

**ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA**

---

—  
**FACOLTÀ DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA  
IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

Dipartimento di Ingegneria delle Costruzioni Meccaniche,  
Nucleari, Aeronautiche e di Metallurgia

Tesi di Laurea specialistica in:  
**Impatto ambientale dei sistemi energetici LS**

**METODOLOGIE E PROCEDURE PER LA  
VERIFICA DEL RENDIMENTO DELLE  
TURBINE EOLICHE IN CONDIZIONI  
OPERATIVE ED OROGRAFIA COMPLESSA**

CANDIDATO:  
**Virginia MANGONE**

RELATORE:  
Chiar.mo Prof. Ing. **Giovanni NALDI**

CORRELATORE  
Chiar.mo Prof. Ing. **Antonio PERETTO**

---

*Anno Accademico 2006-2007*

Any way the wind blows



# INDICE

Introduzione	1
1. Metodi di verifica della curva di potenza	5
1.1. Site Calibration	6
1.2. Numerical Site Calibration	9
1.3. Nacelle Anemometry	12
2. Analisi delle incertezze	21
2.1. Fondamenti	22
2.2. Basi teoriche per la determinazione dell'incertezza di misura mediante il metodo dei bin	28
2.3. Valutazione dell'incertezza associata alla Site Calibration	33
2.4. Valutazione dell'incertezza associata alla Numerical Site Calibration	39
2.5. Valutazione dell'incertezza in caso di Nacelle Anemometry	40
3. Test di verifica: preparazione del test	45
3.1. Ubicazione del test	47

3.2. Caratteristiche dell'impianto	51
3.3. Descrizione dell'aerogeneratore	55
3.4. Strumentazione di misura	59
4. Test di verifica: elaborazioni e risultati	65
4.1. Elaborazioni	65
4.2. Curva di potenza	73
4.3. Analisi delle incertezze	80
Conclusioni	89
Bibliografia	93
Ringraziamenti	95

# Introduzione

La convenienza economica di una centrale eolica fa affidamento principalmente sulla disponibilità del potenziale di vento e sul rendimento di una turbina eolica. Valutazioni di performance del parco eolico vengono spesso richieste nei contratti fra sviluppatori, finanziatori e costruttori.

Una revisione dello standard sulle prestazioni di potenza degli aerogeneratori è in corso in questi anni. Il fine che i certificatori si sono prefissati di raggiungere è di redigere 4 documenti; il primo è all'incirca un aggiornamento del documento esistente sulle misure di power performance su singoli aerogeneratori, mentre il secondo tratterà le procedure di verifica delle prestazioni di potenza per singoli aerogeneratori. Il terzo riguarda le procedure di misura delle prestazioni energetiche dell'intero parco eolico e il quarto le procedure di misura di power performance per aerogeneratori di piccola taglia non connessi alla rete elettrica.

Il presente studio si inserisce in questo contesto caratterizzato da una normativa in sviluppo e dalla presenza di numerosi studi, rapporti e progetti realizzati dai centri di ricerca nel campo dell'energia eolica.

Le prestazioni energetiche di una turbina eolica vengono valutate attraverso la curva di potenza caratteristica dell'aerogeneratore, ove per curva di potenza si intende la potenza sviluppata dalla macchina in corrispondenza a ciascuna velocità del vento che investe il rotore.

Fondamentale è quindi la corretta valutazione della curva di potenza, la cui misura viene realizzata dal costruttore dell'aerogeneratore stesso; il quale è tenuto ad eseguire il test di misura su un sito di prova, detto "ideale", che soddisfi determinati requisiti, come terreno piatto o assenza di ostacoli (edifici, vegetazione, ecc) che creino delle deviazioni del flusso di vento. Le aziende costruttrici forniscono quindi curva di potenza ed incertezza ad essa associata, le quali vengono utilizzate nelle stime di producibilità della centrale eolica.

Interesse quindi di tutte le figure che promuovono lo sviluppo di impianti industriali per la produzione di energia elettrica da fonte eolica è verificare che la prestazione garantita dal costruttore rispecchi la realtà della macchina. Nei contratti di fornitura dell'aerogeneratore può essere concordata una metodologia di verifica della curva di potenza da realizzarsi sul sito, detto "reale", ove verrà effettivamente localizzata la turbina eolica.

Insorgono però a questo punto delle difficoltà legate alle differenti tipologie di terreno; la determinazione della curva di potenza, infatti, su sito piatto o ad orografia complessa può portare ad ottenere risultati differenti sulle prestazioni dell'aerogeneratore, malgrado esso sia esposto alle medesime condizioni di vento. Queste differenze sono probabilmente dovute all'orografia, la quale distorce il flusso di vento

provocando: flusso inclinato, intensità di turbolenza, wind shear, ecc.

Oggetto della tesi è innanzitutto un'analisi teorico qualitativa delle metodologie di verifica delle prestazioni di un aerogeneratore, al fine di presentare in modo chiaro ed organico le procedure atte a misurare la curva di potenza.

A questa parte iniziale segue una elaborazione pratica dei principi acquisiti nella fase di studio preliminare, che è confluita in un test di verifica delle prestazioni di potenza, realizzato su un parco eolico in esercizio, di proprietà della Edison Energie Speciali S.p.A. (EDENS).

A questo proposito ricordiamo che Edison Energie Speciali S.p.A. produce energia elettrica da fonte rinnovabile impiegando le tecnologie più avanzate, nel massimo rispetto per l'ambiente. La società opera su tutto il territorio nazionale svolgendo direttamente le attività necessarie per lo sviluppo della fonte eolica, dalla fase di selezione del sito sino all'esercizio degli impianti e alla loro dismissione alla fine del ciclo di vita.

Edens è controllata al 100% dalla capogruppo Edison e con questa ha stipulato un contratto per la fornitura di servizi di ingegneria, approvvigionamento, gestione del personale, amministrazione contabilità e finanze, sistemi informativi. Edens gestisce, tramite le proprie sedi operative, gli impianti eolici sia di proprietà, sia appartenenti a società controllate, alcune delle quali con la partecipazione di Enti locali.



# 1 Metodi di verifica della curva di potenza

Esistono diverse metodologie per verificare le prestazioni energetiche di un aerogeneratore, di ognuna delle quali sono state delineate e testate numerose varianti negli ultimi anni, al fine di individuare per ognuna di esse la migliore, che possa diventare una procedura standard, che sia di riferimento a tutte le figure implicate nello sviluppo di una centrale eolica.

Fra queste diverse metodologie si è scelto di trattarne tre nello specifico. La prima, denominata Site Calibration, è una delle prime procedure ad essere stata ideata, e viene anche utilizzata tradizionalmente per la definizione delle prestazioni di potenza delle turbine eoliche, cioè per la misura della curva di potenza, da parte dei costruttori stessi di aerogeneratori.

Le altre due metodologie, Numerical Site Calibration e Nacelle Anemometry, sono quelle verso le quali l'industria eolica sta volgendo negli ultimi anni la propria attenzione, nel tentativo di rendere più semplici e meno onerose, ma ugualmente affidabili, le misure di power performance. Entrambi i metodi infatti entreranno a far parte della normativa nella sua prossima pubblicazione.

## 1.1 SITE CALIBRATION

La prova si basa sull'installazione di due stazioni anemometriche temporanee di misura, una delle quali viene usata come torre di riferimento per le misure, mentre la seconda viene eretta nella posizione in cui si è pianificato di collocare l'aerogeneratore. Va da sé che questo tipo di prova può essere realizzato solo prima della costruzione dell'impianto o dopo la rimozione della turbina.

Installare temporaneamente una stazione di misura al posto della turbina permette di correlare le condizioni di vento che si hanno nella posizione della macchina con quelle nella posizione dell'anemometro di riferimento, che viene ubicato ad una distanza compresa tra 2÷4 volte il diametro del rotore.

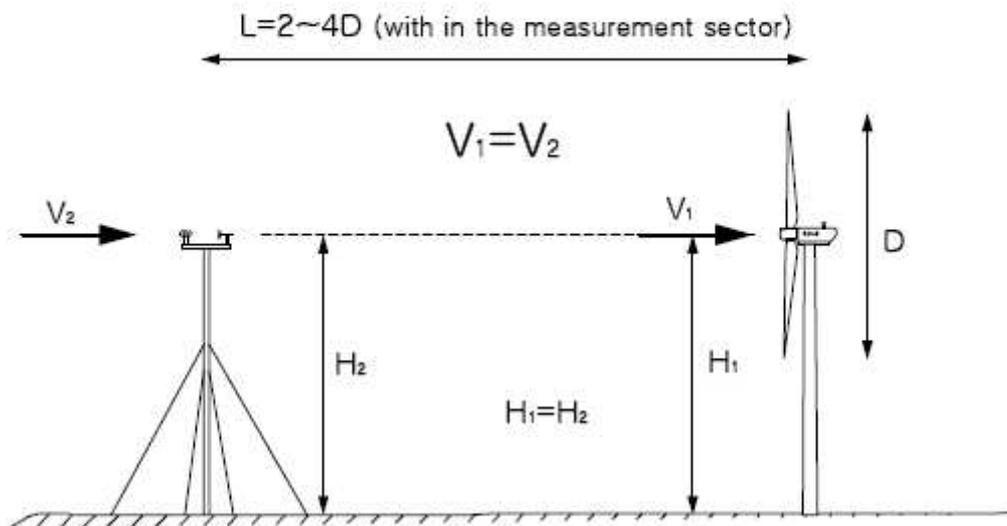
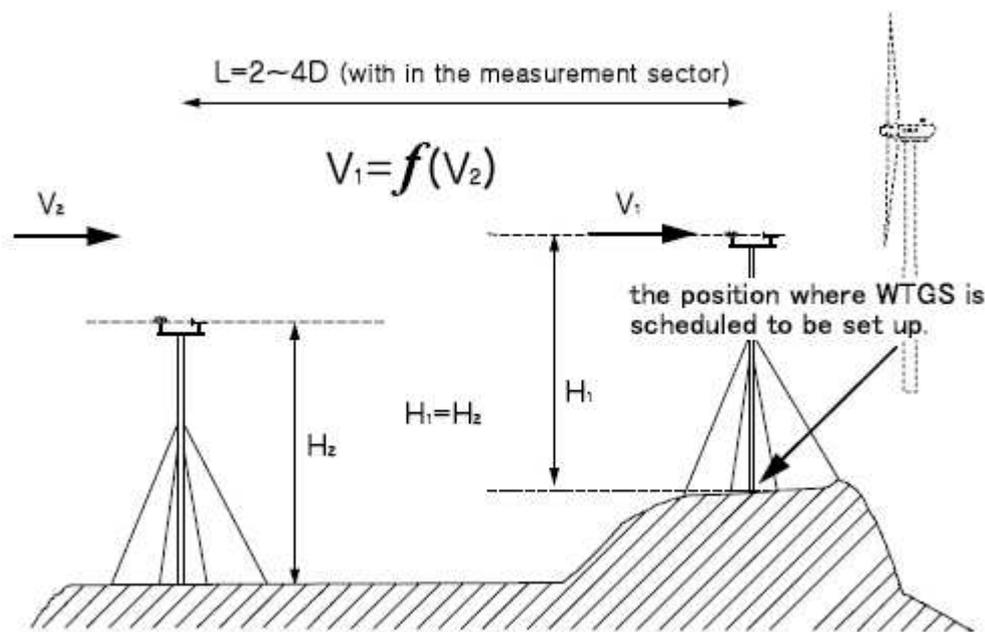


Figura 1-1 Misura delle prestazioni di potenza mediante stazione anemometria di riferimento in caso di terreno piatto



**Figura 1-2 Misura delle prestazioni di potenza mediante una Site Calibration in caso di terreno complesso**

Una Site Calibration quindi quantifica e potenzialmente riduce gli effetti del terreno e degli ostacoli sulle misure di power performance. Terreno e ostacoli possono infatti causare una sistematica differenza nella velocità del vento tra la posizione della stazione anemometrica sulla quale è montato l'anemometro di riferimento e il centro del rotore dell'aerogeneratore.

Una volta collocate le due stazioni anemometriche, che saranno di altezza pari a quella degli aerogeneratori, viene realizzata una campagna di raccolta dati di velocità del vento, temperatura e pressione dell'aria che vengono organizzati in bin di direzione del vento di massimo  $10^\circ$ . Dovranno però essere escluse le direzioni sulle quali sono presenti ostacoli o caratterizzate da particolari condizioni topografiche, come

definito nella IEC 61400-12-1 par 5.22, in modo da utilizzare solamente settori di direzione indisturbati.

La campagna di misura dovrà essere di minimo 24 ore di dati per ogni direzione di vento indisturbata, con almeno 6 ore di dati al di sopra di 8 m/s e 6 ore di dati al di sotto.

Dal set di dati raccolto vengono calcolate, per ogni settore di direzione, le medie dei fattori di correzione del flusso dovuti al terreno, come rapporto tra la velocità del vento nella posizione della turbina e la velocità del vento alla stazione di riferimento.

Un risultato chiave della Site Calibration è proprio questa tabella di fattori di correzione per ogni settore di direzione.

Può accadere che i dati ottenuti siano insufficienti a definire i fattori di correzione, in tal caso è possibile aumentare il numero dei settori di misura, che dovranno essere scelti secondo l'Annex A della IEC 61400-12-1. La tecnica della Site Calibration non riduce l'elevata dispersione tipica della curva di potenza realizzata in siti a orografia complessa.

Gli svantaggi di questo tipo di verifica sono sostanzialmente gli elevati costi dovuti alla necessità di erigere due stazioni anemometriche temporanee per ogni aerogeneratore, la lunghezza del periodo di prova e la necessità di doverla pianificare prima della costruzione dell'impianto.

E' una metodologia, inoltre, che per via dei requisiti molto restrittivi che la caratterizzano rendono impossibile, nella maggior parte dei casi, la sua applicazione a tutte le turbine della wind farm.

Per migliorare i risultati della Site Calibration la ricerca si sta volgendo verso studi che valutino misure della curva di potenza basate non solo sulla velocità del vento al mozzo e densità dell'aria al mozzo, ma anche su altri fattori, come l'intensità di turbolenza. Una soluzione potrebbe essere derivare fattori di correzione del sito per differenti bin di velocità a differenti livelli di turbolenza.

## **1.2 NUMERICAL SITE CALIBRATION**

E' una metodologia che si basa su modelli di calcolo numerico per la valutazione della risorsa eolica, i cui risultati possono essere utilizzati per permettere l'impiego di una Site Calibration anche dopo l'installazione della centrale eolica. Vengono cioè effettuate delle simulazioni numeriche del campo di vento, che permettono di la stima del potenziale eolico su un'area estesa. Tipicamente la velocità del vento in un sito viene misurata in solo una o due locazioni mediante stazioni anemometriche, perciò utilizzare programmi di calcolo permette l'estrapolazione di intensità e direzione del vento in punti dello spazio diversi da quello di rilevazione iniziale.

L'estensione di queste misure avviene mediante la valutazione di fattori di correzione del flusso di vento, detti speed-up. Questi fattori di correzione vengono calcolati a partire dal modello digitale del terreno dell'area nella quale sorgerà l'impianto e

quindi applicati alle misure raccolte da una stazione anemometrica di riferimento.

La Numerical Site Calibration è applicabile quindi a siti ove l'impianto è già costruito ed utilizza i dati di vento di un unico anemometro di riferimento, qualunque sia il numero di turbine da verificare.

Per la determinazione del campo di vento sono stati sviluppati diversi programmi informatici a partire dalla fine degli anni '80.

Uno dei primi software ad essere stati elaborati è il modello WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) sviluppato dal centro di ricerca danese di Roskilde, in Danimarca. Il programma si basa su modelli lineari di risoluzione delle equazioni del moto, ove viene esaminato l'andamento delle masse d'aria all'interno dello strato limite planetario assumendo un'equazione di tipo logaritmico per descrivere il profilo del vento in condizioni atmosferiche neutre e che il vento in quota, nell'atmosfera libera, sia esprimibile mediante la legge del vento geostrofico.

L'andamento del vento vicino alla superficie terrestre viene poi modificato per tenere conto delle condizioni reali di non omogeneità del terreno mediante alcuni modelli specifici della rugosità superficiale, degli ostacoli e dell'orografia del terreno.

Il modello orografico, in particolare, si basa sulla teoria di Jackson e Hunt "*turbolent flow hill over a low hill*" e permette di creare un campo di vento intorno all'anemometro di riferimento dipendente dalle caratteristiche del terreno, modificando i dati rilevati dalla stazione anemometrica. E' un modello chiamato  $z_t$

*following* in quanto ogni strato al di sopra del terreno ha un andamento che segue il terreno stesso e per tale motivo è efficace solo per pendenze del terreno al di sotto dei 20°. Nel caso di terreno avente pendenze maggiori risulta necessario correggere la componente verticale della velocità calcolata.

Una caratteristica del modello presente in WAsP è l'utilizzo di un sistema di coordinate, con cui il programma lavora, non di tipo cartesiano ma polare, il che permette una estrapolazione ottimale dei dati nel punto di interesse.

I modelli di tipo lineare in generale risultano di semplice implementazione, per tale motivo hanno avuto in passato una larga diffusione, ma al tempo stesso sono fortemente condizionati dalle ipotesi a monte del modello stesso che lo rendono valido per condizioni atmosferiche neutre e per terreni a debole pendenza.

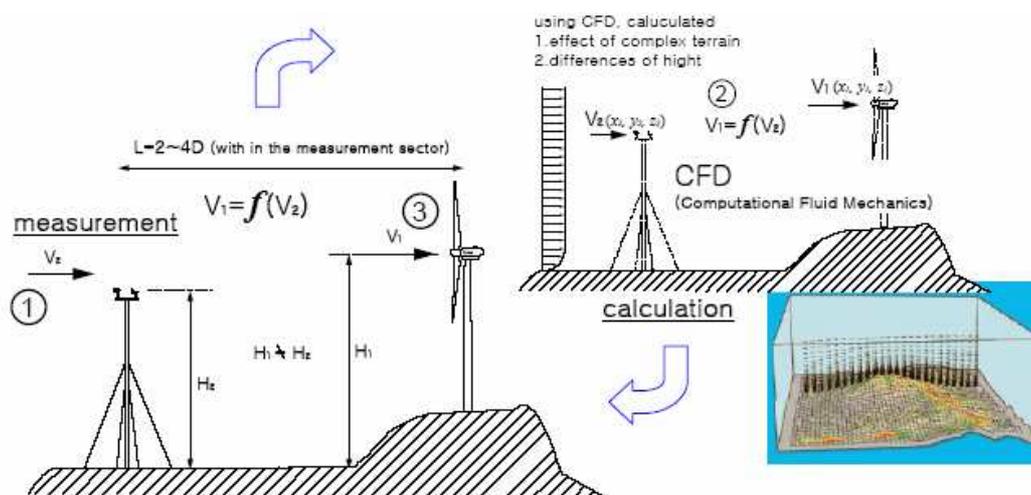
Per tale motivo si è iniziato a puntare su solutori più completi delle equazioni del moto di Navier Stokes, che utilizzino modelli di tipo non lineare, le cui soluzioni risultino valide anche in condizioni più complesse, tipiche dei siti effettivi di installazione di parchi eolici.

Nell'ultimo decennio infatti sono stati diffusi diversi software che si basano sulla CFD (fluidodinamica computazionale) per la valutazione della risorsa eolica.

Le simulazioni CFD sono basate sull'integrazione su una porzione della più bassa atmosfera, il dominio computazionale; delle equazioni di flusso di Navier-Stokes mediate alle equazioni di Reynolds, le quali vengono discretizzate su una griglia computazionale ed integrate secondo una procedura a

volumi finiti. Per la chiusura delle equazioni di turbolenza viene associato nella simulazione un modello di turbolenza, di cui il più diffuso è il modello a due equazioni k-ε standard.

I risultati mostrano come questi processi possano essere applicati anche a siti ad orografia complessa.



La simulazione ha inizio con la costruzione del modello digitale del terreno, grazie a mappe di rugosità e orografia, al quale viene associato l'elaborazione del campo di vento per il calcolo degli speed up; quest'ultimi vengono associati alle misure raccolte dalla stazione anemometrica di riferimento in modo da determinare il vento sentito al mozzo da ogni aerogeneratore. Tali speed-up sono definiti per ogni settore di direzione del vento; generalmente si considerano 12 o 16 settori.

Avremo così che la velocità del vento al mozzo di ogni aerogeneratore sarà calcolata secondo:

$$V_k = S_{k,m} V_m \quad (1.1)$$

con

$V_k$  = velocità al mozzo dell'aerogeneratore  $k$

$S_{k,m}$  = fattore di speed-up per l'aerogeneratore  $k$  calcolato a partire dall'anemometro  $m$

$V_m$  = velocità misurata dalla stazione di riferimento  $m$

E' implicita in questa formula l'assunzione di una relazione lineare tra le velocità e quindi la costanza dei fattori di speed-up, bisognerebbe però considerare che nella realtà fisica questi fattori dipendono non solo dal settore di direzione del vento, ma anche dalla velocità stessa, a causa della non linearità delle leggi di moto del fluido, e da altri fattori di influenza (stabilità dell'aria, ecc).

### **1.3 ANEMOMETRO DI NAVICELLA**

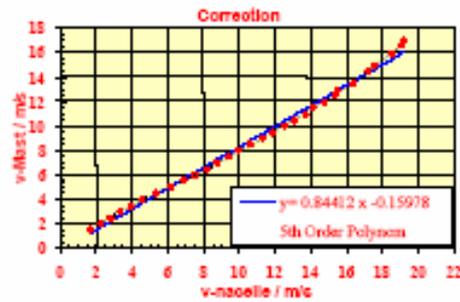
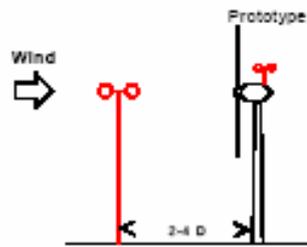
Recentemente si è posta sempre più l'attenzione sull'uso degli anemometri di macchina per la raccolta dei dati di velocità del vento da utilizzarsi per test di power performance. Non è stata ancora definita una metodologia standard, ma sono stati realizzati diversi studi di ricerca che valutano il modo più appropriato di condurre la verifica. Riuscendo difatti a stabilire una corretta procedura si otterrebbero, con l'utilizzo di questo metodo, notevoli vantaggi. Primo fra tutti la riduzione dei costi

complessivi del test, nettamente inferiori rispetto ad una Site Calibration, oltre al fatto che le turbine eoliche sono generalmente già equipaggiate di un anemometro posto sulla navicella e non è necessario ulteriore equipaggiamento. In più questo approccio offre la possibilità di valutare il rendimento di una macchina anche in siti a orografia complessa dove l'erezione di una stazione anemometrica può risultare difficoltosa.

Esistono però diversi problemi che affliggono questa metodologia, di cui il principale è che l'anemometro di macchina non rappresenta accuratamente il vento libero sentito dal rotore. La misura risente infatti del disturbo dato dalla presenza del rotore, dal movimento delle pale e dalla struttura della navicella stessa. Questo problema può essere superato definendo una correzione per le misure; si stabilisce perciò una relazione, tra la velocità del vento misurata dall'anemometro di macchina e la velocità del vento misurata da un anemometro posto su una stazione anemometrica, che rappresenti il vento libero. Questa relazione viene applicata ai dati raccolti dall'anemometro di macchina che, una volta corretti, verranno utilizzati per la definizione della curva di potenza.

La velocità del vento registrata dall'anemometro di macchina e quindi la sua relazione con l'anemometro di riferimento viene influenzata da diversi fattori tra cui la disposizione dell'anemometro sulla navicella e il ritardo di flusso dovuto alla potenza estratta dal vento.

### 1. Correction function



### 2. Power curve measurement

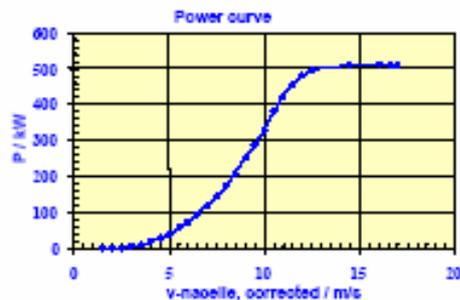


Figura 1-4 Misura delle prestazioni di potenza mediante Nacelle Anemometry

La presenza della navicella, e quindi la sua forma, influenza il flusso e può facilmente risultare sia una accelerazione che un ritardo della velocità del vento nella posizione ove è montato l'anemometro; ciò comporta ovviamente che una relazione stabilita per una specifica navicella non può essere generalizzata in quanto non sarà valida per una navicella di forma differente.

Una buona opportunità per stabilire la correzione dell'anemometro di macchina sono le misure effettuate su turbine prototipo su terreno piatto in accordo con lo standard IEC 61400-12-1. Una volta specificata la correzione della velocità del vento per il tipo di turbina da testare non sarà più necessaria, per la verifica della curva di potenza, nessuna stazione anemometrica di riferimento sull'impianto, ottenendo il vantaggio di una notevole riduzione dei costi.

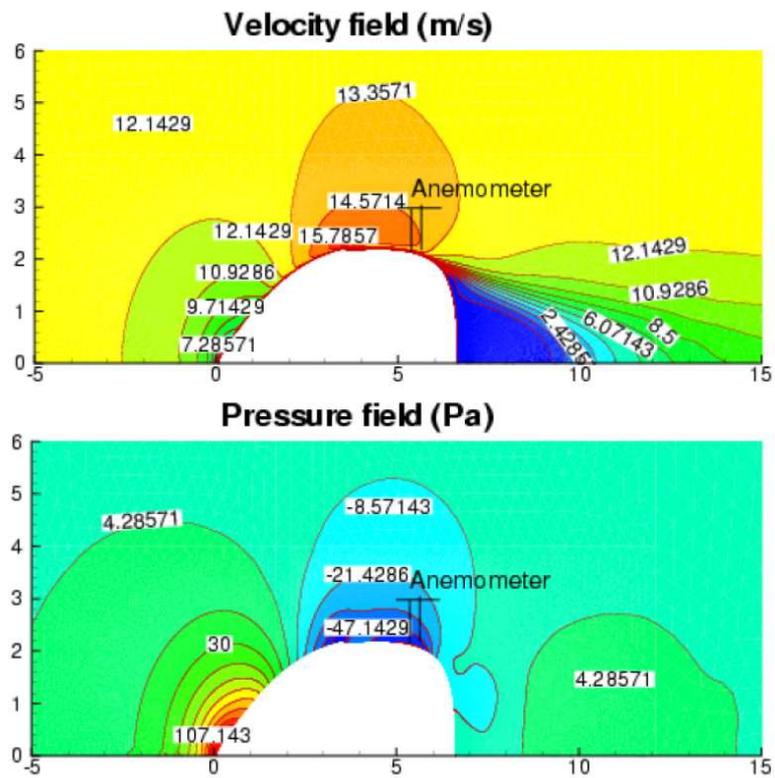


Figura 1-5 Campo di velocità e pressione attorno alla navicella in caso di rotore fermo e velocità del vento libero pari a 13 m/s

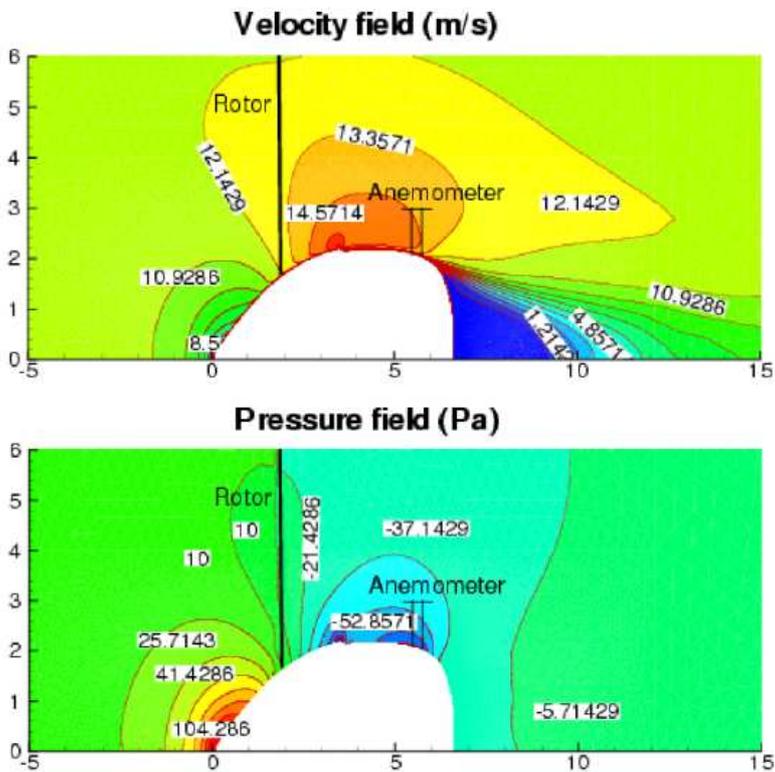


Figura 1-6 Campo di velocità e pressione attorno alla navicella in caso di rotore in movimento e velocità del vento libero pari a 13 m/s

Attualmente non esiste un modello unico di definizione della relazione, che d'ora in avanti indicheremo come transfer function, tra anemometro di macchina e anemometro di riferimento, la ricerca non ha infatti ancora stabilito quale sia il metodo più accurato.

Generalmente una volta raccolti i dati grezzi dei due anemometri viene effettuata una regressione di tipo lineare, o una regressione polinomiale del 5° ordine, o viene stabilita una correzione mediata per bin. La scelta del range di velocità in cui operare per la definizione della transfer function è funzione della disponibilità dei dati per bin di velocità del vento.

Scegliere una regressione di tipo lineare sembra essere il metodo meno corretto per via del comportamento non lineare dell'anemometro di macchina, può portare a sovrastime o sottostime della velocità del vento libero dell'ordine del 3% ed è infatti caratterizzato da un elevato errore standard, calcolato come la differenza tra la velocità corretta dell'anemometro di navicella e la velocità del vento libero mediata per ogni bin.

Una correzione polinomiale del 5° ordine presenta invece un basso errore standard, che lo rende un metodo idoneo alla valutazione di curve di potenza. Presenta però un'incertezza statistica dei singoli coefficienti di regressione molto alta, dovuta al grande numero di parametri di regressione (6) rispetto al numero di bin di velocità (in genere dell'ordine di 25-35).

Più idoneo è valutare una correzione individuale per ogni bin di velocità. A questo scopo il rapporto tra la velocità media dell'*i*-esimo bin misurata sull'anemometro di riferimento e la velocità media del corrispondente bin dell'anemometro di macchina

costituisce il fattore correttivo dell'*i*-esimo bin. Questo fattore di correzione viene applicato a tutti i valori di velocità media di 10min dell'anemometro sulla navicella. L'errore standard è al di sotto dell'1% e non vi sono, come nel caso di regressione lineare, errori sistematici.

Usando l'anemometro di macchina per la valutazione della curva di potenza l'incertezza statistica della correzione diminuisce con il numero di valori di 10 minuti per ogni bin di velocità del vento. Principalmente questa incertezza tende a convergere alla differenza media tra le letture dell'anemometro di riferimento e le misure corrette dell'anemometro di navicella in ogni bin di velocità all'aumentare dei dati per ogni bin.

Una particolarità significativa della curva di potenza valutata attraverso dati di vento collezionati dall'anemometro di macchina è che la dispersione dei dati è più bassa rispetto a curve di potenza valutate con anemometri di impianto. Ciò indica una migliore correlazione tra dati di potenza e di vento nel caso dell'anemometro di navicella.

Confrontando le curve di potenza, ottenute con la velocità dell'anemometro di navicella corretto, su differenti settori, risulta che la curva viene sovrastimata nei settori in cui l'aerogeneratore si trova nella scia di turbine vicine. La ragione è che l'anemometro di macchina è posizionato al centro della scia, dove la riduzione della velocità del vento è maggiore, mentre il rotore supera il centro della scia e, di conseguenza, è sotto l'impatto di velocità del vento medie più forti rispetto all'anemometro. Generalmente perciò i settori di direzione del

vento nei quali la turbina investigata opera nella scia di turbine vicine vengono esclusi nelle valutazioni della curva di potenza.

Nel caso la definizione della transfer function venga effettuata in siti piatti e utilizzata su turbine collocate in siti a orografia complessa, per il calcolo della curva di potenza dovranno essere selezionati solo i settori in cui la pendenza del terreno si mantiene all'interno di certi limiti, in quanto essa provoca una ulteriore inclinazione verticale del flusso di vento sul corpo della navicella che potrebbe rendere non più valida la correzione dell'anemometro calcolata su sito piatto.

La validità della correzione dell'anemometro di macchina è stata inoltre testata anche per variazioni delle impostazioni di controllo della turbina; i test sono stati realizzati variando la velocità del rotore. La conclusione di questi studi è che le proprietà dell'anemometro di macchina non sono influenzate significativamente da un cambio di impostazioni della velocità del rotore fino al 10%.



## 2. Analisi delle incertezze

In ogni procedura di misurazione fondamentale importanza assume l'analisi delle incertezze, poiché ogni misura è affetta da un errore e deve essere accompagnata dalla valutazione della propria incertezza, che testimonia la qualità del risultato ottenuto. Essendo la curva di potenza il risultato di un processo di misurazione di velocità e potenza si dovrà stabilire per essa un range di validità della soluzione ottenuta.

La normativa di riferimento, dalla quale sono partita per la mia analisi, è la UNI CEI ENV 13005 "Guida all'espressione dell'incertezza di misura" alla quale ho associato parte dei concetti elaborati nell'Annex E della IEC 61400-12-1, che riguardano l'analisi di incertezze in caso di misura delle prestazioni di potenza di un aerogeneratore in campo prova.

Naturalmente per ognuno dei metodi di verifica della curva di potenza, che sono stati presentati nel precedente capitolo, si deve effettuare un'analisi delle incertezze mirata, che dipende dalla procedura e dalle misure eseguite. Pertanto si otterrà per ognuno di essi un valore specifico, che è di fondamentale importanza nella valutazione finale del metodo e gioca un ruolo decisivo nel momento in cui si vanno a confrontare i diversi metodi da un punto di vista globale. Se ai risultati ottenuti mediante un metodo, infatti, viene associata una elevata

incertezza il metodo stesso perde sostanzialmente di validità rispetto agli altri.

## 2.1. FONDAMENTI

Le grandezze di cui ci si pone come obiettivo di ottenere la misura, vengono dette nella teoria sull'incertezza di misura "misurandi ( $Y$ )" e in questo caso essi sono la curva di potenza, e la produzione di energia annuale stimata.

In generale il misurando  $Y$  dipende da un certo numero di grandezze d'ingresso  $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ , secondo una funzione del tipo:  $Y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n)$  detta "modello della misurazione".

Tipiche grandezze d'ingresso sono quelle che derivano dal processo di misurazione, quelle riportate nei certificati di taratura dei campioni e degli strumenti impiegati, nonché le grandezze di influenza, che sono sostanzialmente, ma non esclusivamente, le variabili ambientali come la temperatura o la pressione; per la curva di potenza, ad esempio, le grandezze in ingresso sono i valori di potenza elettrica e i valori di velocità del vento misurati e normalizzati.

La stima  $y$  del misurando ( $Y$ ) viene ottenuta sostituendo ai valori delle grandezze  $X_i$  le corrispondenti stime di ingresso  $x_i$ :  
 $y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ .

Ad ognuna delle stime d'ingresso  $x_i$ , deve essere necessariamente associata un'incertezza d'ingresso, che

assieme alle altre, contribuisce a formare l'incertezza della stima del misurando, o incertezza composta.

La stima dell'incertezza composta presuppone una serie di operazioni logiche articolate come segue:

- 1) individuare il modello della misurazione;
- 2) valutare le incertezze delle stime d'ingresso;
- 3) individuare un'espressione che, note le incertezze d'ingresso, consenta di ricavare l'incertezza composta del misurando.

Secondo la normativa le incertezze in ingresso possono essere determinate attraverso due categorie di valutazione, contraddistinte con le lettere A e B. Si sottolinea che tutte le incertezze hanno la stessa natura per cui la distinzione in base alle categorie (A e B) riguarda unicamente il modo con il quale le incertezze vengono stimate, e precisamente vengono definite di categoria A le incertezze stimate su base statistica, che possono essere quindi dedotte direttamente dalle misure, e di categoria B quelle stimate con altri metodi.

Entrambi i tipi di valutazioni sono basati su distribuzioni di probabilità e le componenti risultanti da ambedue i metodi sono quantificate mediante varianze o scarti tipo.

La varianza stimata ( $s^2$ ), che caratterizza una componente dell'incertezza ottenuta mediante una valutazione di categoria A, viene calcolata da serie di osservazioni ripetute ed è la classica varianza stimata statisticamente. Lo scarto tipo stimato

(s), cioè la radice quadrata di  $s^2$ , viene denominato incertezza tipo di categoria A.

Per una componente dell'incertezza ottenuta mediante una valutazione di categoria B, la varianza stimata ( $u^2$ ) è valutata sfruttando le informazioni disponibili e lo scarto tipo stimato ( $u$ ) viene denominato incertezza tipo di categoria B.

Dunque un'incertezza di categoria A è ottenuta da una densità di probabilità derivata da una distribuzione di frequenza osservata, mentre un'incertezza di categoria B è ottenuta da una densità di probabilità ipotizzata sulla base del grado di credenza nel verificarsi di un evento, spesso chiamata probabilità soggettiva. Ambedue i metodi usano interpretazioni della probabilità universalmente riconosciute.

Una volta calcolate tutte le incertezze si valuta l'incertezza di tipo composta sul misurando ( $u_c$ ). Essa è lo scarto tipo stimato associato con il risultato ed è uguale alla radice quadrata positiva della varianza composta ottenuta combinando tutte le componenti di varianza e covarianza, attraverso la legge di propagazione delle incertezze.

L'espressione dell'incertezza del misurando, da riportare, deve rendere immediatamente e univocamente interpretabili i risultati della misurazione, perciò sebbene l'incertezza tipo composta  $u(y)$  sia sovente sufficiente per caratterizzare una misurazione, in molte applicazioni, commerciali, industriali e normative, si preferisce definire un intervallo più ampio  $U(y)$ , intorno al risultato  $y$ , in modo che una più grande parte dei valori, che ragionevolmente possono essere attribuiti al misurando, vi

siano compresi. Questo intervallo più ampio, denominato incertezza estesa, si ricava moltiplicando l'incertezza tipo composta per un fattore di copertura  $k$ , ossia :

$$U(y) = k \cdot u(y) \quad (2.1)$$

La scelta del fattore  $k$ , solitamente compreso tra 2 e 3, è basata sulla probabilità di copertura o livello di fiducia richiesto all'intervallo.

Gradi di libertà ( $\nu$ )	Frazione $p$ in percento					
	68.27	90	95	95.45	99	99.73
1	1.84	6.31	12.71	13.97	63.66	235.80
2	1.32	2.92	4.30	4.53	9.92	19.21
3	1.20	2.35	3.18	3.31	5.84	9.22
4	1.14	2.13	2.78	2.87	4.60	6.62
5	1.11	2.02	2.57	2.65	4.03	5.51
6	1.09	1.94	2.45	2.52	3.71	4.90
7	1.08	1.89	2.36	2.43	3.50	4.53
8	1.07	1.86	2.31	2.37	3.36	4.28
9	1.06	1.83	2.26	2.32	3.25	4.09
10	1.05	1.81	2.23	2.28	3.17	3.96
15	1.03	1.75	2.13	2.18	2.95	3.59
20	1.03	1.72	2.09	2.13	2.85	3.42
30	1.02	1.70	2.04	2.09	2.75	3.27
40	1.01	1.68	2.02	2.06	2.70	3.20
50	1.01	1.68	2.01	2.05	2.68	3.16
$\infty$	1.00	1.64	1.96	2.00	2.58	3.00

Tabella 2-1 Valori associati alla variabile  $t_p$  di Student

Più nello specifico, il valore di questo fattore  $k$  deve essere individuato tra quelli pertinenti alla variabile  $t_p$  di Student riportati nella Tabella 2-1. Infatti, anche se alcune variabili di

ingresso  $x_i$  non hanno distribuzione normale, la distribuzione della variabile risultato  $y$  può essere considerata approssimativamente normale.

Per scegliere l'opportuno valore di  $t_p$  nella tabella, occorre fissare il livello di probabilità,  $p$ , che si desidera considerare (di solito  $p = 95\%$ ) e calcolare il numero dei gradi di libertà effettivi,  $v_{eff}$ , da attribuire a  $u(y)$ . Tale calcolo può essere effettuato con la seguente formula di Welch-Satterthwaite :

$$v_{eff} = \frac{[u(y)]^4}{\sum \left\{ \left[ \left( \frac{\partial y}{\partial x} \right) \cdot u(\bar{x}_i) \right]^4 / v_i \right\}} \quad (2.2)$$

da cui se:

$$\frac{\partial y}{\partial x_i} = 1 \rightarrow v_{eff} = \frac{[u(y)]^4}{\sum \left\{ [u(\bar{x}_i)]^4 / v_i \right\}} \quad (2.3)$$

Se il valore calcolato di  $v_{eff}$  non è intero, deve essere arrotondato all'intero inferiore più prossimo.

L'impiego di questa formula è agevole se si tengono presenti i seguenti criteri per assegnare il valore di  $v_i$  pertinente a ciascuna  $u(x_i)$ :

- se  $u(x_i)$  è un'incertezza tipo di categoria A, allora:  $v_i = n_i - m_i$   
dove  $n_i$  è il numero dei termini della somma dei quadrati da cui

è stata ricavata  $[u(x_i)]^2$  e  $m_i$  è il numero dei parametri stimati da tale somma;

- se  $u(x_i)$  è un'incertezza tipo di categoria B e di valore costante, allora:  $v_i = \infty$  e  $[u(x_i)]^4/v_i = 0$ ;

Osservando la tabella, si nota che, considerando  $p = 95\%$ , nell'intervallo dei valori di  $v$  ( $v=v_{eff}$ ) tra 10 e l'infinito,  $t_p$  assume valori compresi tra 2.23 e 1.96. Allora tenendo conto delle approssimazioni già ricordate sopra, si ritiene che, quando  $v_{eff}$  è almeno pari o superiore a 10, si possa sostituire il valore esatto di  $t_p$  con un fattore di copertura  $k = 2$ .

Con un ragionamento analogo, nello stesso campo di valori di  $v_{eff}$ , si può sostituire  $t_p$  con un fattore di copertura  $k = 3$ , se si considera  $p = 99\%$ . Infatti in questo caso:  $3.17 > t_p > 2.58$ .

Tuttavia, quando i valori di  $v_{eff}$  sono inferiori a 10 è necessario usare i valori di  $t_p$  tratti dalla Tabella 2-1.

L'incertezza estesa può essere espressa anche in forma relativa, usando la formula:

$$\dot{U}(y) = k \cdot \dot{u}(y) \quad (2.4)$$

Concludendo i passi da seguire vengono riassunti nello schema a blocchi riportato in Figura 2-1.

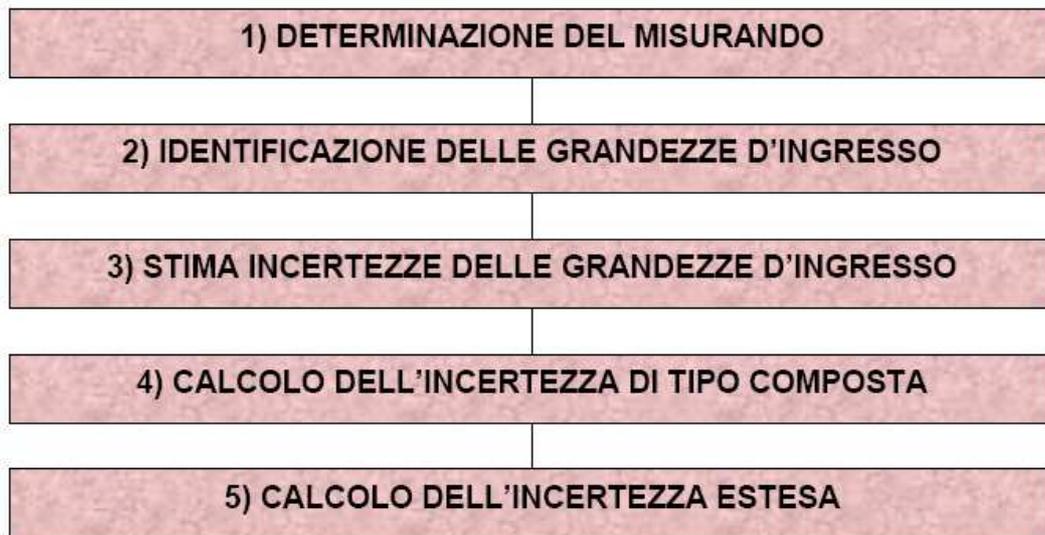


Figura 2-1 Procedimento per il calcolo dell'incertezza.

## **2.2. BASI TEORICHE PER LA DETERMINAZIONE DELL'INCERTEZZA DI MISURA MEDIANTE IL METODO DEI BIN**

Come già sottolineato all'inizio del paragrafo precedente i misurandi, di cui ci proponiamo di calcolare l'incertezza, sono la curva di potenza e la produzione di energia annuale stimata (AEP).

L'assunzione che sta alla base del metodo definito dalla norma IEC 61400-12-1 è che la potenza media su 10 minuti prodotta da un aerogeneratore è pienamente giustificata dalla velocità del vento media su 10 minuti, misurato all'altezza del mozzo, e dalla densità dell'aria.

Il primo passo nella valutazione dell'incertezza consiste nell'individuare, per ogni parametro misurato, le componenti di incertezza che lo caratterizzano, e associare ad esse la

categoria di incertezza (A o B) e il coefficiente di sensitività. In tal modo è possibile individuare l'incertezza standard combinata che, nella sua forma più generale, sarà espressa per la potenza da:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (2.5)$$

con:

$c_{k,i}$  = fattore di sensitività della componente k-esima nell'i-esimo bin

$u_{k,i}$  = incertezza standard della componente k-esima nell'i-esimo bin

$M$  = numero di componenti di incertezza in ogni bin

$\rho_{k,l,i,j}$  = coefficiente di correlazione tra la componente di incertezza k-esima nell'i-esimo bin e la componente di incertezza l-esima nell'j-esimo bin

L'incertezza standard combinata per la produzione di energia annuale stimata,  $U_{AEP}$ , può essere invece espressa nella sua forma più generale da:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (2.6)$$

con:

$f_i$  = frequenza relativa alla velocità del vento nell' $i$ -esimo bin  
 $N$  = numero di bin;  
 $N_h$  = numero di ore in un anno  $\approx 8760$ .

E' raramente possibile dedurre esplicitamente tutti i valori dei coefficienti di correlazione  $\rho_{k,l,i,j}$  e normalmente sono necessarie significative semplificazioni. Per questo motivo vengono fatte le seguente assunzioni:

- le componenti di incertezza sono o totalmente correlate o totalmente indipendenti. Nel primo caso si impone  $\rho = 1$ , il che comporta che per ottenere l'incertezza standard combinata si debba eseguire una somma lineare, mentre nel secondo caso  $\rho = 0$ , il che comporta una somma di tipo quadratico.
- tutte le componenti di incertezza di categoria A sono tra loro indipendenti, così come quelle di categoria A e B, sia che siano dello stesso bin o in differenti bin, mentre le componenti di incertezza di categoria B sono tra loro pienamente correlate.

Usando queste assunzioni l'incertezza combinata della potenza nel bin  $i$ ,  $u_{c,i}$  viene così espressa:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{l=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (2.7)$$

con:

$M_A$  = numero di componenti di incertezza di categoria A

$M_B$  = numero di componenti di incertezza di categoria B

$s_{k,i}$  = incertezza standard di categoria A della componente k nell'i-esimo bin

$s_i$  = incertezza combinata di categoria A nell'i-esimo bin

$u_i$  = incertezza combinata di categoria B nell'i-esimo bin.

e l'incertezza combinata nella produzione di energia,  $u_{AEP}$ , diventa:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{i=1}^{M_B} \left( \sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (2.8)$$

Il significato del secondo termine di questa equazione è che ogni componente di incertezza di categoria B procede verso la corrispondente incertezza nell'AEP applicando l'assunzione di una totale correlazione tra un bin e l'altro, mentre tra le diverse componenti si assume la totale indipendenza.

In pratica, può non essere conveniente sommare le componenti di incertezza di categoria B tra i bin prima che esse siano combinate individualmente. Perciò per permettere alle componenti di incertezza di categoria B di essere combinate entro i bin prima che tra i bin risulta più corretto utilizzare la formula 2.9.  $u_{AEP}$  ottenuta con questa espressione è sempre maggiore o uguale rispetto a quella ottenuta usando l'equazione precedente.

$$\begin{aligned}
u_{AEP}^2 &= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \left( \sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2} \right)^2 = \\
&= N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + N_h^2 \left( \sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2
\end{aligned} \tag{2.9}$$

Si precisa che i coefficienti di sensibilità descrivono come la stima di uscita varia al variare dei valori delle stime in ingresso. A rigore dovrebbero essere calcolati mediante la risoluzione di derivate parziali a partire dalla funzione di partenza, ma spesso vengono determinati sperimentalmente, misurando la variazione prodotta nel misurando da una variazione in una specifica grandezza d'ingresso, mantenendo costanti le altre grandezze d'ingresso. In questo modo la conoscenza della funzione  $f$  è corrispondentemente limitata al primo termine di uno sviluppo empirico in serie di Taylor basato sui coefficienti di sensibilità misurati.

Concludendo, vi saranno delle componenti di errore comuni ai tre metodi di verifica della curva di potenza, esaminati nei precedenti capitoli, e delle componenti specifiche, che dipendono dall'iter procedurale. Per questo motivo si è scelto di esaminare separatamente, per ogni metodo, lo studio delle sorgenti di errore e la loro propagazione nel calcolo delle incertezze sui misurandi.

## 2.3. VALUTAZIONE DELL'INCERTEZZA ASSOCIATA ALLA SITE CALIBRATION

Riportiamo schematicamente all'interno di una tabella le componenti di incertezza, associate a questo metodo, in funzione della loro origine.

Parametro misurato		Componente di incertezza	Categoria di incertezza	Simbolo	Coefficiente di sensitività
Potenza elettrica $u_{P,i}$		trasformatore di corrente	B	$u_{P1,i}$	$c_{P,i} = 1$
		trasformatore di tensione	B	$u_{P2,i}$	
		trasduttore di potenza	B	$u_{P3,i}$	
		variabilità potenza elettrica	A	$s_{P,i}$	
Velocità del vento $u_{V,i}$		calibrazione dell'anemometro	B	$u_{V1,i}$	$c_{V,i} = \left  \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
		caratteristiche operative	B	$u_{V2,i}$	
		effetti del montaggio	B	$u_{V3,i}$	
Densità dell'aria:	temperatura $u_{T,i}$	sensore di temperatura	B	$u_{T1,i}$	$c_{T,i} = \frac{P_i}{288.15}$
		copertura dalle radiazioni	B	$u_{T2,i}$	
		effetti del montaggio	B	$u_{T3,i}$	
	pressione $u_{B,i}$	sensore di pressione	B	$u_{B1,i}$	$c_{B,i} = \frac{P_i}{1013}$
		effetti del montaggio	B	$u_{B2,i}$	
Sistema di acquisizione $u_{d,i}$		trasmissione del segnale	B	$u_{d1,i}$	dipende dal parametro di incertezza misurato
		accuratezza del sistema	B	$u_{d2,i}$	
		condizione del segnale	B	$u_{d3,i}$	
Terreno		distorsione del flusso	B	$u_{V4,i}$	$c_{V,i}$ (vedi sopra)
		variazioni climatiche	B	$s_w$	

**Tabella 2-2 Componenti di incertezza della Site Calibration**

La maggior parte delle sorgenti di incertezza deriva dalla strumentazione utilizzata nel test di verifica (trasformatori, anemometri, etc.) ed essendo errori introdotti dagli strumenti è possibile stimarli seguendo i modelli indicati nelle normative tecniche di riferimento.

Esistono poi componenti di errore che dipendono invece dal modello della metodologia di verifica, le quali ovviamente sono diretta conseguenza degli studi di ricerca effettuati fino a questo momento e di cui si spera in futuro di ridurre l'entità, grazie a miglioramenti apportati al modello stesso.

Uno di questi errori è, ad esempio, quello che dipende dal fattore di distorsione del flusso di vento dovuto alle condizioni topografiche del terreno ( $U_{V4,i}$ ).

Nella Tabella 2-2, inoltre, sono state indicate anche le categorie (A o B) che contraddistinguono le incertezze.

Come è stato spiegato nel paragrafo precedente, gli errori di tipo A vengono studiati su base statistica, pertanto si dovrà calcolare la deviazione standard per ogni bin. In questo caso una componente di incertezza di tipo A è associata ai dati di potenza elettrica, perciò avremo che la deviazione standard della distribuzione dei dati di potenza normalizzati per ogni bin sarà data da:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (2.10)$$

con

$\sigma_{P,i}$  = deviazione standard dei dati di potenza normalizzati

$N_i$  = numero di set di dati di 10 min nel bin i

$P_i$  = potenza media normalizzata in uscita nel bin i

$P_{n,i,j}$  = potenza normalizzata in uscita nel set j nel bin i .

Da qui la miglior stima dell'incertezza standard della potenza media normalizzata nel bin viene calcolata attraverso l'equazione (2.11):

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (2.11)$$

con:

$s_{P,i}$  = incertezza standard di categoria A della potenza nell'i-esimo bin

$N_i$  = numero di set di dati di 10 min nell'i-esimo bin.

Per quanto riguarda gli errori di categoria B, essendo pienamente correlati essi si compongono, mediante una somma di tipo quadratico, separatamente per ogni parametro misurato; otterremo così:

- incertezza associata al sistema di acquisizione dati:

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2} \quad (2.12)$$

- incertezza associata alla potenza elettrica:

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2} \quad (2.13)$$

- incertezza associata alla velocità del vento:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{Vd,i}^2} \quad (2.14)$$

- incertezza associata alla densità dell'aria, data dall'incertezza associata a temperatura e pressione:

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{Td,i}^2} ; \quad (2.15)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{Bd,i}^2} \quad (2.16)$$

Ad eccezione dell'incertezza del sistema di acquisizione dati, che è stato assimilato nelle componenti precedenti, gli altri quattro termini vanno a determinare l'incertezza combinata di categoria B:

$$u_i = \sqrt{u_{Pi}^2 + c_{Vi}^2 u_{Vi}^2 + c_{Ti}^2 u_{Ti}^2 + c_{Bi}^2 u_{Bi}^2} \quad (2.17)$$

Da cui, combinando opportunamente incertezze di categoria A con incertezze di categoria B avremo:

***Incertezza standard combinata della curva di potenza:***

$$u_i = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (2.18)$$

***Incertezza standard combinata dell'energia prodotta:***

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + \left( \sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2} \quad (2.19)$$

Tra le varie componenti di errore poniamo ora particolare attenzione al disturbo del flusso di vento dovuto al terreno,  $u_{V4,i}$ . Esso deriva dai fattori di correzione del flusso per ogni bin di direzione del vento, calcolati mediante il rapporto della velocità del vento alla turbina rispetto alla velocità del vento alla stazione anemometrica di riferimento. Ad essi vengono associate delle incertezze di categoria A, determinate dalla deviazione standard del valore medio della distribuzione, in ogni bin, dei fattori correttivi stessi, del tipo:

$$\frac{s_{\alpha,j}}{\sqrt{N_j}}$$

dove

$s_{\alpha,j}$  = deviazione standard della distribuzione dei fattori di correzione del flusso di vento

$N_j$  = numero di rapporti di velocità del vento nel bin  $j$  di direzione

Oltre a queste componenti dovremo considerare l'incertezza di calibrazione e del sistema di acquisizione dati dell'anemometro, che saranno le stesse della misura della curva di potenza ( $u_{V1,i}$  e  $u_{Vd,i}$ ). Le incertezze di tipo operativo dei due anemometri a coppe, nella Site Calibration, possono essere considerate correlate, se gli anemometri a coppe sono dello stesso tipo, e possono essere perciò trascurate.

Avremo quindi che la componente di incertezza della velocità del vento, dovuta alla distorsione di flusso del terreno per ogni bin di velocità e di direzione del vento assumerà la forma di:

$$u_{v4,i,j} = \sqrt{2u_{v1,i}^2 + 2u_{dv,j}^2 + \frac{s_{a,j}^2 V_i^2}{N_j}} \quad (2.20)$$

che dovrà essere pesata con il numero dei dati in un bin di velocità per ogni bin di direzione del vento della Site Calibration:

$$u_{v4,j} = \frac{\sum u_{v4,i,j} N_{i,j}}{\sum N_{i,j}} \quad (2.21)$$

con

$N_{i,j}$  = numero di set di dati della curva di potenza per bin  $i$  di velocità del vento e bin  $j$  di direzione del vento.

## **2.4. VALUTAZIONE DELL'INCERTEZZA ASSOCIATA ALLA NUMERICAL SITE CALIBRATION**

Rispetto al precedente paragrafo, con questo metodo è necessario aggiungere una componente di incertezza dovuta al modello di calcolo numerico introdotto dal software di simulazione del campo di vento presente in sito.

Tale errore si differenzia a seconda dalla tipologia di programma informatico scelto o meglio dal modello di risoluzione delle equazioni del moto su cui si basa il software.

Oltre a ciò bisogna valutare con particolare attenzione la capacità della simulazione di rappresentare il sito reale soprattutto in condizioni di orografia complessa.

Questa componente di incertezza può variare quindi a seconda del settore di misura considerato. In settori caratterizzati da terreno piatto l'incertezza può essere considerata pari all'1% sull'energia annuale prodotta, mentre nei settori a più forte pendenza del terreno può arrivare fino al 20%. Naturalmente quando questo valore supera il 4%, essendo molto più alto delle altre componenti di errore, si può affermare che l'azione della modellazione numerica diventa l'unica significativa sorgente di incertezza.

All'interno di questa componente di errore rientrerà ovviamente quella derivante dal terreno, cioè l'errore di distorsione di flusso dovuto al terreno, che quindi cancelliamo dall'elenco riportato in Tabella 2-3.

Parametro misurato		Componente di incertezza	Categoria di incertezza	Simbolo	Coefficiente di sensitività
Potenza elettrica $u_{P,i}$		trasformatore di corrente	B	$u_{P1,i}$	$c_{P,i} = 1$
		trasformatore di tensione	B	$u_{P2,i}$	
		trasduttore di potenza	B	$u_{P3,i}$	
		variabilità potenza elettrica	A	$s_{P,i}$	
Velocità del vento $u_{V,i}$		modellazione del flusso	B	$u_{V4,i}$	$c_{V,i} = \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}}$
		calibrazione dell'anemometro	B	$u_{V1,i}$	
		caratteristiche operative	B	$u_{V2,i}$	
		effetti del montaggio	B	$u_{V3,i}$	
Densità dell'aria:	temperatura $u_{T,i}$	sensore di temperatura	B	$u_{T1,i}$	$c_{T,i} = \frac{P_i}{288.15}$
		copertura dalle radiazioni	B	$u_{T2,i}$	
		effetti del montaggio	B	$u_{T3,i}$	
	pressione $u_{B,i}$	sensore di pressione	B	$u_{B1,i}$	$c_{B,i} = \frac{P_i}{1013}$
		effetti del montaggio	B	$u_{B2,i}$	
Sistema di acquisizione $u_{d,i}$		trasmissione del segnale	B	$u_{d1,i}$	dipende dal parametro di incertezza misurato
		accuratezza del sistema	B	$u_{d2,i}$	
		condizione del segnale	B	$u_{d3,i}$	

Tabella 2-3 Componenti di incertezza della Numerical Site Calibration

## 2.5. VALUTAZIONE DELL'INCERTEZZA IN CASO DI NACELLE ANEMOMETRY

Per quanto riguarda la verifica delle prestazioni di un aerogeneratore mediante anemometro posto sulla navicella, è necessario premettere che, visto che non è ancora stato

definito uno standard anche per lo studio delle incertezze, si inizierà prima di tutto facendo un'analisi di tipo teorico qualitativo delle incertezze che affliggono il metodo, riassunte schematicamente in Tabella 2-4, procedendo poi con un'analisi di tipo quantitativo, nella parte finale della tesi, dedicata all'applicazione sperimentale di un test di verifica su un impianto reale.

<b>Componente di incertezza</b>	<b>categoria di incertezza</b>	<b>Magnitudo di incertezza rispetto all'energia prodotta <math>U_c/AEP</math></b>
Inclinazione verticale del flusso	B	6%
Offset direzione banderuola rispetto direzione imbardata	B	1%
Turbolenza indotta dal movimento delle pale	B	4%
Impatto sistematico del corpo della navicella	B	2%
Differenza di altezza tra anemometro e mozzo	B	2%
Variabilità dei dati della curva di potenza	A	0.4%
Overspeeding dell'anemometro	B	1%
Calibrazione dell'anemometro	B	3%
Effetti montaggio dell'anemometro	B	2%
Registrazione del segnale dell'anemometro	B	0.3%
Trasduttore di potenza	B	2%
Trasformatore di corrente	B	0.5%
Registrazione del segnale di potenza	B	0.6%
Calibrazione del sensore di temperatura	B	0.3%
Effetti del montaggio del sensore di temperatura	B	0.3%
Registrazione del segnale di temperatura	B	0.3%

Calibrazione del sensore di pressione	B	0.2%
Montaggio del sensore di pressione	B	0.1%
Registrazione del sensore di pressione	B	0.1%

**Tabella 2-4 Componenti di incertezza della Nacelle Anemometry**

***Inclinazione verticale del flusso:***

Generalmente si considera che gli anemometri a coppe non siano sensibili alla componente verticale del flusso di vento, ciò però non è del tutto corretto, e tale approssimazione diventa particolarmente importante quando si va a considerare un anemometro posto sull'aerogeneratore, perché il disturbo provocato dalla presenza della navicella e del rotore induce una componente verticale addizionale della velocità del vento.

Alcuni test riportano infatti che il comportamento degli anemometri a coppe in caso di flusso di vento molto disperso, con una forte componente verticale, tende ad allontanarsi da una risposta a coseno standard, soprattutto in caso di flusso turbolento.

Studi riportano che l'entità dell'incertezza può assumere valori dell'ordine del 6% per un'inclinazione del flusso verticale di 20°. L'incertezza può però essere ridotta fino all'1-2% stabilendo una correzione del disturbo dalle misure effettuate nella galleria del vento.

***Offset direzione banderuola rispetto direzione imbardata:***

Possono esservi delle differenze tra la direzione del vento indicata dalla banderuola e la direzione del vento incidente alla turbina. Attualmente il cattivo allineamento della turbina eolica

non viene considerato un problema del set-up di misura, ma è considerato una imperfezione del design dell'aerogeneratore; se la turbina è però imbardata male la ripercussione si avrà sulla curva di potenza.

C'è da aggiungere che questo tipo di errore sicuramente non è presente nella Site Calibration e nella Numerical Site Calibration dove le direzioni del vento sono misurate su stazioni anemometriche e non sugli aerogeneratori.

### ***Impatto sistematico del corpo della navicella***

Il design della navicella ha una influenza sostanziale sulla lettura dell'anemometro di macchina; studi effettuati a turbina ferma infatti mostrano come la presenza della navicella comporti un disturbo di flusso.

### ***Differenza di altezza tra anemometro e mozzo***

Vi sarà una influenza di questo parametro sui risultati ottenuti, sia perché il corpo della navicella condiziona le misure effettuate dall'anemometro di macchina e quindi la sua posizione e l'altezza alla quale è posto sono importanti, sia perché si sta cercando di valutare il vento libero che arriva al mozzo.

### ***Overspeeding dell'anemometro:***

L'accelerazione di un anemometro a coppe, quando il vento aumenta è maggiore della sua decelerazione quando il vento cala. Questo induce un errore di misura di tipo sistematico

positivo detto *overspeeding*, ed è dipendente dal tipo di anemometro a coppe, in particolar modo dalla sua costante di distanza, e dall'intensità di turbolenza.

### **3. Test di verifica: preparazione del test**

Oggetto del presente capitolo e di quello successivo è l'applicazione delle metodologie di verifica della curva di potenza, le cui procedure sono state dettagliatamente descritte nella parte iniziale di questo studio di tesi.

Nello specifico si tratta di un test di verifica delle prestazioni di potenza realizzato sugli aerogeneratori di una centrale eolica in esercizio.

La verifica è stata effettuata utilizzando i metodi di :  
Numerical Site Calibration e Nacelle Anemometry.

Naturalmente non è stato possibile ricorrere ad una procedura di Site Calibration, essendo il parco eolico già costruito e in esercizio.

Il test, quindi, considera le prestazioni dell'impianto nel corso di un periodo di prova di alcuni mesi e prevede, separatamente secondo i due metodi, la misura della curva di potenza e la stima dell'energia prodotta annualmente, che verranno nella parte finale confrontate con le prestazioni dichiarate e garantite dal fornitore degli aerogeneratori.

Nel seguito si precisano con maggior dettaglio gli elementi più significativi riguardanti l'implementazione delle rilevazioni dei

dati in campo, le elaborazioni effettuate sui dati e i risultati conseguiti.

Nella parte finale è presente una valutazione della stima di incertezza associata ad ogni risultato ottenuto.

### **3.1 UBICAZIONE DEL TEST**

L'impianto in oggetto ricade nel comune di Castelnuovo di Conza, in provincia di Salerno nella regione Campania, comune facente parte dell'alto e medio Sele; il sito insiste sul crinale detto Cresta della Cesina che con andamento NordOvest-SudEst divide la provincia di Salerno da quella di Potenza, ed è situato a circa 3.5 km a NordEst del centro abitato.

L'impianto si sviluppa su un'area ad orografia particolarmente complessa, tra le quote comprese tra 950 e 1050 m s.l.m., con la presenza di piccoli picchi rocciosi, i quali trovano la quota massima con la presenza del Monte Putrella, che delimita con i suoi 1051 m la cresta stessa ad Est, come si evince dallo stralcio cartografico riportato in Figura 3-1.

Dall'analisi della mappa è possibile inoltre individuare la presenza di aree ad elevata pendenza in prossimità dell'impianto, tra le quali quelle a pendenza maggiore si trovano sul versante a Nord della fila di aerogeneratori.

Da un punto di vista geologico generale l'area in esame fa parte della piattaforma appenninica Campano-lucana, costituita per lo più da rocce carbonatiche.

Per quanto riguarda la copertura del terreno, l'area circostante le macchine si presenta nel complesso abbastanza libera da ostacoli e/o vegetazione arborea di alto fusto, soprattutto nel versante sud dell'impianto.

La parte più elevata, che corrisponde al crinale della Cresta della Cesina, è costituita da prati naturali, con presenza di rade specie arbustive quali il ginepro e cerro caduo. Scendendo dalla cresta lungo i versanti si incontrano globalmente due differenti situazioni, così caratterizzate:

- nei versanti che si estendono nelle direzioni NordEst e SudOvest si riscontra una fascia pressoché identica alla situazione riscontrata a monte (prati naturali, ecc);
- nei versanti che si estendono nella direzione della cresta si riscontra, nella zona a NordOvest un bosco di pino mediterraneo, di altezza dell'ordine di 3-4 m, alla distanza di qualche centinaia di metri dall'impianto; mentre nella zona a SudEst, nelle immediate vicinanze della macchina n.5 e della stazione anemometrica di riferimento ad essa attigua (Torre T2) sono presenti macchie diffuse di bosco di latifoglie, di altezza pressoché analoga alla precedente.

-  
Presso l'impianto si è rilevata anche l'esistenza di spazi cespugliati di ginestre di limitata estensione.

Sul crinale di Cresta della Cesina sono completamente assenti insediamenti umani stabili, i quali sono prevalentemente ubicati lungo i valloni alle quote più alte, arroccati su poggi isolati. Lungo la cresta sono presenti solo poche costruzioni sparse,

piccoli allevamenti di bestiame con prevalenza di pascolo allo stato brado.

Lo sviluppo planimetrico degli aerogeneratori segue il crinale, separando le vallate del Lago Redeta e della vasta area a Nord dove si sviluppa la Diga di Conza (AV), condizione di cresta estremamente favorevole per le possibilità di sfruttamento dell'energia eolica in tutte le diverse direzioni.

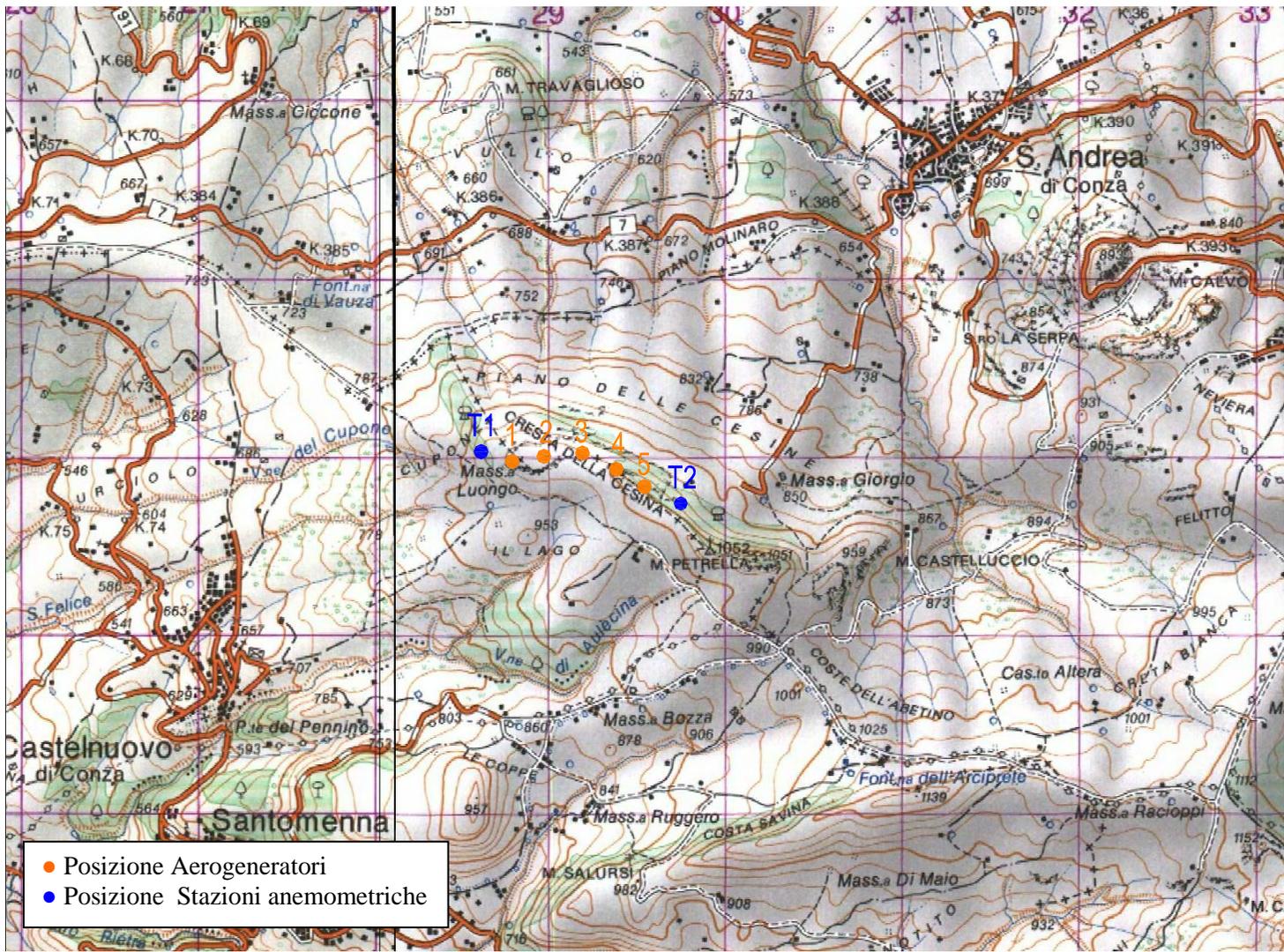


Figura 3-1 Area di insediamento dell'impianto eolico (stralcio cartografico IGM 1:50000)

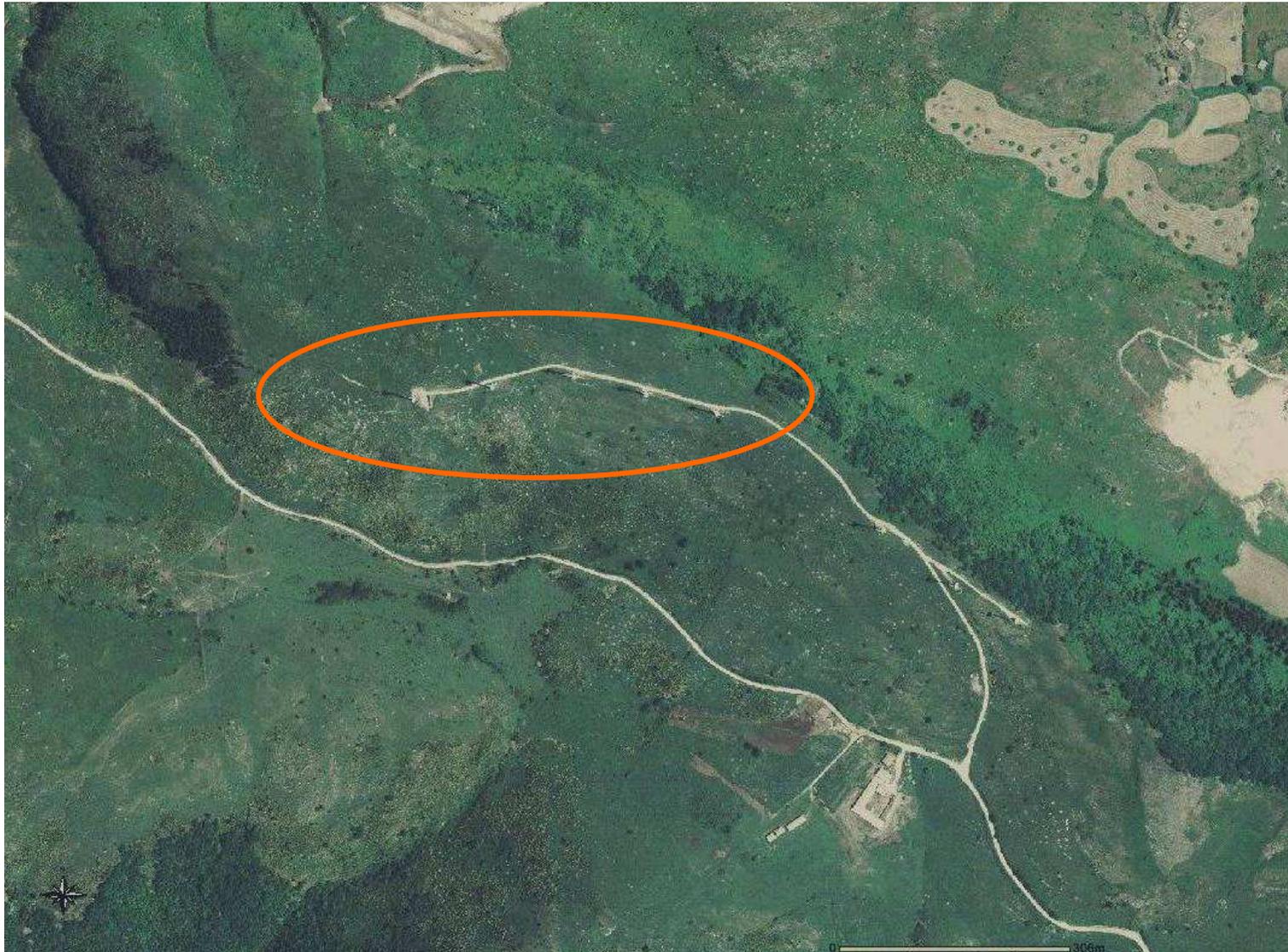


Figura 3-2 Ortofoto area insediamento impianto eolico con indicazione della posizione degli aerogeneratori

### 3.2 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

La centrale eolica in esame è di proprietà della Parco Eolico Castelnuovo S.r.l., società costituita dalla Edison Energie Speciali S.p.A. (EDENS), che detiene la quota di maggioranza, e da privati per le restanti quote.

La wind farm è costituita da 5 aerogeneratori tripala modello Enercon E40/E1 da 600 kW ciascuno, per una potenza totale installata pari a 3 MW. L'impianto è attivo dall'aprile del 2001.

Nella tabella 3-1 vengono riportate le coordinate degli aerogeneratori, i quali verranno indicati d'ora in avanti con le seguenti sigle: WTG\_1, WTG\_2, WTG\_3, WTG\_4, WTG\_5, mentre le stazioni anemometriche di riferimento verranno identificate come Torre T1 e Torre T2.

Posizione (m)	Coordinate UTM-33 (ED50) (m)		Altezza s.l.m. (m)
	UTM- E	UTM-N	
<b>WTG_1</b>	528893	4519967	981
<b>WTG_2</b>	529002	4519988	981
<b>WTG_3</b>	529108	4519998	1002
<b>WTG_4</b>	529203	4519975	994
<b>WTG_5</b>	529297	4519948	994
<b>Torre T1</b>	528770	4519995	954
<b>Torre T2</b>	529401	4519887	991

Tabella 3-1 Coordinate relative alla posizione degli aerogeneratori e delle torri anemometriche nell'area dell'impianto

L'immagine fotografica riportata in Figura 3-3 fornisce una vista d'insieme del gruppo di macchine oggetto della verifica, scattata da Sud-Est, mentre la Figura 3-4 fornisce una panoramica complessiva dell'impianto, con gli aerogeneratori visibili all'orizzonte, ripresi dal versante Nord, a distanza di alcuni km dall'area del sito.

La figura 3-5, inoltre, riprende la vista in avvicinamento all'impianto lungo la strada sterrata di accesso al sito.



**Figura 3-3 Vista dell'impianto da Sud-Est**



**Figura 3-4 Vista dell'impianto da Nord**

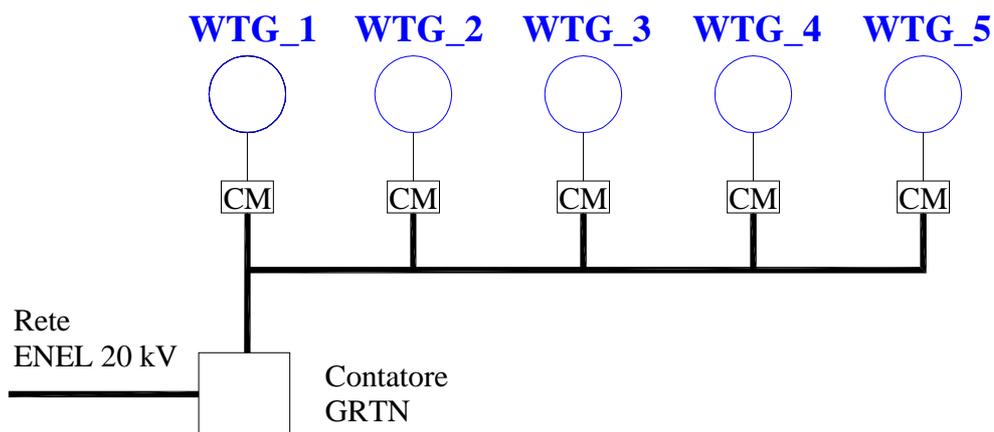


**Figura 3-5 Vista dell'impianto da Sud-Est**

L'energia prodotta dall'impianto viene convogliata verso le rete elettrica esterna ENEL, secondo lo schema riportato in Figura 3-6.

L'energia elettrica in bassa tensione (BT) prodotta dal generatore di ciascun aerogeneratore viene trasferita al quadro di controllo interno alla torre e quindi ad una cabina prefabbricata ubicata ai margini del plinto, detta cabina di macchina ed indicata in figura con CM, nella quale sono alloggiati i quadri elettrici ed il trasformatore per la elevazione della tensione da bassa tensione (380-690 V) a media tensione (20 kV).

Un sistema di linee in cavo di tipo interrato collega fra loro le cabine in media tensione (MT) fino alla cabina di allaccio MT/MT nella quale è posto il contatore GRTN. L'energia elettrica in media tensione viene a questo punto consegnata, tramite cavidotto interrato, direttamente alla rete principale dell'ENEL.



CM : cabina di macchina

**Figura 3-6 Schema generale dei collegamenti elettrici dell'impianto**

### **3.3 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE**

L'aerogeneratore Enercon E-40/E1 è una macchina ad asse orizzontale utilizzata per convertire l'energia del vento in energia elettrica. Le tre pale della macchina sono fissate su un mozzo e nell'insieme costituiscono il rotore. Il mozzo è fissato su un perno o albero principale che è direttamente collegato al generatore elettrico. La navicella o gondola contiene il motore di allineamento, un pannello di controllo ed un supporto principale.

L'E-40 è una macchina con sistema di attuazione del passo (pitch control), cioè è dotata di un sistema di controllo di potenza mediante il quale l'impianto viene frenato in caso di alte velocità del vento. Tramite il pitch control le pale ruotano sul loro asse principale, in maniera da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento, per poter così sfruttare in modo ottimale l'energia contenuta nel vento.

La direzione del vento viene continuamente monitorata ad altezza del mozzo. Se lo scostamento della direzione assiale del rotore rispetto alla direzione misurata del vento è superiore ad un determinato valore, la navicella viene orientata tramite i motori yaw. Fondamentalmente il controllo yaw è in funzione a tutte le velocità del vento al di sopra di 1,8 m/s.

L'energia cinetica del vento mette in movimento rotatorio le tre pale disposte sopravento e simmetricamente a 120°, che spazzano un cerchio di diametro pari a 44 m; tale rotore è vincolato tramite il mozzo rotante ad asse orizzontale alla

navicella montata sulla sommità di una torre di acciaio alta 46 metri (altezza mozzo).

Il generatore multipolare posto nella navicella è direttamente collegato al rotore senza l'interposizione di un moltiplicatore di giri, caratteristica, quest'ultima, tipica della produzione Enercon, che permette di ridurre notevolmente le perdite di energia tra rotore e generatore, le emissioni di rumore, l'impiego di olio per trasmissioni e l'usura meccanica, visto che vengono eliminate la trasmissione ed altre parti in rotazione veloce.

La macchina funziona per un intervallo di velocità del vento definito da una velocità di ingresso (velocità di cut in) di 2,5 m/s e da una velocità di stacco (velocità di cut out) maggiore di 27,5 m/s. Si riporta una sezione della macchina ed una tabella riepilogativa dei principali parametri tecnici.

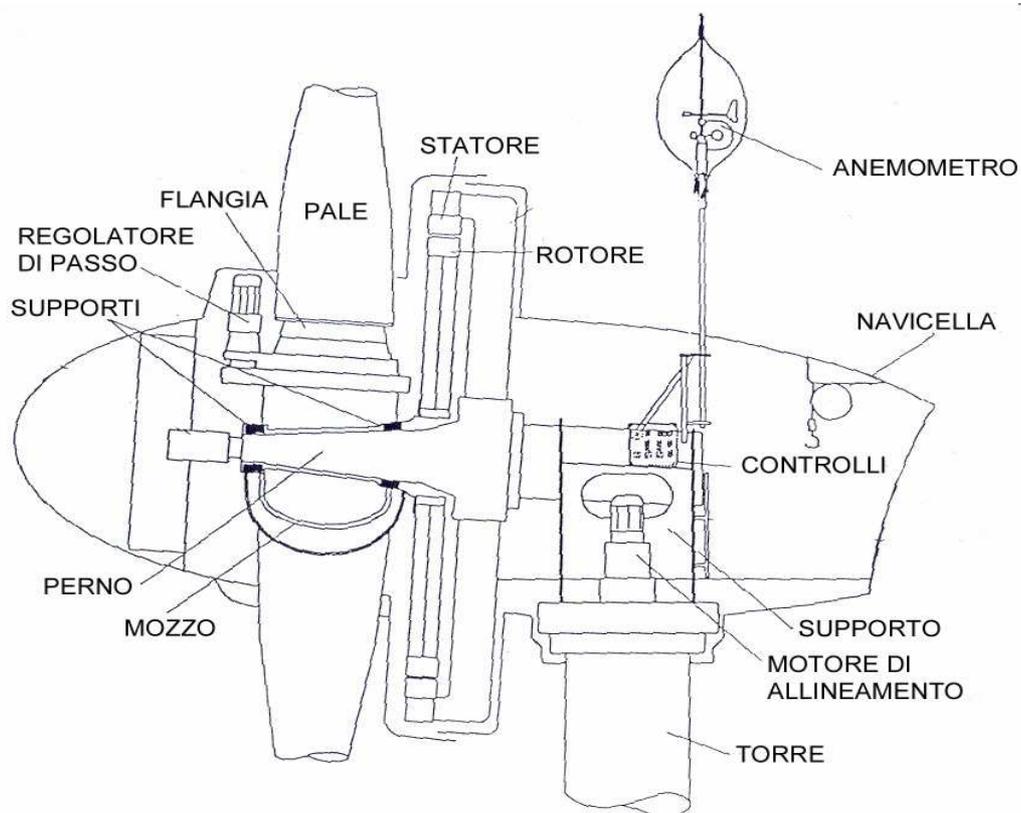


Figura 3-7 Particolare navicella

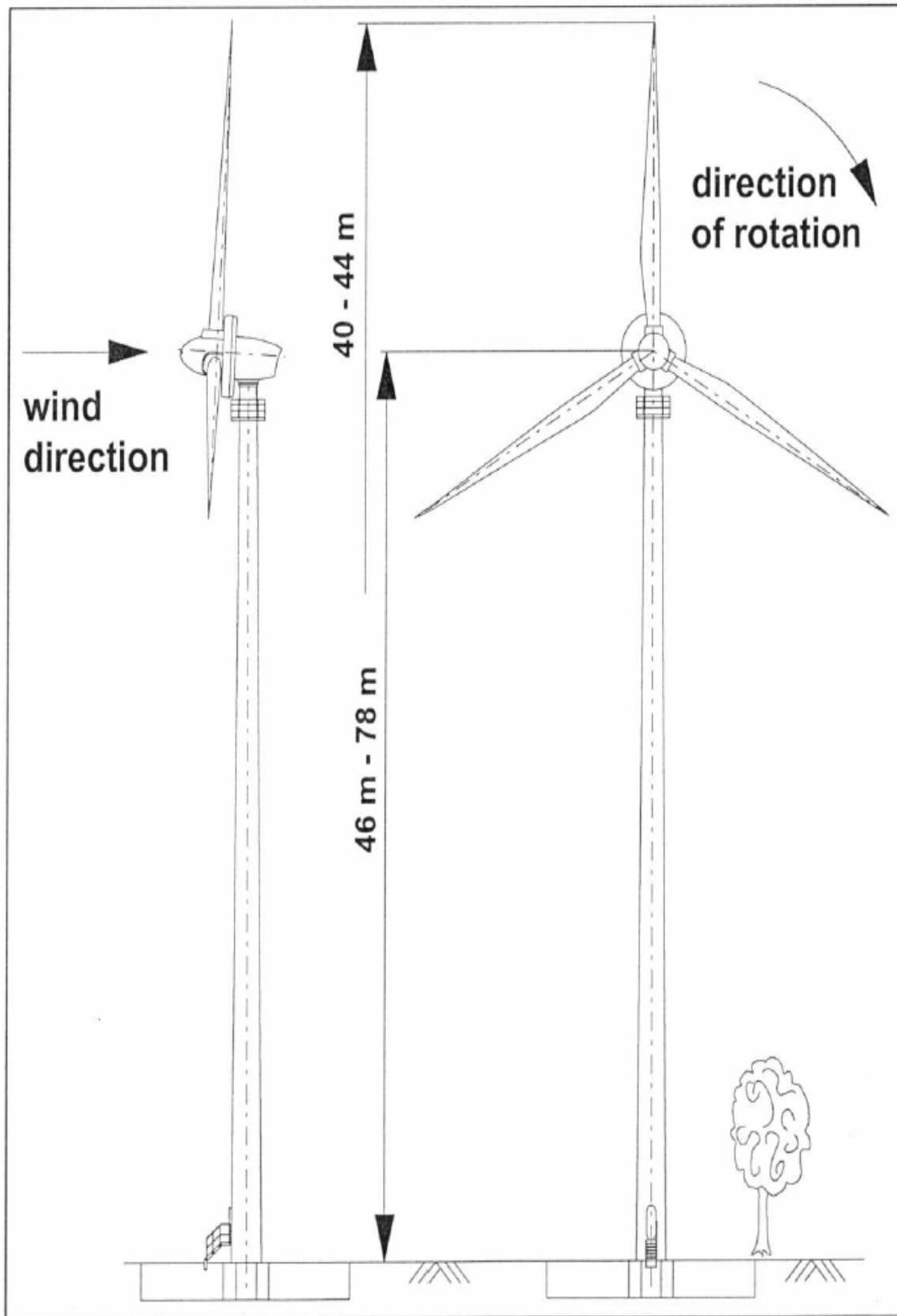


Figura 3-8 Vista generale della E-40

<b>ENERCON E-40</b>	
Potenza nominale	600 kW
Velocità di cut in	2,5 m/s
Velocità di cut out	> 27,5 m/s con potenza decrescente fino a 0 a 36 m/s
Velocità del vento nominale	14 m/s
Altezza mozzo	46 m
Generatore	Generatore ad anello ENERCON sincrono
Diametro del rotore	44 m
Superficie del rotore	1521 m <sup>2</sup>
Lunghezza pale	20 m
Materiale pale	GFK/resina epossidica
Velocità alla punta delle pale	41-78 m/s
Altezza torre	44 m
Diametro a base torre	2,95 m
Peso pala	1000 kg
Peso rotore	24000 kg
Peso torre	35000 kg
Peso Navicella	10000 kg
Senso di rotazione	orario
Numero di giri	(variabile) 18-36 rpm

Tabella 3-2 Parametri tecnici E40

### **3.4 STRUMENTAZIONE DI MISURA**

Per l'esecuzione del test sono stati preparati due diversi database, che coprono un intervallo di tempo che decorre dal 1° Aprile 2001 e termina il 30 Settembre 2001, definito come Periodo di Prova.

I rilievi di energia elettrica nel punto di allacciamento alla rete ENEL sono stati effettuati mediante il contatore statico trifase CEWE PROMETER 4343 n.1105107, che identificheremo come contatore GRTN, avente classe di precisione 0.2, indicato nello schema della Figura 3-6.

I dati di energia sono stati ottenuti attraverso una misura a tre wattmetri basata sui segnali di tensione e corrente forniti da tre TA e tre TV (entrambi di classe 0.2) asserviti al contatore GRTN ed anche al misuratore fiscale di energia (contatore UTF). I due contatori, prima dell'installazione, sono stati tarati presso l'istituto UICEE (Unione Italiana Consumatori di Energia Elettrica).

Per quanto riguarda i rilievi delle grandezze meteo-anemometriche, sono stati utilizzati per il primo database (database1) i dati raccolti da due torri telescopiche di altezza pari a 50 m, ubicate una a Nord-Ovest rispetto l'impianto e una a Sud-Est di esso.

Ciascuna delle due stazioni anemometriche era equipaggiata con i seguenti sensori, disposti secondo la normativa IEC 61400-12-1:

- 2 anemometri a coppe di Robinson THIES CLIMA

- 1 sensore di direzione del tipo compatto THIES CLIMA
- 1 sensore di pressione barometrica dell'aria VAISALA
- 1 sensore di misura di temperatura dell'aria dotato di schermo anti radiazione diretta e anti pioggia.

Su ciascuna torre i due anemometri sono stati disposti rispettivamente in testa al sostegno, ad altezza di mozzo (46 m dal suolo), e su mensola, posizionata circa un metro più in basso, opportunamente orientata rispetto alle direzioni di vento prevalenti del sito. In posizione contrapposta alla mensola dell'anemometro vi è un'ulteriore mensola per il sensore di direzione.

Su ciascuna torre inoltre i sensori di pressione e temperatura sono stati previsti ad una quota di 10 m dal suolo.

I segnali provenienti dai sensori sono fatti confluire, per ciascuna delle due torri, ad un sistema di acquisizione automatico (SAD), programmato per acquisire le grandezze misurate dai sensori anemometrici con frequenza di campionamento di 0.5 Hz (1 campionamento ogni due secondi) e per la memorizzazione consecutiva, con riferimento ad intervalli base di 10 minuti, dei seguenti valori statistici associati alle grandezze campionate:

- valore medio
- valore minimo
- valore massimo
- scarto quadratico medio

Per quanto riguarda, invece, le misure di pressione e temperatura i SAD sono stati programmati per acquisire e memorizzare il valore di tale grandezza allo scadere di ogni singolo intervallo base di 10 minuti.

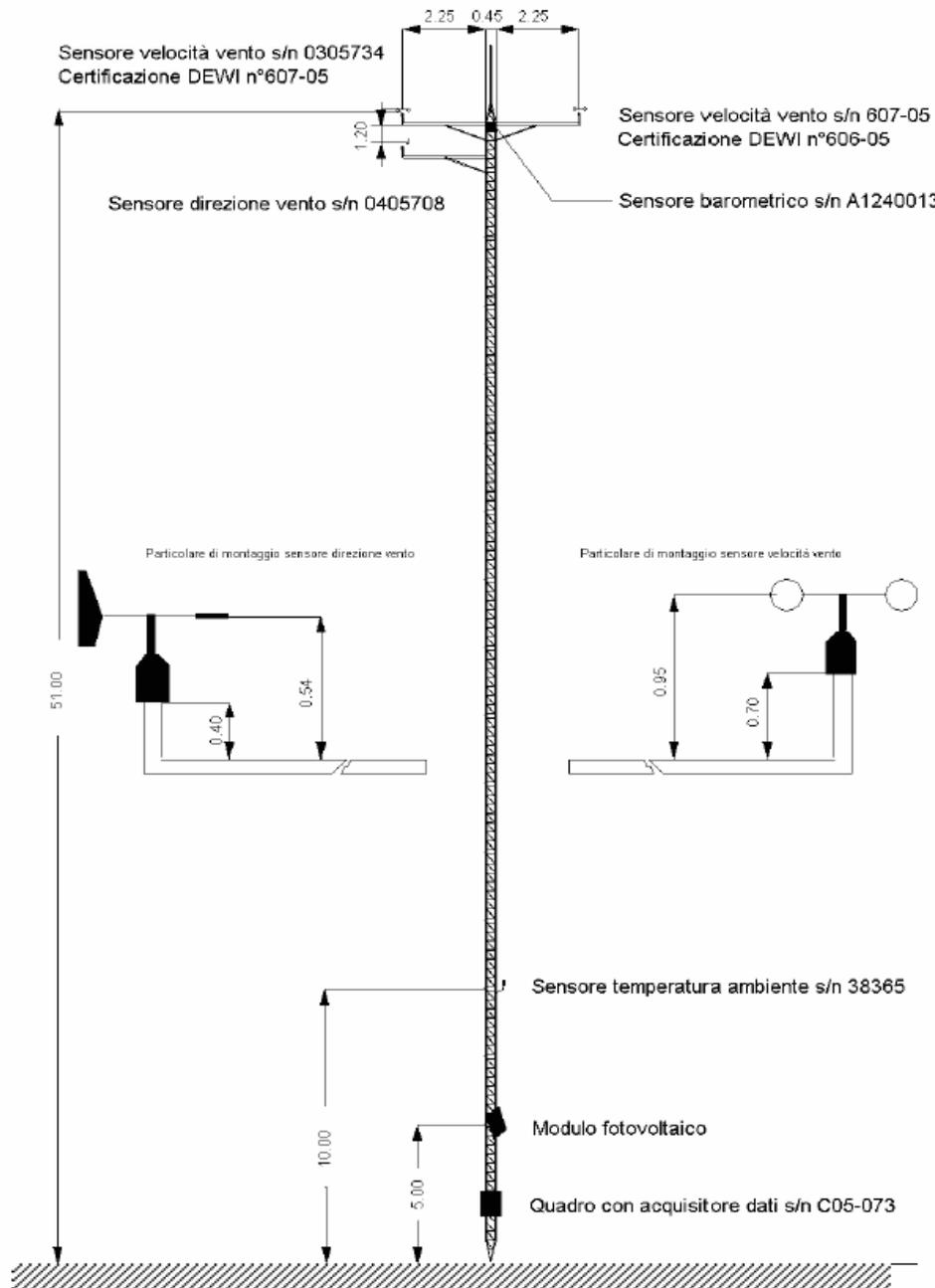


Figura 3-9 Rappresentazione schematica della stazione anemometrica di misura

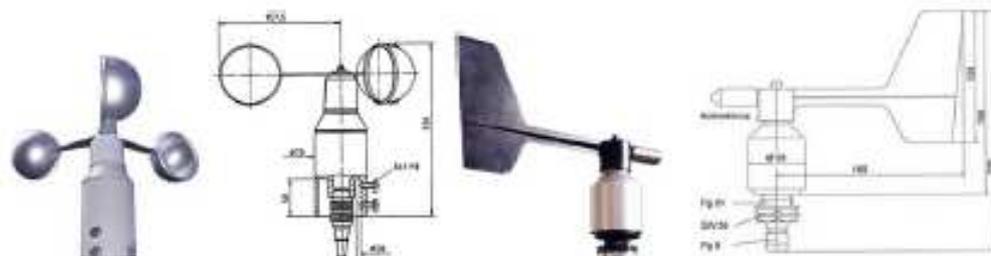


Figura 3-10. Sensore di velocità e direzione installati sulle torri T1 e T2

Per il secondo database (database 2) sono stati raccolti i dati di velocità e direzione del vento mediante un anemometro posizionato in cima ad ogni navicella, del quale riportiamo l'immagine in Figura 3-11. Queste



Figura 3-11 Anemometro di navicella

informazioni sono state rilevate con un campionamento ogni secondo, la cui media è stata registrata su base di 10 minuti, per tutte le macchine in esame, dal sistema di misura controllo e monitoraggio (SCADA) dell'impianto.

Una volta acquisita tutta la base dati, sono stati esclusi i dati dei periodi in cui i sensori sono stati interessati da fenomeni di formazione di ghiaccio ed i dati in cui l'impianto non era disponibile; intendendo l'impianto "disponibile" in un intervallo di 10 minuti, se durante quell'intervallo tutte le macchine sono risultate pienamente disponibili.

Si è proceduto poi alla ricerca, per l'intero Periodo di Prova, degli intervalli di 10 minuti caratterizzati da copertura

simultanea delle misure energetiche, meteo-anemometriche e della disponibilità dell'impianto; a tale dato di disponibilità viene qui associato l'appellativo di "disponibilità combinata".

Una volta selezionati i dati validi si è verificata la sincronizzazione dei due database, in modo da poter utilizzare per le elaborazioni successive due set di dati confrontabili, in quanto caratterizzati da misure temporalmente coincidenti.



## **4 Test di verifica: elaborazioni e risultati**

### **4.1 ELABORAZIONI**

Una volta raccolti i due database (database1 e database2) e selezionati i dati secondo la disponibilità combinata, sono stati individuati i settori di direzione che risultavano non affetti da interferenze aerodinamiche e contraddistinti da elevata disponibilità di dati.

Gli strumenti di analisi oggi disponibili non consentono di discriminare con elevato grado di confidenza le situazioni in cui tale condizione è soddisfatta da quelle in cui non lo è, anche perché è difficile concettualmente escludere in ogni caso un pur minimo effetto di scia all'interno di una wind farm e comunque distinguerlo da quelli ascrivibili ad effetti dovuti all'orografia complessa.

La presenza di interferenze aerodinamiche sulle torri anemometriche è stata inizialmente valutata applicando i criteri indicati nell'Annex A della norma IEC 61400-12-1, che fornisce indicazioni per la selezione delle direzioni del vento accettabili per la costruzione della curva di potenza di un aerogeneratore. La valutazione si basa in questo caso sull'analisi delle posizione reciproca della torre rispetto agli aerogeneratori e di

ogni aerogeneratore rispetto agli altri, al variare della direzione del vento. I risultati della valutazione portano alla conclusione che i settori di direzione del vento, per i quali il flusso si distribuisce con caratteristiche uniformi sugli aerogeneratori e sulle stazioni anemometriche, sono quelli centrati attorno alla direzione Nord (da  $-30^\circ$  a  $+60^\circ$ , settori 1, 2, 12) e alla direzione Sud (da  $+150^\circ$  a  $+240^\circ$ , settori 6, 7, 8). In tali settori infatti il vento incide quasi perpendicolarmente al crinale Cresta della Cesina e quindi alla schiera di macchine e stazioni. Si è considerato allora il solo sottoinsieme di intervalli di direzione caratterizzati da un'elevata copertura di dati, cioè i settori 1, 7 e 8.

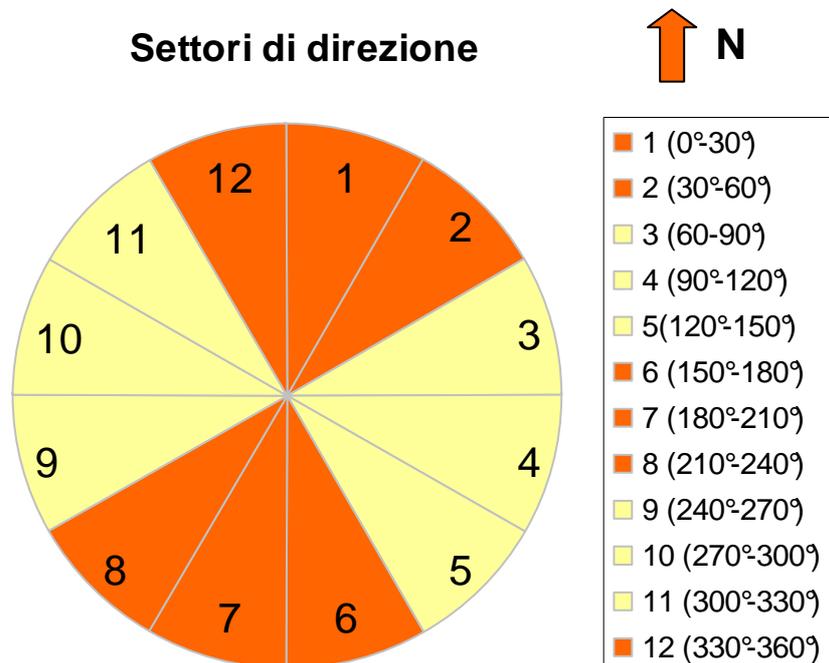


Figura 4-1 Analisi dei settori di direzione del vento

Nella prassi dell'eolico si pone convenzionalmente, per la suddivisione dei settori di direzione del vento, il settore 1

centrato con la direzione geografica del Nord; nel nostro caso, invece, come si evince dall'immagine precedente, è stata fatta una scelta diversa, per utilizzare, come vedremo in seguito all'interno delle elaborazioni, dei coefficienti calcolati dall'istituto CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano), al quale mi sono uniformata nella suddivisione dei settori.

Poiché l'impianto si trova ad una quota di circa 1000 m s.l.m. i dati, di entrambi i database, devono essere normalizzati alla densità di riferimento dell'aria, cioè alla densità dell'aria a livello del mare, che riferendosi all'atmosfera standard ISO, è pari a  $1.225 \text{ kg/m}^3$ . Per una turbina eolica a passo variabile la normalizzazione deve essere applicata ai dati di velocità del vento secondo l'equazione:

$$V_n = V_{10 \text{ min}} \left( \frac{\rho_{10 \text{ min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (4.1)$$

con

$V_n$  = velocità del vento normalizzata

$V_{10 \text{ min}}$  = velocità del vento media su 10 min

$\rho_{10 \text{ min}}$  = densità dell'aria media su 10 min

$\rho_0$  = densità dell'aria di riferimento

La densità dell'aria media su 10 min ( $\rho_{10 \text{ min}}$ ) viene calcolata a partire dai dati di temperatura e pressione del sito, che nel caso

in esame sono stati misurati sulle due stazioni anemometriche (Torre T1 e T2).

Per quanto riguarda la Numerical Site Calibration questi intervalli di dati selezionati sono dunque utilizzabili per le valutazioni energetiche, laddove si disponga del fattore di speed-up da ciascuna delle due torri ai singoli aerogeneratori, utilizzando di volta in volta il dato anemometrico di una torre con sensore non disturbato.

Per l'esecuzione delle elaborazioni mi sono avvalsa degli speed-up calcolati, per il sito in esame e con dati valutati nello stesso Periodo di Prova, dall'istituto CESI. Tali fattori di speed-up sono stati calcolati tramite il codice WAsP del Risø National Laboratory (Danimarca) e vengono riportati in Tabella 4-1, suddivisi per settore di direzione del vento.

N	Settore (°)	da Torre	Coefficiente di speed-up ( $S_k$ )				
			WTG_1	WTG_2	WTG_3	WTG_4	WTG_5
1	0-30	T1	1.01	1.02	1.05	1.05	1.05
2	30-60	T1	1.00	1.00	1.04	1.06	1.08
3	60-90	T2	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99
4	90-120	T2	1.16	1.12	1.05	1.01	0.98
5	120-150	T2	1.20	1.17	1.11	1.05	1.01
6	150-180	T1	1.04	1.04	1.01	0.98	0.96
7	180-210	T1	1.02	1.03	1.05	1.05	1.05
8	210-240	T1	1.00	1.00	1.04	1.06	1.08
9	240-270	T1	1.02	0.99	0.99	1.00	1.01
10	270-300	T1	1.04	1.01	0.96	0.94	0.99
11	300-330	T1	1.06	1.03	0.97	0.92	0.89
12	330-360	T1	1.05	1.04	1.01	0.98	0.95

Tabella 4-1 Coefficienti di speed-up

I fattori suddetti, applicati al valore della velocità del vento misurata presso la torre appropriata, in relazione alla direzione del vento registrata nello specifico intervallo di tempo, consentono dunque la stima della velocità del vento al mozzo di ogni aerogeneratore.

Mediante la stima della velocità del vento, come media delle velocità ottenute al mozzo degli aerogeneratori, e i dati di potenza, calcolati dai rilievi di energia, ottenuti tramite il contatore statico trifase d'impianto, è stata ricostruita la curva di potenza secondo il modello della Numerical Site Calibration.

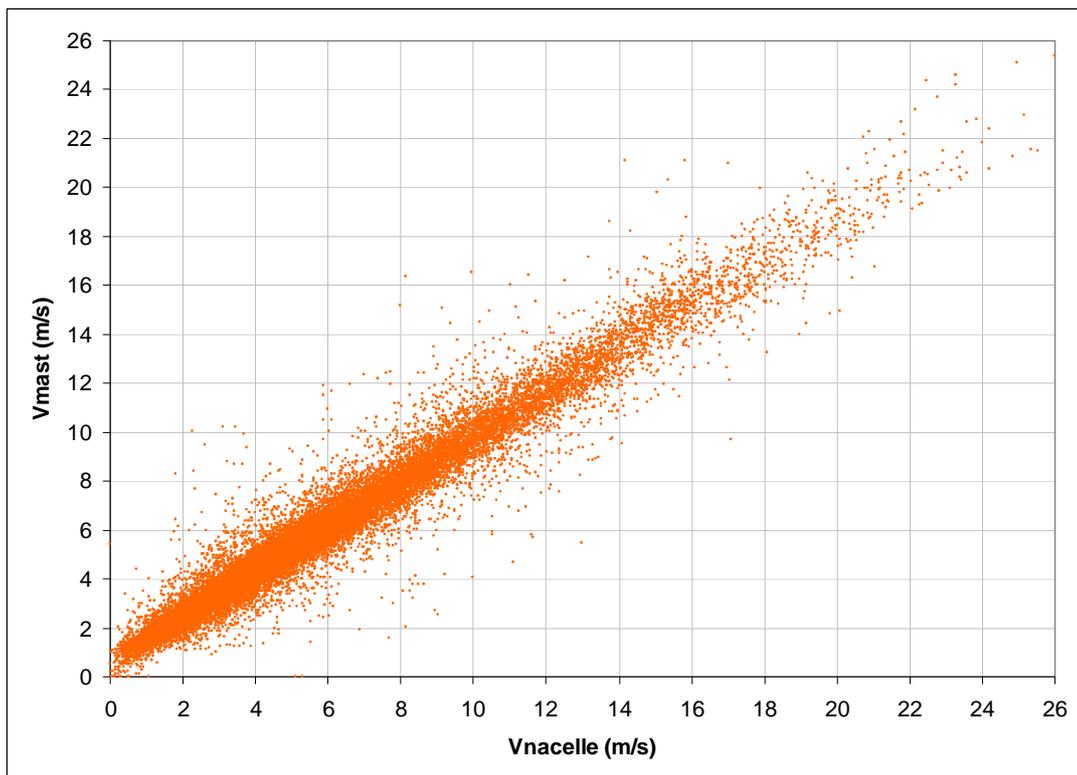
Per ciò che riguarda la definizione della curva di potenza mediante anemometro di navicella, è stata innanzitutto costruita la transfer function, funzione di correzione necessaria a perfezionare la velocità media misurata, ottenuta come media delle velocità misurate dagli anemometri di navicella.

Come già spiegato dettagliatamente nei precedenti capitoli esistono tre possibili modi per definire la transfer function sulla base del confronto dei dati di velocità misurati sulle stazioni di riferimento (Torre T1 e T2) e considerati pari al vento libero, e quelli misurati sui 5 aerogeneratori. Di seguito riporto un grafico (Figura 4-3) che rappresenta le tre funzioni di trasferimento: una ottenuta applicando una regressione di tipo lineare, una con approssimazione polinomiale di 5° grado e una con approssimazione per bin di 1 m/s. Quest'ultima, che passa attraverso l'individuazione di un fattore correttivo per ogni bin di velocità, sembra essere la più corretta e pertanto proseguiremo

il test utilizzando la correzione apportata da questa transfer function.

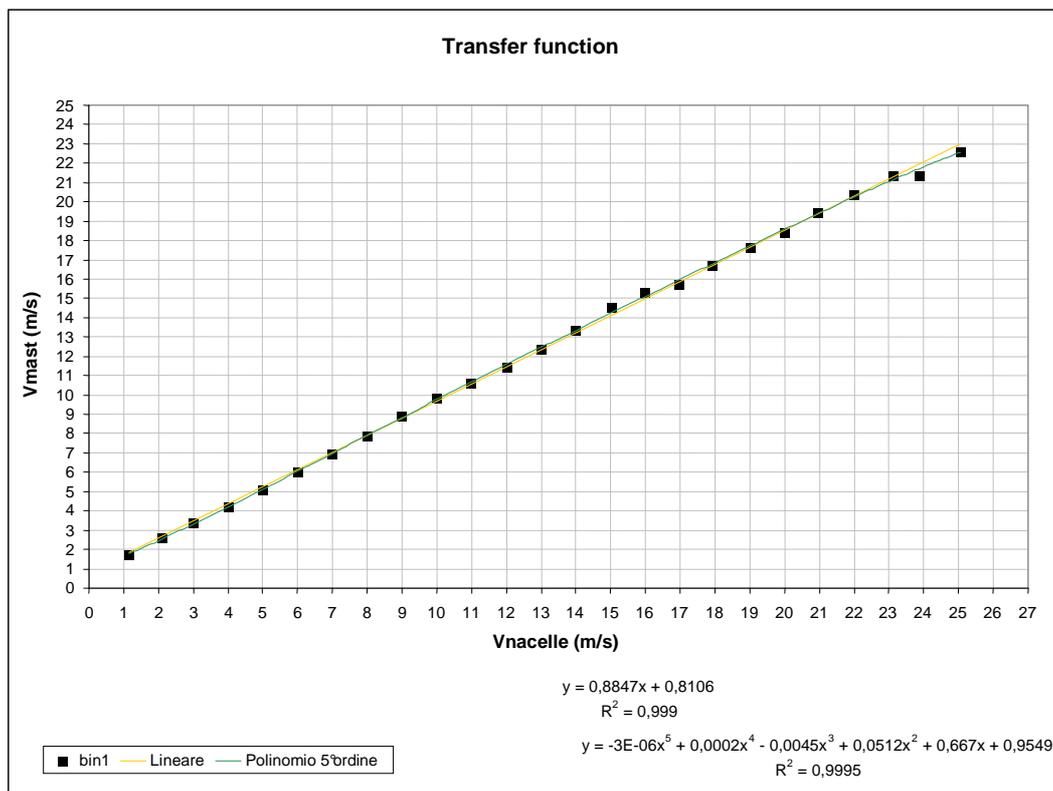
Nei grafici è stata indicata con  $v_{mast}$  la media della velocità misurata sulle due torri, quella cioè considerata pari al vento libero, e con  $v_{navelle}$  la media della velocità misurata sulle 5 navicelle.

All'interno dell'immagine 4-3 vengono anche riportate le equazioni, che caratterizzano la regressione lineare e di 5° grado, e i coefficienti di correlazione, i quali mostrano in entrambi i casi un'elevata correlazione ( $R = 0.999$ ).



**Figura 4-2 Confronto dati di velocità del vento alla stazione anemometrica di riferimento ( $V_{mast}$ ) e sulla navicella ( $V_{nacelle}$ ).**

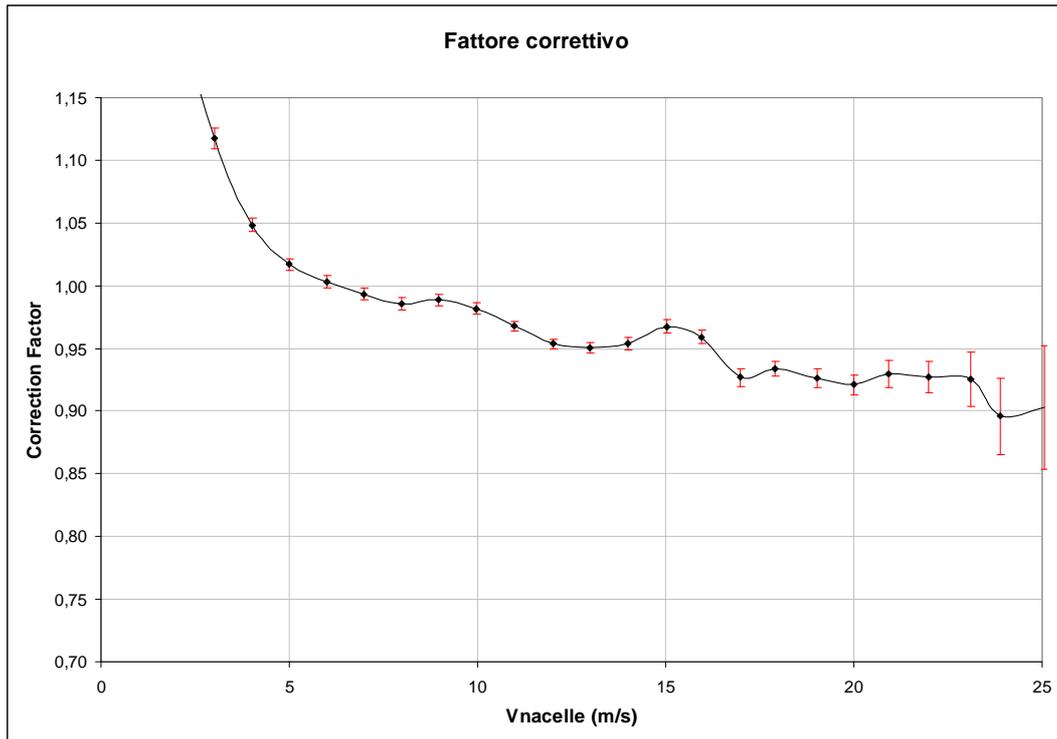
Come si evince dalla transfer function calcolata, la velocità misurata alla navicella sottostima la velocità del vento libero per bassi valori di velocità, mentre alle alte velocità la sovrastima. Nella Figura 4-4 e nella Tabella 4-2 oltre al fattore correttivo viene indicato l'errore ad esso associato per ogni bin, calcolato come il rapporto tra la deviazione standard del fattore correttivo e la radice quadrata del numero di dati compresi in ogni bin. Ad alte velocità avremo naturalmente un errore molto elevato, per il fatto che il numero dei campioni è estremamente scarso.



**Figura 4-3 Relazione di correlazione tra la velocità misurata sulla navicella (Vnacelle) e la velocità misurata alla stazione anemometrica di riferimento (Vmast)**

bin	Vmast (m/s)	Vnacelle (m/s)	fattore correttivo	ofattore correttivo	Numero di valori	errore
1	1,74	1,15	1,512	0,551	110	0,053
2	2,58	2,10	1,231	0,274	401	0,014
3	3,36	3,01	1,117	0,202	636	0,008
4	4,22	4,02	1,048	0,148	720	0,006
5	5,08	5,00	1,017	0,131	770	0,005
6	6,02	5,99	1,003	0,134	711	0,005
7	6,95	6,99	0,993	0,123	742	0,005
8	7,88	8,00	0,986	0,127	714	0,005
9	8,88	8,98	0,989	0,116	680	0,004
10	9,79	9,97	0,982	0,105	609	0,004
11	10,61	10,97	0,968	0,090	544	0,004
12	11,45	12,00	0,954	0,082	469	0,004
13	12,35	12,99	0,950	0,078	399	0,004
14	13,34	13,98	0,954	0,083	284	0,005
15	14,53	15,02	0,967	0,080	228	0,005
16	15,30	15,95	0,959	0,072	179	0,005
17	15,73	16,97	0,927	0,074	112	0,007
18	16,71	17,90	0,934	0,060	96	0,006
19	17,61	19,02	0,926	0,064	72	0,008
20	18,42	20,00	0,921	0,052	44	0,008
21	19,46	20,94	0,930	0,062	32	0,011
22	20,39	21,99	0,927	0,052	17	0,013
23	21,38	23,10	0,925	0,076	12	0,022
24	21,39	23,88	0,896	0,052	3	0,030
25	22,63	25,06	0,903	0,086	3	0,049
26	22,26	26,01	0,856	0,049	2	0,034
27	24,31	27,02	0,900	0,048	3	0,028
28	24,13	27,86	0,866	0,037	4	0,019
29	25,91	28,69	0,903	0,011	2	0,008

**Tabella 4-2 Fattore correttivo dell'anemometro di navicella**



**Figura 4-4 Fattore correttivo dell'anemometro di navicella ed errore ad esso associato**

## 4.2 CURVA DI POTENZA

Una volta corretta la velocità misurata sull'anemometro di navicella, possiamo definire la curva di potenza e confrontarla con la curva di potenza ottenuta tramite Numerical Site Calibration e con la curva di potenza fornita dal costruttore Enercon, che indicheremo come Curva dichiarata. In Figura 4-5 viene riportato il grafico di confronto delle diverse curve.

Vengono forniti, inoltre, i risultati conseguiti mediante Numerical Site Calibration in Figura 4-8 e in Figura 4-7 quelli ottenuti per la curva di potenza misurata mediante Nacelle Anemometry.

Esaminando questi grafici è possibile notare che, come indicato nei capitoli precedenti dedicati alla analisi teorica dei metodi di verifica, la dispersione che caratterizza una curva di potenza ottenuta tramite l'anemometro di navicella è significativamente più bassa rispetto a curve di potenza misurate con altri metodi; ciò indica una migliore correlazione tra i dati di potenza e di vento.

In Tabella 4-4 e Figura 4-6 vengono presentati, invece, i risultati riguardanti il coefficiente di potenza ( $c_p$ ).

Questo è un parametro di efficienza, che nasce dal confronto tra la potenza estratta realmente dal vento e quella teorica contenuta nella corrente d'aria, e va quindi a rappresentare il rendimento dell'aerogeneratore. Viene generalmente calcolato come:

$$c_p = \frac{P_i}{\frac{\rho_0}{2} A V_i^3} \quad (4.2)$$

dove:

$P_i$  = potenza dell'i-esimo bin

$A$  = superficie del rotore

$V_i$  = velocità al mozzo dell'i-esimo bin

$\rho_0$  = densità dell'aria di riferimento

	<b>N.S.C.</b> <b>(numerical site calibration)</b>	<b>N.A.</b> <b>(nacelle anemometry)</b>	<b>Dichiarata</b>
<b>V<sub>bin</sub> (m/s)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>P (kW)</b>	<b>P (kW)</b>
1	0.04	0.00	0
2	0.49	0.01	0
3	2.62	1.30	5.1
4	15.56	11.87	22.5
5	46.11	37.61	48
6	87.25	74.45	82
7	134.27	124.71	131
8	198.42	192.11	196
9	285.88	276.34	284
10	368.81	382.25	389
11	466.03	481.91	481
12	530.59	561.80	553
13	571.98	596.84	590
14	595.76	611.33	605
15	605.06	614.32	605
16	611.54	612.66	605
17	616.04	616.83	605
18	604.98	615.91	605
19	619.51	618.92	605
20	614.55	615.93	605
21	595.23	602.94	605
22	594.37	562.24	605
23	468.04	540.74	605
24	512.78	351.22	605
25	434.52	336.67	605
26	318.54	278.95	605

Tabella 4-3 Confronto curva di potenza

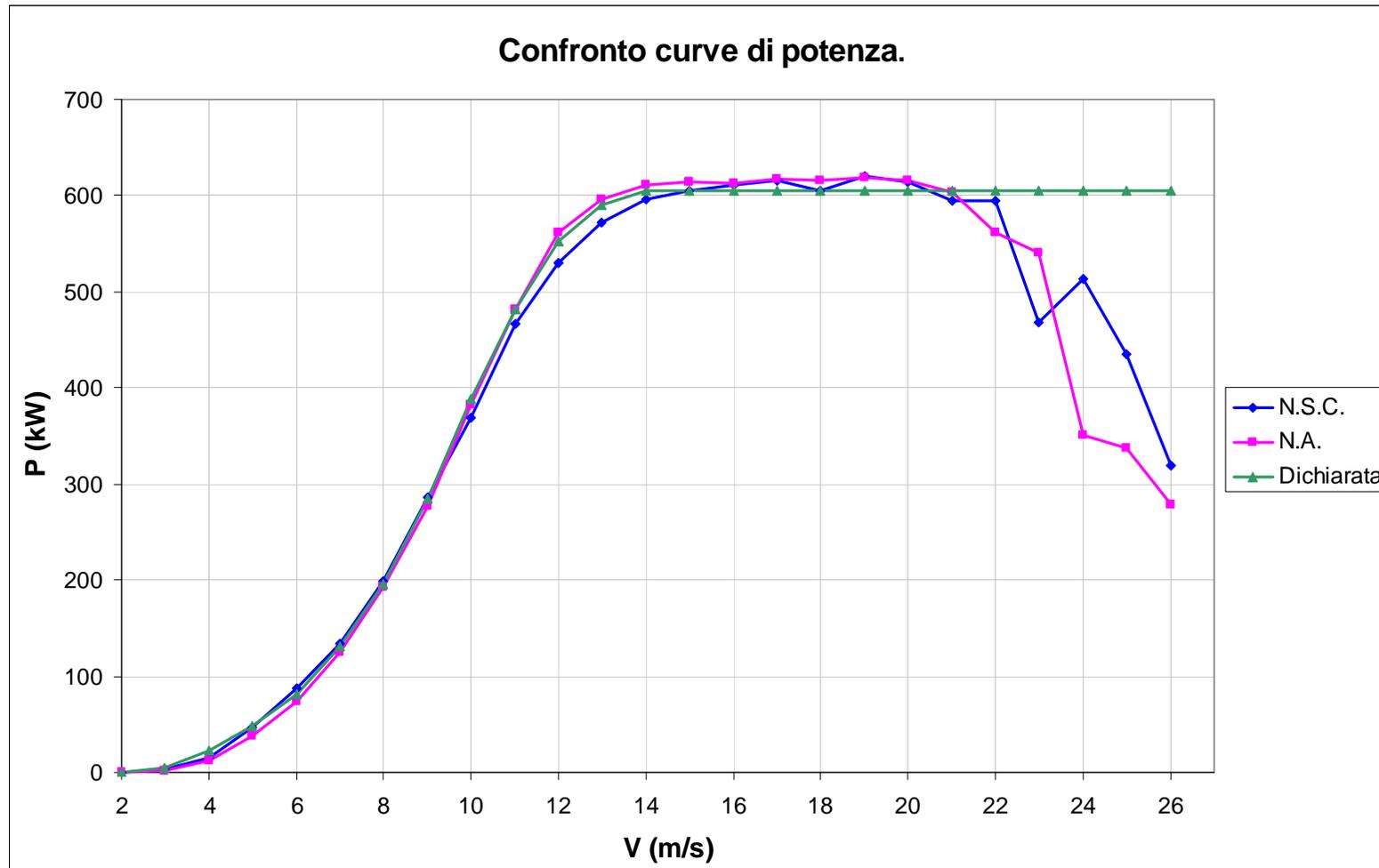


Figura 4-5 Confronto curva di potenza

	<b>N.S.C.</b> <b>(numerical site calibration)</b>	<b>N.A.</b> <b>(nacelle anemometry)</b>	<b>Dichiarata</b>
<b>Vbin (m/s)</b>	<b>Cp</b>	<b>Cp</b>	<b>Cp</b>
1	0.02	0.00	-
2	0.05	0.00	-
3	0.09	0.04	0.2
4	0.25	0.19	0.38
5	0.39	0.33	0.41
6	0.43	0.37	0.41
7	0.42	0.39	0.41
8	0.41	0.40	0.41
9	0.42	0.40	0.42
10	0.40	0.41	0.42
11	0.38	0.39	0.39
12	0.33	0.35	0.34
13	0.28	0.29	0.29
14	0.23	0.24	0.24
15	0.19	0.19	0.19
16	0.16	0.16	0.16
17	0.14	0.14	0.13
18	0.11	0.11	0.11
19	0.10	0.10	0.09
20	0.08	0.08	0.08
21	0.07	0.07	0.07
22	0.06	0.06	0.06
23	0.04	0.05	0.05
24	0.04	0.03	0.05
25	0.03	0.02	0.04
26	0.02	0.02	0.04

**Tabella 4-4 Confronto coefficienti di potenza**

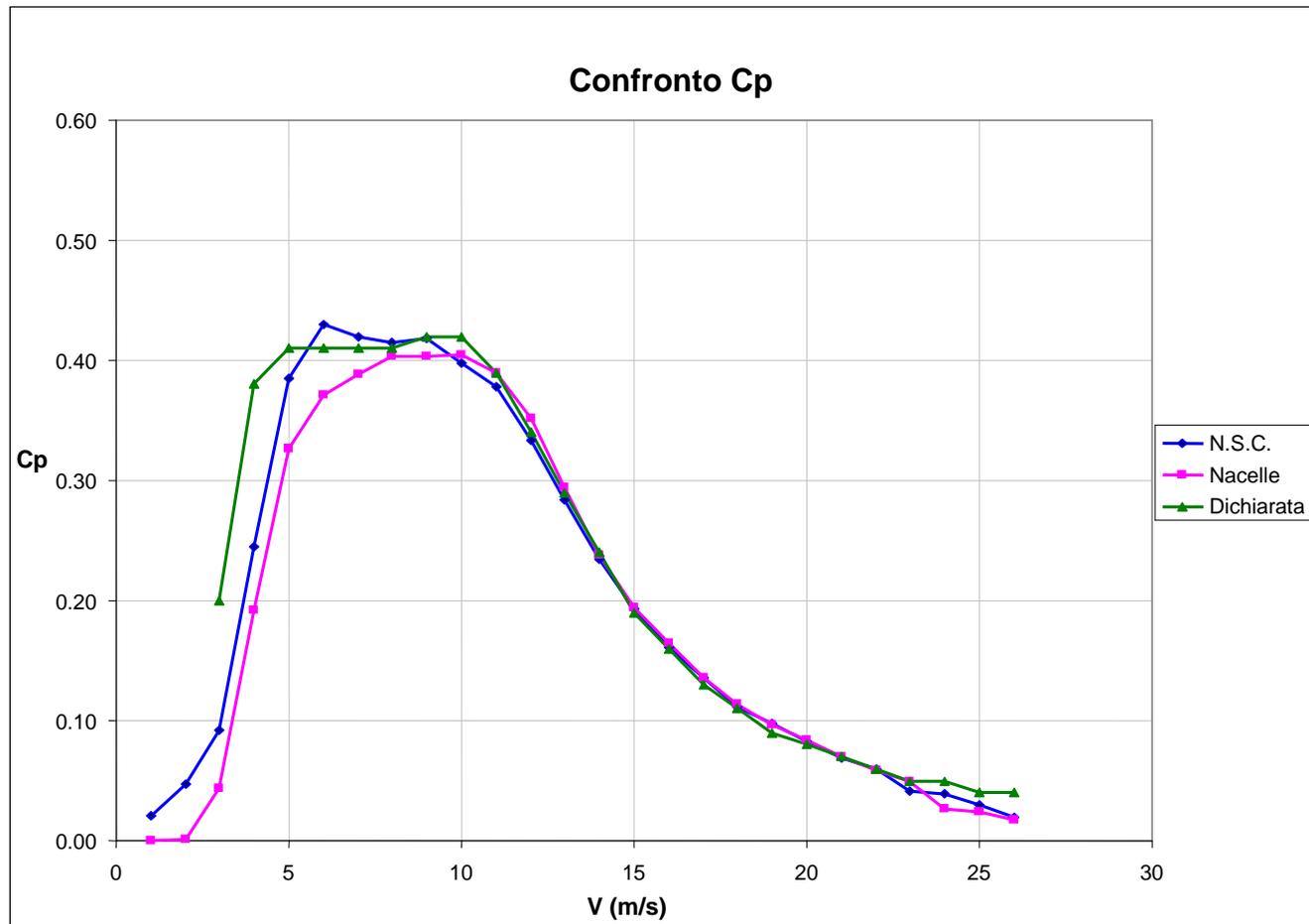


Figura 4-6 Confronto Power Coefficient

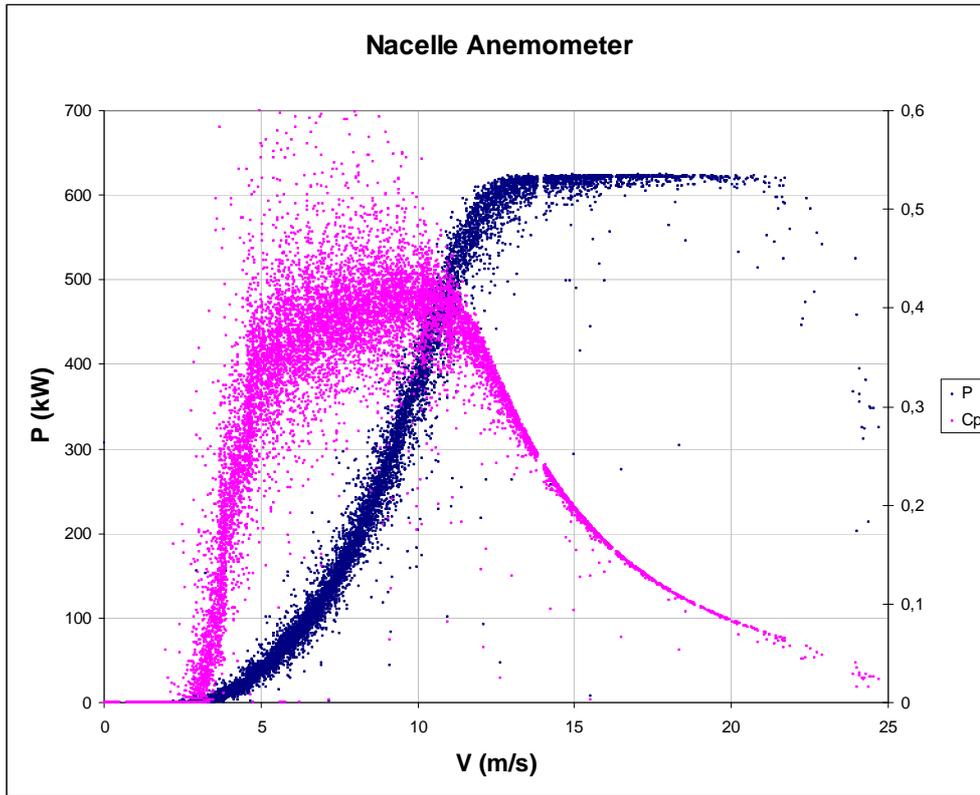


Figura 4-7 Curva di potenza valutata con anemometro di navicella

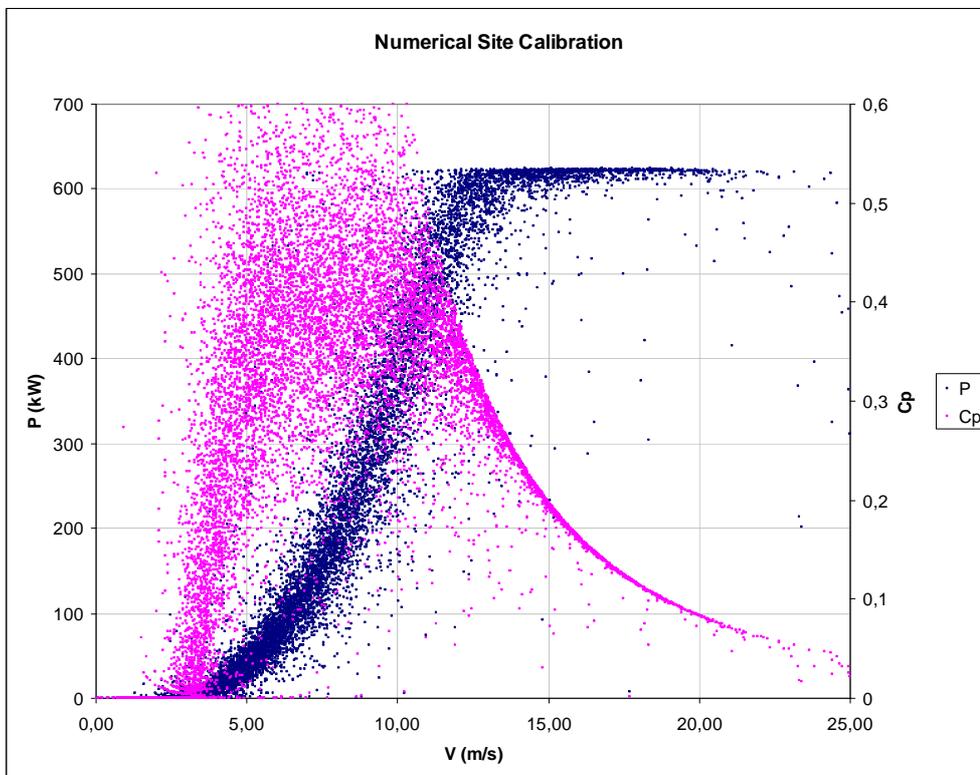


Figura 4-8 curva di potenza valutata mediante  $v_{mast}$

### 4.3 ANALISI DELLE INCERTEZZE

Il completamento dei risultati passa attraverso l'analisi degli errori, in modo da associare alle curve di potenza definite una stima delle incertezze.

Come indicato nel Capitolo 2 le fonti di incertezza di categoria A vengono calcolate su base statistica, seguendo le formule indicate nelle Equazioni (2.10) e (2.11). Per quanto riguarda le fonti di incertezza di categoria B, nella Tabella 4-5 viene presentata una sintesi delle componenti di errore individuate durante la presente analisi, con i valori di incertezza stimata indicati a fianco. Questi ultimi verranno utilizzati per la stima dell'incertezza combinata di categoria B ( $u_i$ ).

Parametro misurato	Componente di incertezza	Categoria di incertezza	Incertezza standard	Unità	
Potenza elettrica $u_{P,i}$	trasformatore di corrente	B	$0.2\%P_i$	kW	
	trasformatore di tensione	B	$0.12\%P_i$	kW	
	trasduttore di potenza $u_{P3,i}$	B	7	kW	
	sistema di acquisizione	B	3.5	kW	
Velocità del vento $u_{V,i}$	calibrazione anemometro	B	0.2	m/s	
	caratteristiche operative	B	$0.5\%V_i$	m/s	
	effetti del montaggio $u_{V3,i}$	B	$1\%V_i$	m/s	
	distorsione del flusso dovuta al terreno $u_{V4,i}$	A,B	Vedi testo	m/s	
	sistema di acquisizione	B	0.046	m/s	
Densità dell'aria	temperatura $u_{T,i}$	sensore di temperatura	B	0.2	K
		copertura dalle radiazioni	B	2	K
		effetti del montaggio $u_{T3,i}$	B	3	K
		sistema di acquisizione	B	0.15	K
	pressione $u_{B,i}$	sensore di pressione $u_{B1,i}$	B	0.1	hPa
		effetti del montaggio $u_{B2,i}$	B	0.6	hPa
		sistema di acquisizione	B	5	hPa

Tabella 4-5 Fonti di incertezza di categoria B

Per il calcolo delle incertezze associate alla curva di potenza ottenuta mediante Numerical Site Calibration, la distorsione del flusso dovuta al terreno ( $u_{V4,i}$ ) corrisponde interamente all'errore associato ai coefficienti di speed-up, che risulta nel caso in esame pari al  $3\% * V_i$ .

Nel metodo dell'anemometro di navicella, invece, per il calcolo dell'errore del disturbo di flusso indotto dal terreno ( $u_{V4,i}$ ), si dovrà considerare sia l'incertezza associata alla transfer function sia l'errore dovuto ai coefficienti di speed-up, che sono entrati in gioco nella valutazione della velocità del vento libero ( $v_{mast}$ ) che è stata utilizzata per definire la transfer function stessa.

Va fatta una ulteriore precisazione, di tutte le componenti di errore che sono state indicate nel Paragrafo 1.3, riguardo la curva di potenza definita mediante Nacelle Anemometry, è possibile quantificare attualmente solo la componente di errore associata alla transfer function. Per la definizione di quest'ultima si è partiti dall'incertezza del fattore di correzione, che è un'incertezza di categoria A data dalla deviazione standard dei rapporti di velocità e dal numero di dati per ogni bin, considerando poi l'incertezza di calibrazione dei due anemometri e del loro sistema di acquisizione dati mediante la formula:

$$u_{TF,i} = \sqrt{2u_{V1,i}^2 + 2u_{dV,i}^2 + \frac{s_{\alpha,i}^2 V_i^2}{N_i}} \quad (4.3)$$

dove

$u_{V1,i}$  = incertezza di calibrazione dell'anemometro nell'i-esimo bin

$u_{dV,i}$  = incertezza del sistema di acquisizione dati nell'i-esimo bin

$s_{\alpha,i}$  = deviazione standard del fattore correttivo nell'i-esimo bin

$v_i$  = velocità del vento nell'i-esimo bin

$N_i$  = numero di dati nell'i-esimo bin

Interessanti risultano due ulteriori casi di studio dell'incertezza sulla transfer function:

il primo possiamo definirlo il "caso ideale", che si avrebbe nel momento in cui si riuscisse a calcolare una transfert function

perfetta, in cui quindi il termine di errore di tipo statistico  $(\frac{s_{\alpha,i}^2 V_i^2}{N_i})$

fosse nullo; mentre il secondo è il caso che si avrebbe se non venissero utilizzati gli speed-up per il calcolo della velocità del vento libero da utilizzarsi nella transfer function.

Dall'analisi dei risultati ottenuti e riportati in Tabella 4-8, è chiaramente visibile come il caso ideale non porti grossi benefici; un miglioramento si ha infatti solo dalla 2° cifra decimale dell'incertezza associata alla produzione di energia annuale ( $u_{AEP}$ ), espressa in forma percentuale. Nel caso in cui si annulli l'errore sugli speed-up, invece, si ottiene un miglioramento già dalla 1° cifra decimale della  $u_{AEP}$ , sempre espressa in forma percentuale.

Dalla combinazione dell'incertezza combinata di categoria B ( $u_j$ ) e di categoria A ( $s_j$ ), si ottiene secondo la (2.5) l'incertezza standard combinata associata alla curva di potenza ( $u_c$ ) e secondo la (2.6) l'incertezza standard combinata dell'energia prodotta ( $u_{AEP}$ ).

Presentiamo per entrambe le curve di potenza ottenute, i risultati nella forma prescritta dalla IEC 61400-12-1 indicando:

- in una tabella (Tabella.4-6 e 4-9) i dati di velocità, potenza, numero di dati, incertezza combinata di categoria A e B, incertezza standard combinata sulla potenza, individuati per bin di 0.5 m/s.
- In Tabella 4-7 e 4-10 la produzione di energia annuale stimata (AEP), nella quale indichiamo per ogni velocità del vento media annuale al mozzo l'AEP misurata, l'AEP estrapolata e l'incertezza standard associata all'AEP misurata.

Si sottolinea il fatto che la produzione di energia annuale estrapolata viene utilizzata nei casi in cui la curva di potenza misurata non includa dati che raggiungano la velocità di cut out della macchina; in questi casi quindi si assume potenza costante per velocità comprese tra la massima registrata nella misura e quella di cut out.

Si precisa inoltre che in Tabella 4-6 sono stati esclusi i bin 44 e 46 in quanto il numero dei dati risultava insufficiente ( $N_i=1$ ) al calcolo dell'incertezza combinata di categoria A ( $s_j$ ).

bin	V <sub>i</sub> (m/s)	P <sub>i</sub> (kW)	N <sub>i</sub>	U <sub>i</sub> (kW)	S <sub>i</sub> (kW)	U <sub>ci</sub> (kW)
0	0.02	0.00	3	-	-	-
1	0.52	0.00	23	-	-	-
2	1.02	0.00	42	3.50	0.00	3.50
3	1.52	0.00	112	3.50	0.00	3.50
4	2.03	0.01	191	3.50	0.01	3.50
5	2.50	0.04	299	3.50	0.01	3.50
6	2.98	4.09	315	4.10	0.77	4.17
7	3.52	9.52	335	4.37	1.39	4.59
8	3.97	24.42	361	9.30	2.63	9.66
9	4.54	32.00	391	4.92	2.14	5.37
10	5.00	39.26	378	5.46	0.37	5.47
11	5.50	55.14	377	9.02	0.46	9.03
12	6.01	75.08	366	10.98	0.64	11.00
13	6.50	97.86	352	12.78	0.76	12.80
14	6.99	123.08	386	14.21	0.82	14.23
15	7.50	155.26	345	17.43	0.99	17.45
16	7.99	192.64	361	20.91	1.18	20.95
17	8.50	231.20	356	21.20	1.29	21.24
18	9.00	271.89	351	23.11	1.72	23.17
19	9.48	324.48	329	30.53	1.71	30.58
20	10.04	379.31	291	27.91	1.97	27.97
21	10.47	429.31	298	33.58	2.02	33.64
22	11.01	483.04	262	29.30	2.12	29.38
23	11.50	531.72	247	29.43	2.13	29.50
24	11.98	562.10	216	20.11	2.70	20.29
25	12.50	583.91	231	14.94	2.75	15.19
26	13.01	599.35	199	12.63	2.20	12.82
27	13.50	608.72	175	10.64	1.02	10.69
28	14.03	611.58	134	9.22	1.28	9.31
29	14.49	613.46	123	9.19	2.33	9.48
30	15.00	611.60	116	9.15	2.40	9.46
31	15.50	612.83	109	9.12	3.67	9.84
32	15.94	615.89	100	9.38	2.05	9.61
33	16.51	613.35	63	9.21	5.31	10.63
34	17.02	619.95	54	10.06	0.44	10.07
35	17.50	620.08	63	9.18	0.59	9.20
36	17.99	618.92	48	9.20	1.24	9.28
37	18.46	607.23	32	12.17	9.78	15.61
38	18.97	620.39	32	12.60	0.65	12.62
39	19.49	619.68	25	9.19	0.62	9.21
40	20.02	614.20	29	9.78	4.19	10.64
41	20.54	618.94	19	9.70	1.03	9.76
42	21.02	599.55	15	16.66	10.31	19.60
43	21.57	592.61	11	9.91	7.99	12.73
45	22.47	512.89	7	29.62	23.83	38.01
47	24.07	366.98	7	56.37	30.24	63.97
48	24.44	326.81	2	47.93	20.26	52.04
49	25.90	278.95	2	14.21	9.92	17.33

**Tabella 4-6 risultati della verifica della curva di potenza mediante Nacelle  
Anemometry (database 2)**

<b>Nacelle Anemometry</b>				
densità dell'aria di riferimento = 1.225 kg/m <sup>3</sup> velocità di cut-out = 25 m/s				
$V_{\text{media}}$ Rayleigh (m/s)	AEP misurata (MWh)	$U_{\text{AEP}}$ misurata (MWh) (%)	AEP estrapolata (MWh)	
4	248	53    21%	248	
5	508	72    14%	508	
6	858	92    11%	858	
7	1263	109    9%	1263	
8	1679	120    7%	1679	
9	2075	127    6%	2075	
10	2429	131    5%	2429	
11	2727	134    5%	2728	

**Tabella 4-7 Produzione di energia annuale (database 2)**

AEP misurata (MWh)	CASO IN ESAME		CASO IDEALE	CASO DI PROVA in assenza di speed-up
	TF reale		TF ideale	
	$U_{\text{AEP}}$ (MWh)	$U_{\text{AEP}}$ (%)	$U_{\text{AEP}}$ (%)	$U_{\text{AEP}}$ (%)
248	53	21.34%	21.33%	21.25%
508	72	14.26%	14.26%	14.19%
858	92	10.77%	10.77%	10.71%
1263	109	8.62%	8.62%	8.57%
1679	120	7.16%	7.15%	7.12%
2075	127	6.13%	6.12%	6.09%
2429	131	5.40%	5.39%	5.37%
2727	133	4.90%	4.89%	4.87%

**Tabella 4-8 Confronto incertezze standard associate alla AEP misurata**

bin	V <sub>i</sub> (m/s)	P <sub>i</sub> (kW)	N <sub>i</sub>	U <sub>i</sub> (kW)	S <sub>i</sub> (kW)	U <sub>ci</sub> (kW)
0	0.05	0.0	8	-	-	-
1	0.55	0.0	11	-	-	-
2	1.05	0.0	78	3.50	0.01	3.50
3	1.53	0.1	247	3.50	0.06	3.50
4	2.01	0.2	357	3.50	0.07	3.50
5	2.51	1.4	499	3.53	0.48	3.57
6	3.00	2.7	630	3.55	0.27	3.56
7	3.50	6.3	689	3.82	0.28	3.83
8	4.00	14.9	630	5.04	0.59	5.08
9	4.49	26.7	567	6.19	0.93	6.26
10	5.00	41.7	594	7.31	0.82	7.36
11	5.50	59.2	539	8.41	1.37	8.52
12	6.00	82.7	534	10.84	1.57	10.96
13	6.50	107.6	502	11.58	1.70	11.71
14	7.00	133.2	480	11.94	2.28	12.15
15	7.50	160.9	495	13.12	2.57	13.37
16	8.00	200.0	487	18.09	2.69	18.29
17	8.50	239.3	440	18.68	3.44	19.00
18	9.00	289.0	421	23.47	3.85	23.78
19	9.49	322.9	423	17.14	4.01	17.60
20	10.00	365.7	391	20.70	4.50	21.18
21	10.49	415.0	386	24.75	4.39	25.13
22	10.99	467.2	347	26.26	4.49	26.64
23	11.49	502.8	325	19.02	4.44	19.53
24	11.99	532.4	327	16.71	4.44	17.29
25	12.49	557.1	236	14.89	5.25	15.79
26	13.00	572.9	225	11.72	4.94	12.72
27	13.50	580.6	171	9.52	4.99	10.75
28	14.01	595.3	157	11.65	4.70	12.56
29	14.50	601.4	154	9.51	4.34	10.45
30	15.00	597.9	163	9.10	5.54	10.66
31	15.48	615.2	143	13.30	1.00	13.34
32	16.00	612.9	111	9.18	2.38	9.48
33	16.49	608.0	94	9.46	5.38	10.88
34	17.00	618.5	71	10.87	0.79	10.90
35	17.49	606.5	57	11.37	10.92	15.77
36	17.99	612.0	56	9.62	5.62	11.14
37	18.51	610.0	49	9.13	6.94	11.47
38	18.97	619.9	34	11.20	0.70	11.23
39	19.47	616.4	27	9.37	2.98	9.84
40	19.97	615.5	23	9.14	3.84	9.92
41	20.45	607.2	22	10.48	5.48	11.82
42	20.98	593.6	11	11.90	18.02	21.60
43	21.44	594.3	8	8.87	10.61	13.83
44	21.99	614.0	4	14.71	5.47	15.69
45	22.49	592.0	4	17.05	22.58	28.29
46	23.00	550.8	4	27.89	27.58	39.23
47	23.42	346.5	4	162.08	93.40	187.06
48	24.01	503.4	2	90.84	108.10	141.20
49	24.52	496.1	6	9.05	42.74	43.69
50	24.99	429.1	4	50.09	59.58	77.84

**Tabella 4-9 risultati della verifica della curva di potenza mediante Numerical Site Calibration (database 1)**

<b>Numerical Site Calibration</b>				
densità dell'aria di riferimento = 1.225 kg/m <sup>3</sup> velocità di cut-out = 25 m/s				
$V_{\text{media}}$ Rayleigh (m/s)	AEP misurata (MWh)	$u_{\text{AEP}}$ misurata (MWh)    (%)		AEP estrapolata (MWh)
4	247	48	19.46%	247
5	513	64	12.48%	513
6	863	80	9.25%	863
7	1260	93	7.36%	1260
8	1665	102	6.12%	1665
9	2052	108	5.27%	2052
10	2400	113	4.71%	2401
11	2699	117	4.34%	2701

**Tabella 4-10 Produzione di energia annuale (database 1)**



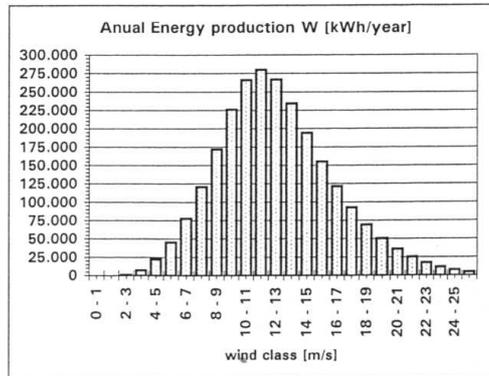
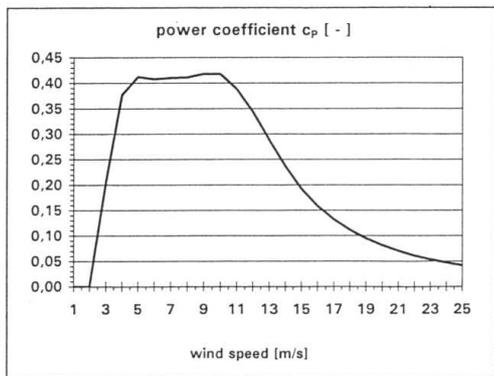
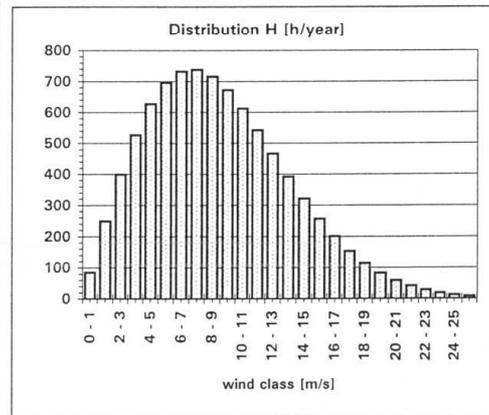
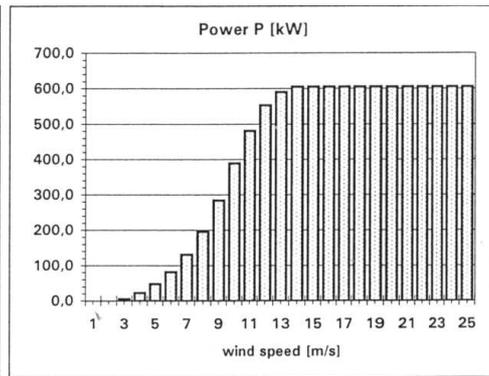
Project: **warranted power curve for average turbulence intensity > 12%**

Site **Norm density  $r = 1,225 \text{ kg/m}^3$**

WEC: **ENERCON-40 / 600 kW**

Nominal power	$P_n$ :	600 [kW]	Rotor diameter	$D_r$ :	44 [m]
Hub height	$h_n$ :	46,0 [m]	Swept area	$A_r$ :	1520,5 [m <sup>2</sup> ]
Shear factor	$p$ :	0,16 [-]	Air density	$r$ :	1,225 [kg/m <sup>3</sup> ]
Height	$x$ :	46,0 [m]	Scale parameter	$A$ :	10,16 [m/s]
Av. Wind speed (x)	$v_x$ :	9,00 [m/s]	Shape parameter	$k$ :	2,00 [-]
Av. Wind speed (hub)	$v_n$ :	9,00 [m/s]	Annual operating hours	$h$ :	8224 [h/year]
Energy production	$W$ :	2.510.255 [kWh/Jahr]			

wind class [m/s]	[h/year]	P [kW]	W [kWh/year]	$c_p$ [-]
0 - 1	85			
1 - 2,5	431			
2,5 - 3	217	5,1	553	0,20
3 - 4	527	22,5	7270	0,38
4 - 5	627	48,0	22096	0,41
5 - 6	695	82,0	45205	0,41
6 - 7	732	131,0	77933	0,41
7 - 8	737	196,0	120553	0,41
8 - 9	716	284,0	171775	0,42
9 - 10	672	389,0	226132	0,42
10 - 11	612	481,0	266224	0,39
11 - 12	542	553,0	280069	0,34
12 - 13	467	590,0	266748	0,29
13 - 14	392	605,0	234172	0,24
14 - 15	321	605,0	194209	0,19
15 - 16	257	605,0	155276	0,16
16 - 17	200	605,0	121261	0,13
17 - 18	153	605,0	92540	0,11
18 - 19	114	605,0	69042	0,09
19 - 20	83	605,0	50375	0,08
20 - 21	59	605,0	35955	0,07
21 - 22	42	605,0	25111	0,06
22 - 23	28	605,0	17164	0,05
23 - 24	19	605,0	11485	0,05
24 - 25	12	605,0	7523	0,04
25 - 26	8	605,0	4826	0,04
26 - 27	5	605,0	3031	0,03
27 - 28	3	564,7	1803	0,03
28 - 29	2	494,1	984	0,02
29 - 30	1	423,5	503	0,02
30 - 31	1	352,9	246	0,01
31 - 32	0	282,4	114	0,01
32 - 33	0	211,8	49	0,01
33 - 34	0	141,2	19	0,00
34 - 35	0	70,6	6	0,00



according to IEC 88/66/CDV

Figura 4-9 Dati caratteristici dell'aerogeneratore forniti da Enercon

# Conclusioni

Dagli studi condotti sulle metodologie di verifica delle prestazioni di potenza degli aerogeneratori è possibile trarre alcune considerazioni che riportiamo di seguito.

Una delle prime tipologie di verifica ad essere stata delineata è la Site Calibration, procedura caratterizzata da una certa complessità di operazioni e da requisiti nelle impostazioni di misura molto restrittivi.

Possiamo oggi affermare, che la tendenza attuale sia quella di accantonare questo tipo di verifiche assai onerose su impianti eolici in sviluppo e volgere verso procedure di più facile implementazione.

A questo proposito l'utilizzo dell'anemometro di navicella è risultato senza dubbio una metodologia che non richiede un elevato dispendio di risorse, semplice da applicarsi e di costi contenuti, fattori che la rendono indiscutibilmente interessante per gli sviluppatori di centrali eoliche. Metodologia che diventa ancora di più facile implementazione nel caso in cui sia il fornitore dell'aerogeneratore stesso ad occuparsi della funzione di correzione della velocità del vento misurato dall'anemometro di macchina, a seguito della sua calibrazione. Resta però da indagare più accuratamente l'affidabilità dei risultati ottenuti e

da approfondire ulteriormente gli studi fin qui effettuati sui modelli aerodinamici del flusso di vento attorno alla navicella.

A seguito dei test di verifica eseguiti sull'impianto eolico di Castelnuovo di Conza (SA) è stato possibile esaminare i risultati ottenuti mediante Nacelle Anemometry e confrontarli con i risultati ottenuti mediante altre tipologie.

Si è accertato che la componente di incertezza combinata associata alla potenza ottenuta mediante anemometro di navicella risulta dello stesso ordine di grandezza dei risultati portati generalmente nei test di misura della curva di potenza, eseguiti da enti certificatori su campo prova, ed è confrontabile con i risultati ottenuti mediante Numerical Site Calibration anche se, nel caso in esame, è indiscutibilmente superiore di 2 punti percentuali.

Nell'esecuzione del test, inoltre, è stato possibile indagare dettagliatamente tutte le componenti di errore che affliggono i risultati e da questa analisi è scaturito che ciò che influisce maggiormente sull'incertezza combinata è l'incertezza associata alla velocità del vento, e tra i fattori che determinano quest'ultima l'elemento preponderante è l'incertezza dovuta alla distorsione del flusso, portata dal terreno.

Tale componente è fissata dalla normativa, per siti ideali cioè omogenei e piatti, pari al 3%, nel caso in cui non vengano intraprese valutazioni di correzione specifiche, che riescano a ridurre il valore. Naturalmente ciò comporta che nel caso in cui la conformazione effettiva del terreno si discosti dal sito ideale,

situazione più che frequente nei siti italiani, tale valore sia ancora più alto.

A questo proposito si rendono necessari studi volti o alla definizione di modelli di flusso di vento che siano coerenti con le situazioni topografiche incontrate nei siti di effettivo sviluppo della centrale eolica, ovvero i siti reali, in cui quindi l'orografia è generalmente di tipo complesso o alla definizione della miglior stima possibile dei fattori di correzione delle misure di velocità del vento rilevate.



# Bibliografia

CEI EN 61400-12-1 “*Sistemi di generazione a turbina eolica: misure delle prestazioni di potenza degli aerogeneratori*”, 2007.

MEASNET: “*Power performance measurement procedure*”, 2000

Hunter, Pedersen, Dunbabin, Antoniou, Frandsen, Klug, Albers, Lee, “*European wind turbine testing procedure developments. Task 1: measurements to verify wind turbine performants characteristics*”. Risø National Laboratory, 2001

Albers, Klug, “*Power performance verification*”. Deutsches windenergie Institut (DEWI), 1999

Pedersen, Gjerding, Ingham, Jørgensen, “*Wind turbine power performance verification in complex terrain and wind farms*”. Risø National Laboratory, 2002

Sanada, Matsumiya, Watanabe, “*Numerical site calibration on a complex terrain and its application for wind turbine performance measurements*”, 2003

Ayotte, “*Computational methods for the wind energy industry*”, 2007

Smith, Randall, “*Power performance testing progress in the DOE/EPRI turbine verification program*”. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2001

Smith, Link, “*Applicability of nacelle anemometer measurements for use in turbine power performance tests*”. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2002

Antoniou, Pedersen, “*Nacelle Anemometry on a 1MW wind turbine*”. Risø National Laboratory, 1997

Smaïli, Masson, “*Numerical study of a nacelle anemometry technique*”. Natural sciences and engineering research council of Canada (NSERC).

Pedersen, “*Power curve measurements under influence of skew airflow and turbulence*”. Risø National Laboratory, 2002

Manuale d'uso E40/E1, Enercon GmbH

UNI CEI ENV 13005 “*Guida all'espressione dell'incertezza di misura*”, 1999

Taylor, “*Introduzione all'analisi degli errori. Lo studio delle incertezze nelle misure fisiche*”, Zanichelli, 2000