



Studio anemologico e analisi producibilità

Progetto Definitivo

Impianto Eolico di "SERRAS"

Comuni di Sardara, Sanluri, Villanovaforru, Lunamatrona (SU)

Località Serras

Elaborato

Andreas Wolf Ciavarra

Controllato

S. Leggieri

Approvato

V. Pace

IT/EOL/E-SERRA/PDF/A/SA/120-a
06/03/2023

Corso Vittorio Emanuele II, 6
10128 Torino - Italia
asja.serra@pec.it

Indice

1. Introduzione	3
2. Descrizione progetto	3
3. Anemometria	4
3.1 Stazione Anemometrica	4
3.2 Elaborazione dei dati anemometrici	5
3.3 Analisi Dati Vento.....	6
3.4 Analisi Anemometrica	8
3.4.1 Wind Shear	8
3.4.2 Rosa dei Venti.....	9
4. Configurazione dell’impianto	10
4.1 Aerogeneratore.....	11
5. Calcolo della resa energetica	13
5.1 Simulazione con WAsP 11.....	14
5.1.1 La modellazione del terreno	14
5.1.2 Risultati della simulazione con WAsP 11	15
5.1.3 Stima della producibilità reale dell’impianto P50	16
5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90	17
5.2 Simulazione con WindSim 9	18
5.2.1 Modellazione del terreno	18
5.2.2 Dati Vento	19
5.2.3 Producibilità netta dell’impianto	19
5.2.4 Stima della producibilità reale dell’impainto P50	20
5.2.5 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90	20
6. Confronto delle analisi e Conclusione	21
Allegati	22

1. Introduzione

La Società Asja Serra s.r.l., con sede legale a Torino in Corso Vittorio Emanuele II n. 6, intende realizzare un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica composto da n. 9 aerogeneratori, con potenza unitaria di 6,2 MW per una potenza complessiva di 55,8 MW, ricadente nei territori comunali di Sardara (SU), Sanluri (SU), Villanovaforru (SU) e Lunamatrona (SU) denominato impianto eolico "Serras", in località "Serras".

La presente relazione ha lo scopo di quantificare e valutare la risorsa eolica del progetto in sviluppo nei comuni sopra citati. Il valore di produzione è stato stimato con l'utilizzo dei software di calcolo WAsP e WindSim, combinando i dati vento con l'orografia e la rugosità del terreno e considerando tutti i possibili fattori di perdita, come l'effetto scia tra le turbine.

2. Descrizione progetto

L'impianto eolico proposto è localizzato nel territorio meridionale della regione Sardegna, a circa 5 km, in direzione Est, dal comune di Sardara (Figura 1). Gli aerogeneratori in progetto si trovano su un'area collinare ad un'altitudine media di 284 m s.l.m.

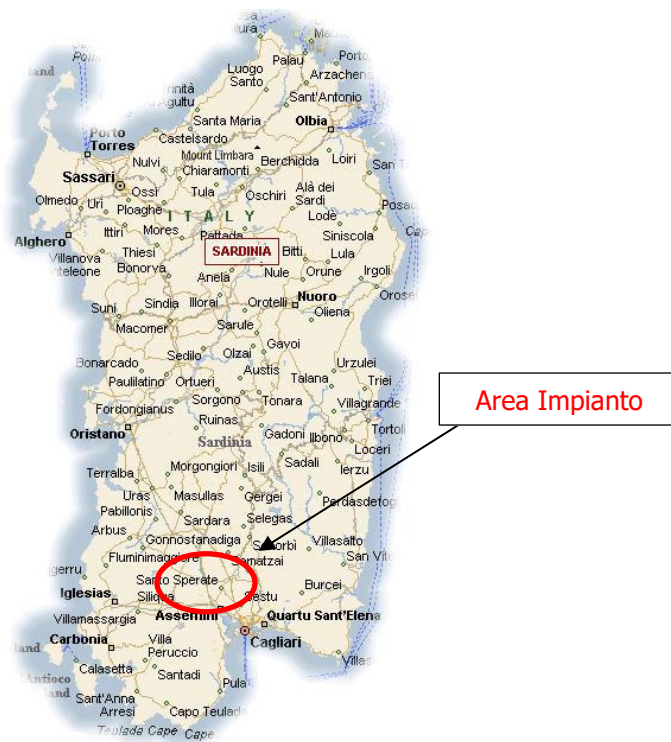


Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

3. Anemometria

3.1 Stazione Anemometrica

La stazione anemometrica utilizzata per l'analisi del vento e le stime di producibilità è costituita da una torre anemometrica (TA), installata in data 16/04/2008, localizzata nel Comune di Sardara (VS) a circa 2 km di distanza dall'impianto. La TA, individuata dal codice stazione 04543 e le cui coordinate sono riportate in Tabella 2, è caratterizzata da una struttura tralicciata con sostegno strallato con un'altezza massima di 60 m. La struttura comprende sensori di velocità e direzione (Tabella 1), regolarmente calibrati e certificati, posizionati accoppiati ad altezze di 10, 20, 30, 40, 50 e 60 m (Figura 2).

Le caratteristiche dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (parafulmine, ecc.), rispettano le prescrizioni imposte dallo standard internazionale previsto dall'IEA (International Energy Agency).

Per una descrizione completa della stazione anemometrica, si rimanda all'allegato 2 "Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione" emesso dalla ditta installatrice.

TORRE M 60/450

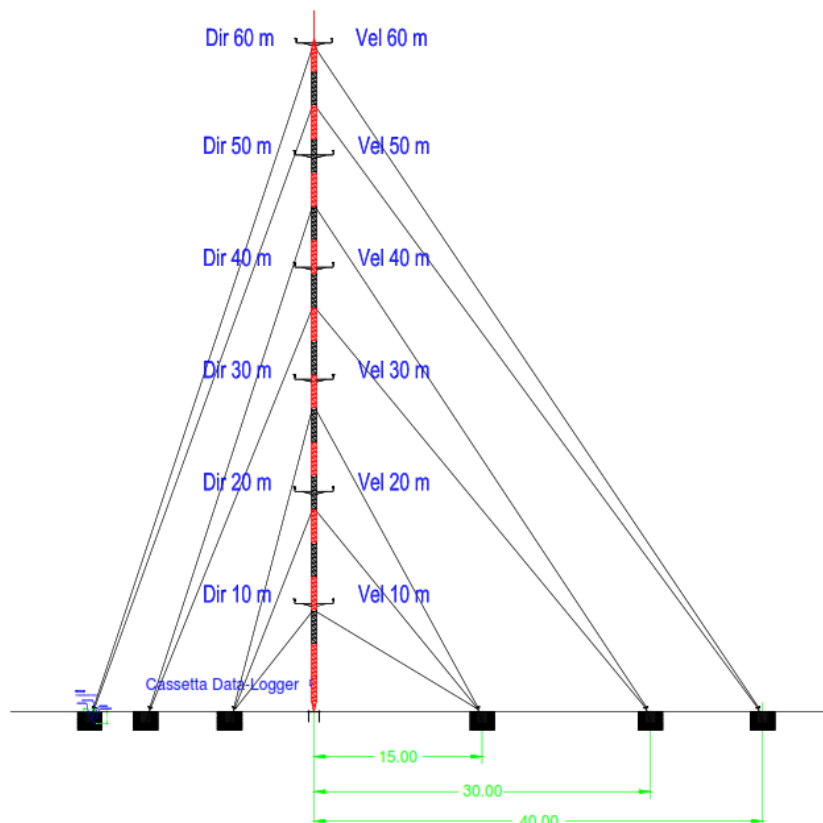


Figura 2. Profilo della TA installata con individuazione dei sensori a 10, 20, 30, 40, 50 e 60 m

Descrizione	Tipo
Anemometro 60 m	NRG #40C
Anemometro 50 m	NRG #40C
Anemometro 40 m	NRG #40C
Anemometro 30 m	NRG #40C
Anemometro 20 m	NRG #40C
Anemometro 10 m	NRG #40C
Banderuola 60 m	NRG #200P
Banderuola 50 m	NRG #200P
Banderuola 40 m	NRG #200P
Banderuola 30 m	NRG #200P
Banderuola 20 m	NRG #200P
Banderuola 10 m	NRG #200P
Data Logger	Nomad 2 GSM
Torre	Televes 60/450
Cavo schermato tripolare	ES
Cavo schermato bipolare	ES
Calata in rame per scarico a terra	Gialloverde
Captatore di fulmini	Asta + parafulmine
Dispersore di terra	Palina acciaio ramato

Tabella 1. Elenco dei componenti della TA

Sistema di coordinate	UTM-WGS84 33 Coordinate metriche	UTM-WGS84 33 Coordinate geografiche
Est/Longitudine	488.084	39.597388°
Nord/Latitudine	4.383.082	8.861214°
Altitudine [m]	198	198

Tabella 2. Posizionamento della TA

3.2 Elaborazione dei dati anemometrici

Come già anticipato nel precedente paragrafo, la torre anemometrica è stata installata ad aprile del 2008 ed è rimasta in esercizio fino a gennaio 2015. Tuttavia, in questo periodo di funzionamento, solo una parte dei dati registrati dalla strumentazione risultano affidabili per l'analisi. Negli anni 2010, 2011 e 2012 si sono verificati diversi periodi in cui la banderuola all'altezza di 60m, per la rilevazione della direzione del vento, non è riuscita a registrare i dati.

Questa problematica può essere superata attraverso uno dei seguenti approcci:

- riempimento degli intervalli temporali privi di misurazioni con correlazioni sulla base di dati rilevati da anemometri posti nelle vicinanze;

- riduzione dell’arco temporale su cui si basano le analisi eliminando gli anni in cui le registrazioni hanno rilevato una disponibilità bassa dell’anemometro.

Non essendo presenti stazioni anemometriche vicine e avendo a disposizione un arco temporale molto ampio, si è deciso di utilizzare la seconda soluzione e sono stati considerati soltanto i dati registrati da maggio 2012 fino gennaio 2015 dei sensori posti a 50 m in modo da estrarre i dati alle altezze più alte possibili escludendo i dati dei sensori a 60m, che non risultavano affidabili. Nonostante la riduzione dell’arco temporale utilizzabile per le analisi, quest’ultimo risulta ancora sufficiente per ottenere un risultato affidabile.

In Figura 3 e Figura 4 sono riportate rispettivamente la disponibilità dell’anemometro nell’arco temporale completo e nell’arco temporale considerato. La qualità dei dati di quest’ultimo è stata ulteriormente migliorata eseguendo una successiva azione di filtraggio, illustrata nel paragrafo che segue e sintetizzata in Tabella 3.



Figura 3. Rappresentazione della disponibilità dei dati vento (velocità in blu e direzione in verde) dell’anemometro di Serras a 50 m (2009 – 2015)

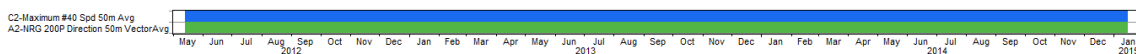


Figura 4. Rappresentazione della disponibilità dei dati vento (velocità in blu e direzione in verde) dell’anemometro di Serras a 50 m (2012 – 2015)

3.3 Analisi Dati Vento

Dopo aver scelto l’intervallo di dati vento da utilizzare è stata eseguita un’opportuna azione di filtraggio tramite il software Windographer, seguendo i criteri elencati in Tabella 3:

Velocità orizzontale del vento	
Velocità media (avg_ws)	$0 < avg_ws < 30$ m/s
Deviazione Standard (Dev Std)	$0 < Dev\ Std < 3$ m/s
Velocità massima (V_max)	$0 < V_max < 30$ m/s
Direzione del Vento	
Direzione media (avg_wd)	$0^\circ < avg_wd < 360^\circ$
Variazione minima in 1 hr	La direzione del vento deve variare di 1° in un’ora

Tabella 3. Elenco dei criteri di filtraggio

Questo ha permesso di ottenere dati più affidabili, come indicato in Tabella 4, e di definire meglio una direzione predominante del vento, come mostrato in Figura 5. Per una rappresentazione più significativa della direzione del vento si è scelto di dividere la rosa dei venti in 12 settori.

Parametro	Disponibilità complessiva prima del filtraggio e della selezione del periodo temporale [%]	Disponibilità complessiva dopo il filtraggio e la selezione del periodo temporale [%]
Velocità e Direzione a 50 m	89,01	99,94

Tabella 4 Disponibilità dei dati vento

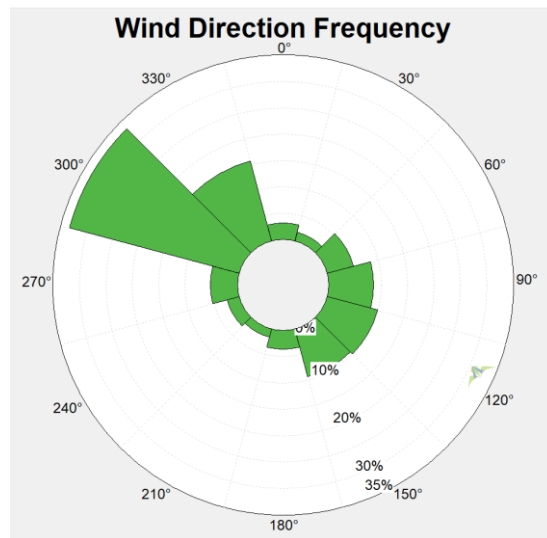


Figura 5. Rosa dei venti a 50 m 12 settori

L'andamento delle frequenze delle velocità del vento è rappresentato dalla curva di Weibull (Figura 6). Tale curva, è caratterizzata da due parametri: k , parametro di forma e A , il parametro di scala. Il primo rappresenta l'ampiezza della distribuzione di Weibull e assume un valore tra 1 e 3, mentre il secondo, espresso in m/s, è correlato con la velocità media del vento. In Tabella 5 sono riportati i valori misurati dal sensore a 50 metri, suddivisi in 12 settori di direzione, mentre in Tabella 6 sono riportati gli stessi parametri di Weibull mediati per i 12 settori di direzione e la velocità media del vento. Definiti questi parametri si può generare il file di input per i software di calcolo.

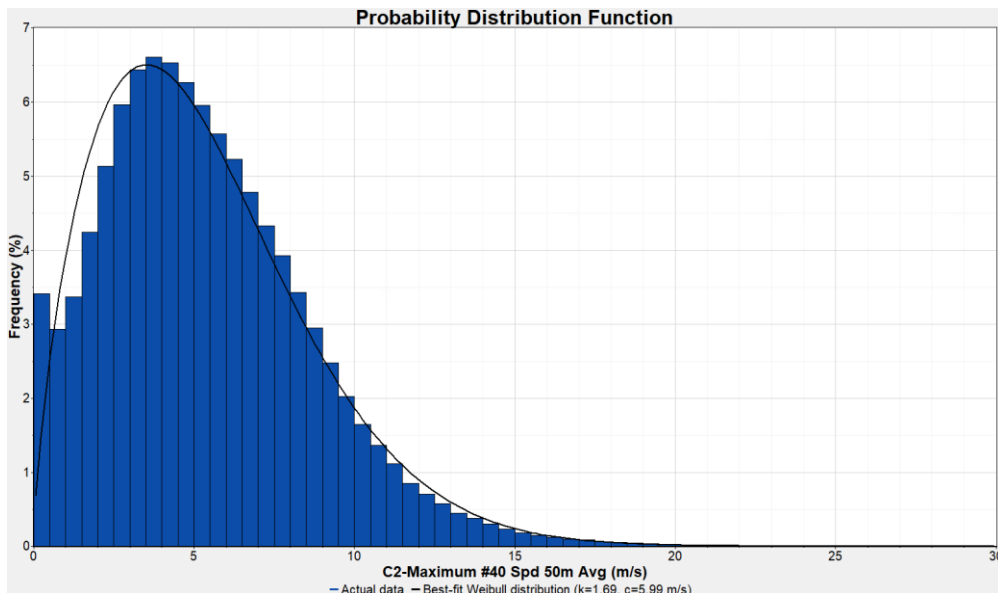


Figura 6. Distribuzione di Weibull per l'anemometro a 50 m "SERRAS

Altezza [m]	Weibull Parameter	345° - 15°	15° - 45°	45° - 75°	75° - 105°	105° - 135°	135° - 165°	165° - 195°	195° - 225°	225° - 255°	255° - 285°	285° - 315°	315° - 345°
H = 50	k	1,38	1,18	1,83	1,83	2,05	2,24	1,85	1,34	1,09	1,44	2,26	1,71
	A	4,3	2,8	4,5	6,0	5,9	6,5	4,5	2,7	3,7	5,2	7,9	5,4

Tabella 5. Valori dei parametri di Weibull per tutte le direzioni per l' altezza di misura

	H = 50 m
Weibull k	1,81
Weibull A	6,3
Velocità Media del vento [m/s]	5,56

Tabella 6. Parametri di Weibull mediati e velocità media del vento a 50 m

3.4 Analisi Anemometrica

3.4.1 Wind Shear

L'estrazione dei dati vento a diverse altezze, partendo dai dati ottenuti dalla torre anemometrica, mostrato graficamente in Figura 7 ed elencato in Tabella 7, permette di stimare il fenomeno di Wind Shear, ovvero l'evoluzione della velocità del vento tra il suolo e lo strato limite del "Surface layer". Quest'ultimo termine definisce lo strato atmosferico dove il vento è influenzato dalla frizione generata dall'orografia, dalla rugosità del terreno, dal gradiente di pressione e dalla forza di Coriolis.

Il fenomeno del Wind Shear può essere descritto mediante la seguente equazione

$$V_h = V_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\alpha$$

dove:

α = *coefficiente di wind shear*

h= *velocità vento ad altezza h sls*

h_{ref}= *velocità vento ad altezza di riferimento h=h_{ref} sls*

Il coefficiente di wind shear α, con cui è stata determinata la velocità media del vento ad altezza mozzo dell'aerogeneratore, è stato calcolato prendendo in considerazione i sensori di velocità a 10m, 20m, 30m, 40m, 50m e 60m e risulta essere pari a 0,138.

Altezza [m]	Velocità [m/s]
10	4,332
20	4,885
30	5,133
40	5,445
50	5,533
60	5,720
135	6,735

Tabella 7. Velocità media del vento alle diverse altezze analizzate.

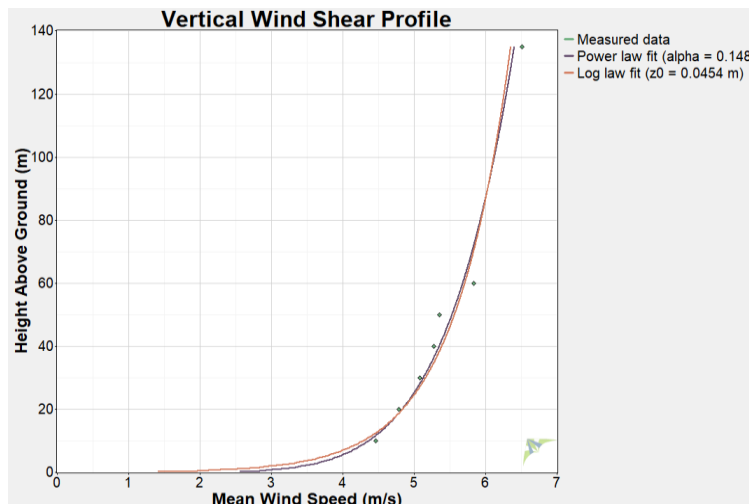


Figura 7. Schema dell'evoluzione della velocità verticale del vento (Wind Shear)

3.4.2 Rosa dei Venti

Come anticipato nei precedenti paragrafi, la rosa dei venti è stata prodotta suddividendo le direzioni del vento in 12 settori da 30° ognuno. Analizzando la Figura 8, che mostra la rosa dei venti nel sito in esame, si può notare che la direzione del vento predominante è Nord-Ovest, nello specifico il settore di 300°.

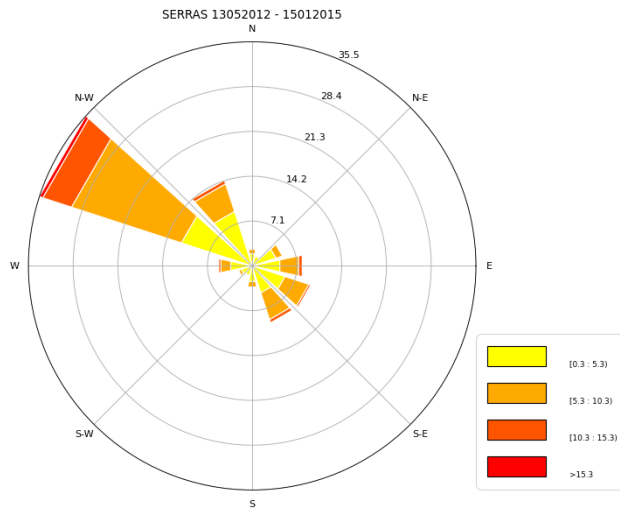


Figura 8. Rosa dei Venti per l’anemometro a 50 m Serras

4. Configurazione dell’impianto

L’impianto eolico in esame è caratterizzato da 9 aerogeneratori modello SG 170 di potenza unitaria 6,2 MW e altezza mozzo 135m. Il layout proposto (Figura 9) prevede il posizionamento degli aerogeneratori tale per cui l’interferenza reciproca dovuta all’effetto scia generato da quest’ultimi, sia minimo. In Tabella 8 sono riportate le coordinate in UTM-WGS84 di ogni singolo aerogeneratore.

Site	x-UTM WGS84 (m)	y-UTM WGS84 (m)
SR01	487.799	4.385.327
SR02	488.265	4.385.597
SR03	488.347	4.383.863
SR04	488.532	4.384.345
SR05	488.902	4.384.723
SR06	489.653	4.382.729
SR07	489.984	4.383.190
SR08	490.331	4.383.858
SR09	491.079	4.382.680

Tabella 8. Coordinate aerogeneratori SG 170 – 6.2 MW nel layout

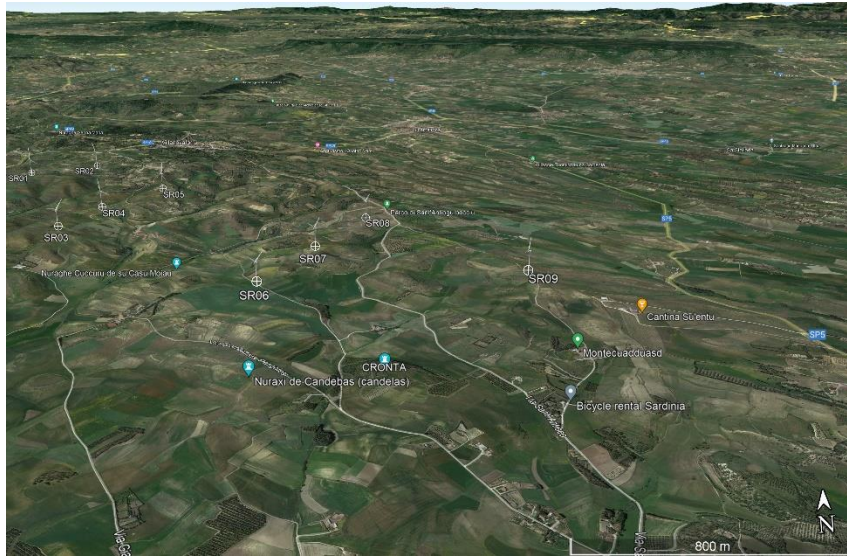


Figura 9. Layout di impianto. Vista da Nord.

4.1 Aerogeneratore

In funzione all'attuale tecnologia disponibile sul mercato si sono scelti aerogeneratori modello SG170 da 6,2 MW di classe IIIA (Figura 10). I parametri dimensionali dell'aerogeneratore sono i seguenti:

- diametro rotore 170 m;
- altezza mozzo 135 m;
- altezza al tip della pala 220 m.

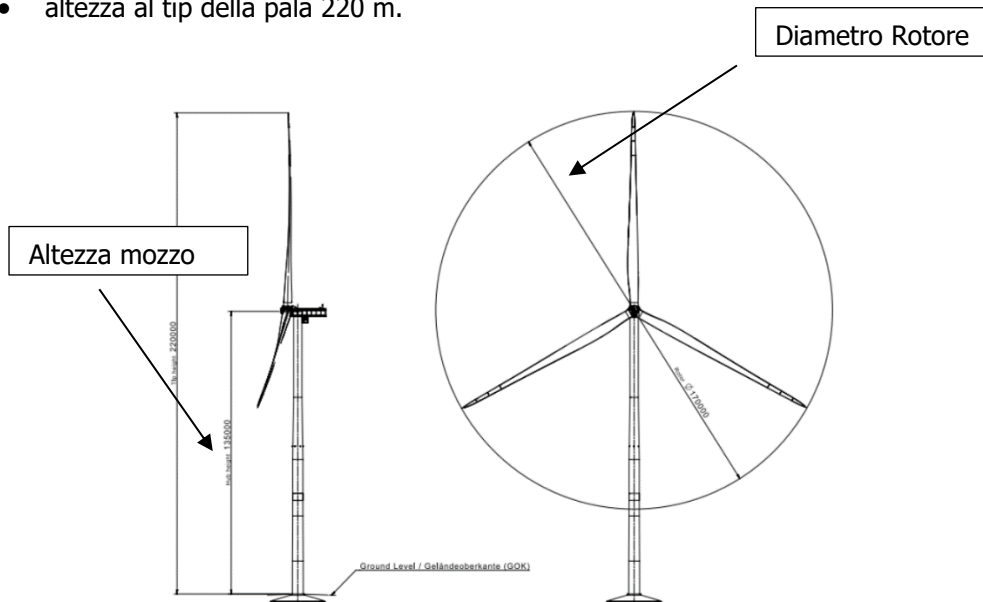


Figura 10. Aerogeneratore modello SG 170 – 6,2 MW, diametro rotore 170 m, altezza 135m

Di seguito sono elencate le principali caratteristiche dell'aerogeneratore.

Rotore

Diametro: 170 m;
Area spazzata: 22698 m²;
Rivoluzioni: 8,83 rpm;
Numero di pale: 3;
Senso di rotazione: Orario;
Inclinazione del rotore (Rotor Tilt): 6°;

Pale

Lunghezza: 83,5 m;
Materiale: fibra di vetro rinforzata in resina epossidica e carbone.

Torre

Altezza Torre: 135 m;
Tipo: Torre conica tubolare;
Materiale: Acciaio;
Sezioni: 6

Dati Operativi

Classe: IEC IIIa;
Potenza nominale: 6200 kW;
Velocità del vento in Cut-in: 3.0 m/s;
Velocità a potenza nominale: 15 m/s;
Velocità Cut-out: 25 m/s;
Emissioni max.: 105.5 dBA;

Generatore

Poli: 4/6;
Tipo: Asincrono;
Potenza nominale: 6200 kW;
Frequenza: 50 Hz.

Moltiplicatore di giri

Tipologia: 2 stadi epicicloidali e uno stadio parallelo;
Materiale: ghisa;
Sistema di lubrificazione: Olio in pressione;

Pesi

Navicella: 80 t;
Torre: 468.031 t;
Mozzo: 58.625 t;
Singola pala: 32.677 t.

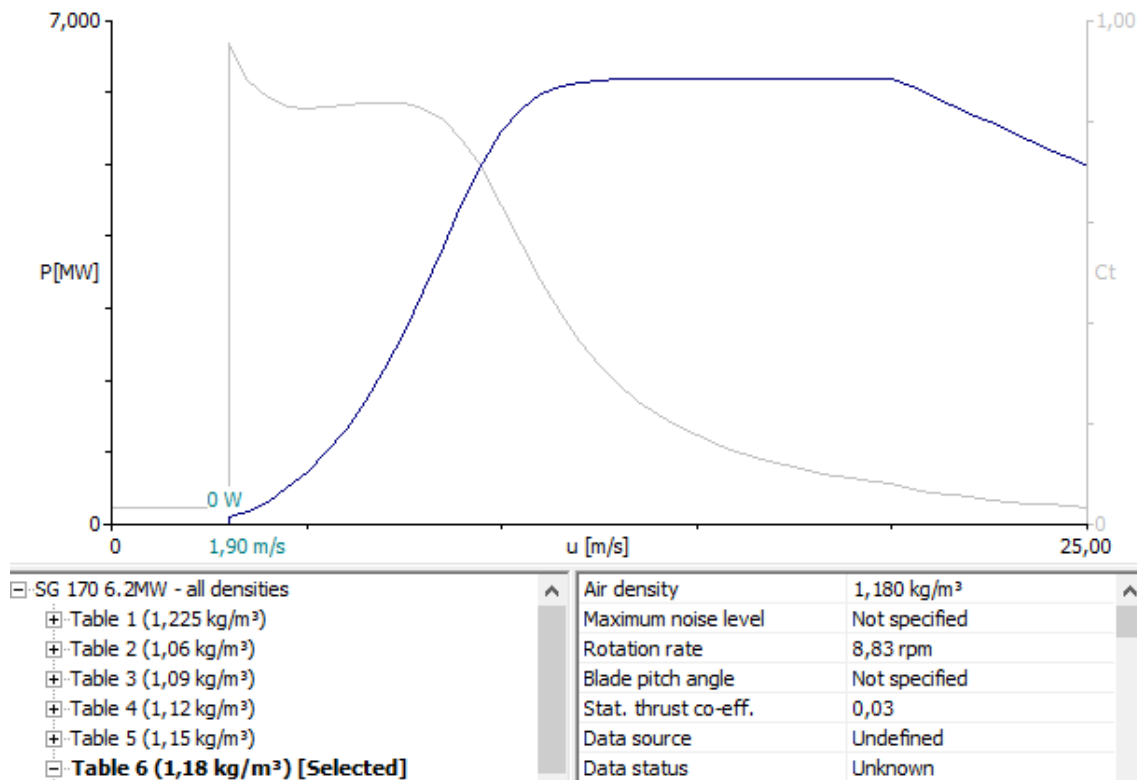


Figura 11. Curva di potenza e di thrust per l'aerogeneratore SG170 6,2 MW

5. Calcolo della resa energetica

La produzione lorda dell'impianto è stata stimata tramite l'utilizzo dei seguenti software:

- WASP
- WindSim.

WASP è un programma che approssima in modo lineare le equazioni di Navier Stokes per stimare la producibilità degli impianti eolici, sviluppato da DTU Wind Energy and Energy Systems (Danimarca).

Il programma permette l'estrapolazione delle caratteristiche verticali ed orizzontali del vento e di calcolare la produzione di impianti eolici, combinando l'orografia e la rugosità del terreno con i dati vento.

WindSim è un programma basato sulla tecnica del CFD (Computational Fluid Dynamics). Per simulare la producibilità, l'intero sito viene suddiviso in celle di una griglia in cui le equazioni di Navier-Stokes vengono applicate e risolte per ogni cella, combinando orografia, rugosità e dati vento, in modo da stimare il flusso di quest'ultimo e conseguentemente la produzione di energia dell'impianto.

I due software sono entrambi affidabili e tra i più utilizzati dagli operatori del mercato eolico a livello mondiale. WASP utilizza un metodo di calcolo più semplice restituendo risultati in tempi più brevi e per questo motivo trova grande applicazione in siti pianeggianti ed orograficamente semplici. WindSim, invece, è caratterizzato dall'utilizzo di algoritmi complessi che convergono ad

una soluzione dopo un numero di iterazioni molto numerose che comportano un calcolo più lento. Questo software trova grande applicazione in siti montuosi ad orografia accidentata e complessa.

5.1 Simulazione con WAsP 11

La stima della produzione lorda dell'impianto eolico, in questa prima simulazione, è stata effettuata con il software WAsP 11.

La resa energetica di ogni turbina è stata calcolata tenendo in considerazione la densità dell'aria di $1,18 \text{ kg/m}^3$, caratteristica del sito in esame, e le perdite di scia dovute all'interferenza reciproca tra i vari aerogeneratori, modellate in modo lineare secondo il metodo N.O. Jensen.

In Figura 12 è rappresentata la mappa dell'intensità del vento a 135 m (altezza mozzo) che viene riportata anche per un dettaglio maggiore nell'Allegato 1.

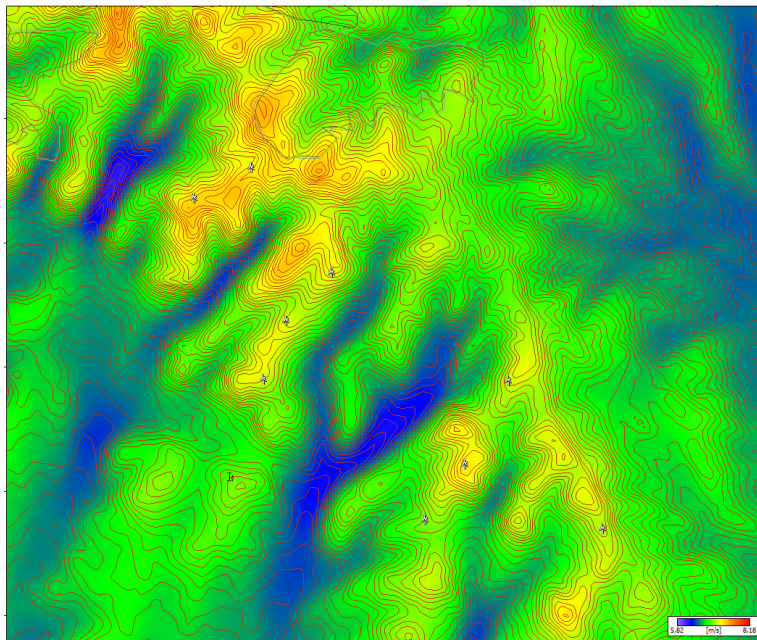


Figura 12. Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo (135m)

5.1.1 La modellazione del terreno

L'area presa in esame per le simulazioni anemologiche del sito in oggetto si estende per una superficie di $851,29 \text{ km}^2$ su cui è stato creato un modello che potesse rappresentare fedelmente il terreno su cui ricade l'impianto eolico proposto. L'orografia della mappa è stata modellata con l'uso del software Global Mapper, tramite la metodologia SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), utilizzando un passo per le curve di livello pari a 5 m. Per quanto riguarda la rugosità del terreno è stata considerata una rugosità di base pari a 0,03 m e rugosità maggiori in corrispondenza di città e boschi (Figura 13), in corrispondenza dei quali si possono verificare variazioni di velocità del vento che influiscono sulla producibilità dell'impianto. La modellazione della rugosità è stata eseguita sulla base dei valori riportati dall'European Wind Atlas, così come indicato in Tabella 9.

Tipologia di Terreno	Rugosità [m]
Terreno di base	0,03
Arbusti e alberi sparsi (Area verde)	0,2
Città (Area blu)	1

Tabella 9. Descrizione dei valori di rugosità utilizzati nella simulazione

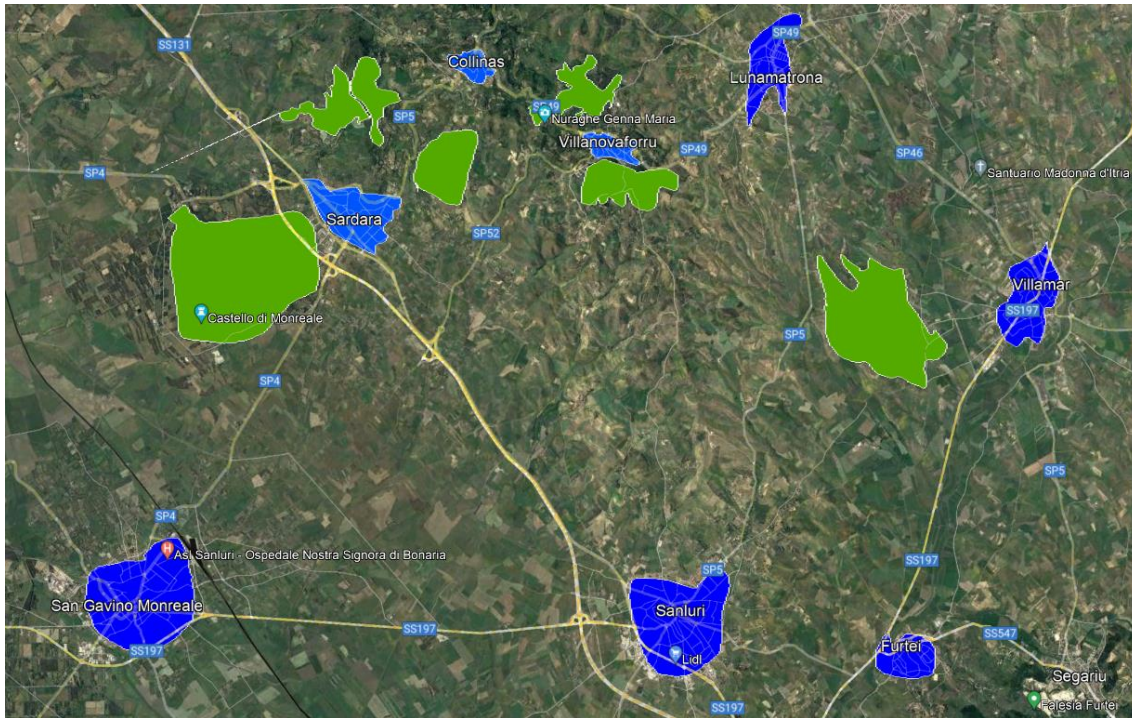


Figura 13. Individuazione delle aree rugosità su Google Earth

5.1.2 Risultati della simulazione con WASP 11

Una volta modellato il terreno, WASP combina il file di input dei dati vento con i dati del terreno per simulare il flusso del vento geostrofico e la producibilità dell'impianto tenendo in conto i fattori orografia e rugosità.

Le producibilità attese delle singole turbine e dell'intero impianto, sia lorda che al netto delle perdite di scia, sono riportate nella Tabella 10.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
SR01	321,6	135	23,861	4,14	22,874
SR02	330,6	135	23,413	2,87	22,74
SR03	252,8	135	22,583	3,06	21,892
SR04	270,3	135	22,832	4,38	21,833
SR05	310,6	135	22,951	6,89	21,37
SR06	231,4	135	21,936	4,28	20,996
SR07	285	135	23,46	5,81	22,097
SR08	278,9	135	22,616	5,5	21,372
SR09	276,7	135	22,49	6,44	21,041
All			206,142		196,215

Tabella 10. Produzioni e perdite di scia stimate con WAsP dei singoli aerogeneratori

Nella Tabella 11 si riporta la producibilità dell'impianto al netto delle perdite di scia:

Numero di turbine	9
Potenza Nominale Aerogeneratore [MW]	6,2
Potenza Nominale Installata [MW]	55,8
Produzione energetica annua stimata [GWh]	196,215
Numero di ore equivalenti annue	3.516,40

Tabella 11. Produzione Impianto al netto delle perdite di scia

5.1.3 Stima della producibilità reale dell'impianto P50

La producibilità calcolata nel precedente paragrafo è da ritenersi teorica, ipotizzando un impianto in cui non ci sono perdite, eccetto quelle di scia. Ai fini del calcolo della producibilità reale di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete, sono stati considerati diversi fattori di perdita, come ad esempio l'efficienza elettrica dei cavi, del trasformatore e la disponibilità degli aerogeneratori.

La Tabella 12 elenca le perdite ipotizzate per l'impianto in progetto con il relativo valore assegnato. In definitiva, si stima una perdita totale pari al 10% e, quindi, un'efficienza globale dell'impianto pari al **90%**.

Produzione energetica teorica	196,215 GWh
Efficienza elettrica	3 %
Disponibilità aerogeneratori	3 %
Regolazione di potenza	1 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale	1 %
Manutenzione sottostazione	1 %
Fermo Utility	1 %
Produzione energetica annua netta stimata	176,593 GWh/anno
Fattore di capacità stimato	36,127 %

Tabella 12. Fattori di perdita considerati per la stima della produzione P50

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità media annua dell'impianto eolico sia pari a 176,593 GWh/anno, corrispondente a 3.164 ore equivalenti. Tuttavia tali dati sono da considerarsi con una probabilità di superamento pari al 50%, per questo motivo, i valori così ottenuti vengono definiti P50.

5.1.4 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

Per un'analisi finale sulla produzione dell'impianto, si è fatto un calcolo sui livelli di eccedenza di produzione, cioè sulla probabilità che ha l'impianto stesso d'eccedere il numero medio di ore equivalenti annue calcolato in precedenza. Per i progetti eolici, hanno una particolare importanza le probabilità di eccedenza al 75% e 90%, che individuano rispettivamente le ore equivalenti P75 e P90.

Per determinare i livelli di eccedenza si deve fare una valutazione delle incertezze a cui è soggetto il modello virtuale, che per la sua natura di prevedere un comportamento futuro non può essere preso come una rappresentazione univoca delle condizioni reali di funzionamento dell'impianto. Per questo vengono applicati dei parametri di incertezza con una diversa sensibilità. Questo calcolo è stato effettuato attraverso l'ausilio del tool WAT (Wind Farm Assessment Tool) del software WASP, in cui sono stati introdotti i fattori di incertezza sul vento (Tabella 13) e sulla produzione (Tabella 14).

Incertezza della velocità del vento	
Misurazione del vento	10 %
Correzione del dato vento su lunga durata	2 %
Variazione annuale della ventosità	2 %
Estrapolazione verticale del modello di flusso	2 %
Estrapolazione orizzontale del modello di flusso	2 %

Tabella 13. Fattori di incertezza sulla velocità del vento considerati per la stima della produzione P75 e P90

Incertezza sulla stima dell'AEP	
Curva di potenza	7 %
Misurazione della potenza	1 %
Modellazione delle perdite di scia	4 %
Disponibilità delle turbine	4 %
Disponibilità dell'impianto	2 %
Disponibilità di rete	3 %

Tabella 14. Fattori di incertezza sulla produzione di energia considerati per la stima della produzione P75 e P90

In Tabella 15 sono riassunte le produzioni attese e le relative ore equivalenti P50, P75 e P90.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
P50	176,59	3.164,76
P75	152,75	2.737,52
P90	132,89	2.381,64

Tabella 15. Produzione e ore equivalenti P50, P75 e P90

5.2 Simulazione con WindSim 9

In questo paragrafo si riporta lo studio per la stima di producibilità effettuato con il software WindSim 9, mantenendo le stesse proprietà dell'aria (densità dell'aria pari a 1,18 kg/m³) e lo stesso modello di scia (N.O. Jensen) usato per la simulazione con WASP.

5.2.1 Modellazione del terreno

L'orografia e la rugosità considerate in WindSim 9 coincidono con quelle usate in WASP 11 (Tabella 9).

Per effettuare una simulazione con WindSim 9 è necessario suddividere l'intero dominio di studio in una griglia in cui il software risolve le equazioni di flusso (RANS – Reynolds Averaged Navier Stokes). Per ottimizzare la velocità di calcolo del software, mantenendo comunque una precisione elevata del risultato, è possibile creare una griglia non uniforme, caratterizzata da:

- un'area più fitta al centro, formata da un numero molto elevato di celle, in corrispondenza della zona dove verrà installato l'impianto;
- un'area meno fitta nella restante parte del dominio, formata da un minor numero di celle, nella parte esterna all'impianto, meno interessante dal punto di vista della producibilità ma che si porta dietro variabili che condizionano il flusso del vento e, quindi, su larga scala anche la producibilità calcolata nell'area di impianto;

Alla luce di questa definizione di griglia non uniforme si avranno velocità di calcolo differenti. Più è fitta la griglia, maggiore è il tempo di calcolo e maggiore sarà la precisione dei risultati.

In Figura 14 è possibile individuare le regioni caratterizzate dalla griglia più e meno fitta.

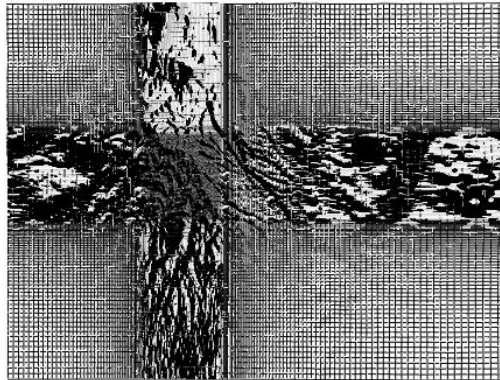


Figura 14. Griglia del terreno generata in WindSim 9 per lo studio della produzione del sito

5.2.2 Dati Vento

Dopo la fase di modellazione del terreno, il software simula il flusso d'aria sui 12 settori (da 0 a 360°) considerando una velocità uniforme. Successivamente il risultato viene interpolato con i dati vento effettivi del sito oggetto di studio.

L'importazione dei dati vento in WindSim può avvenire tramite due modalità:

- con un file .WWS, dove sono contenute le informazioni del vento sotto forma di frequenza e velocità media per ognuno dei 12 settori;
- con un file .TWS, dove le informazioni del vento sono contenute sotto forma di una serie temporale in cui sono riportate velocità e direzione del vento.

Le simulazioni sono state fatte con entrambe le tipologie di file ma al fine della presente relazione sono stati riportati solamente i risultati ottenuti con il file .TWS, in quanto più cautelativi.

5.2.3 Producibilità netta dell'impianto

I valori di producibilità dell'impianto, ottenuti tramite i dati vento descritti precedentemente, possono essere estratti basandosi sulla distribuzione delle frequenze o basandosi sulla distribuzione di Weibull. Anche in questo caso è stato scelto il risultato più cautelativo che coincide con la produzione data dalla distribuzione di Weibull.

In Tabella 16 è elencata la produzione delle singole turbine e dell'intero impianto, mentre in Tabella 17 è riassunta la producibilità stimata dell'intero impianto sia in termini di energia prodotta che in ore equivalenti.

Site	Altitudine [m]	Altezza mozzo [m]	Produzione Lorda [GWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]
SR01	321,6	135	22,4115	3,71	21,5799
SR02	330,6	135	21,6677	2,75	21,071
SR03	252,8	135	20,5141	3	19,8988
SR04	270,3	135	20,6494	4,89	19,6392
SR05	310,6	135	21,5181	6,96	20,0203
SR06	231,4	135	19,4857	4,51	18,6062
SR07	285	135	21,3238	5,73	20,1014
SR08	278,9	135	20,1735	5,3	19,104
SR09	276,7	135	20,5406	5,84	19,3405
All			188,284		179,361

Tabella 16. Produzione teorica delle singole turbine e dell'intero impianto stimato tramite WindSim 9

Numero di turbine	9
Potenza Nominale Aerogeneratore [MW]	6,2
Potenza Nominale Installata [MW]	55,8
Produzione energetica annua stimata [GWh]	179,36
Numero di ore equivalenti annue	3214,26

Tabella 17. Produzione Impianto al netto delle perdite di scia

5.2.4 Stima della producibilità reale dell'impianto P50

Anche in questo caso si è calcolata la producibilità al netto delle perdite di impianto. Utilizzando gli stessi valori di perdita riportati nella precedente Tabella 12 si può stimare che la producibilità media annua dell'impianto eolico, calcolata con il software WindSim 9, sia pari a 161,45 GWh/anno, corrispondente a 2.892,92 ore equivalenti (P50).

Produzione energetica lorda	179,36
Produzione energetica annua netta stimata	161,45
Fattore di capacità stimato	33,03 %

Tabella 18. Produzione lorda, netta e fattore di capacità stimato con i risultati ottenuti da WindSim 9

5.2.5 Livelli di eccedenza e calcolo P75 e P90

I livelli di eccedenza P75 e P90 sono stati ottenuti considerando le stesse incertezze riportate in Tabella 15 e in Tabella 16. In questo caso il calcolo è stato effettuato direttamente con WindSim 9. In Tabella 19 sono riassunte le produzioni attese e le relative ore equivalenti P50, P75 e P90.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
P50	161,45	2.892,92
P75	139,63	2.502,32
P90	121,48	2.177,07

Tabella 19. Produzione e ore equivalenti P50, P75 e P90

6. Confronto delle analisi e Conclusione

Confrontando i risultati ottenuti con i due software utilizzati, appare evidente che le produzioni calcolate tramite WAsP risultino essere più alte rispetto a quelle ottenute con l'utilizzo di WindSim (Tabella 20).

Livello di Incertezza	Produzione con Wind Sim [GWh]	Produzione con WAsP [GWh]
P50	161,45	176,593
P75	139,63	152,75
P90	121,48	132,89

Tabella 20. Confronto produzione P50, P75 e P90

Livello di Incertezza	Ore equivalenti WindSim [h]	Ore equivalenti WAsP [h]
P50	2.892,92	3.164,76
P75	2.502,32	2.737,52
P90	2.177,07	2.381,64

Tabella 21: Confronto ore equivalenti P50, P75 e P90

Considerando che il terreno su cui è ubicato l'impianto in progetto risulta essere abbastanza complesso, si ritiene che le stime effettuate con WindSim possano essere considerate più affidabili. Alla luce di queste considerazioni si riporta la tabella con la stima di producibilità e le ore equivalenti del sito in esame.

Livello di Eccedenza	Produzione [GWh]	Ore Equivalenti
P50	161,45	2.892,92
P75	139,63	2.502,32
P90	121,48	2.177,07

Dai risultati ottenuti si può concludere che il sito su cui è stato posizionato l'impianto gode di un'ottima risorsa eolica ed ha dei valori sopra la media in termini di resa energetica.

Allegati

Allegato 1: Mappa dell'intensità del vento ad altezza mozzo


Allegato 2: Report di Installazione Anemometro e certificati di calibrazione

ALLEGATO 1

Mappa della velocità del vento ad altezza mozzo (135m)

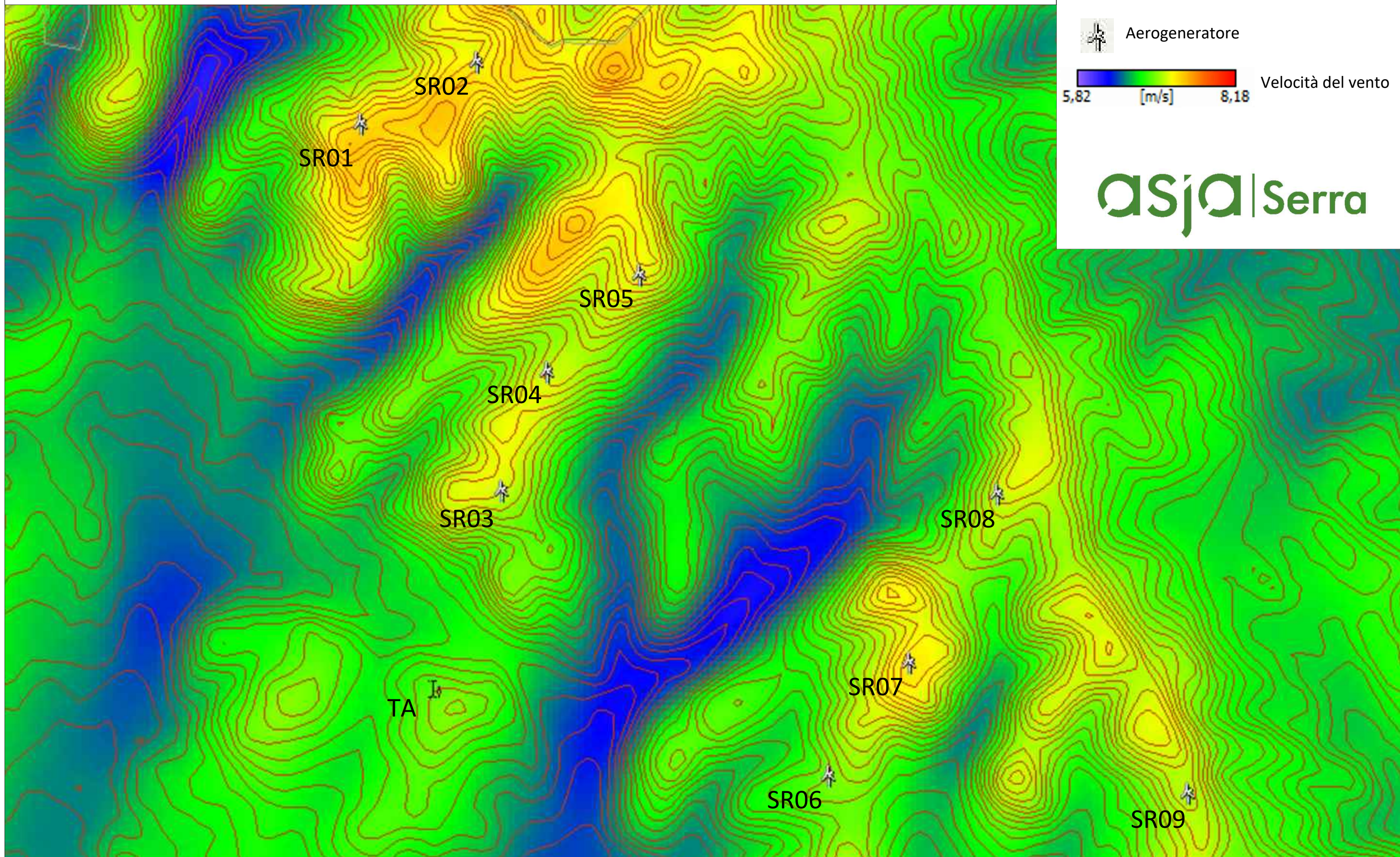
LEGENDA

I Torre Anemometrica

 Aerogeneratore

 Velocità del vento
5,82 [m/s] 8,18

asja | Serra



 <p>EURO SERVICE SRL SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE</p>	<p>GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA</p>	<p>Codice: Data Emissione: Revisione: Pagina:</p>	<p>DTP.08.MO 04/07 9 1 di 12</p>
--	--	---	--

COMMITTENTE

ASJA Ambiente Italia S.p.A.
Via Ivrea, 70
10098 CASCINE VICA-RIVOLI (TO)

STAZIONE ANEMOMETRICA DI
SARDARA (CA) H 60

LOCALITÀ

CODICE STAZIONE

04543

**Gestione stazione anemometrica
Allegati alla pratica operativa**

 EURO SERVICE SRL SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE	GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA	Codice:	DTP.08.MO
		Data Emissione:	04/07
		Revisione:	9
		Pagina:	2 di 12

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa



Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di	SARDARA (CA) H 60
Codice Stazione	04543



S I T O	Località		-----				
	Reticolo UTM	Map datum: European 1950	Altitudine: qt. s.l.m. 213	Zone: 32 S	Longitudine X: EST 0488167	Latitudine Y: NORD 4383275	
	Suolo	Prevalenza Terra		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia	
		X					
	Terreno	Incolto	Seminativo	Frutteto	Abitativo	Industriale	Pascolo
		X					
	Vegetazione	Assente	Brullo	Macchia	Foresta	Alberi Sparsi	
X							
Morfologia	Pianura	Collina	Fondovalle	Altopiano	Sommità	Crinale	
						X	

S T R U M E N T I	Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento banderuole	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori
	Anemometro m 60-50	62369-62370	NRG #40C	----	0°	300 cm
	Anemometro m 40-30	62371-62372	NRG #40C	----	0°	300 cm
	Anemometro m 20-10	62374-62375	NRG #40C	----	0°	300 cm
	Banderuola m 60-50	----	NRG #200P	0°	180°	300 cm
	Banderuola m 40-30	----	NRG #200P	0°	180°	300 cm
	Banderuola m 20-10	----	NRG #200P	0°	180°	300 cm
	Sens. Temperat.	----	----	----	----	----
	Logger	04543	Nomad 2 GSM			
	Data card	Compact Flash Card				
	Torre tipo	Televes 60/450				Altezza: m 60
	Cavo schermato tripolare	ES				Metri: m 225
	Cavo schermato bipolare	ES				Metri: m 225
	Calata in rame per scarico a terra	Gialloverde				Metri: m 65
Captatore di fulmini	Asta + parafulmine				Metri: m 3.00	
Dispersore di terra	Palina acciaio ramato				Metri: m 1.00x2	

M O N T A G G I O	Installatori	EURO SERVICE S.r.l.			
	Installazione	Data: 16/04/2008			
	Avvio Logger	Data: 16/04/2008		Ora: 18.30.00	
	Verifica corretta installazione e registrazione (Allegato A 6)				SI

Data: 16/04/2008	Responsabile Montaggio:	Geom. Giorgio Verdura	
	Responsabile Euro Service S.r.l.:	Geom. Giuseppe Russo	
	Responsabile Gestione:		

 EURO SERVICE SRL SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE	GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA	Codice: Data Emissione: Revisione: Pagina:	DTP.08.MO 04/07 9 3 di 12
---	---	---	------------------------------------

ALLEGATO A 2 alla pratica operativa			
Rapporto di prima installazione stazione			
Stazione Anemometrica di		SARDARA (CA) H 60	
Codice Stazione		04543	
C O M P O N E N T I S T R U T T U R A L I	Descrizione	Fornitore	Note
	n.20 trami da ml 3,00	Televes	
	n. 1 base di ancoraggio	Televes	
	n. supporto parafulmine	Televes	
	n. 7 stralli compresi di cavi d'acciaio	ES	
	n. 63 morsetti	ES	
	n. 21 tenditori	ES	
	n. 9 grilli mm 16	ES	
	n. 21 grilli mm 14	ES	
	n. 12 supporti sensori	ES	
	n.1 calata in rame per scarico a terra	ES	
	n. 1 dispersore di terra	ES	
	n. 1 captatore di fulmini in rame	ES	
	n. 1 cassetta per logger	ES	
Note:			
M O N T A G G I O	Installatori	EURO SERVICE S.r.l.	
	Installazione	Data: 16/04/2008	
	Avvio Logger	Data: 16/04/2008	Ora: 18.30.00
	Verifica corretta installazione e registrazione (Allegato A 6)		<input checked="" type="checkbox"/> SI
Data: 16/04/2008	Responsabile Montaggio:		
	Responsabile Euro Service S.r.l.:		
	Responsabile Gestione:		



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
4 di 12

ALLEGATO A 3 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

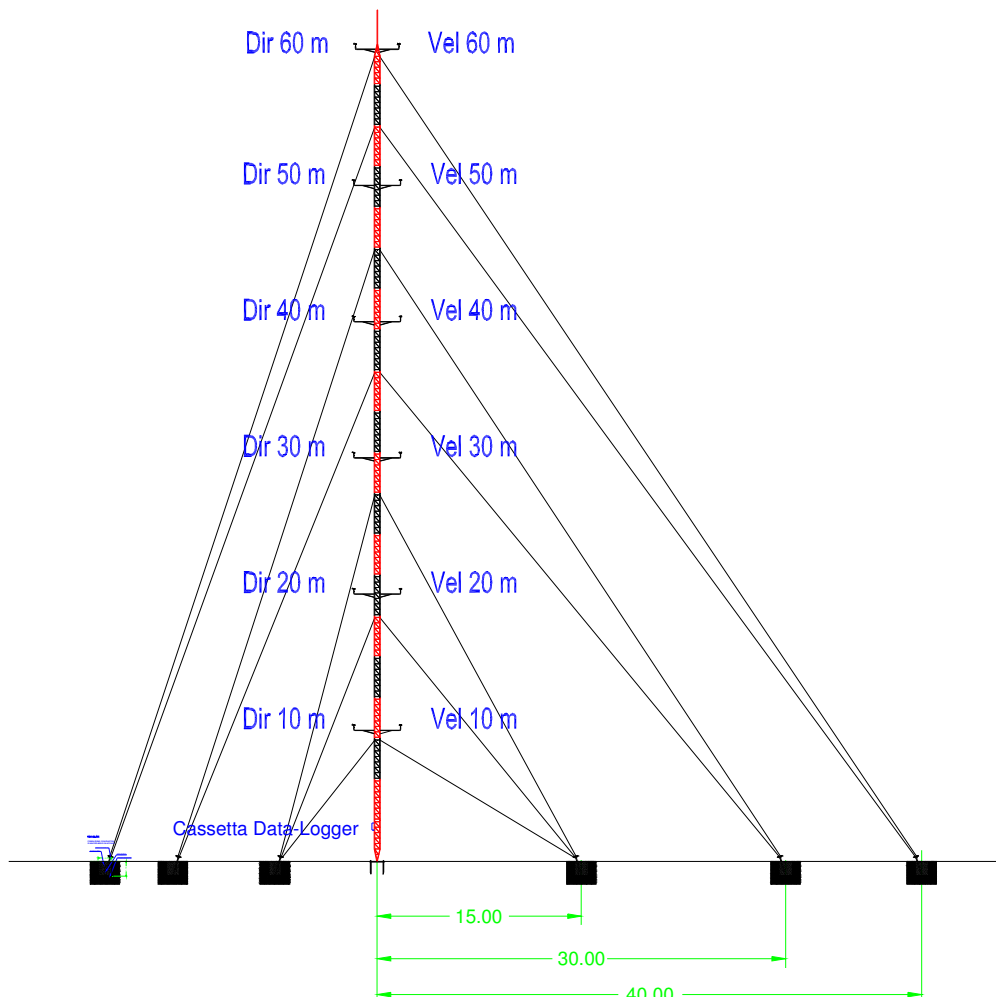
Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543

TORRE M 60/450



Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
5 di 12

ALLEGATO A 4 alla pratica operativa

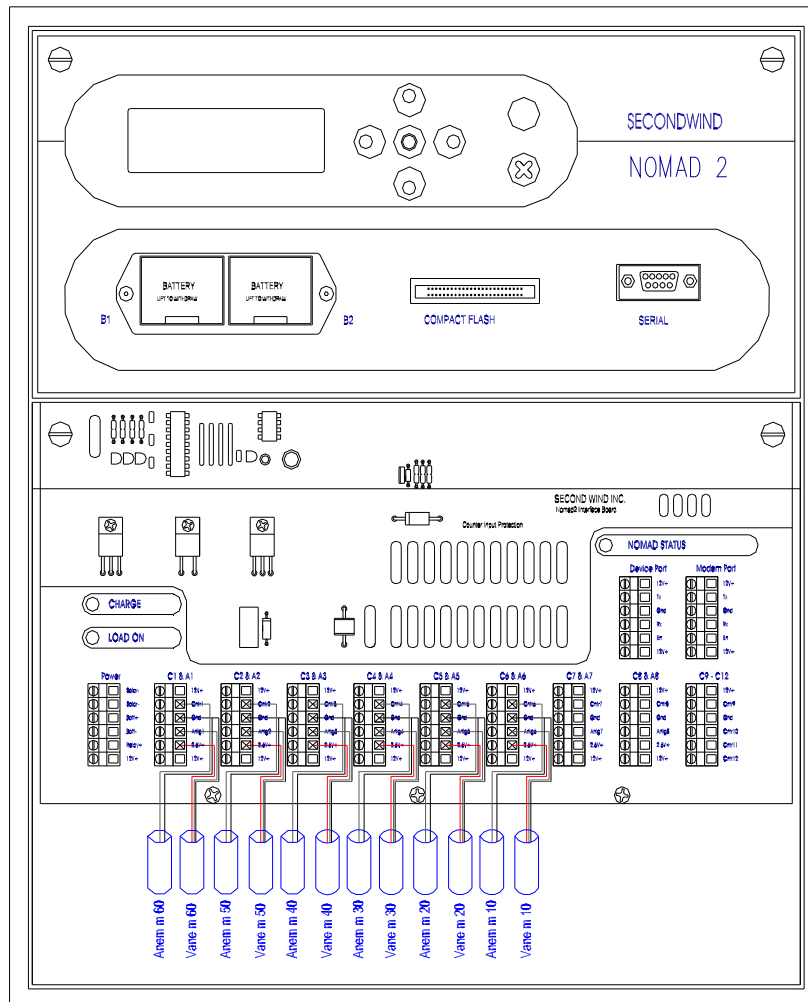
Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543



Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
6 di 12

ALLEGATO A 5/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543

Foto del sito prima dell'intervento



Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
7 di 12

ALLEGATO A 5/2 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543

Foto del sito dopo l'intervento



Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
8 di 12

ALLEGATO A 5/3 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543



Vista N



Vista NE



Vista E



Vista SE

Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
9 di 12

ALLEGATO A 5/4 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SARDARA (CA) H 60

Codice Stazione

04543



Vista S



Vista SO



Vista O



Vista NO

Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



EURO SERVICE SRL

SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE

GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
04/07
9
10 di 12

ALLEGATO A 6 alla pratica operativa

Verifica prima installazione

Stazione Anemometrica di	SARDARA (CA) H 60		
Codice Stazione	04543		
N° codice anemometro a m 60-50	62369-62370		
N° codice anemometro a m 40-30	62371-62372		
N° codice anemometro a m 20-10	62374-62375		
N° codice banderuola a m 60-50	----		
N° codice banderuola a m 40-30	----		
N° codice banderuola a m 20-10	----		
N° codice temperatura			
N° codice logger	Nomad 2 s/n 04543		
Descrizione	C	N C	Note
Verifica ancoraggi	X		
Tensione degli stralli	X		
Linearità della torre	X		
Perpendicolarità della torre	X		
Controllo orario e data	X		
ora e data logger			ora attuale
18.30.00			16/04/2008
18.30.00			
Controllo voltaggio batterie	X		B1 = 9.70 V; B2 = 9.70 V; P = 12.70V;
Controllo presenza segnale canale <u>1</u>	X		
Controllo presenza segnale canale <u>2</u>	X		
Controllo presenza segnale canale <u>3</u>	X		
Controllo presenza segnale canale <u>4</u>	X		
Controllo presenza segnale canale <u>5</u>	X		
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo presenza segnale canale _____			
Controllo angolo di direzione	X		
Controllo anemometro a m 60-50	X		5.70-5.70 m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo anemometro a m 40-30	X		5.60-5.70 m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo anemometro a m 20-10	X		5.30-5.30 m/s velocità all'inserimento della scheda
Controllo banderuola a m 60-50	X		151°-157° direzione all'inserimento della scheda
Controllo banderuola a m 40-30	X		156°-154° direzione all'inserimento della scheda
Controllo banderuola a m 20-10	X		154°-145° direzione all'inserimento della scheda
Controllo sensore di temperatura			°C temperatura all'inserimento della scheda
Data Card di memoria	X		100% - 346 days left
Note aggiuntive:			
Copertura GSM 95%			
Data: 16/04/2008	Firma dell'operatore: Geom. Giorgio Verdura		

 EURO SERVICE SRL SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE	GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA	Codice: Data Emissione: Revisione: Pagina:	DTP.08.MO 04/07 9 11 di 12
---	---	---	-------------------------------------

ALLEGATO A 7 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di	SARDARA (CA) H 60
Codice Stazione	04543

RACCOMANDAZIONI IMPORTANTI

È buona norma eseguire un controllo periodico della torre anche se essa è stata studiata per un uso temporaneo e non definitivo nel suo sito d'installazione. Si consiglia di eseguire un controllo dei picchetti e della tensione dei tiranti entro il 1° mese dall'installazione e successivamente ogni tre mesi. E da tenere presente che la tensione dei cavi è soggetta a piccole variazioni in funzione del vento e della temperatura.

Non eseguire alcuna riparazione sui cavi in condizioni di forte vento.

Si raccomanda la revisione periodica della struttura nelle zone di alta concentrazione di salinità (zone costiere) e zone con ambienti corrosivi.

È importante che le installazioni e le manutenzioni delle torri vengano valutate ed eseguite solo da personale specializzato

Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



 EURO SERVICE SRL SERVIZI PER L'ENERGIA RINNOVABILE	GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA	Codice: Data Emissione: Revisione: Pagina:	DTP.08.MO 04/07 9 12 di 12
---	---	---	-------------------------------------

ALLEGATO A 8 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di	SARDARA (CA) H 60
Codice Stazione	04543

CERTIFICATO DI QUALITÀ

Certificato del Sistema di Gestione della Qualità



ER-0288/2007

AENOR, Asociación Española de Normatización y Certificación certifica que l'organizzazione

EURO SERVICE s.r.l.

dispone di un sistema di gestione della qualità conforme alla norma UNE-EN ISO 9001:2000

per le seguenti attività: **Assemblaggio e fornitura di torri anemometriche. Installazione e manutenzione di anemometri. Elaborazione ed analisi dati del vento.**
(Settori EA: 28/45.25 - 19/31.1)

"Sistema di Gestione per la Qualità conforme alla Norma ISO 9001:2000 valutato secondo le prescrizioni del documento Sincert RT-05. La presente certificazione si intende riferita agli aspetti gestionali dell'impresa nel suo complesso ed è utilizzabile ai fini della qualificazione delle imprese di costruzione ai sensi dell'articolo 8 della L.11/02/1994 e successive modifiche e del D.P.R. 25/01/2000, n° 34."

che si svolgono presso: **PIAZZA ROMA, 4. 82020 - SAN GIORGIO LA MOLARA (BENEVENTO - ITALIA)**

Data di emissione: 2007-03-05
Data di scadenza: 2010-03-05

Per informazioni puntuali e aggiornate circa eventuali variazioni intervenute nello stato della certificazione di cui al presente certificato, si prega di contattare **AENOR ITALIA s.r.l.**
Tel. 011.51.83.121 - Fax 011.50.87.819
E-mail: aenor.italia@email.it


AENOR Asociación Española de Normatización y Certificación
Il Direttore Generale di AENOR

AENOR Asociación Española de Normatización y Certificación
AENOR ITALIA Corso Sileas, 161, 10149 Torino - www.aenoritalia.com

Genova, 6. 28004 Madrid, España
Tel 902 102 201 - www.aenor.es

Ente accreditato da ENAC con n° 01/C-SC003
 AENOR è membro della RETE IQNet (Rete Internazionale di Certificazione)

Data: **16/04/2008**

Firma dell'operatore: **Geom. Giorgio Verdura**



ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062369
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 7:18 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

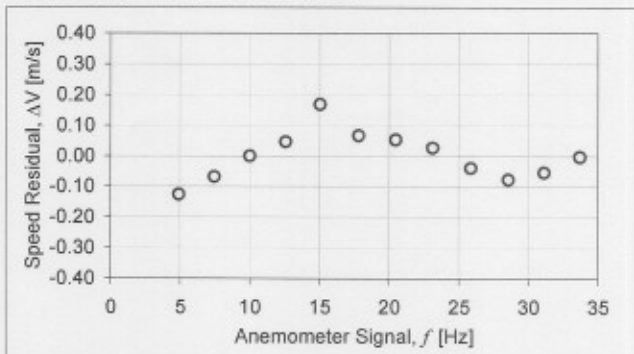
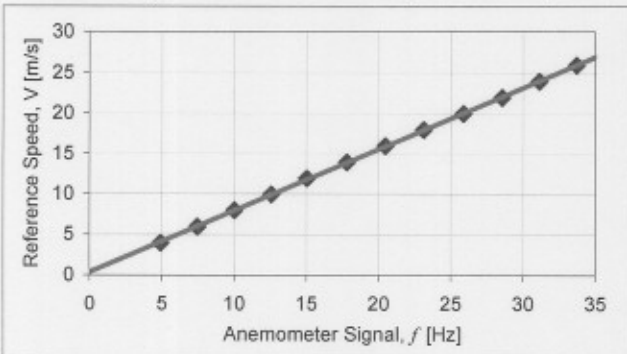
Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101475 Pa
Mean Ambient Temperature = 21.9 deg C
Mean Relative Humidity = 40.2% RH
Mean Density = 1.1935 kg/cubic meter

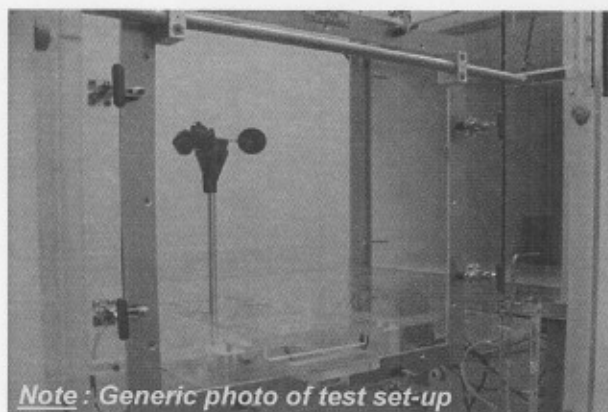


Transfer Function
Test Results:

$$V \text{ [m/s]} = 0.759 f \text{ [Hz]} + 0.36$$

r = 0.99994

std. err. estimate = 0.0834 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.969	4.922	-0.125	0.482%
7.965	10.023	0.001	0.483%
11.942	15.041	0.169	0.478%
15.956	20.485	0.053	0.469%
19.957	25.879	-0.039	0.467%
23.932	31.138	-0.054	0.471%
25.934	33.708	-0.003	0.467%
21.953	28.559	-0.076	0.468%
17.939	23.133	0.028	0.471%
13.947	17.820	0.067	0.479%
9.955	12.585	0.047	0.479%
5.963	7.474	-0.068	0.480%

References available upon request.

179500062369_2008-03-13.pdf

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062370
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 7:29 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

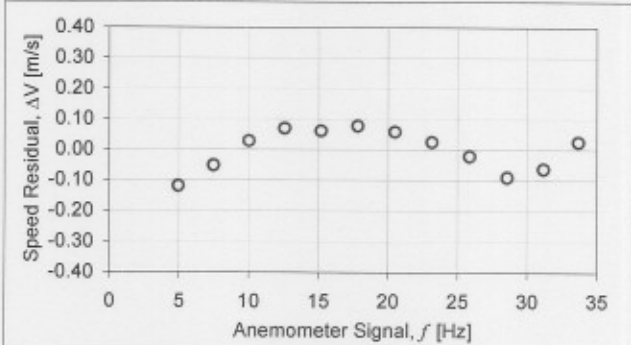
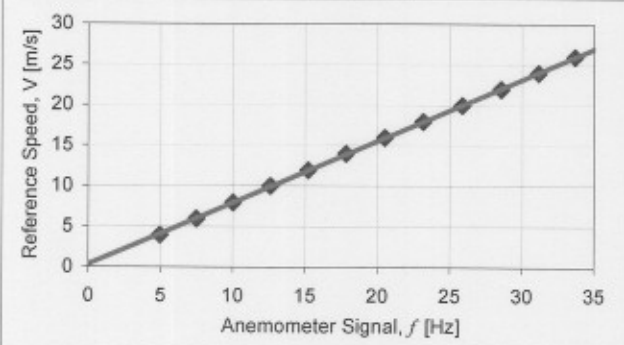
Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101475 Pa
Mean Ambient Temperature = 22 deg C
Mean Relative Humidity = 40.1% RH
Mean Density = 1.1932 kg/cubic meter

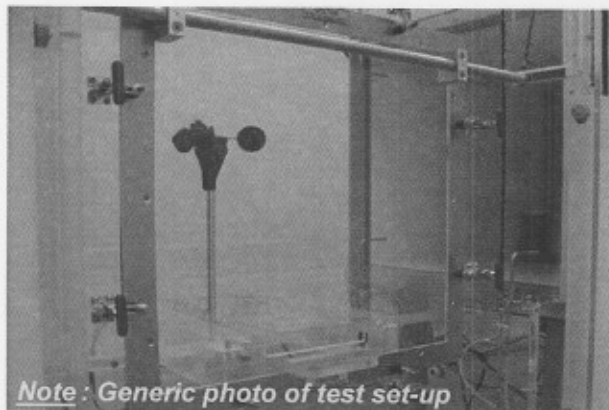


Transfer Function
Test Results:

$V [m/s] = 0.76 f [Hz] + 0.31$

r = 0.99996

std. err. estimate = 0.0703 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.968	4.967	-0.119	0.517%
7.962	10.029	0.028	0.473%
11.944	15.225	0.061	0.474%
15.965	20.519	0.058	0.466%
19.954	25.873	-0.021	0.474%
23.938	31.169	-0.063	0.470%
25.940	33.688	0.024	0.476%
21.941	28.577	-0.090	0.464%
17.948	23.173	0.025	0.469%
13.952	17.845	0.078	0.476%
9.959	12.602	0.070	0.490%
5.954	7.490	-0.051	0.512%

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062371
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 7:41 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

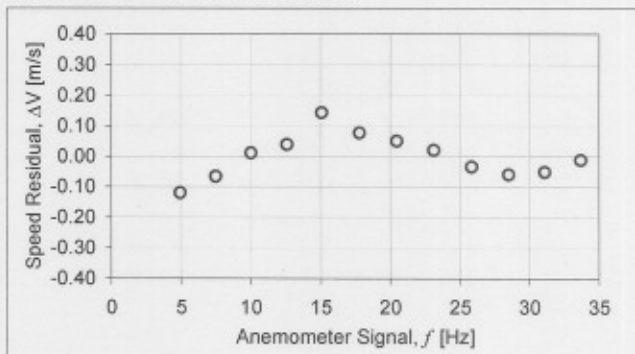
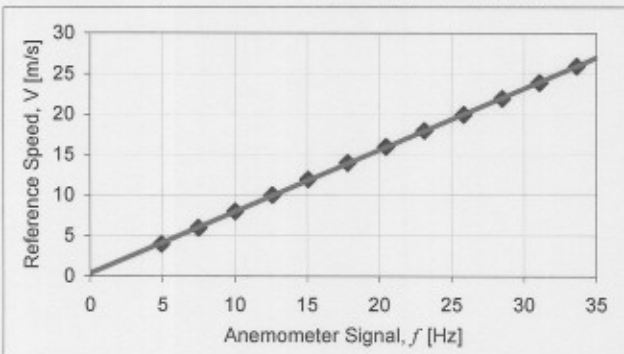
Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101473 Pa
Mean Ambient Temperature = 22.1 deg C
Mean Relative Humidity = 39.9% RH
Mean Density = 1.1928 kg/cubic meter

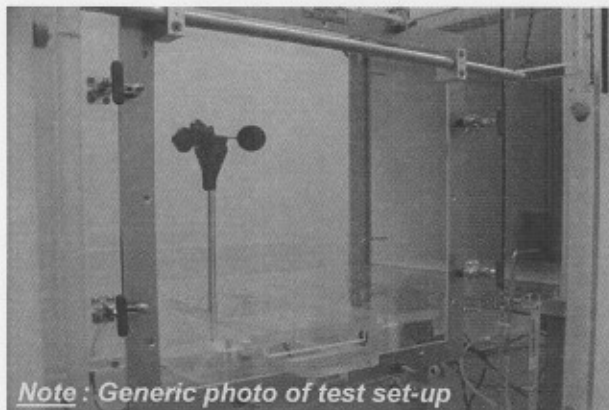
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)



Transfer Function
Test Results:

$V [m/s] = 0.76 f [Hz] + 0.33$

$r = 0.99995$ std. err. estimate = 0.0759 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.968	4.939	-0.120	0.517%
7.967	10.023	0.011	0.489%
11.946	15.083	0.144	0.467%
15.958	20.480	0.051	0.474%
19.955	25.848	-0.034	0.474%
23.923	31.088	-0.051	0.471%
25.931	33.677	-0.012	0.490%
21.952	28.509	-0.060	0.472%
17.949	23.139	0.020	0.472%
13.953	17.808	0.078	0.471%
9.960	12.608	0.039	0.469%
5.964	7.491	-0.066	0.523%

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062372
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 7:51 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Measuring Equipment

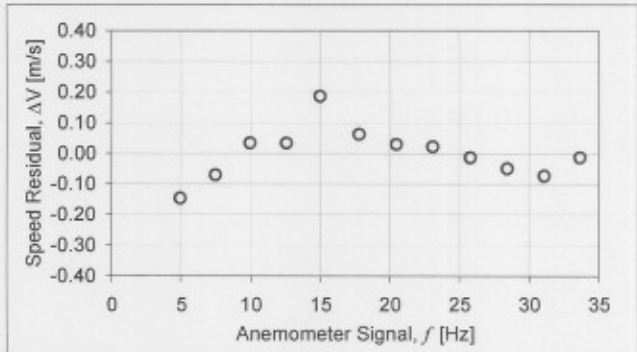
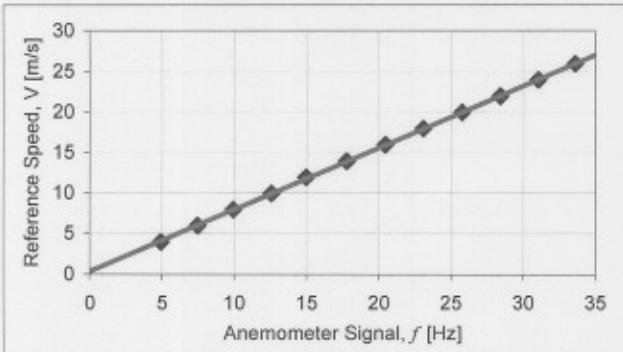
Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Data Acquisition

Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101465 Pa
Mean Ambient Temperature = 22.2 deg C
Mean Relative Humidity = 39.8% RH
Mean Density = 1.1924 kg/cubic meter

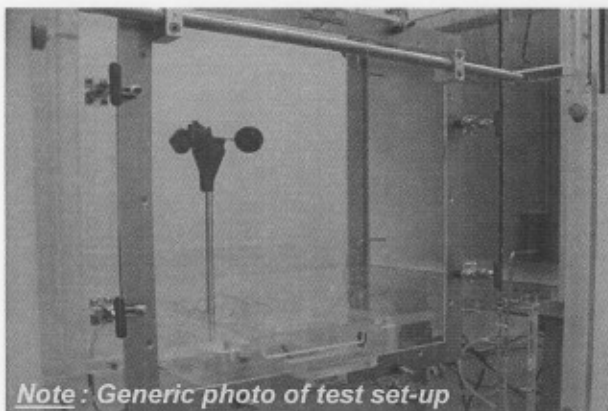


Transfer Function
Test Results:

$$V \text{ [m/s]} = 0.761 f \text{ [Hz]} + 0.36$$

$r = 0.99993$

std. err. estimate = 0.0876 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.966	4.936	-0.146	0.495%
7.961	9.948	0.034	0.489%
11.942	14.978	0.186	0.477%
15.958	20.462	0.029	0.466%
19.956	25.771	-0.014	0.470%
23.933	31.074	-0.073	0.477%
25.942	33.635	-0.014	0.482%
21.941	28.425	-0.049	0.476%
17.944	23.080	0.022	0.470%
13.948	17.777	0.062	0.483%
9.957	12.571	0.033	0.478%
5.965	7.462	-0.070	0.476%

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062374
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 8:13 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

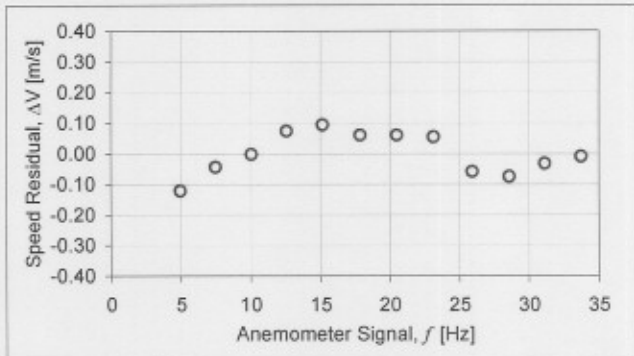
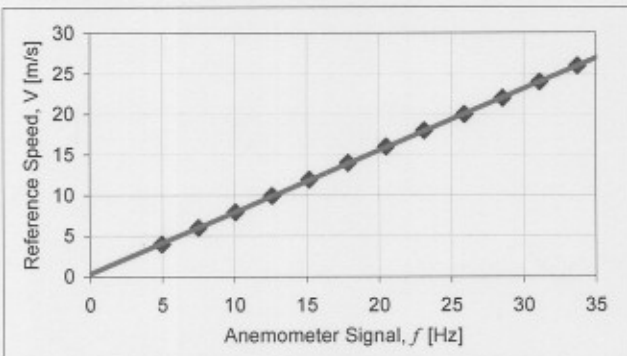
Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis
with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101475 Pa
Mean Ambient Temperature = 22.3 deg C
Mean Relative Humidity = 39.6% RH
Mean Density = 1.1921 kg/cubic meter

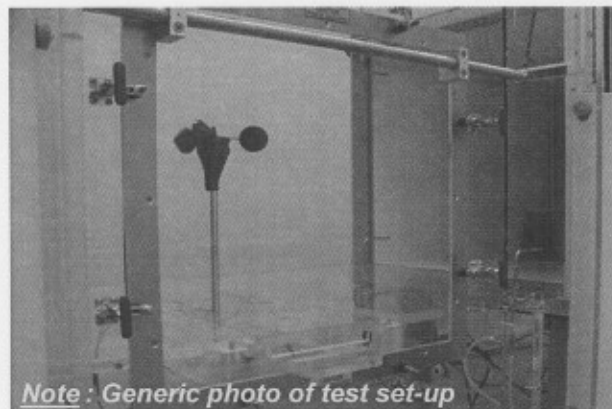


Transfer Function
Test Results:

$V \text{ [m/s]} = 0.76 f \text{ [Hz]} + 0.31$

$r = 0.99996$

std. err. estimate = 0.0715 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.966	4.970	-0.121	0.505%
7.960	10.069	-0.003	0.469%
11.938	15.174	0.094	0.476%
15.953	20.501	0.060	0.476%
19.948	25.913	-0.058	0.480%
23.931	31.120	-0.033	0.477%
25.937	33.727	-0.009	0.474%
21.947	28.565	-0.075	0.472%
17.948	23.133	0.054	0.473%
13.950	17.866	0.060	0.479%
9.955	12.594	0.073	0.475%
5.968	7.502	-0.044	0.479%

ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Customer: NRG Systems, Inc.

This document reports that a wind tunnel test was performed for the anemometer listed below in accordance with transfer function protocols defined by ASTM D 5096-02, ISO 17713-1, and IEC 61400-12-1. The following data and transfer function is the relationship between the reference wind speed measurement in the wind tunnel test section and the unadjusted signal output from the instrument under test (IUT) given the prescribed speed range.

IUT Model No: NRG #40
IUT Serial No: 179500062375
IUT Output: AC Sine Wave

Test Date and Time: 3/13/08 8:26 AM
Test Speed Range: 4 - 26 m/s

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

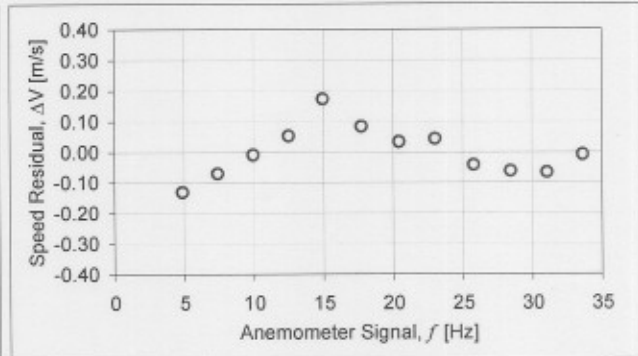
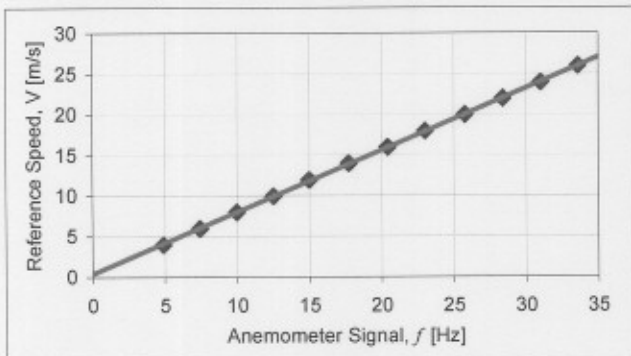
Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis
with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 8.2.1
Signal Reduction Method for IUT: FFT to determine frequency

Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Barotron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Test Conditions

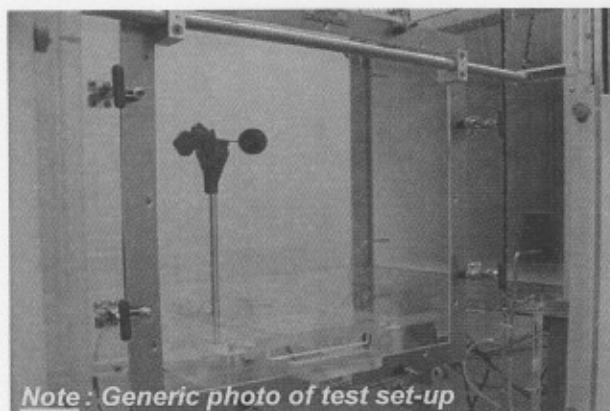
Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101494 Pa
Mean Ambient Temperature = 22.4 deg C
Mean Relative Humidity = 39.5% RH
Mean Density = 1.192 kg/cubic meter



Transfer Function
Test Results:

$$V \text{ [m/s]} = 0.76 f \text{ [Hz]} + 0.39$$

r = 0.99993 std. err. estimate = 0.0869 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.968	4.882	-0.131	0.502%
7.964	9.979	-0.008	0.483%
11.950	14.985	0.174	0.478%
15.961	20.446	0.034	0.472%
19.945	25.788	-0.042	0.469%
23.923	31.055	-0.067	0.470%
25.933	33.623	-0.009	0.472%
21.941	28.440	-0.062	0.464%
17.943	23.040	0.044	0.479%
13.958	17.744	0.084	0.471%
9.956	12.520	0.053	0.490%
5.963	7.427	-0.070	0.486%