net AEP
		[m a.s.l.]	[m a.g.l.]	
WTG 01	VESTAS V150 4.2	100	105	14,587
WTG 02	VESTAS V150 4.2	100	105	14,128
WTG 03	VESTAS V150 4.2	97	105	13,925
WTG 04	VESTAS V150 4.2	80	105	12,517
WTG 05	VESTAS V150 4.2	78	105	12,694
WTG 06	VESTAS V150 4.2	73	105	14,676
WTG 07	VESTAS V150 4.2	75	105	11,658
WTG 08	VESTAS V150 4.2	79	105	13,002
WTG 09	VESTAS V150 4.2	77	105	12,244
WTG 10	VESTAS V150 4.2	75	105	12,619
WTG 11	VESTAS V150 4.2	78	105	13,063
WTG 12	VESTAS V150 4.2	76	105	12,302
<b>PRODUZIONE NETTA</b>				<b>157,416</b>

P90				
Site	Turbine	Elevation	Height	Net AEP
		[m a.s.l.]	[m a.g.l.]	[GWh]
WTG 01	VESTAS V150 4.2	100	105	14,004
WTG 02	VESTAS V150 4.2	100	105	13,563
WTG 03	VESTAS V150 4.2	97	105	13,368
WTG 04	VESTAS V150 4.2	80	105	12,017
WTG 05	VESTAS V150 4.2	78	105	12,186
WTG 06	VESTAS V150 4.2	73	105	14,088
WTG 07	VESTAS V150 4.2	75	105	11,192
WTG 08	VESTAS V150 4.2	79	105	12,482
WTG 09	VESTAS V150 4.2	77	105	11,754
WTG 10	VESTAS V150 4.2	75	105	12,114
WTG 11	VESTAS V150 4.2	78	105	12,540
WTG 12	VESTAS V150 4.2	76	105	11,810
<b>PRODUZIONE NETTA</b>				<b>151,1194</b>

## 7. CONCLUSIONI

Lo studio effettuato sul progetto di impianto eolico sito in località “Pezzavita” nel comune di Torre S. Susanna ha condotto alle seguenti considerazioni conclusive:

### *Dati Anemometrici*

- Lo studio anemologico si è basato sui dati raccolti da n.2 stazioni anemometriche, installate nell’area di progetto in particolare e nord-est dell’area di ubicazione degli aerogeneratori. La base dati anemometrica è stata acquisita dalla committenza da altro operatore.
- Le stazioni sono posizionate nelle immediate vicinanze della zona di impianto. Il periodo di misura utilizzato si estende per circa **24 mesi a partire dal mese di gennaio 2005 al mese di aprile dicembre 2006** (i restanti dati non sono stati utilizzati, come descritto nel seguito).
- Attraverso un procedimento di “sintetizzazione” dati, si è potuto ricostruire i dati mancanti a 50 mt causati dal malfunzionamento della stazione nel periodo *07 novembre 2005 - 21 settembre 2006* e generare complessivamente un campione dati attendibile di 2 anni, ai fini del calcolo della producibilità.

### *Analisi fluidodinamica*

- In relazione alla orografia del sito, si è implementato un modello fluidodinamico accurato attraverso il software WaSP.
- Preliminarmente si è dunque realizzato un modello digitale esteso del territorio contenente curve di livello ad elevata risoluzione e le caratteristiche di rugosità del territorio rilevate in sito.

### ***Produzione progetto eolico***

- La **stima di produzione** del progetto eolico è stata ottenuta mediante utilizzo del software Wasp, che per le sue caratteristiche di calcolo garantisce una soluzione del campo aerodinamico sufficientemente accurata, anche in condizioni orografiche come quelle del sito oggetto dello studio.
- Le **perdite di scia** tra gli aerogeneratori sono state calcolate con il software Wasp. Sono stimate in valori medi compresi tra lo 0.13 ed il 14%, a seconda della tipologia di aerogeneratore considerato, nel complesso si considerano dunque elevate.
- Nel calcolo della produzione netta si è tenuto conto anche di perdite tecniche generali (disponibilità macchine, perdite elettriche ed altro) per un totale del 6.5%.
- Con il layout di progetto è stata effettuata la stima della produzione energetica con un modello di turbina da 4,2 MW, ritenuto quello più idoneo per il sito in oggetto;
- I risultati di produzione energetica riportati al paragrafo 7 sono relativi a curve di potenza certificate dai costruttori per un valore di **densità dell'aria standard** pari a 1.225 kg/m<sup>3</sup>, data l'impossibilità di stabilire con accuratezza la variazione di curva di potenza con la densità dell'aria;
- L'Analisi ha indicato che nelle **condizioni di funzionamento migliori** (layout a 105 mt sul livello del suolo) ed in condizioni di massima efficienza è possibile ottenere una produzione netta complessiva (AEP) pari a circa 164 GWh/annui, corrispondenti a circa **3250 ore equivalenti** alla massima potenza.

# APPENDICE

## A.1 - Curva di potenza turbina VESTAS V150 – 4.2

Document no.: 0067-7067 V12  
 Document owner: Platform Management  
 Type: T05 - General Description

Performance Specification V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz  
 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Power  
 Optimized Mode PO1/PO1-0S

Date: 2020-10-20  
 Restricted  
 Page 15 of 41

### 7 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

#### 7.1 Power Curves, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]														
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275	
3.0	81	51	54	56	59	62	65	67	70	73	76	78	84	86	
3.5	172	122	127	131	136	140	145	149	154	158	163	167	176	181	
4.0	285	210	217	223	230	237	244	251	258	264	271	278	291	298	
4.5	424	317	327	337	346	356	366	375	385	395	404	414	433	443	
5.0	596	451	464	477	491	504	517	530	543	557	570	583	609	622	
5.5	808	615	632	650	668	685	703	720	738	755	773	790	825	843	
6.0	1061	811	834	857	880	902	925	948	971	993	1016	1039	1084	1106	
6.5	1360	1043	1072	1101	1130	1159	1187	1216	1245	1274	1302	1331	1388	1417	
7.0	1711	1316	1352	1388	1424	1461	1496	1532	1568	1604	1639	1675	1746	1781	
7.5	2102	1626	1670	1714	1758	1802	1845	1888	1931	1975	2017	2060	2145	2187	
8.0	2548	1982	2034	2086	2138	2191	2242	2294	2345	2397	2447	2497	2598	2648	
8.5	3021	2376	2437	2498	2559	2620	2679	2737	2796	2854	2910	2966	3075	3129	
9.0	3471	2795	2860	2926	2992	3058	3119	3180	3241	3302	3359	3415	3523	3576	
9.5	3820	3189	3255	3322	3388	3454	3511	3569	3626	3683	3728	3774	3858	3896	
10.0	4047	3554	3614	3674	3733	3793	3853	3878	3920	3963	3991	4019	4067	4087	
10.5	4146	3852	3894	3936	3978	4020	4043	4066	4089	4112	4124	4135	4153	4160	
11.0	4192	4065	4086	4108	4129	4151	4158	4166	4174	4182	4185	4189	4194	4196	
11.5	4199	4157	4164	4172	4179	4187	4189	4192	4195	4197	4198	4199	4200	4200	
12.0	4200	4187	4190	4193	4195	4198	4199	4199	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
12.5	4200	4198	4199	4199	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
13.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
13.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
14.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
14.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
15.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
15.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
16.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
16.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
17.0	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
17.5	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	
18.0	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	4163	
18.5	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	4081	
19.0	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	3998	
19.5	3898	3897	3897	3897	3897	3898	3898	3898	3898	3898	3898	3898	3898	3898	
20.0	3774	3773	3773	3773	3773	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	
20.5	3613	3612	3612	3612	3612	3612	3612	3613	3613	3613	3613	3613	3613	3613	
21.0	3416	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3415	3416	3416	
21.5	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	3190	
22.0	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	2929	
22.5	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	2657	
23.0	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	2376	
23.5	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	2085	
24.0	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	1794	
24.5	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	1570	

Table 7-1: Power curve, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

## A.2 - Valori Ct turbina VESTAS V150 – 4.2

## 7.2 Ct Values, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S

Air density kg/m <sup>3</sup>														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.886	0.890	0.890	0.890	0.889	0.889	0.888	0.888	0.888	0.887	0.887	0.886	0.886	0.885
3.5	0.845	0.851	0.850	0.850	0.849	0.848	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.846	0.845	0.845
4.0	0.828	0.827	0.827	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
4.5	0.825	0.826	0.826	0.826	0.826	0.826	0.826	0.826	0.826	0.826	0.825	0.825	0.825	0.824
5.0	0.820	0.824	0.823	0.823	0.823	0.823	0.822	0.822	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.819
5.5	0.817	0.821	0.820	0.820	0.820	0.819	0.819	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816
6.0	0.813	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.812	0.812
6.5	0.808	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809	0.809	0.807	0.807
7.0	0.807	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.811	0.810	0.810	0.809	0.809	0.808	0.806	0.806
7.5	0.799	0.809	0.808	0.807	0.807	0.806	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.798	0.797
8.0	0.791	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.794	0.792	0.789	0.788
8.5	0.765	0.803	0.800	0.798	0.796	0.793	0.789	0.786	0.782	0.779	0.774	0.769	0.760	0.755
9.0	0.703	0.773	0.767	0.761	0.755	0.749	0.743	0.736	0.730	0.723	0.717	0.710	0.696	0.689
9.5	0.624	0.712	0.705	0.697	0.690	0.683	0.675	0.667	0.659	0.651	0.642	0.633	0.615	0.606
10.0	0.541	0.649	0.640	0.631	0.622	0.613	0.603	0.593	0.583	0.573	0.562	0.552	0.531	0.520
10.5	0.460	0.584	0.572	0.561	0.550	0.539	0.527	0.516	0.505	0.493	0.482	0.471	0.450	0.440
11.0	0.392	0.517	0.504	0.492	0.479	0.467	0.455	0.444	0.433	0.421	0.412	0.402	0.384	0.375
11.5	0.336	0.448	0.436	0.424	0.412	0.400	0.390	0.380	0.370	0.361	0.353	0.344	0.329	0.322
12.0	0.291	0.386	0.376	0.365	0.355	0.345	0.337	0.328	0.320	0.312	0.305	0.298	0.285	0.279
12.5	0.255	0.335	0.327	0.318	0.309	0.300	0.293	0.286	0.279	0.272	0.266	0.261	0.250	0.245
13.0	0.225	0.294	0.286	0.279	0.271	0.264	0.258	0.252	0.246	0.240	0.235	0.230	0.221	0.216
13.5	0.200	0.259	0.253	0.246	0.240	0.234	0.228	0.223	0.218	0.213	0.209	0.204	0.196	0.192
14.0	0.179	0.231	0.225	0.219	0.214	0.208	0.204	0.199	0.195	0.190	0.186	0.183	0.176	0.172
14.5	0.161	0.206	0.201	0.197	0.192	0.187	0.183	0.179	0.175	0.171	0.167	0.164	0.158	0.155
15.0	0.145	0.186	0.181	0.177	0.173	0.168	0.165	0.161	0.158	0.154	0.151	0.148	0.143	0.140
15.5	0.132	0.168	0.164	0.160	0.156	0.152	0.149	0.146	0.143	0.140	0.137	0.134	0.129	0.127
16.0	0.120	0.152	0.149	0.145	0.142	0.138	0.136	0.133	0.130	0.127	0.125	0.122	0.118	0.116
16.5	0.110	0.139	0.136	0.133	0.130	0.126	0.124	0.121	0.119	0.116	0.114	0.112	0.108	0.106
17.0	0.101	0.127	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.111	0.109	0.107	0.105	0.103	0.099	0.097
17.5	0.093	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.092	0.090
18.0	0.085	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.089	0.087	0.084	0.083
18.5	0.078	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.081	0.079	0.076	0.075
19.0	0.070	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.069	0.068
19.5	0.064	0.080	0.078	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.063	0.062
20.0	0.058	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056
20.5	0.052	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.054	0.053	0.051	0.050
21.0	0.046	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.048	0.047	0.045	0.045
21.5	0.041	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039
22.0	0.036	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035	0.035
22.5	0.031	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031	0.030	0.030
23.0	0.027	0.032	0.032	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026
23.5	0.023	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.023	0.023	0.022	0.022
24.0	0.019	0.023	0.023	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019
24.5	0.017	0.020	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017	0.017	0.016	0.016

Table 7-2: C<sub>t</sub> values, Power Optimized Mode PO1/PO1-0S