

COMMITTENTE



GRV WIND SARDEGNA 6 S.R.L.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: grwindsardegna6@legalmail.it



PROGETTISTI



INSE S.r.l.
Viale Michelangelo,71 Tel. 081.579.7998
80129 Napoli Mail: tecnico@inse.it

Amm. Francesco Di Maso
Ing. Nicola Galdiero
Ing. Pasquale Esposito

Collaboratori:
Geol. S.Trastu
Dott. F. Mascia
Dott. M. Medda
Ing. V. Triunfo
Arch. C. Gaudiero
Arch. C. Prisco
Ing. F. Quarto



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SASSARI



ITTIRI

PROGETTO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "LUXI" COMPOSTO DA 5 AEROGENERATORI DA 7.2 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 36 MW SITO NEL COMUNE DI ITTIRI (SS), CON OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI ITTIRI (SS)

ELABORATO

Titolo:

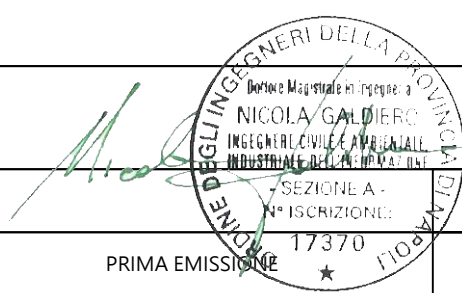
ANALISI DI PRODUCIBILITA'

Tav: / Doc:

SI 16

Codice elaborato:

AS266-SI16-R



01	APRILE 2023	PRIMA EMISSIONE	INSE Srl	INSE Srl	GRV WIND SARDEGNA 6 Srl
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE

INDICE

EXECUTIVE SUMMARY	3
1. DESCRIZIONE DEL SITO	4
2. ANEMOLOGIA	6
3. ANALISI OROGRAFIA.....	11
4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)	14
5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE ANEMOMETRICA A WTG	15
6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50.....	17
ALLEGATO A – STRUMENTAZIONE MISURA VENTO STAZIONI ARPA SARDEGNA.....	21
ALLEGATO B – TAB FILE DI WASP SASSARI PC LONG TERM	26
ALLEGATO C – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG VESTAS V162 7,2MW.....	28

EXECUTIVE SUMMARY

Il presente elaborato è parte integrante del progetto definitivo relativo al Parco Eolico Ittiri e ne rappresenta lo studio di producibilità. Il Parco Eolico è sito nel comune di Ittiri (SS) nella parte nordovest della Sardegna. Il progetto prevede l'installazione di 5 aerogeneratori del tipo VESTAS V162 con potenza nominale di 7,2 MW, per una potenza complessiva del parco eolico di 36 MW. L'altezza delle torri al mozzo (HUB) è di 119m e il diametro delle pale è di 162m per una altezza complessiva della struttura pari a 200m fuori terra. Gli aerogeneratori del tipo VESTAS V162 sono del tipo con rotore tripala sopravento. Le pale sono controllate da un sistema di pitch&yaw per un posizionamento ottimizzato delle stesse in funzione delle varie condizioni di vento.

Dal punto di vista anemometrico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su dati misurati della Stazione ARPA di altezza 10 m denominata Sassari Prato Comunale presente in zona (misure periodo Gennaio 2019 a Dicembre 2020) con aggiustamento long-term effettuato con Dati Storici di Rianalisi ERA5 per definire la ventosità attesa di lungo termine.

Nell'ambito dello studio si è approfondito altresì l'orografia del sito e della zona più ampia nel suo complesso e nell'esito non si sono riscontrate criticità di nota.

La Stima di Produzione Energetica P50 per la wind farm di potenza nominale totale di 36 MW è stata calcolata in 96,8 GWh/anno, pari a 2688 Ore Equivalenti annue.

Si sono altresì verificati i parametri minimi imposti da Delibera Regionale 3/17 del 2009 per confermare la congruenza della wind farm oggetto di questo studio a tali parametri.

1. DESCRIZIONE DEL SITO

Il proposto progetto eolico Ittiri si colloca a partire da circa 1,5km a est rispetto al centro omonimo in un'area delimitata da SP41bis a nord e SS131bis a sud (come da **Figura 1**). Il capoluogo di provincia Sassari è a circa 14km a nord-nordovest rispetto al sito stesso.

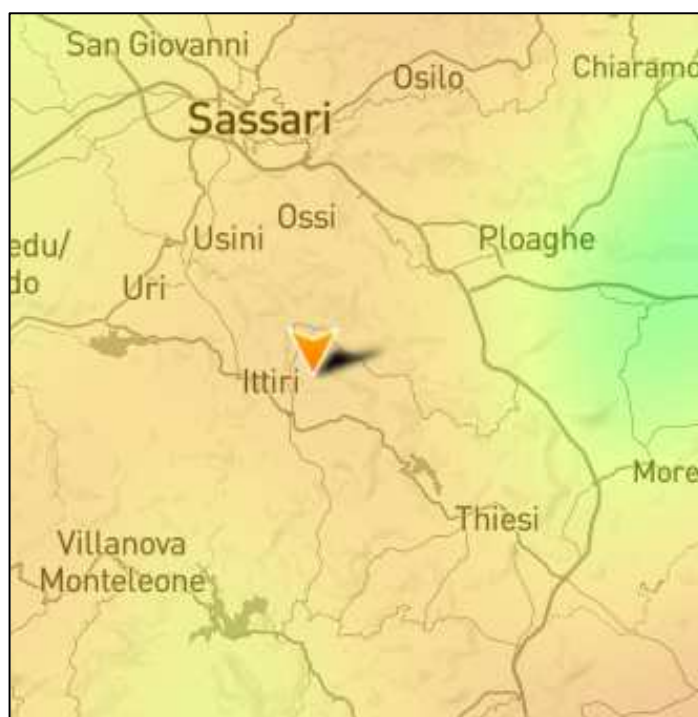


Figura 1 – Puntatore di ubicazione di wind farm Ittiri

Il layout di wind farm prevede 5 posizioni di WTG ubicate come da **Figura 2** ripresa da GoogleEarth 2022. La zona in particolare è caratterizzata da un'area in altura topograficamente complessa e con altezze di base comprese tra 460m e 500m slm circa, con superfici brulle coperte prevalentemente da aree soggette a pastorizia e con presenza diffusa di arbusti e cespugli. In prima istanza non si segnalano ostacoli fisici tali da pregiudicare dal punto di vista strutturale o perdita di performance le WTG di progetto quando operative; tuttavia solo uno studio eseguito direttamente o commissionato dal fornitore di turbina o proponente progetto potrà verificare tutti i parametri di sito e la loro idoneità al modello di turbina adottato in base ai criteri IEC 61400.



Figura 2 – Lay-Out wind farm Ittiri su Google Earth Map

2. ANEMOLOGIA

Dal punto di vista anemometrico le valutazioni del potenziale di sito saranno basate su due fonti di dati:

- Dati misurati da Stazioni ARPA Sardegna presenti in zona
- Dati storici di Rianalisi per comparare la ventosità rilevata dai dati misurati con la ventosità attesa di lungo termine

In dettaglio:

- a) In una fase pre-screening si sono valutate 2 stazioni di misura ARPA di altezza 10m collocate in zona: Sassari RU e Sassari PC (Prato Comunale). L'ubicazione geografica (come da **Tabella 1** sotto) di queste stazioni e la sensoristica per le misure di velocità e direzione vento sono mostrate in **Allegato A**. Si tratta di strumentazione MTX con: anemometro a mulinello 3 coppe a trasduttore ottico a impulsi Modello FAR203, i cui parametri di Range, Accuratezza e Risoluzione sono accettabili per lo scopo di questo studio; la banderuola Modello FAR305 a potenziometro magnetico presenta Range, Accuratezza, Risoluzione e Sensibilità ritenuti pure accettabili per lo scopo di questo studio.

Stazioni ARPA 10m	UTM wgs84 32T Est	UTM wgs84 32T Nord
Sassari RU	460921	4509941
Sassari PC	455219	4504888

Tabella 1 – Stazioni ARPA Sardegna esaminate in pre-screening per dati di sito

- b) Da pre-screening è emerso che la Stazione ARPA Sassari PC è quella collocata in zona più aperta e meno soggetta a interferenza da ostacoli, come anche evidenziato in **Figura 3** e **Figura 4** di seguito. Di conseguenza tale Stazione Meteo sarà quella selezionata come riferimento per tutti gli ulteriori computi di modellistica della mappa del vento di zona.



Figura 3 – Intorno di Stazione ARPA Sassari PC 10m



Figura 4 –Stazione ARPA Sassari PC 10m su zoom di Google Earth Map

- c) Si sono quindi recuperati direttamente dal Dipartimento Meteorologico Regione Autonoma Sardegna i dati misurati relativi al periodo Gennaio2019-Dicembre2020 della Stazione Sassari PC altezza 10 m, ovvero 2 anni di dati complessivi pari a 105263 records 10minutali.

d) Un data Quality Check di dettaglio è stato effettuato per riscontrare anomalie diffuse nei dati, da cui si è potuto estrarre un periodo di dati validi di 1,5 anni ovvero Data Coverage 74.4%. Si indicano in **Tabella 2** sotto le statistiche principali relative al periodo di dati misurati.

Anno	Mese	Data Coverage	Vmedia	Vmax	Std. Dev.	Weibull k	Weibull c
		(%)	(m/s)	(m/s)	(m/s)		(m/s)
2019	Jan	89,7	2,53	16,56	2,058	1,359	2,782
2019	Feb	90,8	2,74	17,73	2,336	1,283	2,98
2019	Mar	93,7	3,04	13,85	2,065	1,55	3,4
2019	Apr	92,3	2,87	15,34	2,123	1,435	3,181
2019	May	92,6	2,92	12,59	1,934	1,583	3,267
2019	Jun	88,7	2,66	13,45	1,803	1,557	2,969
2019	Jul	85,6	2,81	12,93	1,939	1,521	3,135
2019	Aug	83,3	2,38	8,59	1,617	1,539	2,654
2019	Sep	84,9	2,50	10,05	1,674	1,568	2,799
2019	Oct	88,6	2,40	13,57	1,759	1,483	2,675
2019	Nov	90,2	2,99	14,86	2,095	1,513	3,332
2019	Dec	81,7	3,59	18,58	2,815	1,377	3,958
2020	Jan	62,3	2,48	10,83	1,675	1,595	2,784
2020	Feb	34,2	4,25	16,59	2,077	2,154	4,799
2020	Mar	31,0	4,81	15,71	2,194	2,308	5,431
2020	Apr	30,5	4,29	11,07	1,623	2,815	4,808
2020	May	43,6	4,12	13,19	1,889	2,304	4,661
2020	Jun	52,4	3,95	13,02	1,853	2,257	4,459
2020	Jul	39,1	3,62	9,16	1,543	2,512	4,08
2020	Aug	73,3	2,82	12,94	1,922	1,53	3,143
2020	Sep	86,0	2,61	18,74	2,194	1,299	2,841
2020	Oct	89,1	2,52	15,60	2,069	1,33	2,765
2020	Nov	89,5	2,07	18,01	1,799	2,622	3,241
2020	Dec	91,6	2,24	17,55	1,84	1,369	2,465
Avg.		74,4	2,86	18,74	2,075	1,464	3,179
Mean of Monthly Means			2,91				

Tabella 2 – Dati misurati elaborati da Stazione ARPA Sassari PC 10 m

e) Con 1,5 anni di dati misurati validi ricavati dai 2 anni forniti si è operato un processo di normalizzazione e destagionalizzazione dati (metodo Mean of the Monthly Means) per determinare la media che meglio rappresenta l'arco dei 2

anni. Da tale processo si è riscontrata una Velocità media rilevata sul biennio 2019-2020 di 2.91m/s ad altezza 10m sopra il piano di campagna.

- f) Nello studio si è altresì verificato il trend di ventosità atteso mediamente durante le 24h della giornata (Daily Wind Speed Profile). La verifica ha dimostrato che le ore di maggiore ventosità sono concentrate circa tra le ore 9:00 e le ore 17:00 (**Figura 5**), ovvero il futuro parco eolico proposto avrà le sue migliori performance di produzione in questa fascia di orari, mentre è da attendersi un calo nelle ore serali-notturne.

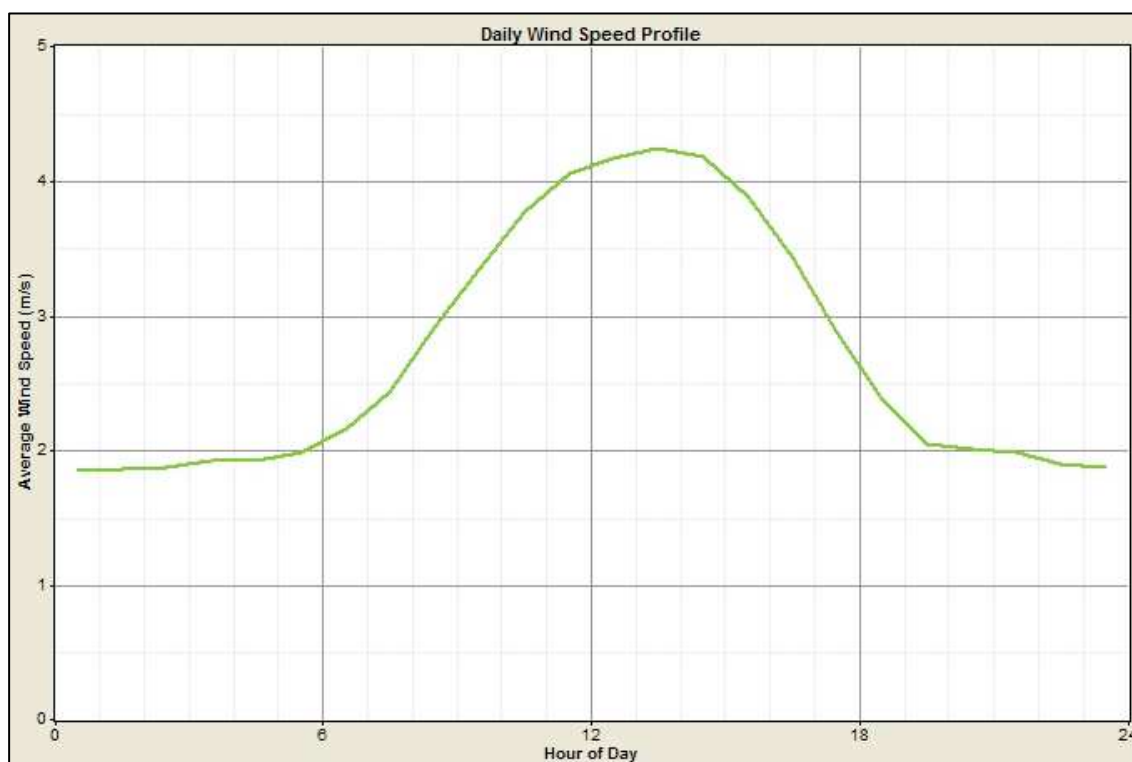


Figura 5 – Profilo velocità medie nelle 24h di Stazione ARPA Sassari PC 10m

- g) Per verificare se il biennio 2019-2020 di dati misurati della Stazione Sassari PC sono rappresentativi della ventosità di lungo periodo o se un correttivo è necessario, si sono adottati i dataset di Rianalisi ERA5 ricavati dal portale 3TIER (<https://www.3tier.com/>). Come procedura si sono estratti i dati orari ERA5 di velocità e direzione vento ad un punto di altezza mozzo di WTG sopra il piano di

campagna e in corrispondenza della collocazione della Stazione stessa (ovvero riproduzione di una Virtual Met Mast ad altezza mozzo alle coordinate UTM wgs84 32T 455219,4504888). Si è dunque confrontata la media dei dati ERA5 long-term con la media short-term del biennio 2019-2020. Tale confronto di Indice di Ventosità ha dimostrato che il biennio short-term è stato lievemente sotto la media per la zona e che un incremento del 2% deve essere applicato per ricavare una caratterizzazione di ventosità long-term, risultando in una Velocità media long-term di 2.97m/s ad altezza 10m sopra il piano di campagna. La Distribuzione di Frequenza long-term adottata a rappresentare la Stazione ARPA Sassari PC 10m è espressa per esteso in **Allegato B**.

3. ANALISI OROGRAFIA

In questa Sezione, partendo da una mappa satellitare SRTM con risoluzione DTM 10 m (passo griglia blu delle mappe 1000 m), l'obiettivo è di esaminare l'orografia generale di sito ed individuare eventuali fenomeni o criticità presenti nell'immediato intorno delle Turbine Eoliche (WTG) o anche effetti determinati da rilievi lontani dal sito. Nello specifico si esaminano le altimetrie, le pendenze del sito e le interdistanze tra WTG tenendo in considerazione che il modello di Turbina (WTG) proposto è la Vestas V162 7,2MW, avente diametro rotore 162 m e altezza mozzo 119 m per una altezza fuori terra complessiva di 200m (ground to tip height). Ulteriori informazioni di dettaglio sul modello Turbina saranno trattate in un Sezione successiva.

- a) Si premette innanzitutto che le coordinate e altitudini di base delle WTG oggetto di studio sono come da **Tabella 3** seguente.

ID turbina	UTM wgs84 32T Est (m)	UTM wgs84 32T Nord (m)	Altezza della base (m)
IT1	465096	4494370	475
IT2	465613	4494654	460
IT3	466608	4494220	505
IT4	466566	4493676	491
IT5	465436	4493476	474

Tabella 3 – WTG del Lay-Out wind farm Ittiri

- b) Da una visione di insieme dell'orografia di sito (**Figura 6**) si nota che il Layout WTG Ittiri è posto su una zona di altura bene esposta per uno sfruttamento ottimale delle correnti ventose da Ovest, Nordovest e settori limitrofi.

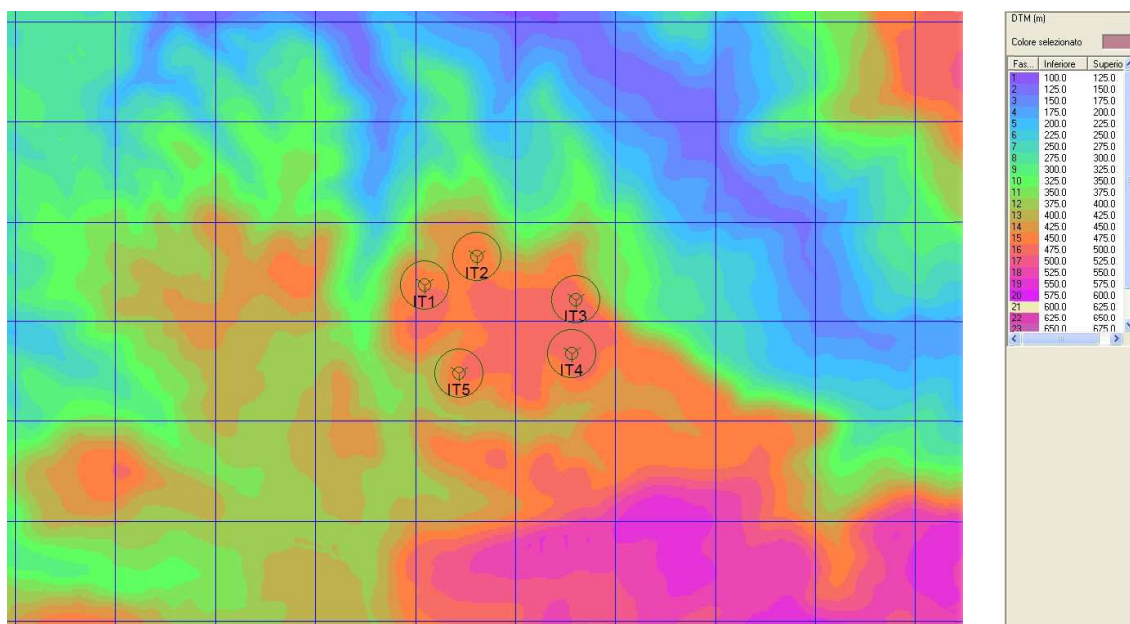


Figura 6 – WTG del Lay-Out wind farm Ittiri su DTM di altimetria

c) Dal punto di vista delle pendenze tutte le WTG di Layout si presentano con un intorno classificato come terreno IEC Complex, per cui uno studio approfondito sulla idoneità della WTG al sito sarà effettuata nella fase di progettazione esecutiva (Figura 7).

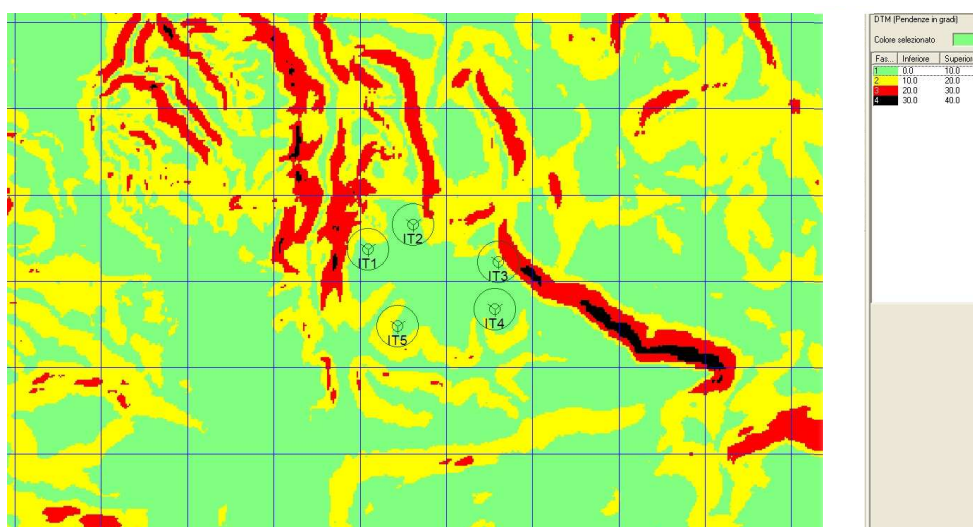


Figura 7 – WTG del Lay-Out wind farm Ittiri su DTM di clisimetria

d) Dal punto di vista interdistanze tra WTG non si rilevano criticità di nota. In particolare in **Figura 8** e considerando il modello WTG con diametro rotore 162m si mostrano le interdistanze 3D ritenute il tipico minimo progettuale. Per promemoria la griglia della mappa è con passo planimetrico 1000 m.

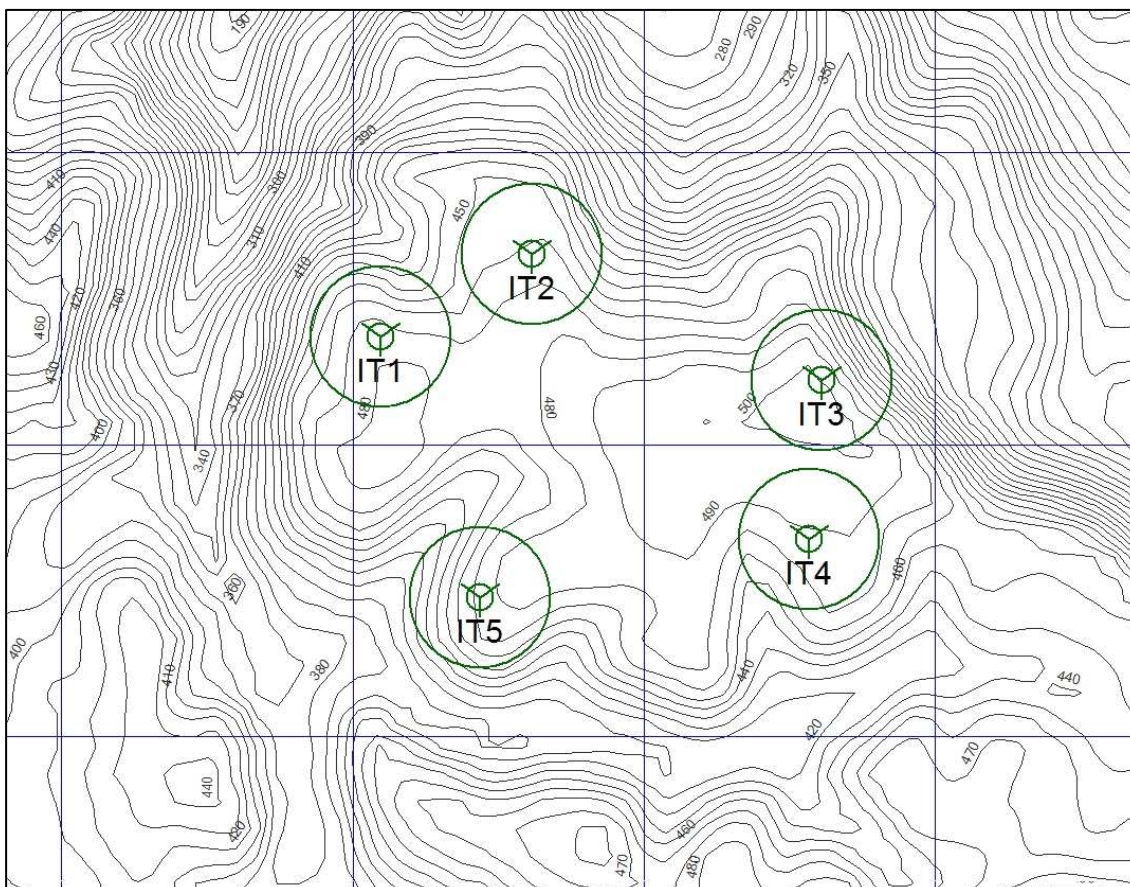


Figura 8 – Interdistanze WTG del Lay-Out wind farm Ittiri su mappa isoipse

4. MODELLO TURBINA EOLICA (WTG)

Il modello previsto da progetto è la Vestas V162 7,2MW come da quadro sintetico di **Tabella 4** seguente.

Modello WTG	Vestas V162 7,2 MW Mode PO7200
Potenza Nominale	7,2 MW
Diametro Rotore D	162 m
Altezza mozzo H	119 m
Altezza totale fuori terra	200 m
IEC class 61400-22	S
Velocità di Cut-in / Cut-out / Re-Cut-in	3,0 – 25,0 – 23,0 m/s

Tabella 4 – Specifiche principali WTG Vestas V162 7,2MW

I dettagli di performance WTG sono desumibili in **Allegato C**, estratto dai documenti tecnici ufficiali di Vestas.

5. ESTRAPOLAZIONE VENTOSITA' DA STAZIONE ANEMOMETRICA A WTG

Successivamente allo studio dell'anemologia (Sezione 2) e dell'orografia di sito (Sezione 3) si sono effettuati i seguenti passaggi salienti per derivare la ventosità long-term prevista al Layout progetto secondo coordinate e modello WTG (da Sezione 4):

- a) Il software WAsP è stato adottato per estrapolare il regime di ventosità alle 5 WTG di progetto ad altezza 70m (per effettuare poi verifica di velocità media a questa altezza e sua aderenza ai criteri minimi regionali per cui deve essere >5m/s ad ogni punto WTG) e 119m sopra piano campagna usando la Stazione Anemometrica ARPA Sassari PC 10m come punto di inizializzazione di modello e adottando la Distribuzione di Frequenza Long-Term determinata in Sezione 2 (**Allegato B**).
- b) Data la notevole differenza tra altezza di stazione misura 10m e altezza mozzo 119m si è verificato se il windshear α della Stazione Sassari PC previsto da software WAsP (ovvero il gradiente di incremento di velocità con l'altezza secondo la formula sottostante) è in linea con le attese per il tipo di orografia e Roughness superficiale del sito.

$$V_2 = V_1 * \left(\frac{H_2}{H_1}\right)^\alpha$$

Ebbene tale verifica su WAsP ha rilevato un valore di 0,24, che si ritiene accettabile e realistico per il tipo di terreno oggetto di studio.

- c) Ulteriore passaggio è stato di rilevare le velocità medie long-term prevista alle 5 posizioni di WTG a 70m, le quali sono risultate essere come da **Tabella 5** sopra i criteri minimi, ovvero maggiore di 5m/s sanciti da Delibera Regionale 3/17 del 2009.

ID turbina	UTM wgs84 32T Est (m)	UTM wgs84 32T Nord (m)	Velocità media del vento libero a 70 m (m/s)
IT1	465096	4494370	6,52 > 5m/s
IT2	465613	4494654	6,57 > 5m/s
IT3	466608	4494220	7,02 > 5m/s
IT4	466566	4493676	6,32 > 5m/s
IT5	465436	4493476	6,26 > 5m/s

Tabella 5 – Verifica Velocità minima a 70m di WTG Ittiri

6. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA P50

La ventosità determinata tramite software WAsP come Distribuzione di Frequenza Long-Term ai 5 punti WTG del Lay-Out è stata dunque caricata nel software WindFarmer per la previsione delle Efficienze di Scia (Wake Efficiency) e il calcolo delle Efficienze di Sistema (System Efficiency), ovvero tutte quelle perdite tecniche che si devono computare per il passaggio da una produzione lorda a una produzione netta di wind farm.

L'obiettivo di questo calcolo è la determinazione del valore a P50, ovvero tenendo conto che il processo di calcolo è essenzialmente probabilistico e non deterministico (per variabilità interannuale del vento, incertezze di modellistica, ecc.), il P50 è quel valore che rappresenta la media di un calcolo probabilistico degli scenari ipotizzabili.

In base alle premesse si presentano in **Tabella 6** sottostante i risultati di Stima di Produzione Energetica a P50, con ipotesi modello WTG V162 7,2MW di diametro rotore 162m e altezza mozzo 119m:

Numero di WTG	5	
Capacità sito	36	MW
Efficienza di Scia	95,5	%
Efficienza Elettrica	97,5	%
Disponibilità WTG	98,0	%
Disponibilità BoP	99,0	%
Degradazione aerodinamica pale	99,5	%
Disponibilità Rete Nazionale	100	%
Variazione curva di potenza	98,76	%
Isteresi ad alti venti	99,48	%
Sector Management	100	%
Produzione energetica annua netta stimata	96,8	GWh/anno
Fattore di capacità stimato	30,66	%
Ore Equivalenti annue	2688	he

Tabella 6 – Quadro di dettaglio Stima di Produzione annua P50 di wind farm Ittiri

In dettaglio si spiegano le Perdite considerate nel computo di tabella precedente:

a) *Efficienza di Scia*: ciò è dovuto alla riduzione della velocità del vento esercitata dalle schermature che si determinano tra turbine eoliche, dove per un determinata direzione del vento alcune WTG arretrate rispetto alla direzione del vento sono schermate dalle WTG ubicate in posizione più avanzata. Il valore in tabella è calcolato sulla base del modello teorico Eddy Viscosity con software WindFarmer.

b) *Efficienza Elettrica*: è dovuto alle perdite elettriche per effetto joule nei cavi interni del parco, nei trasformatori e in altri componenti dell'impianto elettrico interno alle WTG. Il valore in tabella è ipotizzato sulla base delle caratteristiche di progetto della wind farm in questione.

c) *Disponibilità WTG*: è dovuta ai fermi delle apparecchiature di WTG per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici, e tiene conto di fattori legati alla tecnologia di WTG e la logistica di manutenzione pianificata. Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

d) *Disponibilità BOP*: è dovuta ai fermi di tutte le altre apparecchiature di wind farm per manutenzione ordinaria, straordinaria o problemi tecnici (cavidotti, problemi di sottostazione, problemi di accesso WTG per dissesto rete stradale interna di wind farm, ecc.). Il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

e) *Degradazione aerodinamica pale*: è dovuto alle perdite di efficienza aerodinamica dovute alla formazione di sporco o ghiaccio che alterano il profilo aerodinamico delle pale. In base alla climatologia dell'area di parco il valore è ipotizzato sulla base di dati reali storici di impianti con caratteristiche tecniche analoghe alla wind farm in questione.

f) *Disponibilità Rete Nazionale*: è dovuta all'impossibilità in taluni casi di evacuare l'energia prodotta dalla wind farm per problemi di modulazione, manutentivi o tecnici della rete nazionale a cui il parco è allacciato. In questa sede non si sono ipotizzate perdite in tal senso.

g) *Variazione curva di potenza*: eventuali deviazioni della performance di WTG rispetto ai valori garantiti, per casi di Lay-Out subottimale date le interdistanze WTG. Da una verifica di interdistanze WTG effettuata si sono ipotizzate perdite da questo fattore.

h) *Isteresi ad alti venti*: è dovuta alle perdite di energia provocate dal ciclo di isteresi iterativo del sistema di controllo tra la velocità di cut-off di WTG (25m/s quando la WTG viene fermata) e la velocità di re-cut-in di WTG (23m/s ovvero quando la WTG viene riavviata). Questo parametro è stato calcolato sulla base della performance di WTG e la ventosità specifica di ogni WTG di Lay-Out.

i) *Sector Management*: eventuali interdistanze WTG subottimali inferiori a 3 diametri rotore (486m nel caso specifico) possono determinare l'esigenza di un fermo WTG programmato per alcune WTG di wind farm allo scopo di preservarne l'integrità strutturale in certe condizioni di vento (es: alta turbolenza, alto vento da una certa direzione, ecc.). Lo studio preliminare di questo parametro in particolare non ha fatto emergere la necessità di fermi WTG e quindi si è ipotizzata una perdita di Sector Management nulla.

I risultati P50 individuali di WTG per i parametri principali sono riportati nella **Tabella 7** che segue. Da questi risultati si desume che tutte le WTG proposte soddisfano il criterio della produzione minima netta annua P50 di almeno 2000 Ore Equivalenti imposte da Delibera Regionale 3/17 del 2009.

ID Turbina	Velocità media del vento libero (m/s)	Resa Netta P50 (MWh/anno)	Ore Equivalenti P50 (h/anno)
IT1	7,19	19752	2743 > 2000
IT2	7,27	19303	2681 > 2000
IT3	7,57	20168	2801 > 2000
IT4	7,05	18769	2607 > 2000
IT5	6,92	18760	2606 > 2000

Tabella 7 – Quadro sintetico Stima di Produzione annua P50 di WTG wind farm Ittiri

A titolo di riferimento per la finalità di questo studio non si tratteranno eventuali studi delle incertezze di parametro e di scenari di probabilità PXX in quanto situazioni da considerare tipicamente per una bancabilità e finanziamento di progetto.

ALLEGATO A – STRUMENTAZIONE MISURA VENTO STAZIONI ARPA SARDEGNA

Sensore di velocità del vento

Codice - Code
FAR203xx

Wind speed sensor

Descrizione

Il sensore è provvisto di un elemento a tre coppe girevole intorno ad un asse verticale (mulinello di Robinson). Il gruppo girante è montato su cuscinetti in acciaio inox a basso attrito; in questo modo la sensibilità del sensore risulta molto elevata.

Il corpo del sensore è realizzato in alluminio anticorrosivo, materiale che garantisce una consistente durata nel tempo e un'elevata resistenza alla corrosione, rendendo lo strumento adatto per applicazioni in ambienti marini.

Questo sensore fornisce una buona risposta su tutta la scala di velocità del vento, essendo adatto sia a rilevare basse intensità di vento, che velocità importanti fino a 50 m/s (corrispondenti a 180 km/h).

Il trasduttore utilizzato è un foto accoppiatore ottico che consente di convertire la velocità di rotazione in un segnale impulsivo. La frequenza degli impulsi in uscita dall'accoppiatore ottico è proporzionale alla velocità di rotazione del mulinello e, dunque, alla velocità del vento.

La scheda elettronica di gestione interna, basata su un microprocessore a 32bit a basso consumo energetico, consente di caratterizzare il funzionamento del sensore in più punti all'interno del campo operativo; ciò consente di linearizzare la curva di risposta elevando la precisione complessiva dello strumento.

All'estremità inferiore del sensore è montato il connettore di collegamento al cavo di segnale e di alimentazione. Il connettore è di tipo stagno con innesto a vite.

Per la taratura dello strumento viene utilizzato un sensore campione certificato ACCREDIA, la certificazione per confronto consente di mantenere la continuità con la catena metrologica e garantisce un valore scientifico alla misura.

La manutenzione di questo sensore è molto limitata: un controllo annuale dei cuscinetti garantisce il perfetto funzionamento dello strumento.

Nelle applicazioni in alta montagna, o più in generale dove è probabile che la temperatura scenda sotto lo zero, è possibile utilizzare una versione dello strumento provvista di riscaldatore termostato.



Description

The sensor is provided with a Robinson 3 cup rotor which rotates around a vertical axis.

This element is mounted on the top of the sensor body and is joint to an internal axis which is linked to stainless steel bearings with low friction in order to increase sensor sensitivity.

Coupled to the rotation axis, an optical transducer converts the rotation rate to a digital electric signal. The frequency of the impulsive signal is proportional to rotation rate of the rotor and so to wind speed.

The sensor body is made in anticorrosive aluminum, a material which guarantees a substantial durability and high resistance to corrosion, making the instrument suitable for applications in marine environments.

The sensor provides a good response over the entire range of wind speed, it is able to detecting low intensity of wind and high speeds up to 50 m/s (corresponding to 180 km/h).

An electronic board, based on a low power 32bit microprocessor, allows the characterization of the sensor at several points within the operating range; this allows to linearize the response curve so as to elevate the accuracy of the instrument.

On the bottom end of the sensor there is a connector for the signal and supply cable. The connector is watertight and has a screw connection.

For the calibration of the sensor, a certified instrument is used (reference ACCREDIA). The calibration based on comparison allows to maintain continuity with the metrological chain and assigns a scientific value to the measurement.

The sensor requires minimal maintenance: at least once a year, it is recommended to check the regular rotation of the cup-wind mill, which must take place without any particular friction, but rather with the normal smoothness of a mechanical component rotating on bearings.

Optionally, a heating set is available in order to avoid the block of the rotor due to freezing.

Caratteristiche Tecniche
Technical Specifications

Tipo sensore	Mulinello a tre coppe <i>Three cup rotor</i>	Sensor type
Principio di misura	Trasduttore ottico ad impulsi <i>Optical pulse transducer</i>	Measuring principle
Range di misura	0...50m/s - limite di danneggiamento: 75m/s <i>0...50m/s - damage limit: 75m/s</i>	Measuring range
Accuratezza	±0,5m/s fino a 10m/s; ±1,0m/s oltre 10m/s (taratura standard) <i>±0,5m/s until 10m/s; ±1,0 m/s over 10m/s (standard calibration)</i> ±0,2m/s (taratura personalizzata - <i>customized calibration</i>)	Accuracy
Risoluzione	0,01m/s	Resolution
Sensibilità	<0,2m/s	Sensitivity threshold
Uscita elettrica	0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V; 4 ... 20mA; RS485 Modbus	Electrical output
Alimentazione	9 ... 24 Vdc	Power supply
Consumo	≤10mA @ 12Vdc (+ segnale elettrico in uscita versioni 4-20mA; + <i>electrical output for 4-20mA version</i>)	Power consumption
Protezione transienti elettrici	Zener veloci (diodi ICTE) e varistori <i>Fast zener (ICTE diodes) and varistors</i>	Surge protection
Temperatura di esercizio	-30 ... +70°C	Operating range
Dimensioni	H=300mm D=200mm	Dimensions
Peso	0,6Kg	Weight
Riscaldatore (opzionale)	Alimentazione: 10...15Vdc <i>Power supply: 10...15Vdc</i> Consumo: 0,9 A <i>Power consumption: 0,9 A</i> Soglia di innesco: 4°C <i>Threshold start: 4°C</i>	Heater (optional)

Codice d'ordine
Ordering codes

Sensore velocità vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine)	FAR203AA	Wind speed sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order)
Sensore velocità vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine) e riscaldatore interno	FAR203CA	Wind speed sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order) and internal heater
Sensore velocità vento con uscita 4 ... 20mA	FAR203BA	Wind speed sensor with electrical output 4 ... 20mA
Sensore velocità vento con uscita 4 ... 20mA e riscaldatore interno	FAR203DA	Wind speed sensor with electrical output 4 ... 20mA and internal heater
Sensore velocità vento con uscita RS485 Modbus	FAR203EA	Wind speed sensor with output RS485 Modbus

Le specifiche tecniche possono essere modificate senza preavviso

Technical specifications may be varied without prior notice

Sensore di direzione del vento

Codice - Code
FAR305xx

Wind direction sensor

Descrizione

Il sensore di direzione serve per misurare la provenienza del vento.

E' costituito da una banderuola, fissata ad un asse verticale rotante, sagomata in modo da allinearsi sempre con la direzione di provenienza del vento.

La banderuola è montata su cuscinetti INOX a basso attrito che rendono molto affidabile e sensibile lo strumento.

Un potenziometro magnetico circolare, ed un apposito circuito elettronico, convertono la posizione angolare della banderuola in una uscita elettrica proporzionale. La tecnologia magnetica attualmente rappresenta lo stato dell'arte rispetto ad altri sistemi di trasduzione dell'angolo di rotazione; questo oltre a garantire un'elevata precisione prospetta una vita utile superiore ai sensori di tipo ottico o potenziometrico tradizionale. Inoltre i sensori di tipo magnetico annullano completamente l'angolo morto caratteristico dei potenziometri circolari tradizionali.

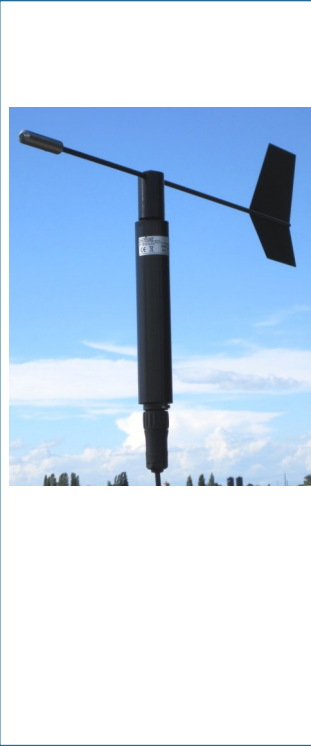
La misura di uscita del sensore è in gradi (scala 0-360) riferiti al nord.

Il corpo del sensore è realizzato in alluminio anticorrosivo, materiale che garantisce una consistente durata nel tempo e un'elevata resistenza alla corrosione, rendendo lo strumento adatto per applicazioni in ambienti marini.

La misura della direzione del vento è un'informazione fondamentale quando si voglia monitorare la trasmissione dei pollini o degli agenti inquinanti presenti in aria.

La manutenzione di questo sensore è ridotta al minimo: un controllo annuale dei cuscinetti garantisce il perfetto funzionamento dello strumento.

Nelle stazioni in alta montagna o più in generale dove è probabile che la temperatura scenda sotto lo zero, è possibile installare una versione dello strumento provvista di riscaldatore termostato.



Description

The sensor is made up of a vane rotating around a vertical axis, designed to be always aligned to the wind direction.

The vane is placed at the end of a counterbalanced support and it's joint to the rotating vertical axis. All the rotating group is linked on stainless steel bearings with low friction, this allows a very high sensitivity.

The vane is joint to a magnetic potentiometer that converts the angular position to an electrical voltage signal. The magnetic technology currently represents the state of the art with respect to other systems of transduction of the angle of rotation; this ensures high precision and a useful life in excess of optical type sensors or potentiometric traditional. In addition, the magnetic transducer eliminates completely the blind spots characteristic of traditional circular pots.

The sensor body is made in anticorrosive aluminum, a material which guarantees a substantial durability and high resistance to corrosion, making the instrument suitable for applications in marine environments.

On the bottom end of the sensor there is a connector for the signal and supply cable. The connector is watertight and has a screw connection.

The measurement of the wind direction is basic information for the monitoring of transmission of pollen or pollutants present in the air.

The sensor requires minimal maintenance: at least once a year, it is recommended to check the regular rotation of the cup-wind mill, which must take place without any particular friction, but rather with the normal smoothness of a mechanical component rotating on bearings.

Optionally, a heating set is available in order to avoid the block of the rotor due to freezing.

Caratteristiche Tecniche
Technical Specifications

Tipo sensore	Gonioanemometro <i>Gonioanemometer</i>	Sensor type
Principio di misura	Potenziometro magnetico <i>Magnetic potentiometer</i>	Measuring principle
Range di misura	0 ... 360°	Measuring range
Accuratezza	±1°	Accuracy
Risoluzione	0,08°	Resolution
Sensibilità	≤0,25m/s	Sensitivity threshold
Uscita elettrica	0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V; 4 ... 20mA; RS485	Electrical output
Alimentazione	9 ... 24Vdc	Power supply
Consumo	≤10mA @ 12Vdc (+ segnale elettrico in uscita versioni 4-20mA; + <i>electrical output 4-20mA version</i>)	Power consumption
Protezione transienti elettrici	Zener veloci (diodi ICTE) e variatori <i>Fast zener (ICTE diodes) and varistors</i>	Surge protection
Temperatura di esercizio	-30 ... +70°C	Operating range
Dimensioni	H=380mm D=630mm	Dimensions
Peso	0,7Kg	Weight
Riscaldatore (opzionale)	Alimentazione: 10...15Vdc <i>Power supply: 10...15Vdc</i> Consumo: 0,9 A <i>Power consumption: 0,9 A</i> Soglia di innesco: 4°C <i>Threshold start: 4°C</i>	Heater (optional)

Codice d'ordine
Ordering codes

Sensore direzione vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine)	FAR305AA	Wind direction sensor with electrical output uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order)
Sensore direzione vento con uscita 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (da definire all'ordine) e riscaldatore interno	FAR305CA	Wind direction sensor with electrical output 0 ... 1V; 0 ... 2V; 0 ... 5V (to be defined at the order) and internal heater
Sensore direzione vento con uscita 4 ... 20mA	FAR305BA	Wind direction sensor with electrical output 4 ... 20mA
Sensore direzione vento con uscita 4 ... 20mA e riscaldatore interno	FAR305DA	Wind direction sensor with electrical output 4 ... 20mA and internal heater
Sensore direzione vento con uscita RS485	FAR305EA	Wind direction sensor with electrical output RS485

Le specifiche tecniche possono essere modificate senza preavviso

Technical specifications may be varied without prior notice

ALLEGATO B – TAB FILE DI WASP SASSARI PC LONG TERM

ALLEGATO C – SPECIFICHE DI DETTAGLIO WTG VESTAS V162 7,2MW

Restricted
Document no.: 0114-3777 V03
2022-07-01

Performance Specification

EnVentus™

V162-7.2 MW 50/60 Hz



Classification: Restricted

Vestas Wind Systems A/S : Hedegaard 42 : 8200 Arhus N : Denmark : www.vestas.com

Vestas®

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

1 General Description

The Vestas V162-7.2 MW is a wind turbine variant within the EnVentus™ turbine range. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The V162-7.2 MW turbine has a rotor diameter of 162 m and a rated power of 7.2 MW.

For more details, please refer to the General Description of the EnVentus™ turbine range (General Description EnVentus™ - 0112-2836).

2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IECRE OD-501	IEC S	119 / 138 / 166 m
DIBt 2012	DIBt S	119 / 169 m

3 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

3.1 Climate and Site Conditions

The standard turbine is designed for the wind climate conditions listed below. Values refer to hub height.

	DIBt towers***		IEC towers			
Wind Class	DIBt S	DIBt S	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S
Hub Height	119m	CHT* 169m	119m**	119m	166m	138m
Power Rating	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW	7.2 MW
Average design parameters						
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.6 m/s	7.5 m/s	7.9 m/s	8.4 m/s	7.4 m/s	8.1 m/s
Weibull Scale Factor, C	8.6 m/s	8.5 m/s	8.9 m/s	9.5 m/s	8.3 m/s	9.1 m/s
Weibull Shape Factor, k	2	2	2.5	2.5	2.48	2.5
I_{ref} acc. to IEC 61400-1	S	S	14%	14%	15%	13%
Turbulence Intensity, I_{90} (90% quant.)	S	S	15.70%	15.70%	16.90%	14.60%
Wind Shear, α	0.25	0.27	0.22	0.15	0.3	0.21
Inflow Angle	8°	8°	8°	8°	8°	8°
Extreme design parameters						
Extr Wind Speed (10 min average), V_{50}	39.5 m/s	37.6 m/s	39.5 m/s	41.5 m/s	35.0 m/s	41.5 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{e50}	55.3 m/s	52.6 m/s	55.3 m/s	58.1 m/s	49.0 m/s	58.1 m/s
Turbulence intensity, $I_{V(z)}$	11.3%	11.1%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%

* CHT refers to Concrete Hybrid Tower

** Low tower diameter to meet transport constraints

*** Reduction of 0.5 m/s in V_{ave} for 25 years certification

NOTE

The turbine is intended for low to medium wind speed sites and is classified as DIBt S and IEC S. Please contact Vestas Wind Systems A/S for further information if needed.

Climatic conditions for turbines with the optional Vestas Anti-icing System (VAS) may vary from above. Please contact Vestas Wind Systems A/S for further information.

3.1.1 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing below two rotor diameters (2D) may require sector-wise curtailment.

NOTE As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

3.2 Operational Envelope – Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Wind Climate	DIBt S, IEC S
	PO7200
Cut-In, V_{in}	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	25 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	23 m/s

6 Power Curves, Ct Values and Sound Curves, Mode PO7200

6.1 Power Curves, Mode PO7200

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	42	32	33	34	35	36	37	38	39	39	40	41	43	44
3.5	113	70	74	77	80	84	88	92	96	100	104	108	117	122
4.0	254	168	176	184	192	200	207	215	223	231	239	246	262	269
4.5	426	306	316	327	338	349	360	371	382	393	404	415	437	448
5.0	633	466	481	497	512	527	542	558	573	588	603	618	648	663
5.5	883	660	680	700	720	741	761	781	802	822	842	863	904	924
6.0	1189	895	921	948	975	1001	1028	1055	1082	1109	1135	1162	1216	1242
6.5	1549	1174	1208	1242	1277	1311	1345	1379	1413	1447	1481	1515	1583	1617
7.0	1969	1502	1545	1587	1630	1672	1715	1757	1800	1842	1885	1927	2012	2054
7.5	2449	1876	1928	1981	2033	2085	2137	2189	2241	2293	2345	2397	2501	2552
8.0	2994	2302	2365	2428	2491	2554	2617	2680	2743	2806	2868	2931	3056	3118
8.5	3607	2782	2858	2933	3008	3084	3159	3233	3308	3383	3458	3532	3680	3753
9.0	4277	3317	3405	3494	3583	3672	3760	3848	3936	4024	4108	4193	4343	4408
9.5	4914	3884	3987	4089	4191	4293	4392	4492	4591	4690	4765	4839	4945	4977
10.0	5519	4494	4610	4727	4843	4960	5061	5163	5264	5366	5417	5468	5525	5531
10.5	6098	5123	5253	5383	5512	5642	5734	5826	5918	6010	6039	6069	6091	6085
11.0	6647	5732	5872	6011	6151	6290	6369	6448	6527	6606	6620	6633	6634	6621
11.5	7015	6299	6431	6564	6696	6828	6871	6913	6956	6998	7004	7010	7006	6997
12.0	7158	6778	6854	6931	7008	7084	7102	7119	7137	7154	7156	7157	7155	7152
12.5	7189	7043	7074	7106	7138	7170	7174	7178	7183	7187	7188	7189	7189	7188
13.0	7198	7153	7162	7171	7180	7189	7191	7193	7195	7197	7197	7198	7198	7198
13.5	7200	7181	7185	7189	7193	7197	7197	7198	7199	7200	7200	7200	7200	7200
14.0	7200	7193	7194	7196	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
14.5	7200	7197	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
18.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
18.5	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7191
19.0	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113	7113
19.5	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956	6956
20.0	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682	6682
20.5	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305	6305
21.0	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865	5865
21.5	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397	5397
22.0	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928	4928
22.5	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459	4459
23.0	3984	3983	3983	3983	3983	3984	3984	3984	3984	3984	3984	3984	3984	3984
23.5	3514	3515	3514	3514	3514	3514	3514	3514	3514	3515	3514	3514	3514	3514
24.0	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049	3049
24.5	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598	2598
25.0	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202	2202

Original Instruction: T05 0114-3777 VER 03

T05 0114-3777 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2022-07-27 by PIDEI

6.2 Ct Values, Mode PO7200

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.930	0.938	0.937	0.937	0.936	0.935	0.935	0.934	0.933	0.932	0.932	0.931	0.929	0.929
3.5	0.871	0.876	0.876	0.875	0.875	0.874	0.874	0.873	0.873	0.872	0.872	0.871	0.870	0.870
4.0	0.846	0.854	0.854	0.853	0.852	0.852	0.851	0.850	0.849	0.848	0.847	0.847	0.845	0.844
4.5	0.830	0.838	0.837	0.836	0.836	0.835	0.834	0.834	0.833	0.832	0.832	0.831	0.830	0.829
5.0	0.812	0.811	0.811	0.811	0.811	0.811	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.813
5.5	0.805	0.801	0.802	0.802	0.802	0.803	0.803	0.803	0.804	0.804	0.804	0.804	0.805	0.805
6.0	0.806	0.804	0.804	0.804	0.804	0.805	0.805	0.805	0.805	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806
6.5	0.808	0.807	0.807	0.807	0.807	0.807	0.807	0.807	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808
7.0	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.807
7.5	0.807	0.809	0.809	0.809	0.809	0.808	0.808	0.808	0.808	0.808	0.807	0.807	0.806	0.806
8.0	0.804	0.809	0.808	0.808	0.808	0.807	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.803
8.5	0.801	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.803	0.803	0.802	0.802	0.799	0.798
9.0	0.787	0.802	0.802	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.793	0.790	0.774	0.761
9.5	0.734	0.786	0.785	0.784	0.783	0.782	0.780	0.777	0.775	0.772	0.759	0.747	0.711	0.688
10.0	0.671	0.769	0.767	0.766	0.765	0.763	0.755	0.747	0.739	0.731	0.711	0.691	0.648	0.625
10.5	0.615	0.744	0.741	0.739	0.736	0.734	0.720	0.706	0.692	0.678	0.657	0.636	0.595	0.574
11.0	0.566	0.706	0.703	0.699	0.695	0.692	0.675	0.658	0.641	0.624	0.605	0.585	0.548	0.530
11.5	0.508	0.656	0.650	0.643	0.637	0.630	0.612	0.594	0.576	0.557	0.541	0.525	0.494	0.479
12.0	0.444	0.600	0.587	0.574	0.560	0.547	0.531	0.515	0.499	0.483	0.470	0.457	0.432	0.421
12.5	0.384	0.529	0.513	0.498	0.483	0.468	0.455	0.442	0.429	0.415	0.405	0.395	0.375	0.367
13.0	0.336	0.458	0.444	0.430	0.417	0.403	0.392	0.382	0.371	0.361	0.353	0.344	0.328	0.321
13.5	0.296	0.398	0.386	0.375	0.364	0.352	0.343	0.335	0.326	0.317	0.310	0.303	0.289	0.283
14.0	0.262	0.349	0.339	0.329	0.320	0.310	0.303	0.295	0.288	0.280	0.274	0.268	0.257	0.251
14.5	0.234	0.309	0.300	0.292	0.284	0.276	0.269	0.263	0.256	0.250	0.245	0.239	0.229	0.225
15.0	0.210	0.275	0.268	0.261	0.253	0.246	0.241	0.235	0.230	0.224	0.219	0.215	0.206	0.202
15.5	0.190	0.247	0.240	0.234	0.228	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.198	0.194	0.186	0.182
16.0	0.172	0.223	0.217	0.212	0.206	0.201	0.196	0.192	0.187	0.183	0.179	0.176	0.169	0.166
16.5	0.157	0.202	0.197	0.192	0.187	0.182	0.178	0.174	0.171	0.167	0.163	0.160	0.154	0.151
17.0	0.143	0.184	0.179	0.175	0.171	0.166	0.163	0.159	0.156	0.152	0.149	0.146	0.141	0.138
17.5	0.132	0.169	0.165	0.161	0.157	0.153	0.150	0.147	0.143	0.140	0.138	0.135	0.130	0.127
18.0	0.122	0.155	0.152	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.124	0.119	0.117
18.5	0.112	0.143	0.139	0.136	0.133	0.129	0.127	0.124	0.121	0.119	0.117	0.114	0.110	0.108
19.0	0.102	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.100	0.099
19.5	0.093	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.095	0.091	0.090
20.0	0.083	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.082	0.080
20.5	0.073	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.072	0.071
21.0	0.064	0.080	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062
21.5	0.056	0.069	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054
22.0	0.048	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.047	0.047
22.5	0.041	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040
23.0	0.036	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035	0.035
23.5	0.030	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.029
24.0	0.026	0.031	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025
24.5	0.022	0.026	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.021	0.021
25.0	0.018	0.022	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018

Original Instruction: T05 0114-3777 VER 03

T05 0114-3777 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2022-07-27 by PIDEI