

REGIONE SARDEGNA

Provincia del Medio Campidano (VS)

COMUNI DI SAMASSI E SERRENTI



2	EMISSIONE PER INTEGRAZIONI MITE	11/11/22	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	01/10/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	19/09/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.



Sede legale in Via Algardi Alessandro, 4, 20148, Milano (MI)
Partita I.V.A. 10300050969 - PEC: sorgenia.renewables@legalmail.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

PARCO EOLICO DI "SAMASSI - SERRENTI"

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Cesare Furno
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Catania
n° 6130 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITÀ

Professionista:

Laudadio Alberto
Socio Qualificato ASSIREP n. 567
operante nell'ambito delle prerogative di cui alla
Legge n. 4/2013

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20010S05-VA-RT-02-02

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



Sommario

1. Premessa	4
2. L'ANALISI ANEMOLOGICA PRELIMINARE.....	5
2.1. L'importanza di una corretta valutazione Anemologica per il settore bancario.....	5
2.2. Lo studio della producibilità: considerazioni generali	6
3. DESCRIZIONE DELL'ANALISI	6
3.1. Inquadramento geografico	8
3.2. Campagna di misurazione del vento	9
3.3. Descrizione del sistema di monitoraggio	13
3.4. Copertura dati del territorio.....	14
4. OBIETTIVO DELL'ANALISI.....	15
5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI.....	17
6. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA	18
6.1. Area geografica e modello orografico 3D.....	18
6.2. Input regime di vento	20
6.3. Analisi di complessità orografica del sito	23
7. ANALISI DI PRODUCIBILITA'.....	24
7.1. Layout di progetto.....	24
7.2. Configurazione d'impianto e Turbina	24
8. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict).....	25
8.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno	26
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	31

	PARCO EOLICO DI "SAMASSI-SERRENTI" RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITÀ	 Ingegneria & Innovazione	
		01/10/2021	REV: 2

RESPONSABILITÀ DEL PROFESSIONISTA

Redatto a cura di: Alberto Laudadio - Project Manager Settore Eolico

Socio Ordinario di

ASSIREP

"Professionista, Socio Qualificato di ASSIREP, n. 567,
operante nell'ambito delle prerogative di cui alla Legge n. 4/2013".

La presente relazione è stata redatta e pubblicata dal Consulente ad uso esclusivo del cliente.

Il Consulente non risponderà nei confronti di terzi (persone diverse dal cliente) riguardo questa relazione o per qualsivoglia uso di questo da parte di terzi effettuato senza previo accordo scritto tra il Consulente e la terza parte.

La relazione non potrà essere riprodotta e diffusa e non potrà essere divulgata in qualsiasi documento informativo o annuncio senza l'espreso consenso scritto del Consulente.

Una eventuale Classificazione del Documento che permette al cliente a ridistribuire questa relazione non implica che il Consulente ha alcuna responsabilità verso qualsiasi destinatario diverso dal cliente.

Il Consulente non può essere responsabile dell'attendibilità dei dati forniti dal cliente.

La presente relazione è stata prodotta sulla base di informazioni relative a date e periodi qui indicati. Essa non comporta che le informazioni non siano soggette a modifica temporale. Il Consulente non ha effettuato rilevamenti presso il sito e non può, pertanto, accettare la responsabilità dell'attendibilità dei dati forniti.

1. Premessa

Il soggetto proponente del progetto in esame è Sorgenia Renewables S.r.l., interamente parte del gruppo Sorgenia, uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4.750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400.000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali Sorgenia Renewables S.r.l., è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

Su incarico di SORGENIA Renewables Srl, la società Antex Group Srl ha redatto il progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto eolico nei comuni di Samassi e Serrenti, nella provincia di Medio Campidano (ex Sud Sardegna).

Il progetto prevede l'installazione di n. 11 nuovi aerogeneratori con potenza unitaria di 6 MW, per una potenza complessiva di impianto di 66 MW.

Nel dettaglio il progetto prevede l'installazione di n.6 aerogeneratori nei terreni del Comune di Samassi (VS) e di n.5 aerogeneratori nei terreni del Comune di Serrenti (VS).

Gli aerogeneratori saranno collegati alla nuova Stazione di trasformazione Utente, posta nel comune di Sanluri (VS), tramite cavidotti interrati con tensione nominale pari a 30 kV.

La stazione di trasformazione utente riceverà l'energia proveniente dall'impianto eolico a 30 kV e la eleverà alla tensione di 150 kV. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete tramite collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV della RTN, denominata "Sanluri", da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Ittiri-Selargius", la cui autorizzazione è oggetto di altra iniziativa (benessere requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

Le attività di progettazione definitiva e di studio di impatto ambientale sono state sviluppate dalla società di ingegneria Antex Group Srl.

Antex Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali e gestionali.

Sia Antex che Sorgenia pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

Difatti, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, le Aziende citate posseggono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità-Sicurezza-Ambiente.

2. L'ANALISI ANEMOLOGICA PRELIMINARE

2.1. L'importanza di una corretta valutazione Anemologica per il settore bancario

Nell'ambito delle operazioni di investimento e finanziamento di impianti di produzione dell'energia elettrica, la costruzione del modello economico (business plan) da parte dei Soggetti investitori e degli Istituti di Credito deve adeguatamente computare lo scenario di ricavi teoricamente conseguibile dall'iniziativa in esame. Nel caso di progetti eolici di qualsiasi taglia, tale studio è strettamente legato alla corretta previsione di producibilità dell'impianto nel corso della sua vita utile o, quantomeno, negli anni di copertura del finanziamento.

La principale variabile nelle simulazioni di business plan è quindi costituita da quanta "ricchezza" l'impianto è in grado di generare nel corso della sua vita utile, ossia da quanta energia l'impianto può produrre e cedere al mercato secondo i meccanismi incentivanti previsti dalla normativa. Per apprezzare la stretta relazione tra il livello di prestazione dell'aerogeneratore ed i risultati del business plan, si può infatti considerare che un'oscillazione del 10%, in termini di produzione, si traduce in un'analogia variazione del risultato di DSCR (Debt Service Coverage Ratio) medio. Da un punto di vista tecnico, dunque, una stima di producibilità affidabile assicura un basso livello di variabilità del modello economico, contribuendo in maniera decisiva a valutare correttamente l'effettiva sostenibilità dell'iniziativa e, quindi, ad individuare i giusti profili di rischi nell'investimento sul progetto.

A differenza di altre fonti rinnovabili di generazione di energia (come il fotovoltaico o le biomasse) - per le quali la valutazione della producibilità per il business plan può essere effettuata facendo riferimento anche a parametri prestazionali definiti contrattualmente, o da input determinabili mediante database tecnici di settore - i parametri che definiscono la capacità produttiva di un parco eolico risultano strettamente interconnessi tra loro e fortemente legati alla ventosità specifica del sito. Tale dato è reso principalmente disponibile da una campagna di misura della risorsa del vento sito-specifica, tale che, opportunamente processata con l'effettiva configurazione del parco e con le caratteristiche di potenza dell'aerogeneratore, definite da una curva reale e certificata, consenta di pervenire direttamente al valore di produzione finale in termini di kWh.

Per queste ragioni, nella valutazione del progetto eolico gli investitori richiedono sempre un accurato studio del vento e del layout di progetto, finalizzato a calcolare la producibilità attesa per l'intervento in analisi. Secondo le migliori pratiche, tale stima deve essere valutata in riferimento ad almeno tre livelli probabilistici, in modo da sviluppare una simulazione di sensitivity del modello.

Generalmente, la simulazione è effettuata sui percentili probabilistici P50, P75 e P90, ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato. Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello P75 per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività (i.e. "Best Case" per il P50 e "Worst Case" per il P90) finalizzata a

valutare la solidità dell'operazione. È, pertanto, lecito considerare che il valore P75 sia un compromesso tra la necessità di un approccio conservativo, legato alla volubilità della fonte eolica, ed il livello di produzione medio, calcolato mediante la simulazione basata sui dati anemometrici registrati in sito.

2.2. Lo studio della producibilità: considerazioni generali

Una valutazione affidabile della producibilità energetica di un parco eolico deve essere basata su una campagna anemometrica, preferibilmente eseguita direttamente sul sito oggetto dell'indagine.

È pur vero che, nella pratica, sono disponibili metodi di simulazione che consentono di eseguire delle valutazioni Anemologiche tramite reanalisi, ossia utilizzando modelli meteorologici basati su dati provenienti dai satelliti e/o da stazioni di misura terrestri rilevati in zone più o meno vaste (similmente a quanto avviene per il fotovoltaico).

La metodologia tuttora considerata affidabile dagli istituti di credito è certamente la misurazione anemometrica tramite struttura fissa. La norma tecnica internazionale stabilisce che la struttura debba avere un'altezza pari ad almeno 2/3 del mozzo della futura turbina e che la campagna Anemologica duri almeno 12 mesi.

In caso contrario, la percentuale di incertezza sarà maggiore e bisogna tenerne debito conto.

Per maggiori informazioni si veda la norma IEC-61400-12 e il documento tecnico Evaluation of site-specific wind conditions, che specifica la procedura adottata dai membri Measnet (International Network For Harmonised And Recognised Measurements In Wind Energy) al fine di valutare le caratteristiche Anemologiche sito-specifiche.

Sorgenia, a tal proposito, ha provveduto ad installare una Torre di misura alta 93 metri in data 24/06/2021 dopo regolare procedura al SUAPEE della Regione Sardegna. Il report di installazione della stazione di misura si trova allegato alla presente relazione dove sarà possibile vedere le coordinate e le caratteristiche tecnologiche, secondo la norma IEC.

3. DESCRIZIONE DELL'ANALISI

L'analisi si pone come obiettivo la quantificazione preliminare delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta.

Sulla base delle indicazioni fornite in merito all'ubicazione del sito d'interesse, è possibile effettuare un'analisi approfondita finalizzata ad inquadrare il sito in relazione ai principali tematismi presenti (orografia, classe di rugosità, viabilità stradale, eventuali vincoli ambientali, linee elettriche, etc.).

In termini anemologici, il sito in esame è stato inquadrato preliminarmente sulla base delle indicazioni di massima fornite dagli atlanti eolici mondiali (FirstLook, AWS, 3TIER, Vortex, Global Wind Atlas), europei (Wind.PRO, WAsP), italiani (CESI, ARPA) o regionali (SAR, ARSIA) eventualmente presenti, e da stazioni delocalizzate sul territorio entro i 10 km di area vasta dal sito oggetto di studio (fase preliminare ante Wind Campaign).

Per il sito è stato infatti possibile condurre un censimento preliminare di dati di vento misurati da stazioni di misura storiche delocalizzate e/o stimati da modello disponibili nel territorio in esame per un periodo temporale significativo (almeno 1 anno).

Nel censimento verranno vagliate tutte le possibili fonti, quali Soggetti pubblici proprietari di dati misurati (Aeronautica Militare, ARPA e ARSIA/SIR regionali, altri Enti e/o fonti, etc.), o Enti/Istituti che dispongano di specifici archivi di stime da modello (Servizi Agrometeorologici Regionali, Aeroporti, etc.). Ciò comporterà un attento esame sia delle caratteristiche dei dati misurati (ubicazione stazione, quota verticale, periodo temporale di copertura, risoluzione temporale, etc.) che di quelli stimati: in quest'ultimo caso, sarà di particolare interesse la risoluzione spaziale di una griglia territoriale del modello DTM (ad es. 5 Km, 10 Km, etc.). Nella ricognizione dei dati la priorità verrà ovviamente data a quelli misurati con campionamento a 10 minuti.

In generale, l'attività si sviluppa preliminarmente attraverso la validazione di questi dati sperimentali acquisiti da una o più stazioni di misura della velocità e della direzione del vento posizionate in sito, ma anche delocalizzate, cui può seguire un'operazione di filtraggio per l'esclusione di eventuali valori non ammissibili. Quindi vengono eseguite le elaborazioni statistiche per la definizione dei principali parametri anemologici atti a caratterizzare il vento sulla posizione della turbina col metodo della correlazione orografica e temporale. Tali dati vengono poi comparati con i dati misurati in sito tramite la torre di misura installata, per verificare, a livello probabilistico, la bontà dei dati stessi per un dimensionamento della ventosità attesa per il sito in esame.

L'insieme di tali dati anemometrici, selezionato come maggiormente rappresentativo per un intero anno solare o per il range di durata della campagna ad oggi, viene successivamente associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'intervento, per costituire l'input del codice di simulazione Anemologica. Il modello vettoriale 3D del territorio, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale e, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali, raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, anche distanti dal sito in oggetto, il Software è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati per la posizione prevista per l'installazione della macchina, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua dell'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza orografica e morfologica e della rugosità del terreno.

Questo valore, ridotto delle perdite ulteriori legate agli effetti secondari di centrale, rappresenta la quantità di energia che l'impianto avrebbe prodotto se avesse operato in condizioni di esercizio durante l'anno di monitoraggio.

Lo studio include anche l'analisi di lungo periodo, che viene eseguita estrapolando su base decennale o superiore, i dati di producibilità calcolati per l'anno di monitoraggio, attraverso la correlazione con una stazione meteorologica storica presente sull'area vasta.

3.1. Inquadramento geografico

Oggetto del presente studio Anemologico Preliminare è un sito localizzato nella Regione Sardegna, individuabile nei territori comunali di Samassi e Serrenti, in varie località, data l'estensione, sulla cui area è prevista la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica, comprendente i soli Comune di Samassi (6 WTGs) e Serrenti (5 WTGs), nella provincia neocostituita del Medio Campidano (VS), come indicato nelle figure sotto. L'area globale di impianto si presenta nel complesso pianeggiante con rilievi leggeri che non pregiudicano la vena fluida. I quadranti sui venti prevalenti risultano puliti e la rugosità praticamente assente per via della destinazione prevalentemente agricola della quasi totalità dei terreni coinvolti nell'area vasta.



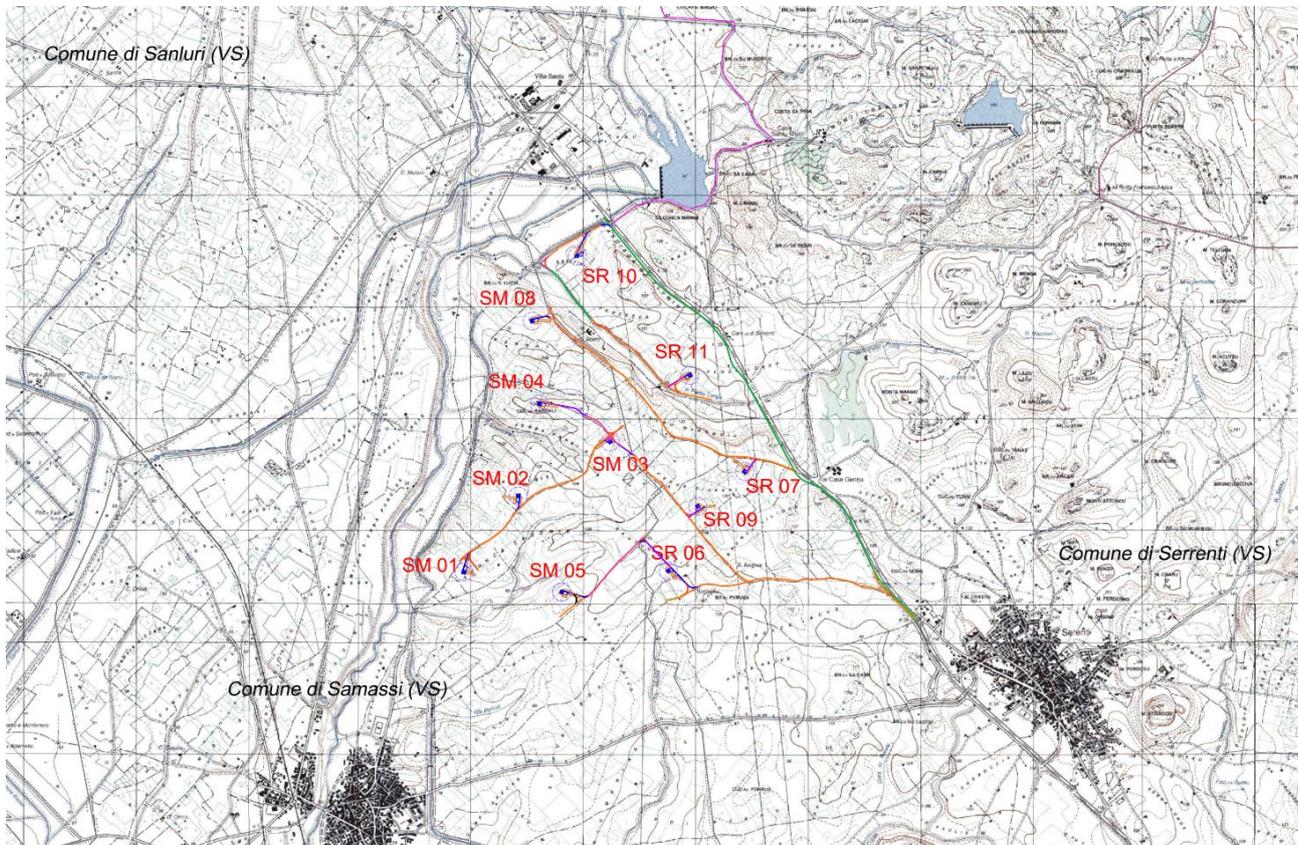


Figura: Layout di progetto

Il sito impegna un'area vasta di circa 6,27 kmq (627 ettari) dalla conformazione a pianura estesa, con discreti speed up orografici su tutta l'area, provenienti dalla direttrice di Nordovest e Sudest.

3.2. Campagna di misurazione del vento

In data 24/06/2021 è stata installata una torre di misura di altezza pari a 93 metri (si allega report di installazione).

L'area di installazione della TA93m è stata individuata ad una quota di circa 95 m s.l.m. circa, ed è situata in un punto abbastanza aperto senza ostacoli a pregiudicare l'intensità dei venti predominanti.

Il sito impegna un'area di circa 100 metri di diametro [Ø] dalla conformazione pianeggiante, con discreti speed up orografici su tutta l'area. Il punto su cui si ipotizza l'installazione della futura Torre Anemometrica sarà il seguente:

Convertitore

Per convertire le coordinate di un punto inserisci i valori nelle caselle di testo corrispondenti al sistema di riferimento a cui appartengono e premi il pulsante 'Converti'.

Monte mario / Gauss Boaga zona 1 EPSG:3003

Est: Nord:

ED50 / UTM Zone 32N EPSG:23032

Est: Nord:

ED50 EPSG:4230

Lon: Lat:

WGS84 EPSG:4326

Lon: Lat:

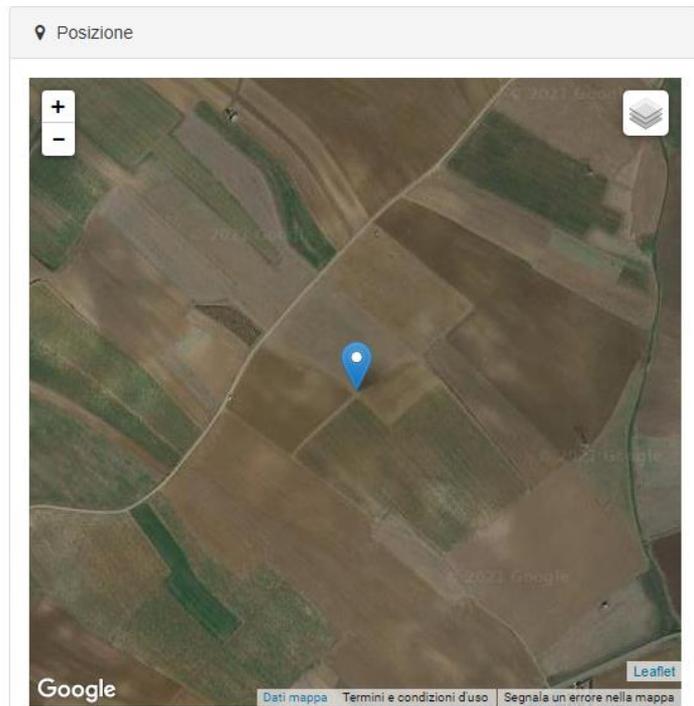


Figura: punto di installazione della TA93 metri installata in data 24/06/2021

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

S I T O	Reticolo UTM	Map datum: European 1950	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494176	Latitudine Y: NORD 4371698	
	Reticolo UTM	Map datum: WGS 84	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494093	Latitudine Y: NORD 4371505	
	Suolo	Prevalenza Terra X		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia	
	Terreno	Incolto	Seminativo X	Frutteto	Abitativo	Industriale	Pascolo
	Vegetazione	Assente		Brullo	Macchia X	Foresta	Alberi Sparsi
	Morfologia	Pianura X	Collina	Fondovalle	Altopiano	Sommità	Crinale
S T R U M E N T I	Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento direzioni	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori	
	Sensore Velocità a m 93.5	330429	NRG #40C	----	TOP	1.00 m	
	Sensore Velocità a m 90	333893	NRG #40C	----	255°	3.00 m	
	Sensore Velocità a m 65	333883	NRG #40C	----	255°	3.00 m	
	Sensore Velocità a m 40	333896	NRG #40C	----	255°	3.00 m	
	Sensore Velocità a m 15	333850	NRG #40C	----	255°	3.00 m	
	Sensore Velocità a m						
	Sensore Velocità a m						
	Sensore Direzione a m 90	10565	NRG200M	75°	75°	3.00 m	
	Sensore Direzione a m 65	10563	NRG200M	75°	75°	3.00 m	
	Sensore Direzione a m 40	8898	NRG200M	75°	75°	3.00 m	
	Sensore Direzione a m 15	10566	NRG200M	75°	75°		
	Sensore di Temperatura a m 3	2133	NRG T60				
	Logger 2	5018312718	Kintech Orbit360				
	Luce di Segnalazione	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO	N°1 lampada da 32cd Liol-B a 93 metri				
Memory Card		Orbit360					
Torre tipo		Estudener LT+			Altezza: m 93.5		
Calata in rame per scarico a terra		Gialloverde Ø 35			Metri: m 105		
Captatore di fulmini		Asta + Parafulmine (orientato a 165°)			Metri: m 4.00 + 1.5		
Dispersore di terra		N. 2 puntazze in acciaio ramato			Metri: m 1.50 x 2		

Figura: stralcio del report di installazione della TA93 metri installata in data 24/06/2021



Foto: punto di installazione della stazione di misura da 93 metri a Samassi

3.3. Descrizione del sistema di monitoraggio

Normalmente, chi installa stazioni anemometriche, può vantare una esperienza ultraventennale nell'installazione di più di 5000 torri anemometriche, di diverse tipologie nel mondo intero: torri strallate tralicciate, strallate tubolari ed autoportanti. Torri anemometriche fino a 140 m di altezza, prodotte esclusivamente con i migliori materiali, progettati e certificati per essere impiegati in condizioni meteorologiche estreme quali forte vento, raffiche e presenza di ghiaccio. Utilizziamo acciaio protetto da zincatura a caldo (EN ISO 1461) in grado di resistere alla corrosione e pitture altamente protettive (EN ISO 12944). Tutte le torri anemometriche installate soddisfano gli standard Eurocode e la normativa IEC-61400.

In conformità proprio alle norme IEC61400-12, le stazioni anemometriche di riferimento considerate per il rilevamento della producibilità energetica dell'impianto oggetto di studio, presentano tutte le seguenti caratteristiche, in quanto per il 90%, tutte stazioni di misura installate per lo sviluppo di grandi impianti eolici da altri operatori del settore:

- Acquisitore dati (Datalogger) certificato da centro Measnet per le misure di velocità vento classe NOMAD2/NRG Symphonie/METEO System:
 - o Campionamento continuo delle misure di 1Hz (1 misura al secondo). Tale aspetto è fondamentale in quanto il datalogger deve poter acquisire in continuo le variazioni della forza del vento. Campionamenti >1s non sono significativi per le misure nell'energia eolica;
 - o Elaborazioni anemometriche e meteorologiche ogni 10'. Le elaborazioni significative eseguite sono: minima, media, raffica, deviazione standard e turbolenza;
 - o Registrazione dei dati su memoria protetta da manomissioni per la bancabilità dei dati;
 - o Trasmissione dati via GSM o via ftp (per la sicurezza dell'integrità dei dati si raccomanda la modalità via e-mail);
 - o Possibilità di inserimento da tastiera delle costanti anemometriche di slope e offset di ogni sensore;
 - o Visualizzazione dei dati a display e in remoto;
 - o Possibilità di attivare eventuali riscaldatori degli anemometri mediante controllo del punto brina ricavato dalle misure di temperatura-umidità dell'aria e della pressione atmosferica.
- Anemometro (sensore velocità vento):
 - o Tipo a mulinello di Robinson a 3 coppette con profilo aerodinamico studiato per installazioni in campo aperto;
 - o Precisione: elevato numero di impulsi/giro;
 - o Certificazione dei sensori: da centri Measnet. Tali centri sono riconosciuti a livello internazionale per la qualità e le tarature nel settore dell'energia eolica a garanzia degli investitori e degli istituti bancari;
 - o Altezza di installazione a più quote per il calcolo del caratteristico gradiente di velocità relativo:
 - o 1° anemometro di sommità: > 2/3 altezza mozzo dell'aerogeneratore prescelto (rif. Measnet_SiteAssessment_V1-0);
 - o 2° anemometro: ad una quota più bassa del 1° ad una distanza significativa che permetta di estrapolare la curva di crescita del vento in base all'altezza da terra.
- Banderuola: (sensore direzione vento)

- o Tipo a banderuola a basso sbandieramento;
- o Range di misura: 0...359°;
- o Precisione: $\pm 2^\circ$.
- Protezione: elevatissima immunità alle fulminazioni (sensori non alimentati o isolati galvanicamente).
- Consumi ridottissimi che consentono l'alimentazione con batterie a basso amperaggio e pannelli solari di bassa potenza anche con anemometri riscaldati.
- Torre di supporto e sbracci.
- Lunghezza e orientamento sbracci conformi IEC61400-12.
- Installazione: in conformità alle norme IEC61400-12 con report conforme alle linee guida Measnet.
- Software in grado di monitorare, gestire ed elaborare i dati anemometrici e meteorologici acquisiti e ricavare una stima preliminare di producibilità della turbina eolica utilizzata.

Il sito di area vasta è monitorato quindi dal 24/06/2021 per un periodo superiore ad un anno solare e con il 97% di disponibilità dei dati, e sull'area vasta e sono disponibili numerose serie di dati storici per un ragionevole calcolo dei regimi di vento della zona vasta, grazie ai software disponibili sul mercato per tali valutazioni e notevoli elaborazioni e dati restituiti dal "minieolico" installato da anni nel territorio vasto.

Per una analisi, quindi, della ventosità attesa per una successiva stima della producibilità del sistema eolico ci si dovrà riferire a dati e stazioni anemometriche "delocalizzate", ma pur sempre rappresentative delle condizioni anemometriche del territorio.

Come già scritto, inoltre, il Cliente ha provveduto ad installare una torre tralicciata con altezza pari a 93 metri, iniziando la campagna di misura in data 24/06/2021. I dati di tale misurazione potranno essere disponibili dai sei mesi in avanti per una correlazione e aggiornamento della presente Relazione preliminare.

In allegato alla presente relazione la descrizione tecnica del sistema di monitoraggio (All. AL2).

3.4. Copertura dati del territorio

Lo studio commissionato dal Cliente prende come riferimento i dati misurati in sito per cui sono stati elaborati i report di WindPRO che restituiscono una situazione assolutamente in linea con i dati preliminari che conferma la bontà del sito scelto.

Di seguito alcune schermate dei report di WindPRO a conferma di quanto asserito.

PARK - Main Result

Calculation: Park V162-6.0 HH125

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
 At the site centre the difference between grid north and true north is: 0,0°

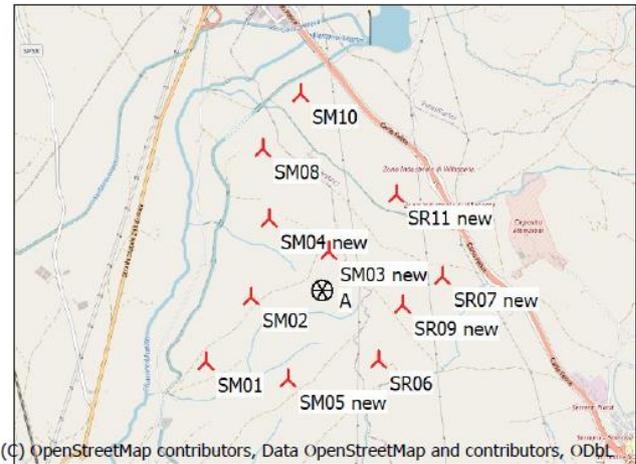
Power curve correction method
 New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
 Air density calculation method
 Height dependent, temperature from climate station
 Station: CAGLIARI/ELMAS
 Base temperature: 16,5 °C at 4,0 m
 Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
 Air density for Site center in key hub height: 102,9 m + 125,0 m = 1,192 kg/m³ -> 97,3 % of Std
 Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters
 Terrain type Wake decay constant
 DTU default onshore 0,090

Wake calculation settings
 Angle [°] Wind speed [m/s]
 start end step start end step
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wms

WASP version WASP 12 Version 12.6.0.28



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:75.000
 New WTG Site Data

Key results for height 125,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting	Northing	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 494.085	4.373.186	SDO for PARK	WASP (WASP 12 Version 12.6.0.28)	2.411	6,1	1,6

Calculated Annual Energy for Wind Farm

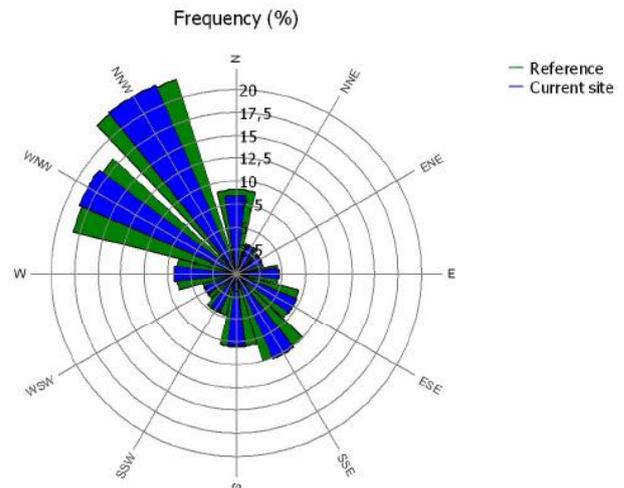
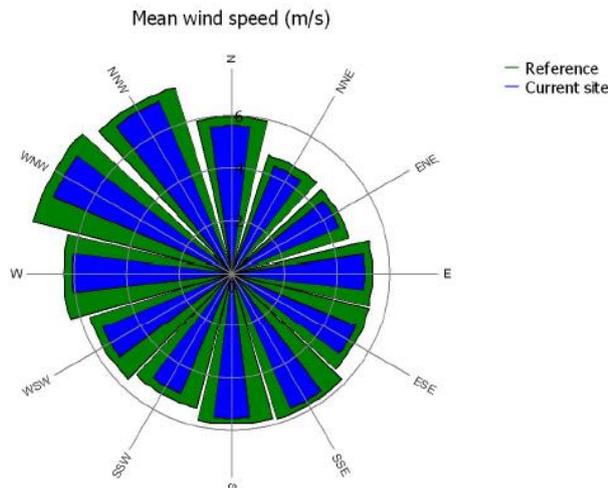
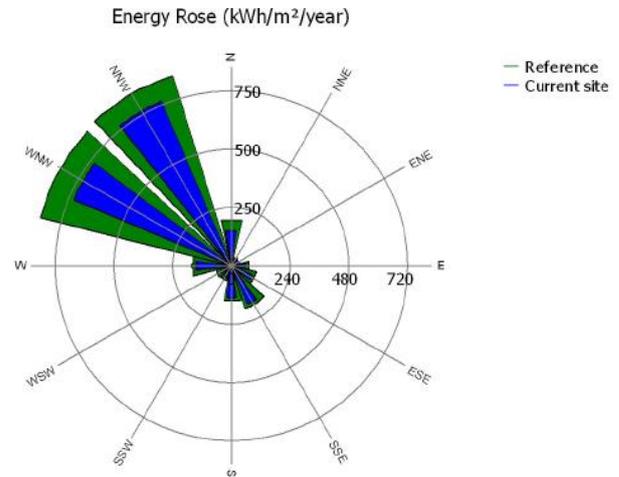
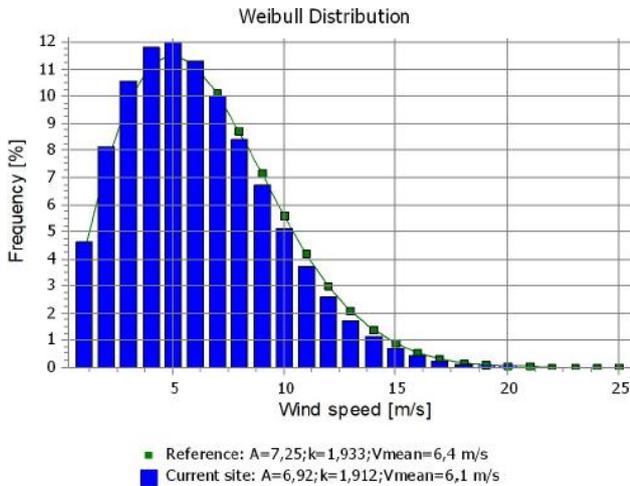
WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results*)			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	165.239,1	177.552,7	6,9	28,6	15.021,7	2.504	6,1

*) Based on wake reduced results and any curtailments.

4. OBIETTIVO DELL'ANALISI

I dati analizzati dalla campagna di misurazione, vengono normalmente sempre acquisiti con una frequenza temporale pari a 10 minuti e coprono un periodo complessivo adatto alle analisi per lo scopo del presente elaborato. L'esame delle serie temporali disponibili per le altezze di riferimento 50, 70, 90, 100, 110, 120, non ha mostrato particolari anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione, e la disponibilità complessiva dei dati è pertanto superiore al 96,0% per tutte le altezze di monitoraggio dal suolo.

Le analisi complessive evidenziano un regime anemologico caratterizzato da alcune componenti energetiche bidirezionali, con prevalenza dai quadranti di ONO e di SE, che coprono gran parte del potenziale eolico complessivamente disponibile sull'area. La distribuzione della frequenza di occorrenza, ad h = 100_{REF}, è stata riportata sui relativi diagrammi azimutali (Rose dei Venti), unitamente alla nube di punti formata dai dati di intensità della velocità vento, ed alle relative componenti energetiche in termini di potenza specifica della vena fluida.



L'obiettivo è quello di stimare la producibilità preliminare attesa per la configurazione d'impianto proposta, eseguita sulla base di informazioni sintetiche in relazione al regime del vento che caratterizza la zona, per fornire gli elementi decisionali utili all'avanzamento dell'azione di sviluppo dell'iniziativa, che ha previsto anche l'avvio di un'adeguata campagna di monitoraggio anemometrico sull'area d'intervento.

Infatti, in data 24/06/2021 è stata installata una stazione di misura (Anemometro), a traliccio, alta ben 93 metri, a rappresentare i 2/3 dell'altezza mozzo delle turbine ipotizzate nel progetto (HH125m Hub).

In particolare, sarà stimata la producibilità attesa dall'impianto, utilizzando, da consuetudine, una distribuzione di frequenze di occorrenza della velocità vento, a diverse altezze rispetto al suolo, elaborata da modelli di flusso mesoscala ed estrapolata su una posizione indicata dal Cliente con il punto di installazione coincidente con la posizione della turbina codice SM05 e la TA93m installata per la misurazione del vento.

Sarà, quindi, stimata le producibilità attese dal modello di macchina caratterizzata da una potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, e proposta da Vestas, quale principale fornitore di aerogeneratori di grande taglia attualmente presenti sul mercato nazionale.



Figura: planimetria satellitare del layout di impianto e delle turbine da progetto

5. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA' DI ANALISI

L'input dei dati anemometrici è costituito da una tabella di sintesi della distribuzione azimutale, per 16 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s, disponibile dalla stazione di misura da 93 metri installata a giugno del 2021, che fornisce i dati anemologici per la seguente analisi.

Il modello Anemologico dell'impianto, impiegato per il calcolo della resa energetica attesa sarà utilizzato implementando separatamente i dati di performance di due modelli turbina proposti dal Cliente, entrambi di potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, e selezionati per siti caratterizzati da vento medio/basso, quale è quello individuato per la realizzazione del progetto. La configurazione di torre prevede un'altezza del mozzo rotore rispetto al suolo pari a 125 m.

I risultati finali verranno espressi in termini di P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato. Assumendo poi un ragionevole valore di livello d'incertezza complessiva sui risultati, legato alle procedure di calcolo ed alle altre informazioni d'impianto implementate (curve di performance di macchina, provenienza/elaborazione dei dati anemometrici, modellazione orografica, etc.), e fissato essere pari al 13% della P50 in termini di deviazione standard,

saranno, in analogia a quanto sopra descritto, calcolati anche i valori di P75 e P90, presentati in termini assoluti e di ore equivalenti annue a potenza nominale.

6. MODELLAZIONE ANEMOLOGICA

6.1. Area geografica e modello orografico 3D

L'installazione delle turbine è prevista su un'area sostanzialmente pianeggiante, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse. Il sito interessato dal progetto è localizzabile a circa 4.5 km in direzione Nordest dal centro abitato di Samassi e 4.5 km in direzione Nordovest da quello di Serrenti, sui cui territori comunali insiste a non meno di 1 km dal perimetro urbano. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 77 e 118 m slm, con un valore altimetrico medio di 97 m slm ed un dislivello massimo pari a 41 m. Si riportano di seguito le posizioni turbina di progetto nel sistema di riferimento geografico UTM/wgs84.

Le coordinate sono state estrapolate dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

		Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description
SM01	New	492.851	4.372.436	82,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (85)
SM02	New	493.333	4.373.120	92,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (86)
SM03 new	New	494.154	4.373.607	110,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (79)
SM04 new	New	493.523	4.373.947	100,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (80)
SM05 new	New	493.721	4.372.255	100,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (81)
SM08	New	493.458	4.374.691	90,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (89)
SM10	New	493.861	4.375.274	77,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (88)
SR06	New	494.673	4.372.447	98,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (87)
SR07 new	New	495.355	4.373.339	120,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (82)
SR09 new	New	494.937	4.373.028	110,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (83)
SR11 new	New	494.866	4.374.203	96,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (84)

Figura: Dislocazione geografica turbine di progetto ed informazioni altimetriche

È stato realizzato un modello orografico digitale DTM (Digital Terrain Model) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello interessa una superficie pari a circa 20 x 20 km², che si estende fino a coprire un raggio d'influenza pari ad almeno 10 km di distanza dal punto di riferimento per i dati anemologici, fissato dal Cliente in corrispondenza della posizione di prevista installazione per la turbina codice SM05 e ubicazione della stazione di misura da 93 metri.

Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database satellitare SRTM (Shuttle Radar Topography Mission), che garantisce una risoluzione massima di 90 m in longitudine e latitudine. Il file vettoriale delle

isoaltimetriche, disponibile nel formato [* .map], è stato utilizzato come input per la simulazione del regime anemologico sul sito, eseguita con il codice di calcolo Anemologico.

È stata implementata anche una mappatura automatica della rugosità superficiale del terreno, ottenuta da database GWA-Warehouse, e derivata da un progetto ESA per la copertura a livello globale dell'utilizzo dei terreni nell'ambito di una delle iniziative per la lotta ai cambiamenti climatici. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da $z_0=0.05$ a $z_0=1.5$ (massimo valore per alberi alti e foreste).

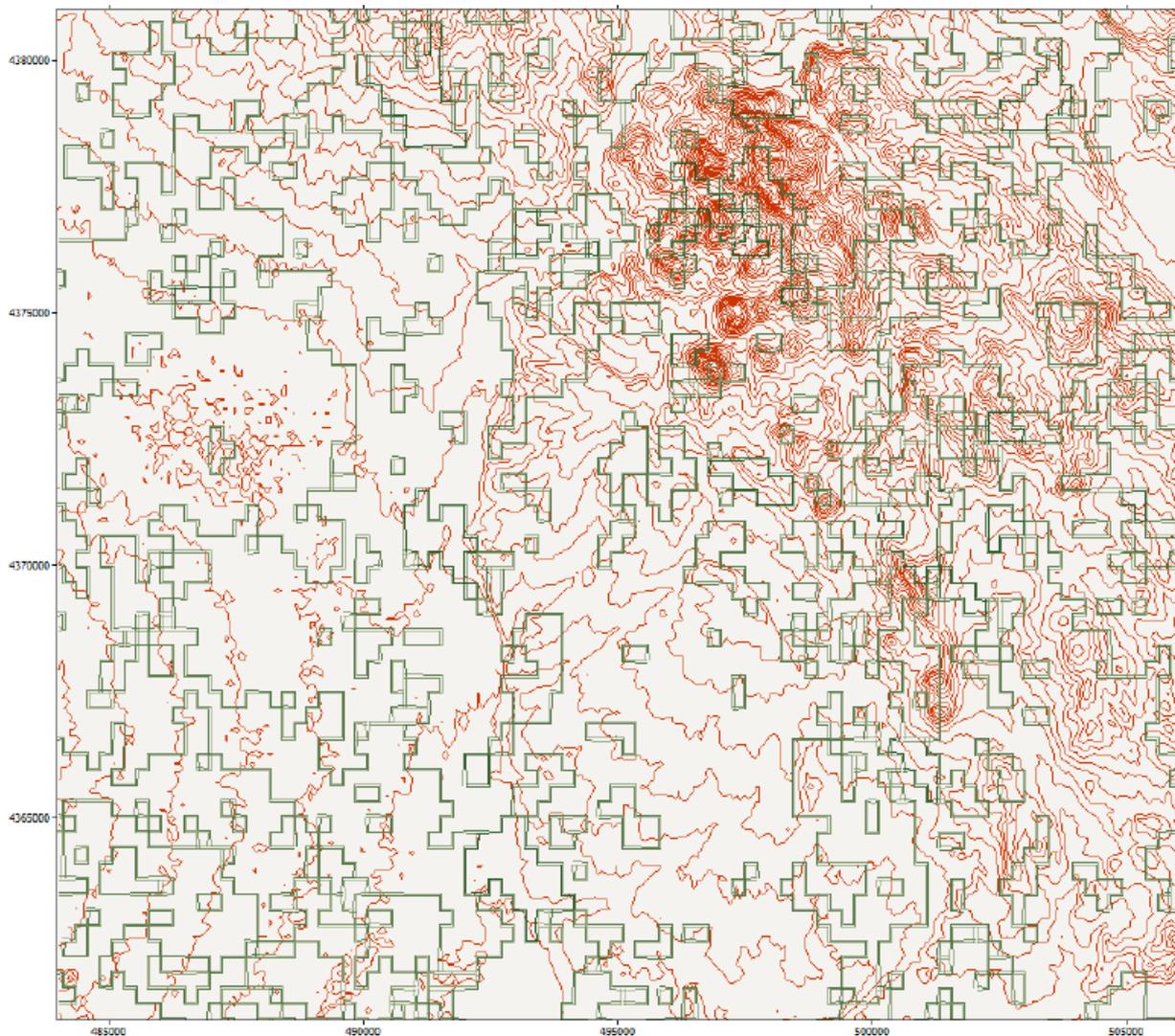


Figura: Altimetria e rugosità superficiale per modello digitale del terreno

6.2. Input regime di vento

L'area di progetto è monitorata dal 24/06/2021 e i dati disponibili sono i seguenti:

PARK - Wind statistics info

Calculation: Park V162-6.0 HH125

Main data for wind statistic

File	C:\Users\filiberto.tartari\OneDrive - Sorgenia S.P.A\Eolico\Modellazione vento\WindPRO Data\Projects\Sardegna\Samassi\IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wws
Name	MCP - METMAST + ERA5 - [Regression]
Country	Italy
Source	USER
Mast coordinates	UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 494.093 North: 4.371.505
Created	27/10/2022
Edited	27/10/2022
Sectors	12
WASP version	WASP 12 Version 12.6.0.28
Displacement height	None

Comments

From MCP

Additional info for wind statistic

Based on measurement height	125,0 m
Base elevation for measurement mast	90,0 m

Long term correction information

Method	Regression
Source data	ERA5(T) Rectangular Grid_N39,50_E009,00 (20y)
Distance to source data	6,0 km
Long term period from	01/01/2002
Long term period to	01/10/2022
Concurrent period from	17/06/2021
Concurrent period to	23/09/2022
Concurrent data records	11109
Concurrent record interval	60 minutes
Concurrent data recovery	100,0 %

Number of years with long term data	20,7 years
Number of months with concurrent data	15,2 Months

Correlation test based on Concurrent monthly windindices

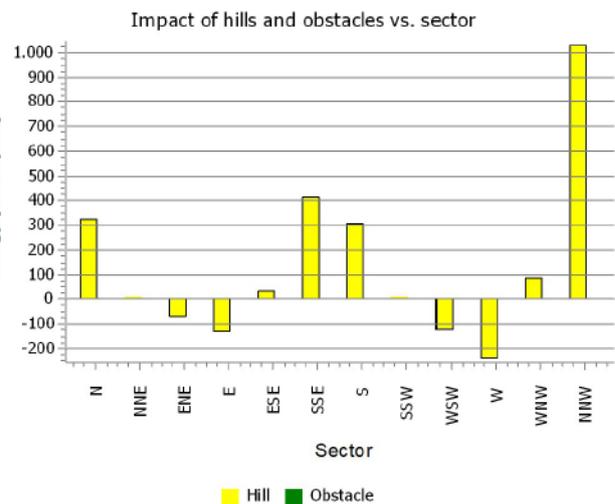
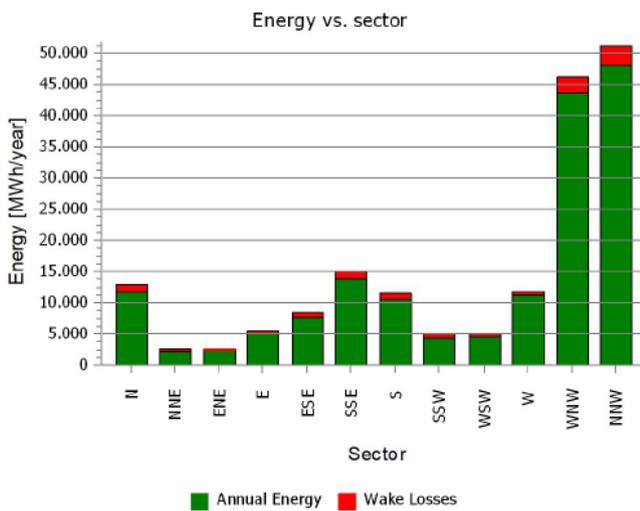
Power curve used for index	Simple power curve truncated at: 13,0 m/s
Data availability demand for inclusion of month	60 %
Number of months	14
r² - wind index	0,6352
r - wind index	0,7970
s - wind index	11,5623

Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una distribuzione realmente misurata. Le frequenze di occorrenza della velocità vento di lungo periodo, estrapolate sulla posizione della TA93m installata, molto prossima a quella della turbina di progetto SM05, e disponibili per un'altezza dal suolo pari a 93 m, vengono introdotte nel software di simulazione, contenente i dati discretizzati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. seguente.

PARK - Production Analysis

Calculation: Park V162-6.0 HH125WTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,190 kg/m³ - 1,195 kg/m³
Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	12.577,0	2.564,9	2.673,6	5.584,4	8.355,4	14.617,3	11.238,8	4.959,7	5.144,3	11.987,7	46.021,7	50.171,4	175.896,0
+Increase due to hills	[MWh]	327,6	8,5	-69,3	-129,2	31,5	412,4	309,9	11,3	-122,5	-236,1	83,3	1.029,2	1.656,6
-Decrease due to wake losses	[MWh]	1.119,7	376,6	290,5	350,4	710,7	1.176,3	1.049,8	695,6	484,0	614,8	2.426,7	3.018,4	12.313,5
Resulting energy	[MWh]	11.784,9	2.196,7	2.313,8	5.104,8	7.676,2	13.853,4	10.498,9	4.275,4	4.537,8	11.136,7	43.678,3	48.182,2	165.239,1
Specific energy	[kWh/m ²]													729
Specific energy	[kWh/kW]													2.504
Increase due to hills	[%]	2,6	0,3	-2,6	-2,3	0,4	2,8	2,8	0,2	-2,4	-2,0	0,2	2,1	0,94
Decrease due to wake losses	[%]	8,7	14,6	11,2	6,4	8,5	7,8	9,1	14,0	9,6	5,2	5,3	5,9	6,94
Utilization	[%]	33,7	34,8	35,4	35,8	36,6	35,3	34,8	35,5	35,2	33,1	26,8	29,3	30,7
Operational	[Hours/year]	682	247	236	364	566	809	639	355	301	534	1.476	1.763	7.972
Full Load Equivalent	[Hours/year]	179	33	35	77	116	210	159	65	69	169	662	730	2.504



Il codice di calcolo provvede successivamente, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle nove posizioni turbina previste dal progetto. Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo.

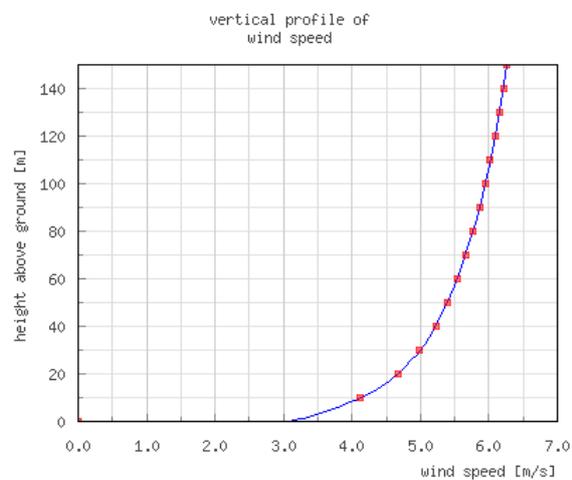
Il codice di calcolo Anemologico provvede successivamente, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle undici posizioni turbina previste dal progetto. Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo.

La distribuzione verticale delle velocità vento (Wind Profile) rispetto al suolo è stata interpolata, impiegando la legge delle potenze, per stimare il coefficiente di wind shear locale, confrontato con quello calcolato attraverso il codice Anemologico, interpolando sempre con la legge delle potenze i valori di velocità generati dalla simulazione dei dati misurati dalla TA93m, alle stesse altezze dal suolo. Il grafico riporta di seguito i risultati di tale situazione:

height above ground	<input type="text" value="125"/> m	
wind speed	<input type="text" value="6.12"/> m/s	
roughness length z_0 (see table below)	<input type="text" value="0.055"/> m	<input type="button" value="Refresh"/>

Result

height above ground	wind speed
150 m	6.26 m/s
140 m	6.21 m/s
130 m	6.15 m/s
120 m	6.09 m/s
110 m	6.02 m/s
100 m	5.94 m/s
90 m	5.86 m/s
80 m	5.77 m/s
70 m	5.66 m/s
60 m	5.54 m/s
50 m	5.39 m/s
40 m	5.22 m/s
30 m	4.99 m/s
20 m	4.67 m/s
10 m	4.12 m/s



Roughness Classes and Lengths

Roughness class	Roughness length z_0	Land cover types
0	0.0002 m	Water surfaces: seas and Lakes
0.5	0.0024 m	Open terrain with smooth surface, e.g. concrete, airport runways, mown grass etc.
1	0.03 m	Open agricultural land without fences and hedges; maybe some far apart buildings and very gentle hills
1.5	0.055 m	Agricultural land with a few buildings and 8 m high hedges separated by more than 1 km
2	0.1 m	Agricultural land with a few buildings and 8 m high hedges separated by approx. 500 m
2.5	0.2 m	Agricultural land with many trees, bushes and plants, or 8 m high hedges separated by approx. 250 m
3	0.4 m	Towns, villages, agricultural land with many or high hedges, forests and very rough and uneven terrain
3.5	0.6 m	Large towns with high buildings
4	1.6 m	Large cities with high buildings and skyscrapers

Come prevedibile, il valore di wind shear calcolato si ripete indipendentemente dalle altezze di input, essendo strettamente legato alle caratteristiche del modello 3D di terreno introdotto, in termini di altimetria e rugosità superficiale, seppur con qualche lieve scostamento, oscillando tra 0.234 e 0.266, con un valor medio pari a 0.247.

Si è pertanto ritenuto di adottare la distribuzione ad altezza suolo più elevata, ovvero a 125 m sls, che minimizza tale discrepanza in via conservativa, ed è inoltre più coerente con il valore di velocità vento media annua che ci si potrebbe attendere in relazione all'area geografica interessata.

L'estrapolazione della velocità vento ad altezze maggiori e minori di quella pari a 125 m, assunta come riferimento al mozzo, è stata eseguita impiegando il wind shear di simulazione, pari a 0.249, sostanzialmente non dissimile dal valor

medio 0.247 dei coefficienti ottenuti per interpolazione implementando le altre distribuzioni disponibili per altezze minori rispetto al suolo. Ciò compensa gli effetti della scelta del valore più basso di velocità selezionato per h=125 m e consente di non eccedere in valutazioni troppo conservative. Si riportano di seguito le distribuzioni ad altezza h=125 m sls, dei valori associati ai parametri di input anemologici implementati nel codice di simulazione Anemologico, nonché la relativa densità di potenza calcolata per ciascun settore di provenienza del vento.

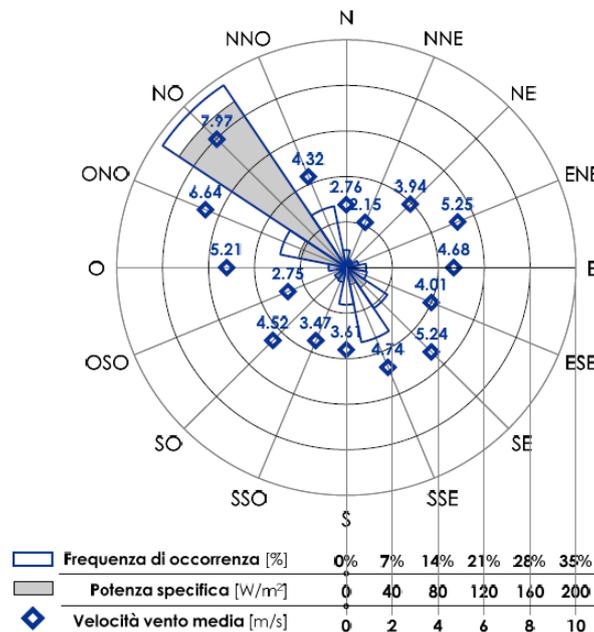


Figura: Regime anemologico di LP ad h=125 m sls (distribuzione polare)

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, soprariportate sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è sostanzialmente concentrata sulla direzione di provenienza Nordovest, con un vento di Maestrale che alimenta circa il 73% dell'intera risorsa energetica disponibile in sito. Buona parte della quota rimanente è invece attribuibile a venti di Scirocco e Ostro con componente principale da Sud/Sudest.

6.3. Analisi di complessità orografica del sito

Le differenze tra il grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati in sito e quello delle turbine d'impianto dRiX (3) sono sostanzialmente pari a zero, così come l'indice di complessità assoluto RiX (2) per le medesime posizioni. Sulla base di tali evidenze, si esclude l'eventuale esigenza di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina.

7. ANALISI DI PRODUCIBILITA'

7.1. Layout di progetto

La posizione delle turbine è considerata ammissibile e coerente con il regime anemologico in sito, prevedendo una distribuzione secondo schiere orientate lungo una direttrice all'incirca normale all'asse

Nordovest/Sudest, dalle cui direzioni di provenienza spirano i venti dominanti in sito.

Le raccomandazioni progettuali inerenti alla disposizione delle turbine d'impianto, che prescrivono una distanza reciproca minima tra due turbine adiacenti pari ad almeno tre diametri di rotore nella direzione ortogonale a quella di provenienza dei venti dominanti, e di cinque/sei diametri in quella ad essa parallela, sono sufficientemente rispettate.

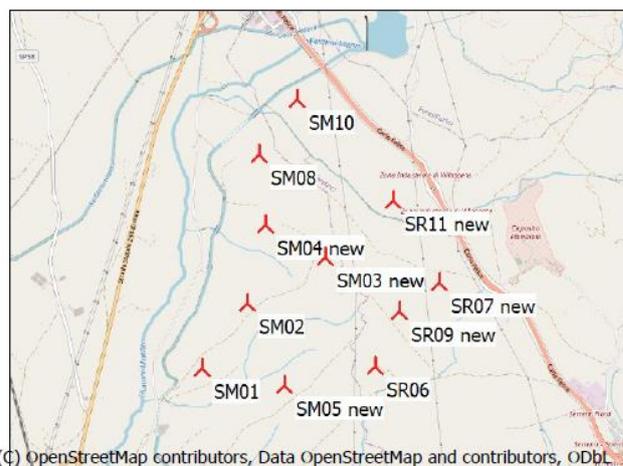
Non si prevede, pertanto, di ricorrere all'adozione di alcun dispositivo tipo "wind sector management" sulle turbine, per evitare eventuali criticità durante la fase di esercizio, legate alla turbolenza indotta da un sensibile livello d'interferenza aerodinamica. Il prospetto seguente riporta le distanze reciproche d'interesse tra le turbine analizzate, quantificate in termini assoluti e di diametri di rotore, per il massimo diametro di rotore, pari a 162 m, delle turbine analizzate.

PARK - WTG distances

Calculation: Park V162-6.0 HH125

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
SM01	82,0	SM02	92,1	837	5,2
SM02	92,1	SM01	82,0	837	5,2
SM03 new	110,0	SM04 new	100,0	717	4,4
SM04 new	100,0	SM03 new	110,0	717	4,4
SM05 new	100,0	SM01	82,0	889	5,5
SM08	90,0	SM10	77,5	709	4,4
SM10	77,5	SM08	90,0	709	4,4
SR06	98,6	SR09 new	110,0	638	3,9
SR07 new	120,0	SR09 new	110,0	522	3,2
SR09 new	110,0	SR07 new	120,0	522	3,2
SR11 new	96,1	SM03 new	110,0	929	5,7
Min	77,5		77,5	522	3,2
Max	120,0		120,0	929	5,7



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Scale 1:75.000

▲ New WTG

Tabella: Distanze reciproche d'interesse turbine analizzate

7.2. Configurazione d'impianto e Turbina

La posizione delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina, sono in linea con le prassi progettuali normalmente applicate nella fase di sviluppo di nuovi impianti per la produzione di energia da fonte eolica.

La disposizione rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica.

La stima della resa energetica per le undici turbine è stata eseguita attraverso il calcolo della producibilità attesa per la turbina analizzata, considerando la dislocazione territoriale fornita dal Cliente e la configurazione per la selezione della turbina d'impianto, come riportato dalla tabella seguente che riassume i dati identificativi:

Cfg#	Costruttore	Modello Versione	Potenza Nominale (kW)	Classe di vento	HH Mozzo (m)
VES	VESTAS	V162-6.0 MW	6000	IEC S	125

La velocità vento su ogni posizione, estrapolata alla relativa altezza mozzo, è stata calcolata attraverso l'applicazione dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici associati alla stazione anemometrica attualmente in attività, con posizione di riferimento coincidente con il punto di prevista installazione della turbina SM05, e disponibili da modello mesoscala ad altezza h=125 m sls (mozzo turbina).

La producibilità così calcolata lorda e al netto delle perdite per scia, è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato.

I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla tabella seguente.

Calculated Annual Energy for each of 11 new WTGs with total 66,0 MW rated power

	WTG type			Power curve			Annual Energy					
	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Creator	Name	Result	Wake loss	Free mean wind speed
					[kW]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]	[m/s]
SM01	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	16.001,0	2,0	6,14
SM02	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.672,0	4,9	6,17
SM03 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.745,3	11,1	6,19
SM04 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.168,2	6,9	6,13
SM05 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.429,8	7,3	6,20
SM08	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.858,0	5,3	6,01
SM10	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.513,6	4,0	5,90
SR06	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.523,0	9,0	6,06
SR07 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	15.098,2	8,9	6,19
SR09 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.778,7	9,3	6,13
SR11 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 -- Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	14.451,3	7,3	5,99

Annual Energy results includes shown losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.

8. ANALISI DI LUNGO PERIODO - Metodologia MCP (Measure, Correlate, Predict)

La resa energetica d'impianto, calcolata sulla base dei dati di vento misurati, acquisiti in sito durante il periodo di misurazione e monitoraggio minimo di un anno solare, è realmente rappresentativa delle effettive potenzialità eoliche medie del sito, identificabili come quelle maggiormente attendibili in proiezione durante il futuro periodo di esercizio dell'impianto. Il vento è soggetto a numerose e pesanti variazioni interannue della sua velocità media, e quella registrata durante il monitoraggio della stazione TA93m potrebbe eventualmente sotto o sovrastimare l'andamento medio del regime anemologico su base pluriennale, che caratterizza il livello di energia eolica mediamente disponibile sul sito.

La quantificazione di tale livello ed il relativo confronto con la resa energetica calcolata sul breve periodo, consente di effettuare le eventuali correzioni a quest'ultima per conferirle un maggior grado di attendibilità in fase di certificazione della potenzialità energetica di riferimento dell'impianto. Le fasi che caratterizzano tale analisi, denominata "di Lungo Periodo [LP]", sono sintetizzate dalle tre seguenti attività, che si rifanno all'applicazione del metodo MCP (Measure, Correlate, Predict):

- 1 Raccolta ed elaborazione dei dati registrati dalla TA93m di monitoraggio, la velocità e la direzione vento su una località sufficientemente prossima all'area di prevista installazione dell'impianto (ad esempio un Virtual Met Mast nella medesima posizione);
- 2 Ricerca e definizione di un legame di correlazione di grado sufficiente tra i due database anemometrici, di breve (stazione in sito) e di lungo (stazione storica) periodo;
- 3 Correzione del regime anemologico di breve periodo ed estrapolazione a lungo periodo attraverso l'applicazione della legge di correlazione individuata (Regressione Lineare).

Tali coefficienti di perdita saranno quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale.

Le tabelle con i risultati di dettaglio delle simulazioni sono presentate in calce al presente documento, per ciascuna delle configurazioni considerate. Le tabelle seguenti riportano, invece, la sintesi della producibilità calcolata per il modello di turbina. I risultati saranno disponibili anche per livelli standard di confidenza superiori al 50% di probabilità che la resa energetica annua d'impianto attesa sia pari o eccedente al valore ottenuto, ovvero per il 75% ed il 90% di probabilità, assumendo un livello medio di incertezza, pari al 10% su dieci anni, in termini di deviazione standard della P50.

8.1. Producibilità con probabilità di essere superate in un anno

L'analisi dei risultati finali (post campagna di misura) di produzione energetica suggerirà le seguenti considerazioni tecniche:

- In relazione alle medie condizioni di ventosità presenti in sito, risulta favorevole la turbina scelta con elevato diametro del rotore ($\varnothing 162.0$ m) e altezza maggiorata a HH125m Hub.

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

- Soluzione del modello fluidodinamico implementato col software.
- Dati anemometrici: **Wind Campaign con Torre Anemometrica di altezza pari a 93 m**
- La tipologia di turbina scelta: **Park V162-6.0 HH125**
- La densità dell'aria, necessaria per il calcolo dell'energia estratta dalle turbine al flusso, è stata fissata individualmente per la turbina sulla base della quota mozzo e delle misure di temperatura effettuate in sito, che riportano una temperatura media annua pari a 16,4°C all'altezza di circa 97av sul livello del mare (mediana impianto al mozzo).
- In generale si potranno stimare le perdite media tecniche generali, per un totale approssimato preliminare pari al 6,9% (riferito alla Wind Farm). La produzione netta annuale (AEP) corrisponderebbe ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%.

La valutazione incertezze considerate sarà rappresentata per gli aspetti afferenti a:

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

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, saranno considerati i seguenti contributi di incertezza:

- **Periodo di misura e filtraggio:** si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura, e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti di eventuali dati misurati e utilizzati. Il contributo di incertezza è tuttavia significativamente ridotto, sia mediante la procedura di pesatura implementata per ovviare ad artefatti di stagionalità dei dati, sia in seguito alla correlazione con i dati, che illustra come i valori misurati siano rappresentativi di un periodo significativamente valido.
- **Variabilità della media annuale:** parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure storiche disponibili in località anche non prossime al sito. Si è inoltre tenuto conto di come tale valore di incertezza si riduca considerando un orizzonte temporale più esteso, alcune volte maggiore di 10 anni, come in questo caso.

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. Nonostante l'utilizzo di un software di calcolo accurato di tipo non lineare e l'ottimo confronto tra il profilo verticale misurato sperimentalmente e quello calcolato numericamente, si è tenuto conto dell'incertezza legata alla disponibilità dei dati di un solo anemometro per la valutazione della risorsa eolica. Si è assunta comunque un'incertezza generale del 13% (% già compresa nei calcoli finali effettuati).
- **Curva di potenza della turbina:** 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.

PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Park V162-6.0 HH125WTG: SM03 new - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 125,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	[m/s] 24,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m ² 0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

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

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

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

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

Power curve

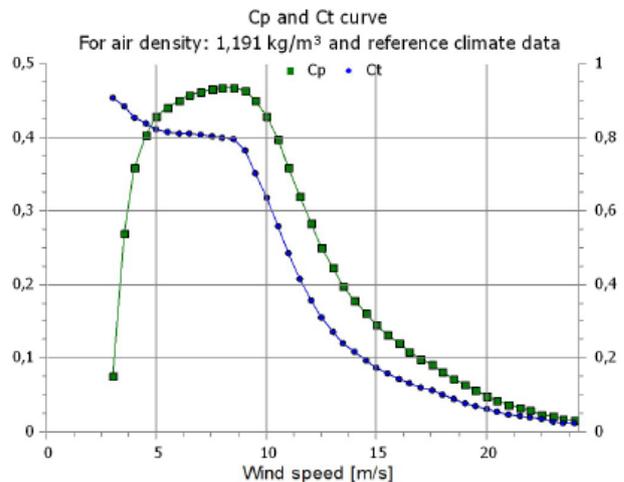
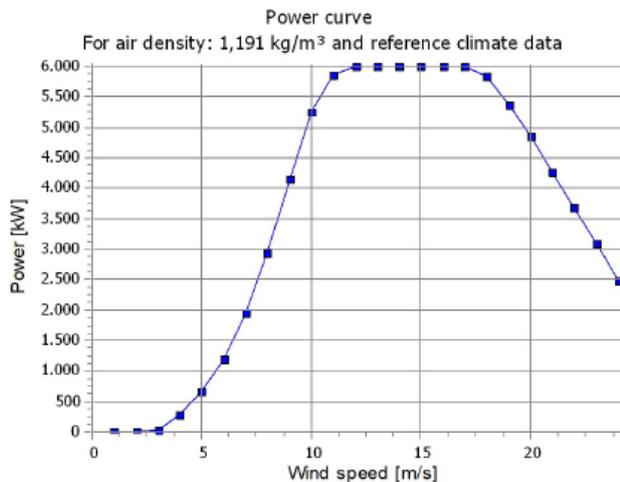
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,191 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	25,2	0,08	2,50- 3,50	63,1	63,1	0,4
4,0	281,2	0,36	3,50- 4,50	278,8	341,9	2,3
5,0	656,1	0,43	4,50- 5,50	636,7	978,6	6,6
6,0	1.194,4	0,45	5,50- 6,50	1.075,9	2.054,5	13,9
7,0	1.944,5	0,46	6,50- 7,50	1.530,5	3.585,0	24,3
8,0	2.933,7	0,47	7,50- 8,50	1.913,6	5.498,5	37,3
9,0	4.144,2	0,46	8,50- 9,50	2.116,5	7.615,0	51,6
10,0	5.254,6	0,43	9,50-10,50	2.030,5	9.645,5	65,4
11,0	5.869,4	0,36	10,50-11,50	1.670,8	11.316,4	76,7
12,0	5.992,0	0,28	11,50-12,50	1.216,8	12.533,2	85,0
13,0	6.000,0	0,22	12,50-13,50	829,9	13.363,1	90,6
14,0	6.000,0	0,18	13,50-14,50	546,0	13.909,1	94,3
15,0	6.000,0	0,14	14,50-15,50	348,1	14.257,2	96,7
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	215,1	14.472,3	98,1
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	128,8	14.601,1	99,0
18,0	5.846,0	0,08	17,50-18,50	72,8	14.673,9	99,5
19,0	5.360,0	0,06	18,50-19,50	37,9	14.711,9	99,8
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	18,8	14.730,6	99,9
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	8,7	14.739,4	100,0
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	3,9	14.743,2	100,0
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	1,6	14.744,8	100,0
24,0	2.479,0	0,01	23,50-24,50	0,5	14.745,3	100,0



Sulla base dell'analisi di incertezza effettuata su questi parametri potrà essere quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità rispettivamente al 75% e al 90%.

Tra i fattori più importanti legati al sito ci sono la velocità media annua del vento e il fattore di forma **k (che per il sito in questione assumiamo mediamente = 1.912)** della distribuzione della velocità del vento durante l'anno. La distribuzione delle ore di vento alle varie velocità nel corso di un anno, incrociando i dati con la curva di potenza dell'aerogeneratore scelto, consente di definire la produzione energetica ricavabile dal progetto e, quindi, le ore annue equivalenti di funzionamento dall'aerogeneratore preso in esame.

Questa stima del valore statistico centrale (P50), seguita da un'analisi delle possibili perdite e incertezze insistenti sul modello implementato, restituisce le probabilità di superamento su diversi livelli di confidenza (P75, P90), come da figura. Generalmente, la simulazione è effettuata su percentuali probabilistiche a P50, P75 e P90, ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato. Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello P75 per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività (i.e. "Best Case" per il P50 e "Worst Case" per il P90) finalizzata a valutare la solidità dell'operazione.

È, pertanto, lecito considerare che il valore P75 sia un compromesso tra la necessità di un approccio conservativo, legato alla volubilità della fonte eolica, ed il livello di produzione medio, calcolato mediante la simulazione basata sui dati anemometrici registrati in sito.

Quindi si determinerà il relativo incremento, assoluto e percentuale, della resa energetica d'impianto al netto delle scie per effetto di tale variazione. La velocità vento media annua di riferimento di lungo periodo, restituita dai calcoli, ad altezza **h=125 m s.l.s., è stata confermata, alla data del 27/10/2022, ad un valore pari a 6,14 m/s, media che potrà esse confermata o meno alla fine della campagna di misura alla scadenza dei 36 mesi previsti dalla Società, concomitanti con il periodo di eventuale autorizzazione del progetto da parte delle autorità competenti.**

Il livello d'incertezza complessiva adottato sarà assunto, in misura ragionevole (per via della non completa campagna di misurazione) pari al **13,7% della P50** in termini della sua deviazione standard, con proiezione a 10 anni, sulla base dell'esperienza consolidata per gli studi anemologici per i quali si dispone ancora di pochi dati anemometrici di monitoraggio, completi, registrati in sito. La tabella seguente esprime la sintesi di tutti i risultati ottenuti. In considerazione delle incertezze ottenute, semplici considerazioni preliminari di statistica consentono di determinare i valori di P75% e P90%, vale a dire le producibilità che presentano rispettivamente una probabilità del 75% e del 90% di essere superate nel corso di un anno di produzione. I valori definiti, chiaramente, di tali valori probabilistici, otterranno una percentuale di incertezza inferiore, non appena potrà essere disponibile il periodo minimo ammissibile dei dati della TA93m.

Loss&Uncertainty - Main result

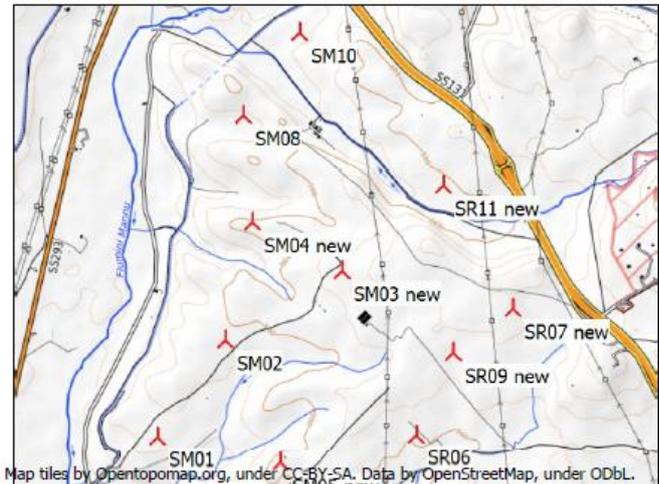
Calculation: Park V162-6.0 HH125

Main data for PARK

PARK calculation 3.5.587: Park V162-6.0 HH125
 Count 11
 Rated power 66,0 MW
 Mean wind speed 6,1 m/s at hub height
 Sensitivity 1,9 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 25 Years

RESULTS

	P50	P75	P90
NET AEP [GWh/y]	153,9	139,6	126,7
Capacity factor [%]	26,6	24,1	21,9
Full load hours [h/y]	2.332	2.115	1.919



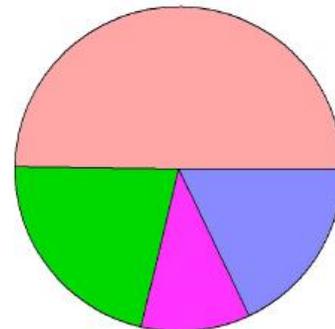
Map tiles by OpenTopoMap.org, under CC-BY-SA. Data by OpenStreetMap, under ODbL.

Scale: 50.000

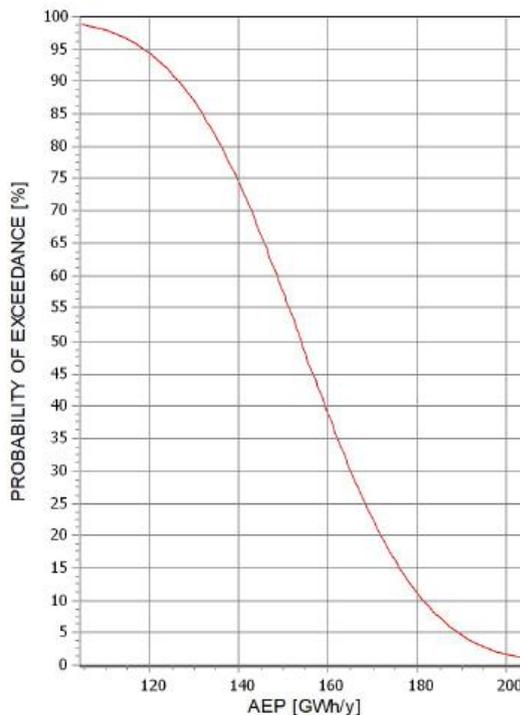
Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	177,6 GWh/y	13,7 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-23,6 GWh/y	-13,3 %
Wake loss		-6,9 %
Other losses		-6,8 %
NET AEP	153,9 GWh/y	13,8 %

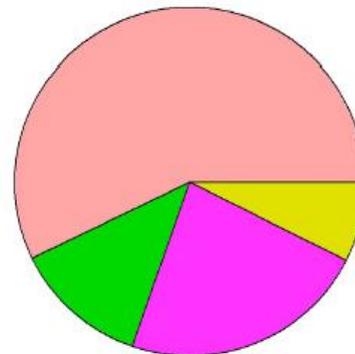
Loss: 13,3 %



1. Wake effects	6,9 %	2. Availability	3,0 %
3. Turbine performance	1,5 %	4. Electrical	2,5 %
5. Environmental	0,0 %	6. Curtailment	0,0 %
7. Other	0,0 %		



Uncertainty: 13,8 %



A. Wind data	12,5 %	B. Wind model	2,7 %
C. Power conversion	5,0 %	D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	1,6 %		

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'analisi Anemologica del progetto con il nuovo input del vento da dati misurati in sito, nonché dei risultati ottenuti in termini di stima della producibilità attesa d'impianto, suggerisce alcune considerazioni conclusive di seguito elencate:

- Si conferma la distribuzione polare storica dei parametri anemologici che caratterizzano il regime di vento in sito, con componenti energetiche principali lungo l'asse Nordovest/Sudest e preponderanza del vento di Maestrale, che contribuisce con una quota superiore a 2/3 dell'intera risorsa eolica disponibile sull'area di progetto.
- La posizione delle macchine segue l'indicazione delle norme tecniche, con schiere allineate secondo l'asse ortogonale, e posizioni turbina selezionate in accordo con le raccomandazioni "Measnet" per il numero minimo di diametri di rotore da mantenere per le distanze d'interesse.
- Il layout di centrale, legato ad un'orografia poco complessa, conferma la scelta di modelli turbina da 6.0 MW con diametri di rotore fino a 162 m, quale quello simulato. Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano su un valore medio/basso di poco più del 6%, con un picco dell'11,1% che riguarda la sola turbina codice SM03.
- Pur essendo interessato da vento medio, ma costante, il sito è caratterizzato da un andamento altimetrico sostanzialmente pianeggiante, con elevati gradienti di velocità rispetto al suolo. Il valore del coefficiente di wind shear, che si stima possa oscillare mediamente intorno ad un valore pari a 0.2, ha suggerito l'adozione di altezze torre elevate.
- Secondo la nuova DGR 59/90 del 27/11/2020 (Allegato 'e', par. 2 di cui lo stralcio seguente), che di fatto ha abrogato la 3/17 da cui doveva emergere una ventosità minima a 70 sls pari a 5,0 m/s, definisce la quota minima di producibilità che per turbine > 200 kW dovrebbe attestarsi ad una quota maggiore alle 2000 heq (kWh/kW), secondo lo schema seguente:

a) Indicazioni per la valorizzazione della risorsa eolica: Al fine di massimizzare il contributo della fonte eolica alla produzione di energia da fonte rinnovabile anche sulla base delle indicazioni dello studio GSE Il punto sull'eolico (ottobre 2017) e con riferimento al tematismo producibilità specifica dell'Atlante Eolico di RSE (<http://atlanteeolico.rse-web.it/>), i progetti di realizzazione di impianti eolici dovrebbero valorizzare adeguatamente le seguenti aree:

- ***areali con producibilità specifica pari almeno a 1.000 MWh/MW a 25 m s.l.t./s.l.m.***
- ***areali con producibilità specifica pari almeno a 1.500 MWh/MW a 50 m s.l.t./s.l.m.***
- ***areali con producibilità specifica pari almeno a 2.000 MWh/MW a 75 m s.l.t./s.l.m.***
- ***areali con producibilità specifica pari almeno a 2.500 MWh/MW a 100 m s.l.t./s.l.m.***

b) In generale in termini di ore annue equivalenti (o.a.e.), la producibilità per le diverse categorie di impianti dovrebbe essere:

- ***I. P ≤ 200 kW: > 1.200 o.a.e;***
- ***II. P > 200 kW: > 2.000 o.a.e.***

La producibilità dell'impianto in progetto per il sito, considerate comunque le perdite, è conforme a quanto indicato al punto II dalla stessa D.G.R. garantendo di aver soddisfatto il parametro stabilito con le **2.332 heq (ore equivalenti espresse in kWh/kW)**.

La conferma è data anche dal richiamato Atlante Eolico RSE sul cui punto della TA93m restituisce un valore di producibilità compreso tra le 2000 e le 2500 heq (kWh/kW), come indicato in figura sotto, range entro il quale si colloca la presente analisi richiesta dal Cliente.

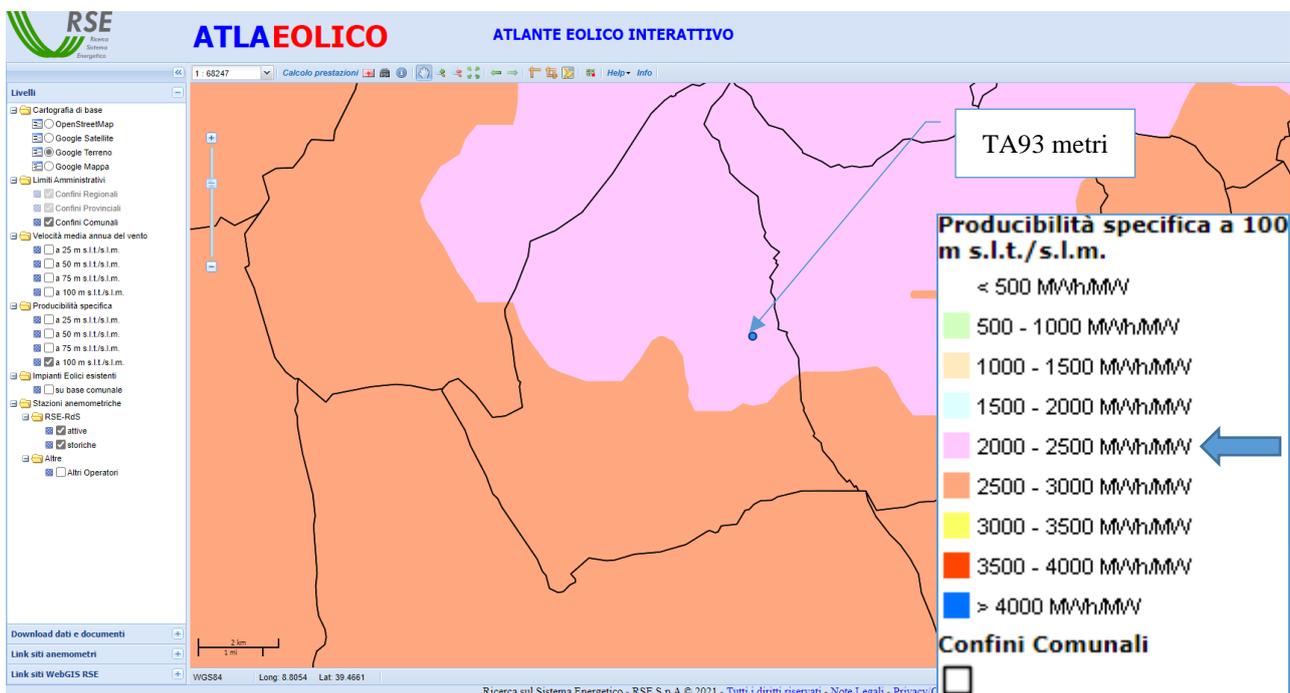


Figura: elaborazione atlante RSE sulla posizione della TA93m installata il 24/06/2021 in agro del Comune di Samassi

PARK - Main Result

Calculation: Park V162-6.0 HH125

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: 0,0°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: CAGLIARI/ELMAS
Base temperature: 16,5 °C at 4,0 m
Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
Air density for Site center in key hub height: 102,9 m + 125,0 m = 1,192 kg/m³ -> 97,3 % of Std
Relative humidity: 0,0 %

Wake Model Parameters
Terrain type Wake decay constant
DTU default onshore 0,090

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Wind statistics IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wws

WAsP version WAsP 12 Version 12.6.0.28



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL
Scale 1:75.000
New WTG Site Data

Key results for height 125,0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Name of wind distribution Type

A 494.085 4.373.186 SDO for PARK

WAsP (WAsP 12 Version 12.6.0.28)

Wind energy Mean wind speed Equivalent roughness
[kWh/m²] [m/s]

2.411 6,1 1,6

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{a)}			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	165.239,1	177.552,7	6,9	28,6	15.021,7	2.504	6,1

^{a)} Based on wake reduced results and any curtailments.

Calculated Annual Energy for each of 11 new WTGs with total 66,0 MW rated power

WTG	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		
										Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
SM01	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	16.001,0	2,0	6,14
SM02	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	15.672,0	4,9	6,17
SM03 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.745,3	11,1	6,19
SM04 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	15.168,2	6,9	6,13
SM05 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	15.429,8	7,3	6,20
SM08	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.858,0	5,3	6,01
SM10	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.513,6	4,0	5,90
SR06	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.523,0	9,0	6,06
SR07 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	15.098,2	8,9	6,19
SR09 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.778,7	9,3	6,13
SR11 new	A	Yes	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	125,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	14.451,3	7,3	5,99

Annual Energy results includes shown losses. For expected NET AEP (expected sold production), see report Loss & Uncertainty.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 32

Easting Northing Z Row data/Description [m]

SM01	New	492.851	4.372.436	82,0	VESTAS V162-6.0	6000	162,0	IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (85)
SM02	New	493.333	4.373.120	92,1	VESTAS V162-6.0	6000	162,0	IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (86)
SM03 new	New	494.154	4.373.607	110,0	VESTAS V162-6.0	6000	162,0	IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (79)
SM04 new	New	493.523	4.373.947	100,0	VESTAS V162-6.0	6000	162,0	IO! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (80)

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: Park V162-6.0 HH125

...continued from previous page

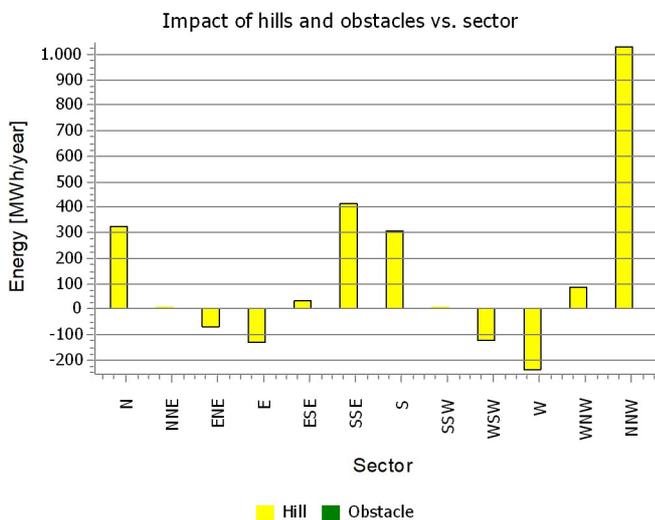
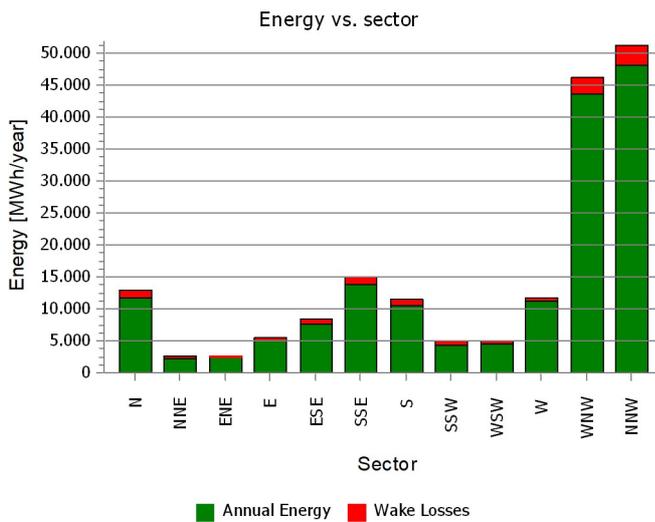
UTM (north)-WGS84 Zone: 32

		Easting	Northing	Z	Row data/Description
				[m]	
SM05 new	New	493.721	4.372.255	100,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (81)
SM08	New	493.458	4.374.691	90,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (89)
SM10	New	493.861	4.375.274	77,5	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (88)
SR06	New	494.673	4.372.447	98,6	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (87)
SR07 new	New	495.355	4.373.339	120,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (82)
SR09 new	New	494.937	4.373.028	110,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (83)
SR11 new	New	494.866	4.374.203	96,1	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (84)

PARK - Production Analysis

Calculation: Park V162-6.0 HH125WTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,190 kg/m³ - 1,195 kg/m³
Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	12.577,0	2.564,9	2.673,6	5.584,4	8.355,4	14.617,3	11.238,8	4.959,7	5.144,3	11.987,7	46.021,7	50.171,4	175.896,0
+Increase due to hills	[MWh]	327,6	8,5	-69,3	-129,2	31,5	412,4	309,9	11,3	-122,5	-236,1	83,3	1.029,2	1.656,6
-Decrease due to wake losses	[MWh]	1.119,7	376,6	290,5	350,4	710,7	1.176,3	1.049,8	695,6	484,0	614,8	2.426,7	3.018,4	12.313,5
Resulting energy	[MWh]	11.784,9	2.196,7	2.313,8	5.104,8	7.676,2	13.853,4	10.498,9	4.275,4	4.537,8	11.136,7	43.678,3	48.182,2	165.239,1
Specific energy	[kWh/m ²]													729
Specific energy	[kWh/kW]													2.504
Increase due to hills	[%]	2,6	0,3	-2,6	-2,3	0,4	2,8	2,8	0,2	-2,4	-2,0	0,2	2,1	0,94
Decrease due to wake losses	[%]	8,7	14,6	11,2	6,4	8,5	7,8	9,1	14,0	9,6	5,2	5,3	5,9	6,94
Utilization	[%]	33,7	34,8	35,4	35,8	36,6	35,3	34,8	35,5	35,2	33,1	26,8	29,3	30,7
Operational	[Hours/year]	682	247	236	364	566	809	639	355	301	534	1.476	1.763	7.972
Full Load Equivalent	[Hours/year]	179	33	35	77	116	210	159	65	69	169	662	730	2.504



PARK - Power Curve Analysis

Calculation: Park V162-6.0 HH125WTG: SM03 new - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O!, Hub height: 125,0 m

Name: Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
07/12/2020	EMD	23/02/2021	01/03/2021	24,0	Pitch	User defined	Variable	0,29

Document n. 0098-0840 V03.

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.395	15.731	20.840	25.359	29.148	32.163
VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 12-2020	[MWh]	10.576	16.010	21.143	25.537	29.000	31.485
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	1	2

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

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

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

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

Power curve

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

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	32,0	0,09	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.624,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.264,0	0,46	9,0	0,76
9,5	4.859,0	0,45	9,5	0,70
10,0	5.380,0	0,43	10,0	0,64
10,5	5.734,0	0,39	10,5	0,56
11,0	5.932,0	0,35	11,0	0,48
11,5	5.983,0	0,31	11,5	0,41
12,0	5.998,0	0,27	12,0	0,36
12,5	6.000,0	0,24	12,5	0,31
13,0	6.000,0	0,22	13,0	0,27
13,5	6.000,0	0,19	13,5	0,24
14,0	6.000,0	0,17	14,0	0,22
14,5	6.000,0	0,16	14,5	0,19
15,0	6.000,0	0,14	15,0	0,17
15,5	6.000,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.000,0	0,12	16,0	0,14
16,5	6.000,0	0,11	16,5	0,13
17,0	6.000,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.000,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.846,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.581,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.360,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.128,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.844,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.555,0	0,04	20,5	0,06
21,0	4.268,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.985,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.690,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.383,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.102,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.801,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.479,0	0,01	24,0	0,02

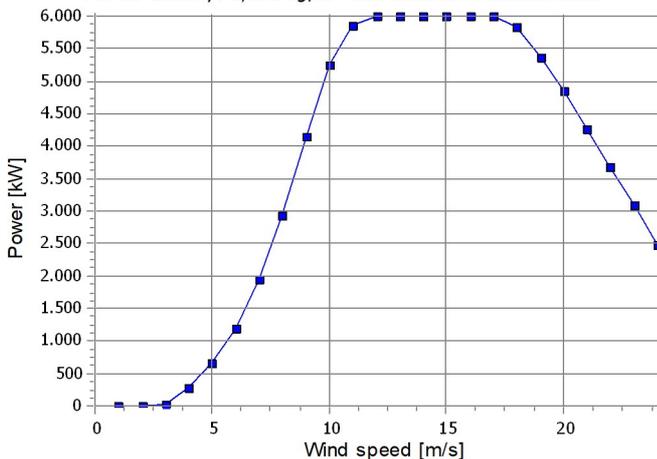
Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,191 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	25,2	0,08	2,50- 3,50	63,1	63,1	0,4
4,0	281,2	0,36	3,50- 4,50	278,8	341,9	2,3
5,0	656,1	0,43	4,50- 5,50	636,7	978,6	6,6
6,0	1.194,4	0,45	5,50- 6,50	1.075,9	2.054,5	13,9
7,0	1.944,5	0,46	6,50- 7,50	1.530,5	3.585,0	24,3
8,0	2.933,7	0,47	7,50- 8,50	1.913,6	5.498,5	37,3
9,0	4.144,2	0,46	8,50- 9,50	2.116,5	7.615,0	51,6
10,0	5.254,6	0,43	9,50-10,50	2.030,5	9.645,5	65,4
11,0	5.869,4	0,36	10,50-11,50	1.670,8	11.316,4	76,7
12,0	5.992,0	0,28	11,50-12,50	1.216,8	12.533,2	85,0
13,0	6.000,0	0,22	12,50-13,50	829,9	13.363,1	90,6
14,0	6.000,0	0,18	13,50-14,50	546,0	13.909,1	94,3
15,0	6.000,0	0,14	14,50-15,50	348,1	14.257,2	96,7
16,0	6.000,0	0,12	15,50-16,50	215,1	14.472,3	98,1
17,0	6.000,0	0,10	16,50-17,50	128,8	14.601,1	99,0
18,0	5.846,0	0,08	17,50-18,50	72,8	14.673,9	99,5
19,0	5.360,0	0,06	18,50-19,50	37,9	14.711,9	99,8
20,0	4.844,0	0,05	19,50-20,50	18,8	14.730,6	99,9
21,0	4.268,0	0,04	20,50-21,50	8,7	14.739,4	100,0
22,0	3.690,0	0,03	21,50-22,50	3,9	14.743,2	100,0
23,0	3.102,0	0,02	22,50-23,50	1,6	14.744,8	100,0
24,0	2.479,0	0,01	23,50-24,50	0,5	14.745,3	100,0

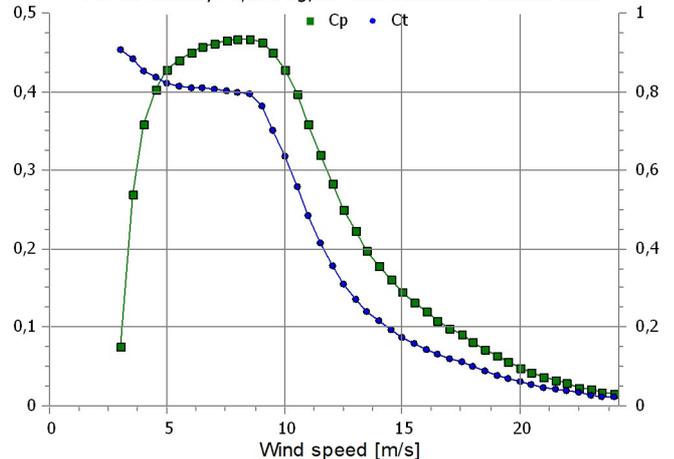
Power curve

For air density: 1,191 kg/m³ and reference climate data



Cp and Ct curve

For air density: 1,191 kg/m³ and reference climate data



Project:
Samassi

Licensed user:
Sorgenia Renewables srl
Via Alessandro Algardi 4
IT-20148 Milano

Calculated:
27/10/2022 17:42/3.5.587

PARK - Terrain

Calculation: Park V162-6.0 HH125Site Data: A - SDO for PARK

Obstacles:

0 Obstacles used

Roughness:

Terrain data files used in calculation:

C:\Users\filiberto.tartari\OneDrive - Sorgenia S.P.A\Documenti\Wind EYA\WindPRO Data\Projects\Samassi\Maps\ROUGHNESSLINE_Samassi_0.map
Min X: 463.665, Max X: 523.980, Min Y: 4.343.195, Max Y: 4.403.328, Width: 60.315 m, Height: 60.134 m

Orography:

Terrain data files used in calculation:

C:\Users\filiberto.tartari\OneDrive - Sorgenia S.P.A\Documenti\Wind EYA\WindPRO Data\Projects\Samassi\CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo
Min X: 478.899, Max X: 508.975, Min Y: 4.358.235, Max Y: 4.388.240, Width: 30.076 m, Height: 30.005 m

PARK - Wind Data Analysis

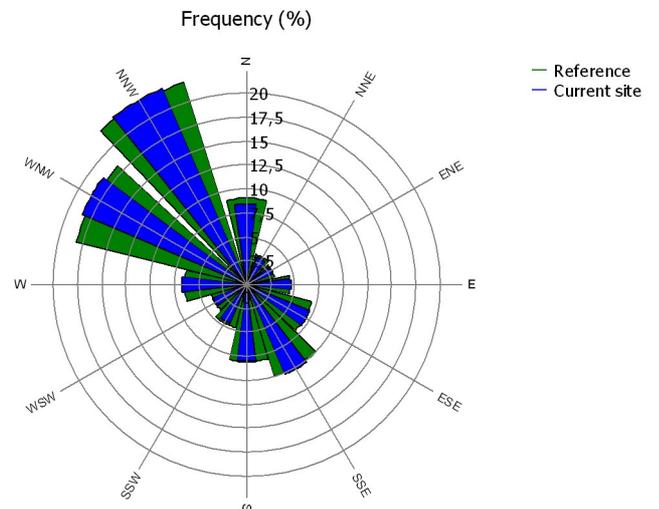
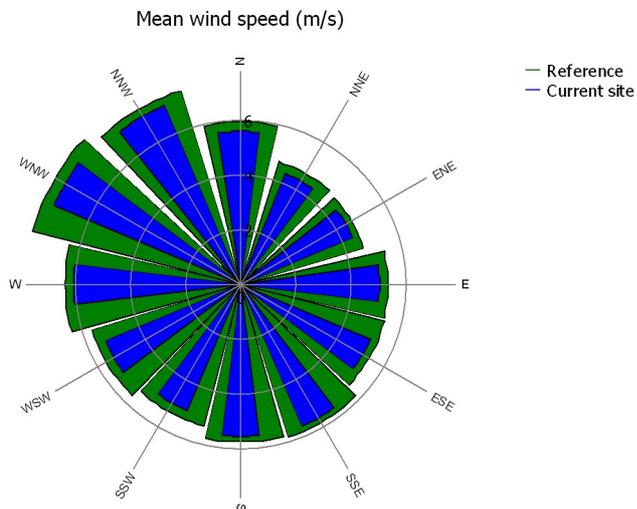
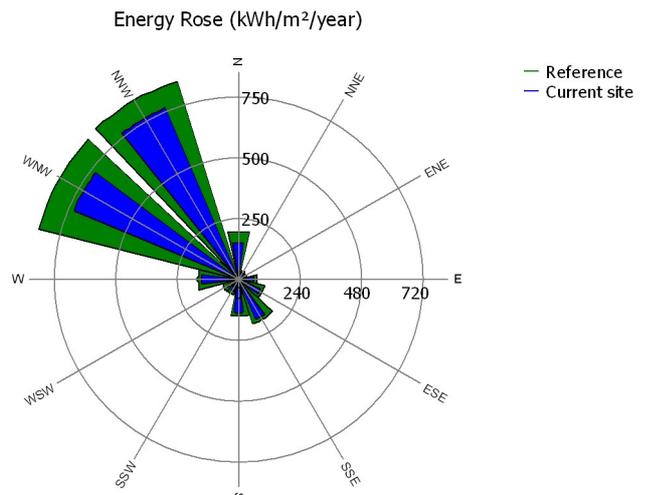
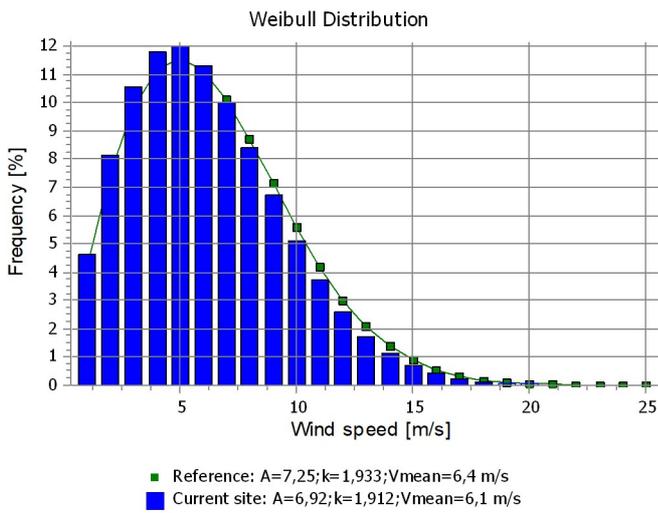
Calculation: Park V162-6.0 HH125Wind data: A - SDO for PARK; Hub height: 125,0

Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 494.085 North: 4.373.186

Wind statistics
IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wws

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,32	5,61	1,971	8,4	6,73	1,970	9,0
1 NNE	4,92	4,36	1,877	3,1	5,29	1,878	3,3
2 ENE	4,97	4,42	1,791	2,9	5,24	1,804	3,0
3 E	5,69	5,05	1,854	4,6	6,03	1,860	4,5
4 ESE	5,77	5,12	2,014	7,1	6,08	2,024	7,0
5 SSE	6,37	5,64	2,068	10,2	6,58	2,082	10,0
6 S	6,27	5,55	2,033	8,0	6,51	2,050	8,1
7 SSW	5,65	5,01	2,131	4,4	6,02	2,135	4,6
8 WSW	6,02	5,34	2,021	3,7	6,40	2,047	3,8
9 W	6,86	6,08	1,994	6,7	7,20	2,020	6,4
10 WNW	8,33	7,38	2,064	18,6	8,80	2,075	18,2
11 NNW	8,04	7,12	2,127	22,3	8,38	2,144	22,1
All	6,92	6,14	1,912	100,0	7,25	1,933	100,0



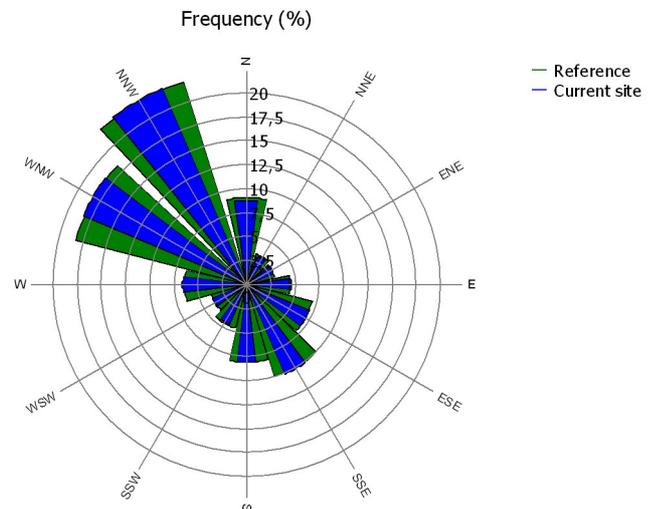
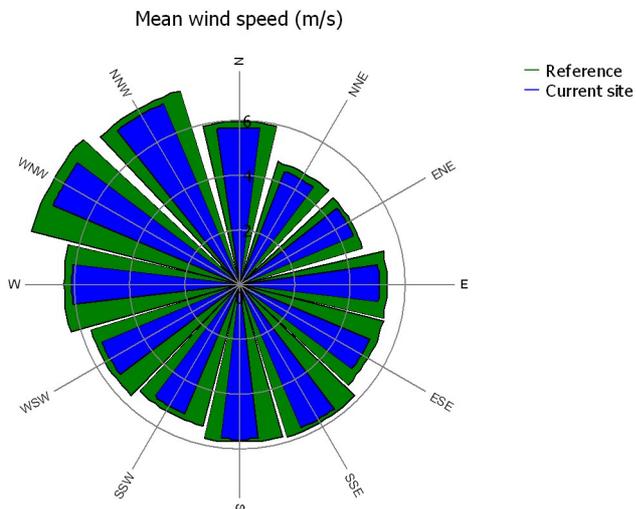
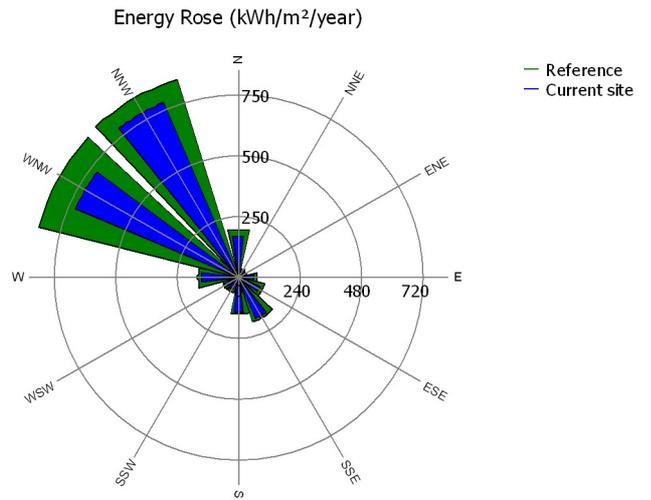
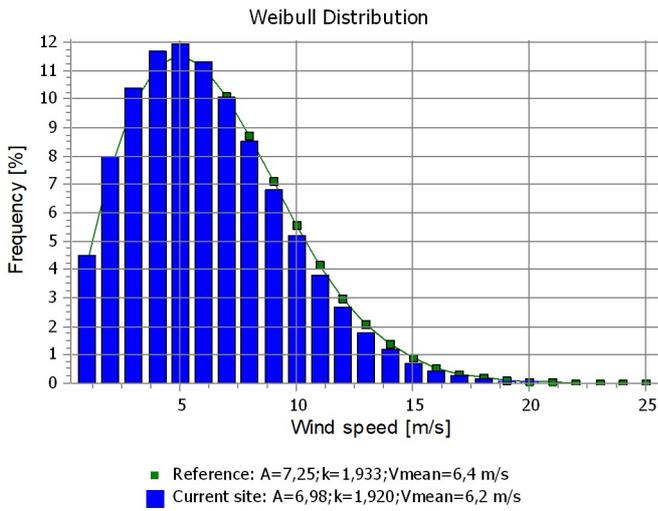
PARK - Wind Data Analysis

Calculation: Park V162-6.0 HH125Wind data: A - SDO for PARK; Hub height: 125,0

Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 494.154 North: 4.373.607
SM03 new - VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 206,0 m) (79)
Wind statistics
IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wvs

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,50	5,76	1,967	8,7	6,73	1,970	9,0
1 NNE	5,02	4,46	1,877	3,1	5,29	1,878	3,3
2 ENE	5,06	4,50	1,791	3,0	5,24	1,804	3,0
3 E	5,72	5,08	1,854	4,5	6,03	1,860	4,5
4 ESE	5,77	5,12	2,014	7,0	6,08	2,024	7,0
5 SSE	6,43	5,69	2,068	10,1	6,58	2,082	10,0
6 S	6,39	5,67	2,033	8,1	6,51	2,050	8,1
7 SSW	5,79	5,13	2,131	4,5	6,02	2,135	4,6
8 WSW	6,15	5,45	2,021	3,8	6,40	2,047	3,8
9 W	6,89	6,11	1,994	6,6	7,20	2,020	6,4
10 WNW	8,33	7,38	2,064	18,3	8,80	2,075	18,2
11 NNW	8,11	7,18	2,127	22,2	8,38	2,144	22,1
All	6,98	6,19	1,920	100,0	7,25	1,933	100,0



PARK - Park power curve

Calculation: Park V162-6.0 HH125

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	1.567	1.162	1.127	1.017	1.109	1.261	1.204	1.160	1.133	997	1.152	1.261	1.186	1.162
4,5	4.979	4.266	4.196	3.954	4.149	4.454	4.312	4.290	4.201	3.947	4.169	4.456	4.308	4.293
5,5	9.919	8.742	8.630	8.230	8.555	9.052	8.820	8.783	8.637	8.216	8.586	9.053	8.809	8.788
6,5	16.960	15.039	14.859	14.215	14.741	15.539	15.169	15.095	14.868	14.186	14.801	15.538	15.155	15.105
7,5	26.518	23.597	23.323	22.343	23.144	24.360	23.796	23.679	23.341	22.302	23.230	24.359	23.776	23.697
8,5	38.786	34.673	34.281	32.892	34.022	35.756	34.947	34.802	34.307	32.839	34.140	35.755	34.918	34.823
9,5	52.124	47.895	47.446	45.899	47.054	49.134	48.107	48.140	47.423	45.917	47.076	49.143	48.107	48.142
10,5	62.043	59.552	59.231	58.187	58.888	60.399	59.597	59.842	59.195	58.257	58.735	60.408	59.631	59.814
11,5	65.620	65.131	65.047	64.771	64.944	65.346	65.098	65.247	65.027	64.815	64.797	65.347	65.139	65.230
12,5	65.991	65.968	65.963	65.949	65.960	65.980	65.965	65.975	65.963	65.952	65.945	65.979	65.970	65.974
13,5	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000
14,5	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000
15,5	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000
16,5	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000
17,5	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000	66.000
18,5	61.391	61.755	61.795	61.926	61.829	61.650	61.738	61.733	61.795	61.926	61.829	61.650	61.738	61.733
19,5	56.408	56.671	56.699	56.794	56.724	56.595	56.658	56.655	56.699	56.794	56.724	56.595	56.658	56.655
20,5	50.105	50.374	50.403	50.501	50.428	50.296	50.361	50.358	50.403	50.501	50.428	50.296	50.361	50.358
21,5	43.835	44.050	44.073	44.152	44.093	43.988	44.040	44.037	44.073	44.152	44.093	43.988	44.040	44.037
22,5	37.213	37.400	37.420	37.488	37.437	37.346	37.391	37.389	37.420	37.488	37.437	37.346	37.391	37.389
23,5	30.811	30.956	30.971	31.024	30.984	30.914	30.949	30.947	30.971	31.024	30.984	30.914	30.949	30.947
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

1. Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
2. Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
3. Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
4. Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

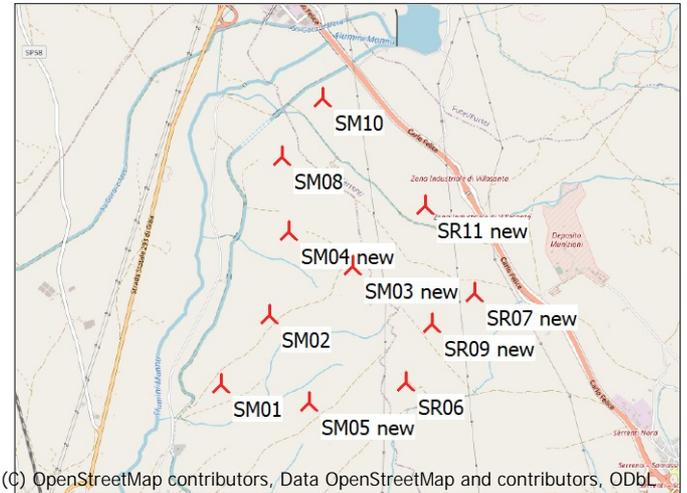
From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

PARK - WTG distances

Calculation: Park V162-6.0 HH125

WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters
	[m]		[m]	[m]	
SM01	82,0	SM02	92,1	837	5,2
SM02	92,1	SM01	82,0	837	5,2
SM03 new	110,0	SM04 new	100,0	717	4,4
SM04 new	100,0	SM03 new	110,0	717	4,4
SM05 new	100,0	SM01	82,0	889	5,5
SM08	90,0	SM10	77,5	709	4,4
SM10	77,5	SM08	90,0	709	4,4
SR06	98,6	SR09 new	110,0	638	3,9
SR07 new	120,0	SR09 new	110,0	522	3,2
SR09 new	110,0	SR07 new	120,0	522	3,2
SR11 new	96,1	SM03 new	110,0	929	5,7
Min	77,5		77,5	522	3,2
Max	120,0		120,0	929	5,7



New WTG

Scale 1:75.000

PARK - Wind statistics info

Calculation: Park V162-6.0 HH125

Main data for wind statistic

File	C:\Users\filiberto.tartari\OneDrive - Sorgenia S.P.A\Eolico\Modellazione vento\WindPRO Data\Projects\Sardegna\Samassi\IT MCP - METMAST + ERA5 - [Regression].wws
Name	MCP - METMAST + ERA5 - [Regression]
Country	Italy
Source	USER
Mast coordinates	UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 494.093 North: 4.371.505
Created	27/10/2022
Edited	27/10/2022
Sectors	12
WAsP version	WAsP 12 Version 12.6.0.28
Displacement height	None

Comments

From MCP

Additional info for wind statistic

Based on measurement height	125,0 m
Base elevation for measurement mast	90,0 m

Long term correction information

Method	Regression
Source data	ERA5(T) Rectangular Grid_N39,50_E009,00 (20y)
Distance to source data	6,0 km
Long term period from	01/01/2002
Long term period to	01/10/2022
Concurrent period from	17/06/2021
Concurrent period to	23/09/2022
Concurrent data records	11109
Concurrent record interval	60 minutes
Concurrent data recovery	100,0 %

Number of years with long term data	20,7 years
Number of months with concurrent data	15,2 Months

Correlation test based on Concurrent monthly wind indices

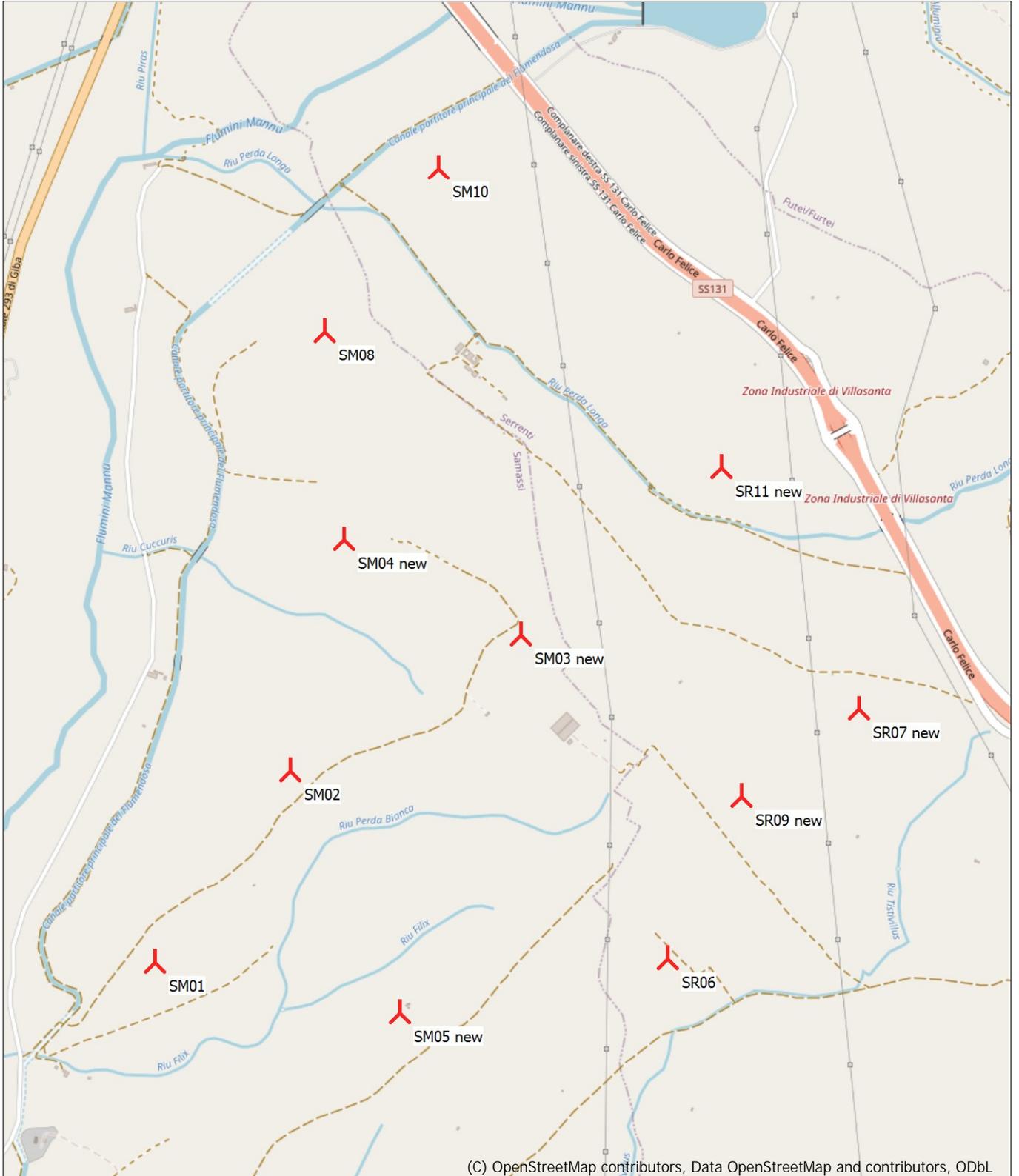
Power curve used for index	Simple power curve truncated at: 13,0 m/s
Data availability demand for inclusion of month	60 %
Number of months	14
r ² - wind index	0,6352
r - wind index	0,7970
s - wind index	11,5623

Note

To get the most correct calculation results, wind statistics shall be calculated with the SAME model and model parameters, as currently chosen in calculation. For WAsP versions before 10.0, the model is unchanged, but thereafter more model changes affecting the wind statistic is seen. Likewise WAsP CFD should always use WAsP CFD calculated wind statistics.

PARK - Map

Calculation: Park V162-6.0 HH125



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:20.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 494.103 North: 4.373.765

New WTG



**GESTIONE STAZIONE
ANEMOMETRICA**

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
1 di 17

COMMITTENTE

SORGENIA RENEWABLES S.r.l

Via Alessandro Algardi 4
MILANO (MI)

STAZIONE ANEMOMETRICA DI

SAMASSI (SU) H93.5

LOCALITÀ

Samassi, Sud Sardegna

CODICE STAZIONE

--

**Gestione stazione anemometrica
Allegati alla pratica operativa**

Data: 24/06/2021	Redattore: Daniele De Ieso	
-------------------------	--------------------------------------	--



GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
2 di 19

ALLEGATO A 1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

S I T O	Reticolo UTM	Map datum: European 1950	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494176	Latitudine Y: NORD 4371698
	Reticolo UTM	Map datum: WGS 84	Altitudine: qt. s.l.m. 95	Zone 32 S	Longitudine X: EST 494093	Latitudine Y: NORD 4371505
	Suolo	Prevalenza Terra X		Misto Terra-Roccia		Prevalenza Roccia
	Terreno	Incolto	Seminativo X	Frutteto	Abitativo	Industriale Pascolo
	Vegetazione	Assente		Brullo	Macchia X	Foresta Alberi Sparsi
	Morfologia	Pianura X	Collina	Fondovalle	Altopiano	Sommità Crinale

S T R U M E N T I	Descrizione	Matricola	Tipo	Orientamento direzioni	Orientamento supporti sensori	Lunghezza supporti sensori
	Sensore Velocità a m 93.5	330429	NRG #40C	----	TOP	1.00 m
	Sensore Velocità a m 90	333893	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 65	333883	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 40	333896	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m 15	333850	NRG #40C	----	255°	3.00 m
	Sensore Velocità a m					
	Sensore Velocità a m					
	Sensore Direzione a m 90	10565	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 65	10563	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 40	8898	NRG200M	75°	75°	3.00 m
	Sensore Direzione a m 15	10566	NRG200M	75°	75°	
	Sensore di Temperatura a m 3	2133	NRG T60			
	Logger 2	5018312718	Kintech Orbit360			
	Luce di Segnalazione	<input checked="" type="checkbox"/> NO	N°1 lampada da 32cd Liol-B a 93 metri			

M O N T A G G I O	Installatori	IDNAMIC ITALIA S.r.l.				
	Installazione	Data: 24/06/2021				
	Avvio Logger	Data: 24/06/2021			Ora: 18:00	
	Verifica corretta installazione e registrazione (Allegato A 6)	<input checked="" type="checkbox"/> SI		NO		

Data: 24/06/2021	Responsabile Montaggio: Daniele De Ieso	<i>De Ieso Daniele</i>
----------------------------	---	------------------------



GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
3 di 19

ALLEGATO A 2 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

Strumentazione asservita alla torre

COMPONENTE

FORNITORE

NOTE

N°9 Fondazioni Zincate	Idnamic	1000x1000 stecche a tondo
N°3 Fondazioni Zincate	Idnamic	1250x1250 stecche a tondo
N°30 Tenditori	Idnamic	16mm
N°90 Morsetti	Idnamic	8mm
105 mt cavo giallo verde	Idnamic	Ø 35
N°16 Trami Rossi	Estudener	LT+
N°14 Trami Bianchi	Estudener	LT+
N°1 Tramo Punta	Estudener	1 metro
N°192 Coppiglie	Idnamic	
N°1 Asta Parafulmine	Idnamic	Zincata a Caldo
N°9 Supporto Sensori	Idnamic	1.00 – 3.00 mt
N°2 Batterie 100Ah-12V	Idnamic	
N°1 Pannello Solare 100W-24V	Idnamic	
N°1 Pannello Solare 50W-12V	Idnamic	
N°1 Batteria 26Ah	Idnamic	
N°1 Lampada	Idnamic	32cd – Liol-B
N°5 Anemometri	Idnamic	NRG #40C
N° 4 Banderuole	Idnamic	NRG 200M
N°1 Sensore di Temperatura	Idnamic	NRG T60
N°1 Box Logger	Idnamic	EOL Kintech Orbit360

Data:
24/06/2021

Responsabile Montaggio:
Daniele De Ieso

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 3/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

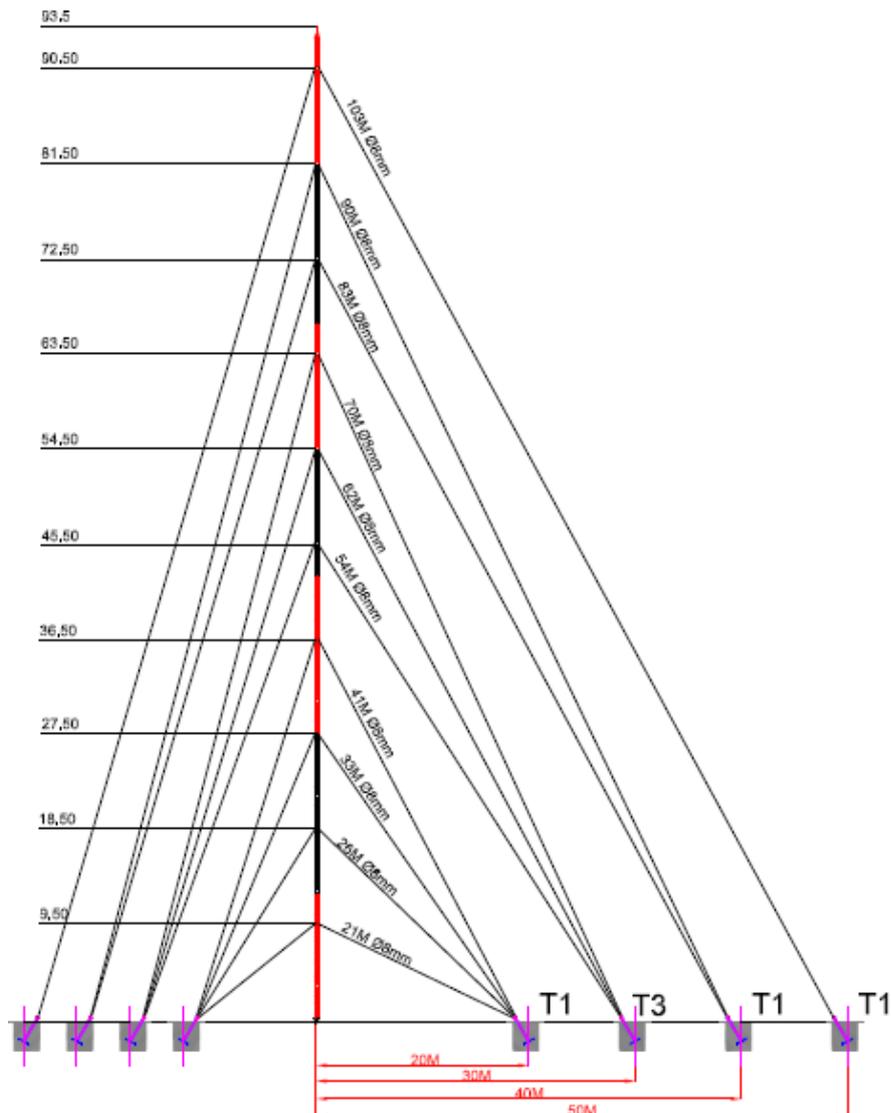
Stazione Anemometrica di
Codice Stazione

SAMASSI (SU) H93.5

--

Progetto Torre SAMASSI H93.5

MetMast M93/450



Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 3/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

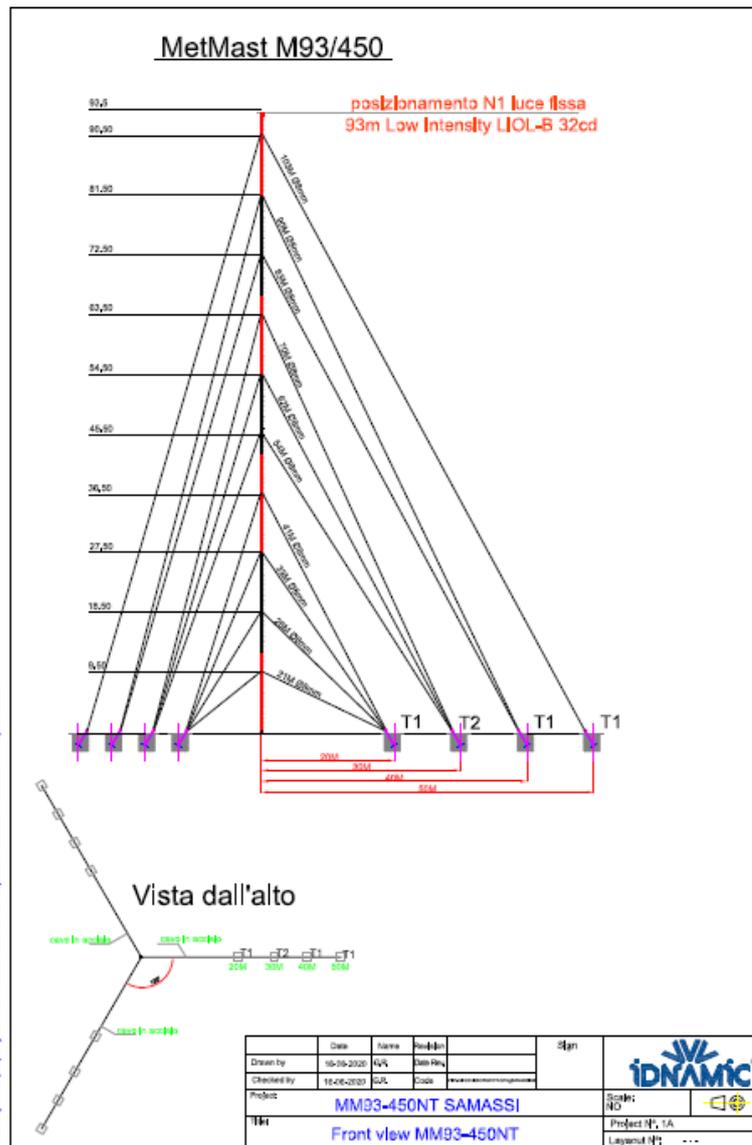
Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

La luce di segnalazione è stata installata rispettando le prescrizioni degli enti aeronautici PROT ENAC-TSU-17/09/2020-0017086:



La lampada da 32 cd installata è una Lux Solar: Liol-B S/N:2030

Data: 24/06/2021

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 3/2 alla pratica operativa

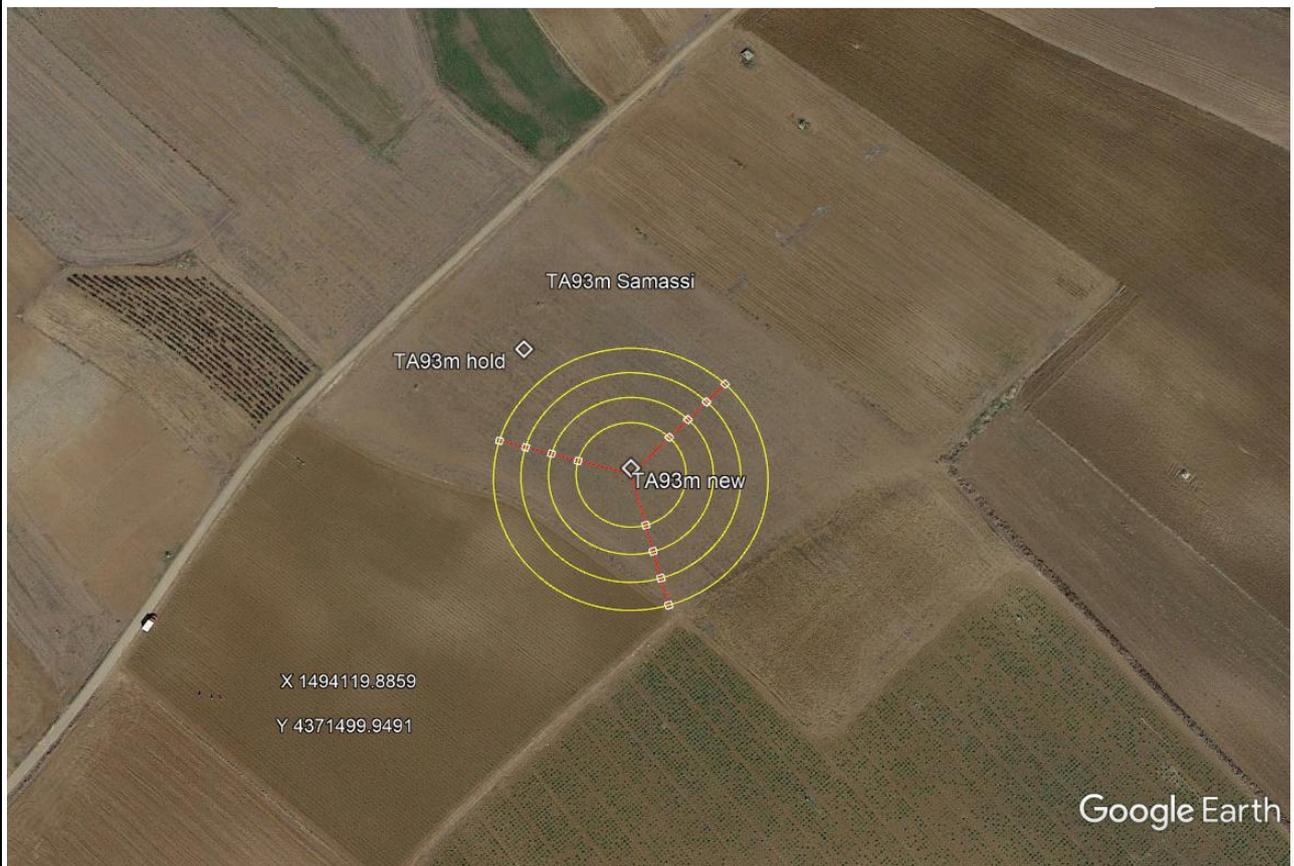
Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

ORIENTAMENTO ANCORAGGI

**Le fondazioni sono orientate a 45° - 165° - 285° e
sono distanti 20 - 30 - 40 - 50 metri dalla base della torre**

Data: **24/06/2021**Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

ALLEGATO A 4 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

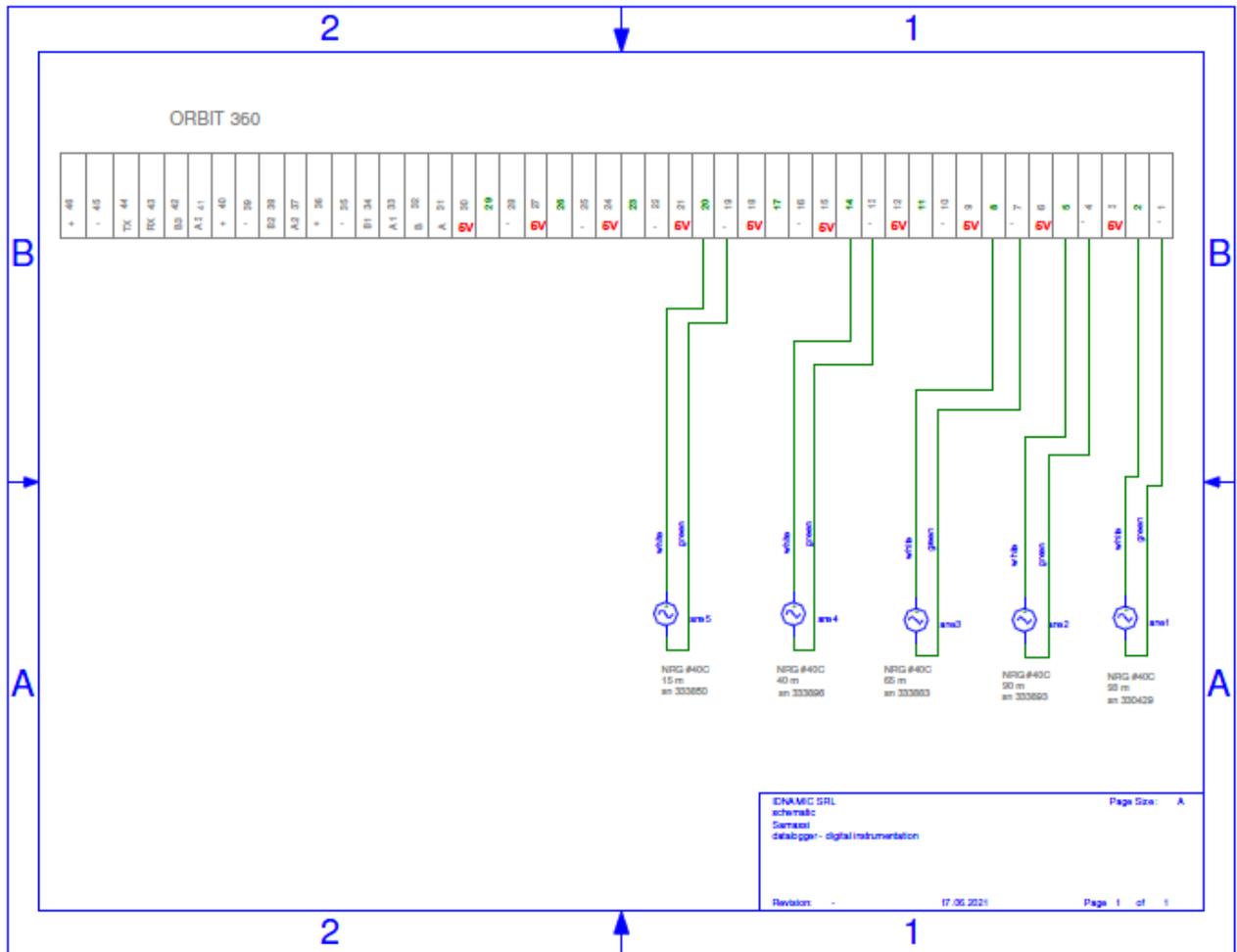
Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

SCHEMA ELETTRICO – ANEMOMETRI



Data: 24/06/2021

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 4 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

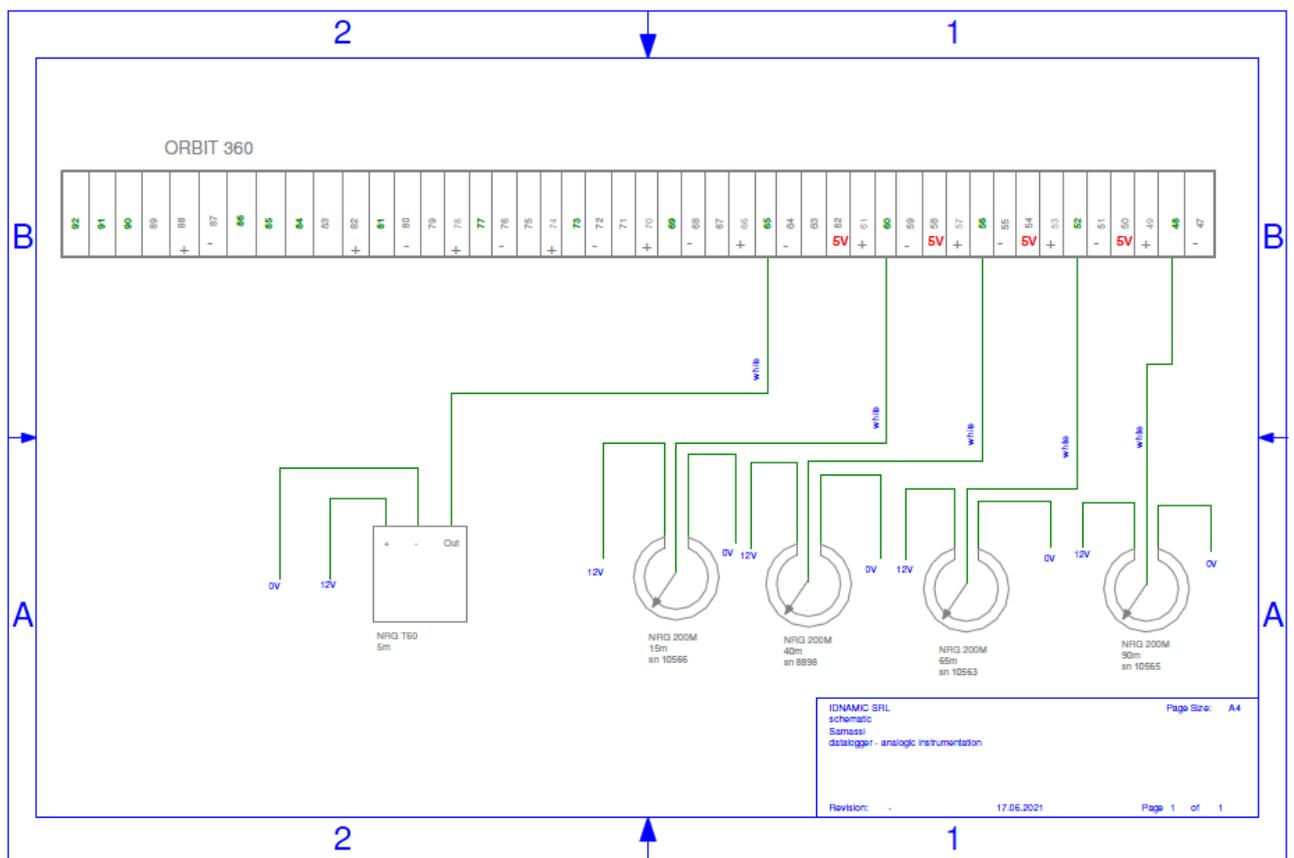
Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

SCHEMA ELETTRICO - ANALOGICI



Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 4 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

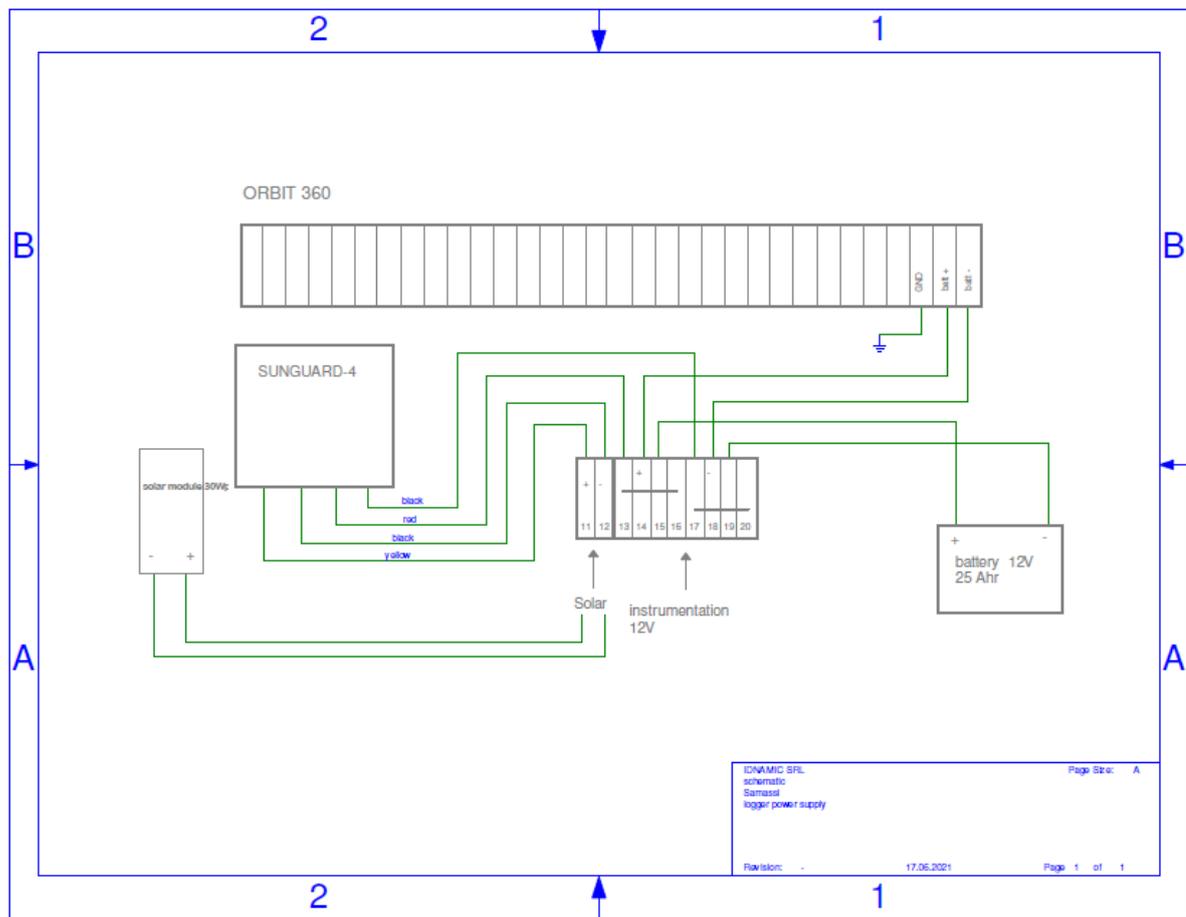
Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

SCHEMA ELETTRICO - ALIMENTAZIONE



IDNAMIC SRL
schematic
Samassi
logger power supply
Page Size: A
Revision: - 17.06.2021 Page 1 of 1

Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 5/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

Orientamento Supporti Sensori di Velocità

VEL 93.5 m / TOP



VEL 90 m / 255°



VEL 65 m / 255°



VEL 40 m / 255°

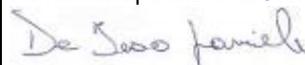


VEL 15 m / 255°



Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**



ALLEGATO A 5/2 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

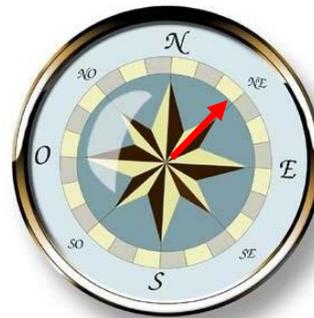
--

Orientamento Supporti Sensori di Direzione

DIR 90m / 75°



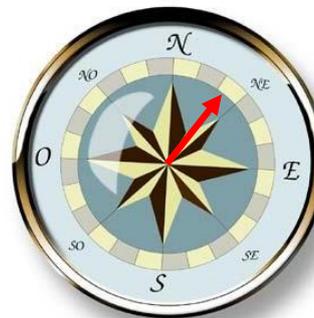
DIR 65m / 75°



DIR 40m / 75°



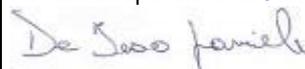
DIR 15m / 75°



Il nord della banderuola è settato a 75°

Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**





GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
12 di 19

ALLEGATO A 6/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

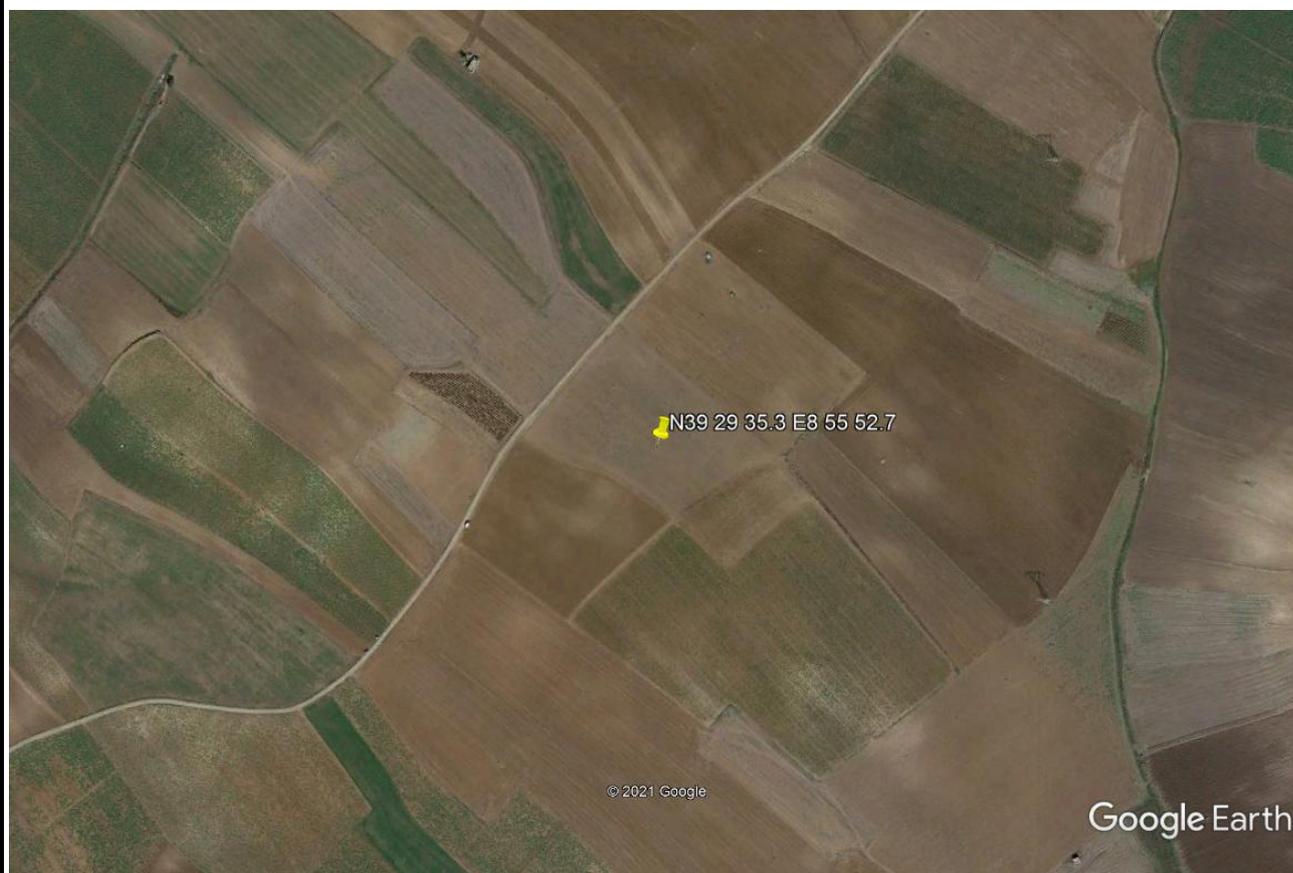
Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

Immagine Satellitare del Sito



Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele

ALLEGATO A 6/2 alla pratica operativa

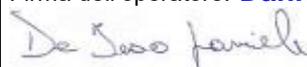
Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

Foto del sito prima dell'intervento**FOTO SOPRALLUOGO**Data: **24/06/2021**Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

ALLEGATO A 6/3 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

Foto del sito dopo l'interventoData: **24/06/2021**Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso***De Ieso Daniele*

ALLEGATO A 6/4 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--



N



E



S



O

FOTO CARDINALI

Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**

De Ieso Daniele



GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
17 di 19

ALLEGATO A 8 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

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. È 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: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**



GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
18 di 19

ALLEGATO A 9/1 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

CERTIFICATO UNI EN ISO 9001:2015


PLC Srl
ISPEZIONI
VERIFICHE
CERTIFICAZIONI

SISTEMA GESTIONE QUALITÀ CERTIFICATO N° 453/A/2008

Si attesta che il Sistema di Gestione per la Qualità di:



IDNAMIC ITALIA S.r.l.

Area PIP Strada Statale 212 km 9,00 snc - 82020 Pietrelcina (BN)

Applicato nell'Unità Operativa sita in
Area PIP Strada Statale 212 km 9,00 snc - 82020 Pietrelcina (BN)

Sistema di Gestione per la Qualità conforme alla norma

UNI EN ISO 9001:2015

valutato secondo le prescrizioni del Regolamento Tecnico RT-05 (*)

Relativamente a:

settore IAF Campo di applicazione:

28(*)

Progettazione, fornitura, assemblaggio, installazione, manutenzione, rimozione di torri anemometriche e relativa strumentazione

settore IAF Campo di applicazione:

35

Elaborazione ed analisi dei dati del vento

Data 1° emissione **2008-06-03**

Data di aggiornamento **2020-06-22**

Data di scadenza **2023-06-02**

La Direzione


Dot. ssa Antonella De Vitlis

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 84 del D.Lgs. 50/2015 e s.m.i. e Linee Guida ANAC applicabili.

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica e al riesame completo del sistema di gestione aziendale con periodicità triennale.

Per informazioni puntuali ed aggiornate circa eventuali variazioni intervenute nello stato della certificazione di cui al presente certificato, si prega di contattare il n° telefonico 06 85352830 o l'indirizzo e-mail info@plc.it

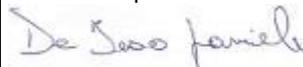
00198 Roma
Via Ancona, 2F
Tel. 06.85.35.28.30
Fax 06.85.30.09.69
www.plc.it
E-mail: info@plc.it
Iscr. R.E.A. 1074609
C.F. / P.IVA 08118891004

ACCREDIA
I NUTRI ITALIANO DI ACCREDITAMENTO

BOC N°029A - SGA N° 040 D
Membro di IRI, ICAV e ICAV per gli schemi di accreditamento
BOC, SGA, FRO, FRO, SGA, LAR, SGA, IRI
per gli schemi di accreditamento SGA, SGA, SGA, FRO e FRO
e di IRI, ICAV per lo schema di accreditamento IRI
Società di IRI, ICAV per lo schema di accreditamento IRI
Società di IRI, ICAV per lo schema di accreditamento IRI
Società di IRI, ICAV per lo schema di accreditamento IRI
Società di IRI, ICAV per lo schema di accreditamento IRI

Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**





GESTIONE STAZIONE ANEMOMETRICA

Codice:
Data Emissione:
Revisione:
Pagina:

DTP.08.MO
03/12
12
19 di 19

ALLEGATO A 9/2 alla pratica operativa

Rapporto di prima installazione stazione

Stazione Anemometrica di

SAMASSI (SU) H93.5

Codice Stazione

--

CERTIFICATO BS OHSAS 45001:2018



CERTIFICATO N. OHS-806
CERTIFICATE No.

Si certifica che il Sistema di Gestione della Sicurezza e della Salute sul luogo di lavoro di
It is hereby certified that the Occupational Health and Safety Management System of

IDNAMIC ITALIA S.R.L.

S.S. 212 KM 9 AREA P.I.P. 82020 Pietrelcina (BN) ITALIA

nelle seguenti unità operative / in the following operational units

S.S. 212 KM 9 AREA P.I.P. 82020 Pietrelcina (BN) ITALIA E CANTIERI OPERATIVI

è conforme alla norma / is in compliance with the standard

ISO 45001:2018

per le seguenti attività / for the following activities

PROGETTAZIONE, ASSEMBLAGGIO, INSTALLAZIONE, MANUTENZIONE E RIMOZIONE DI TORRI ANEMOMETRICHE E RELATIVA STRUMENTAZIONE. ELABORAZIONI ED ANALISI DEI DATI DEL VENTO.

DESIGN, ASSEMBLY, INSTALLATION, MAINTENANCE AND REMOVAL OF ANEMOMETRIC TOWERS AND RELATED INSTRUMENTATION. WIND DATA PROCESSING AND ANALYSIS.

La validità del presente certificato è subordinata a sorveglianza periodica annuale / semestrale ed al riesame completo del sistema di gestione con periodicità triennale
The validity of this certificate is dependent on an annual / six monthly audit and on a complete review, every three years, of the management system
L'uso e la validità del presente certificato è soggetto al rispetto del documento RINA: Regolamento per la Certificazione dei Sistemi di Gestione della Sicurezza e Salute sul luogo di lavoro
The use and validity of this certificate are subject to compliance with the RINA document: Rules for the Certification of Occupational Health and Safety Management Systems

Prima emissione First issue	26.01.2012	Data decisione di rinnovo Renewal decision date	19.01.2021
Data scadenza Expiry Date	19.01.2024	Data revisione Revision date	19.01.2021



SCR N° 003 F

Ministero degli Accordi di Mutuo Riconoscimento SA, IAP e SAC
Ministry of SA, IAP and SAC Mutual Recognition Agreements

Gianluca De Fraia
Naples Management System
Certification, Head

RINA Services S.p.A.
Via Corsica 12 - 16128 Genova Italy



www.cisq.org

CISQ è la Federazione Italiana di Organismi di Certificazione dei sistemi di gestione aziendale
CISQ is the Italian Federation of management system Certification Bodies

Data: **24/06/2021**

Firma dell'operatore: **Daniele De Ieso**



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US2.03290

Date of issue: June 29, 2020

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500330429

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: June 16, 2020

Anemometer calibrated: June 25, 2020

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.75871 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.37632$

Standard uncertainty, slope: 0.00095

Standard uncertainty, offset: 0.02608

Covariance: -0.0000066 (m/s)²/Hz

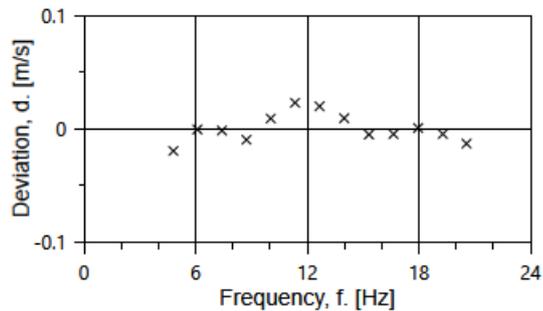
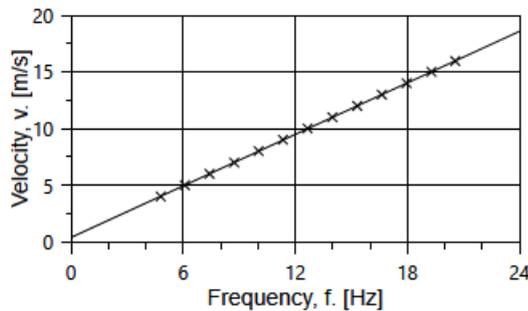
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999995$

Absolute maximum deviation: 0.023 m/s at 9.006 m/s

Barometric pressure: 999.4 hPa

Relative humidity: 42.9%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
1-first	9.26	26.4	27.4	4.001	4.8037	-0.020	0.023
13-last	14.43	26.5	27.3	4.997	6.0917	-0.001	0.026
2	20.81	26.3	27.4	6.000	7.4140	-0.002	0.030
12	28.26	26.5	27.3	6.993	8.7346	-0.010	0.034
3	37.03	26.3	27.4	8.003	10.0400	0.009	0.038
11	46.85	26.5	27.3	9.006	11.3441	0.023	0.043
4	57.82	26.3	27.4	10.001	12.6594	0.020	0.047
10	69.84	26.6	27.4	10.996	13.9852	0.009	0.051
5	83.15	26.3	27.4	11.994	15.3190	-0.005	0.056
9	97.48	26.6	27.4	12.992	16.6349	-0.005	0.060
6	113.28	26.4	27.4	14.001	17.9576	0.000	0.064
8	130.02	26.5	27.4	15.005	19.2870	-0.005	0.068
7	147.19	26.4	27.4	15.963	20.5607	-0.013	0.073



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord2	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
13924	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT002	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TP001	PR Electronics 5102, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP007	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY003	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP002	Setra M278, 0-5VDC Output, barometer
PL3	Pitot tube
XB001	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
Njord2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US2.03290

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US1.01086

Date of issue: December 01, 2020

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500333850

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: November 24, 2020

Anemometer calibrated: November 30, 2020

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.75336 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.39879$

Standard uncertainty, slope: 0.00146

Standard uncertainty, offset: 0.03754

Covariance: -0.0000154 (m/s)²/Hz

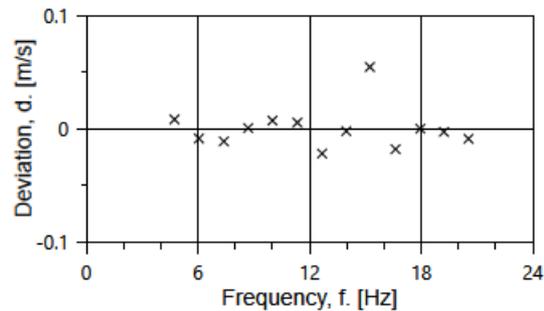
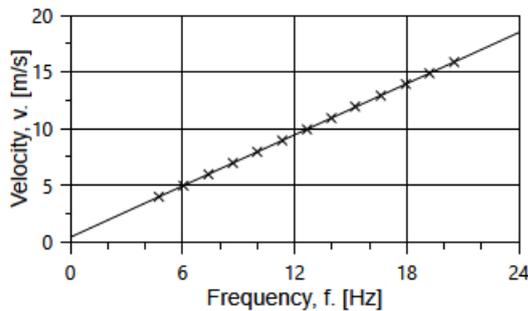
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999988$

Absolute maximum deviation: 0.054 m/s at 11.935 m/s

Barometric pressure: 1000.9 hPa

Relative humidity: 29.1%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
1-first	9.42	18.9	24.8	3.976	4.7381	0.008	0.023
13-last	14.60	19.1	24.8	4.951	6.0546	-0.009	0.026
2	21.14	18.9	24.8	5.957	7.3932	-0.011	0.030
12	28.79	19.1	24.8	6.955	8.7018	0.000	0.034
3	37.58	18.8	24.8	7.942	10.0040	0.007	0.038
11	47.65	19.1	24.8	8.948	11.3412	0.005	0.042
4	58.64	18.8	24.8	9.922	12.6700	-0.022	0.046
10	70.98	19.1	24.8	10.922	13.9713	-0.002	0.050
5	84.84	18.9	24.8	11.935	15.2413	0.054	0.055
9	99.03	19.1	24.8	12.902	16.6202	-0.018	0.059
6	115.44	18.9	24.8	13.924	17.9538	0.000	0.063
8	131.65	19.1	24.8	14.875	19.2197	-0.003	0.067
7	149.78	19.0	24.8	15.864	20.5406	-0.009	0.071



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord1	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
2254	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT003	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP005	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY002	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP001	Setra Model 278, barometer
PL8	Pitot tube
XB002	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
Njord1-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US1.01086

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US1.01119

Date of issue: December 01, 2020

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500333883

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: November 24, 2020

Anemometer calibrated: December 01, 2020

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.76077 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.37324$

Standard uncertainty, slope: 0.00085

Standard uncertainty, offset: 0.02335

Covariance: -0.0000053 (m/s)²/Hz

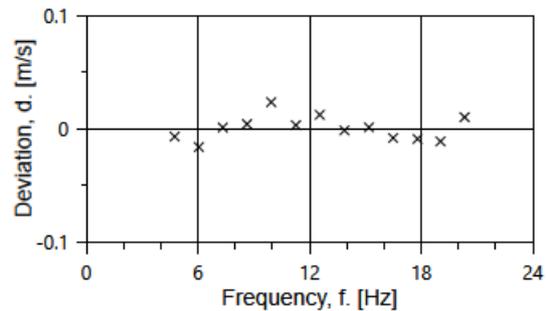
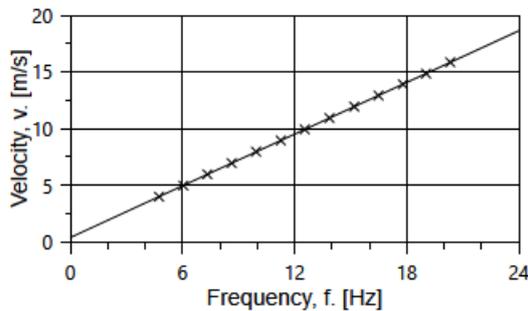
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999996$

Absolute maximum deviation: 0.023 m/s at 7.959 m/s

Barometric pressure: 983.4 hPa

Relative humidity: 32.1%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
1-first	9.19	21.1	22.7	3.980	4.7498	-0.007	0.023
13-last	14.27	21.4	23.1	4.960	6.0510	-0.016	0.026
2	20.59	21.1	22.8	5.956	7.3377	0.001	0.030
12	28.01	21.4	23.0	6.949	8.6388	0.004	0.034
3	36.76	21.1	22.8	7.959	9.9403	0.023	0.038
11	46.42	21.4	23.0	8.948	11.2669	0.003	0.042
4	57.23	21.1	22.8	9.930	12.5463	0.012	0.046
10	69.22	21.5	23.0	10.928	13.8754	-0.002	0.050
5	82.62	21.2	22.8	11.933	15.1931	0.001	0.055
9	96.63	21.5	22.9	12.912	16.4922	-0.008	0.059
6	112.20	21.2	22.9	13.908	17.8030	-0.009	0.063
8	127.77	21.4	22.9	14.847	19.0402	-0.011	0.067
7	145.70	21.3	22.9	15.853	20.3339	0.010	0.071



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord1	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
2254	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT003	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP005	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY002	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP001	Setra Model 278, barometer
PL8	Pitot tube
XB002	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
LAB2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US1.01119

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US1.01129

Date of issue: December 01, 2020

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500333893

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: November 24, 2020

Anemometer calibrated: December 01, 2020

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.75825 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.39384$

Standard uncertainty, slope: 0.00197

Standard uncertainty, offset: 0.05113

Covariance: -0.0000280 (m/s)²/Hz

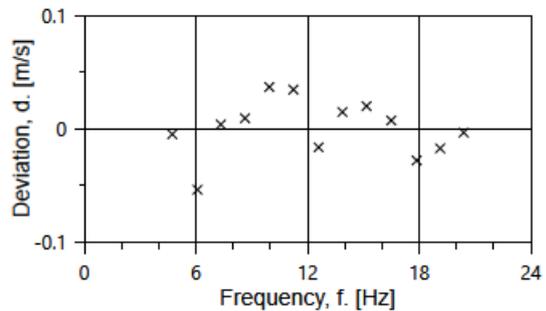
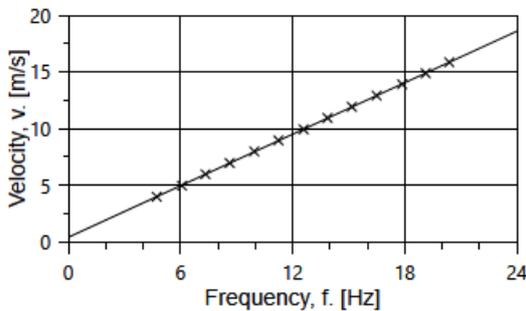
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999979$

Absolute maximum deviation: -0.054 m/s at 4.953 m/s

Barometric pressure: 981.5 hPa

Relative humidity: 32.7%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u _c (k=2) [m/s]
1-first	9.13	22.2	26.3	3.976	4.7309	-0.005	0.023
13-last	14.15	22.3	26.4	4.953	6.0836	-0.054	0.026
2	20.53	22.1	26.3	5.963	7.3401	0.004	0.030
12	27.88	22.4	26.4	6.953	8.6381	0.009	0.034
3	36.72	22.1	26.3	7.975	9.9503	0.037	0.038
11	46.21	22.4	26.4	8.953	11.2423	0.034	0.042
4	56.86	22.1	26.3	9.926	12.5927	-0.017	0.046
10	68.85	22.4	26.4	10.929	13.8748	0.015	0.051
5	81.97	22.1	26.3	11.918	15.1727	0.020	0.055
9	96.06	22.4	26.4	12.910	16.4970	0.007	0.059
6	111.63	22.2	26.3	13.911	17.8643	-0.028	0.063
8	127.60	22.4	26.4	14.878	19.1258	-0.018	0.067
7	144.89	22.3	26.4	15.852	20.3916	-0.004	0.071



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord1	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
2254	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT003	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP005	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY002	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP001	Setra Model 278, barometer
PL8	Pitot tube
XB002	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
LAB2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US1.01129

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC



SOH Wind Engineering LLC

141 Leroy Road · Williston, VT 05495 · USA

Tel 802.316.4368 · Fax 802.735.9106 · www.sohwind.com

CERTIFICATE FOR CALIBRATION OF CUP ANEMOMETER

Certificate number: 20.US1.01132

Date of issue: December 01, 2020

Type: NRG 40C Anemometer

Serial number: 179500333896

Manufacturer: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Client: NRG Systems Inc, 110 Riggs Road, Hinesburg, VT 05461, USA

Anemometer received: November 24, 2020

Anemometer calibrated: December 01, 2020

Calibrated by: MEJ

Procedure: MEASNET, IEC 61400-12-1:2017 Annex F

Certificate prepared by: EJF

Approved by: Calibration engineer, EJF

Calibration equation obtained: $v \text{ [m/s]} = 0.75780 \cdot f \text{ [Hz]} + 0.37061$

Standard uncertainty, slope: 0.00133

Standard uncertainty, offset: 0.03683

Covariance: -0.0000128 (m/s)²/Hz

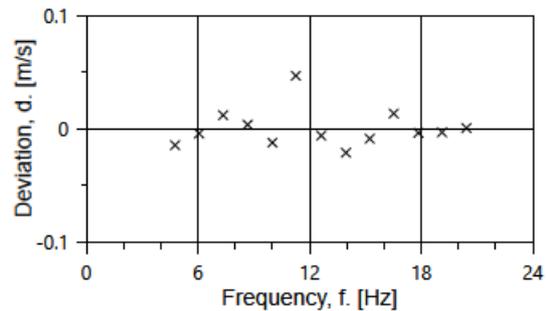
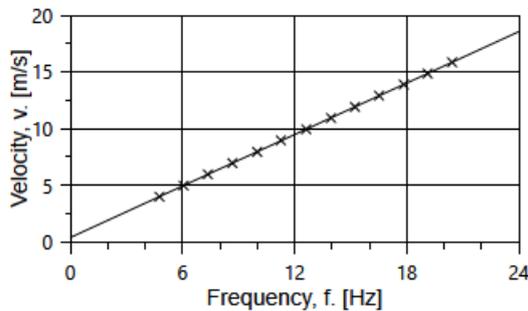
Coefficient of correlation: $\rho = 0.999990$

Absolute maximum deviation: 0.047 m/s at 8.954 m/s

Barometric pressure: 981.3 hPa

Relative humidity: 32.9%

Succession	Velocity pressure, q. [Pa]	Temperature in wind tunnel [°C]	Temperature in d.p. box [°C]	Wind velocity, v. [m/s]	Frequency, f. [Hz]	Deviation, d. [m/s]	Uncertainty u_c (k=2) [m/s]
1-first	9.10	22.4	26.5	3.973	4.7729	-0.015	0.023
13-last	14.17	22.5	26.6	4.959	6.0612	-0.004	0.026
2	20.47	22.3	26.5	5.957	7.3564	0.012	0.030
12	27.80	22.5	26.6	6.946	8.6721	0.003	0.034
3	36.34	22.3	26.5	7.938	10.0030	-0.012	0.038
11	46.19	22.6	26.6	8.954	11.2646	0.047	0.042
4	56.90	22.3	26.5	9.934	12.6276	-0.006	0.046
10	68.75	22.6	26.6	10.925	13.9558	-0.021	0.050
5	81.72	22.3	26.5	11.906	15.2334	-0.009	0.055
9	95.92	22.6	26.6	12.905	16.5233	0.013	0.059
6	111.23	22.4	26.5	13.892	17.8484	-0.004	0.063
8	127.11	22.5	26.6	14.855	19.1186	-0.003	0.067
7	144.80	22.4	26.6	15.854	20.4310	0.000	0.071



EQUIPMENT USED

Serial Number	Description
Njord1	Wind tunnel, blockage factor = 1.0017
2254	Control cup anemometer
-	Mounting tube, D = 12.7 mm
TT003	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, wind tunnel temp.
TT001	Summit Electronics, 1XPT100, 0-10V Output, differential pressure box temp.
DP005	Setra Model 239, 0-1inWC, differential pressure transducer
HY002	Dwyer RHP-2D20, 0-10V Output, humidity transmitter
BP001	Setra Model 278, barometer
PL8	Pitot tube
XB002	Computer Board. 16 bit A/D data acquisition board
LAB2-PC	PC dedicated to data acquisition

The accuracies of all measurements were traceable to the SI through NIST or CIPM recognized NMI's. A real-time analysis module within the data acquisition software detects pulse frequency.



Photo of the wind tunnel setup. The cross-sectional area is 2.5m x 2.5m.

UNCERTAINTIES

The documented uncertainty is the total combined uncertainty at 95% confidence level ($k=2$) in accordance with EA-4/02. The uncertainty at 10 m/s comply with the requirements in the IEC 61400-12-1:2005 procedure. See Document US.12.01.004 for further details.

COMMENTS

(none)

Certificate number: 20.US1.01132

The results on this certificate relate only to the serial number listed.
All calibrations are done in the "As Found" condition unless otherwise noted.

This certificate must not be reproduced, except in full, without the approval of SOH Wind Engineering LLC