



POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Laurea Magistrale In Ingegneria Aeronautica

Anemometria di bordo per un aerogeneratore eolico

Relatore: Prof. Croce Alessandro

Tutor aziendale: Dilli Samuele

Maccarana Francesco 760650

Anno Accademico 2013/14



*"Era scritto che sarei rimasto fedele
all'incubo che mi ero scelto"*

Joseph Conrad – *Heart of Darkness*

Indice:

1.	Introduzione	6
2.	Concetti Fondamentali	8
2.1.	La turbina eolica	8
2.2.	La navicella	9
2.3.	Le normative IEC.....	11
3.	Ricostruzione delle Curve di Potenza	12
3.1.	Introduzione	12
3.2.	Acquisizione del database	12
3.3.	Filtraggio	13
3.4.	Correzione in Densità	17
3.5.	Divisione nei Bins.....	18
3.6.	Calcolo Cp e Curve di potenza misurata	19
3.7.	Velocità di rotazione e Passo pala	21
3.8.	Effetto della turbolenza.....	22
4.	Anemometria di bordo	26
4.1.	Introduzione	26
4.2.	Sovrastima della velocità.....	26
4.3.	Effetto sulla curva di potenza	27
4.4.	Cause dell'errata misura.....	28
4.5.	Nacelle Transfer Function (NTF)	31
4.6.	Curva di Potenza Corretta (NPC)	33
4.7.	Calcolo AEP e confronti	34
5.	Studio delle Incertezze di Misura	36
5.1.	Introduzione	36
5.2.	Categorie d'incertezza	36
5.3.	Incertezze secondo IEC 61400-12-1	37
5.4.	Incertezza Combinata (IEC-12-1)	39
5.5.	Incertezze secondo IEC 61400-12-2	41
5.6.	Fattori di Cancellazione	44
5.7.	Incertezza Combinata (IEC-12-2).....	45
5.8.	Considerazioni Conclusive	46
6.	Disallineamento in direzione del vento.....	47
6.1.	Introduzione	47
6.2.	Il disallineamento	48
6.3.	Analisi dei Dati Reali	50

6.4.	Analisi dei Dati Simulati	70
6.5.	Correzione del disallineamento.....	71
7.	Conclusioni e Sviluppi Futuri	73
8.	Bibliografia.....	74
9.	Ringraziamenti.....	76

Indice delle figure:

FIGURA 1 - AEROGENERATORE (LTW80)	8
FIGURA 2 – YAW [REF.13]	9
FIGURA 3 – PASSO PALA [REF.13]	9
FIGURA 4 - NAVICELLA	9
FIGURA 5 - POSIZIONE DEGLI ANEMOMETRI	10
FIGURA 6 - POSIZIONE DELLA TORRE ANEMOMETRICA	11
FIGURA 7 - TORRE ANEMOMETRICA	11
FIGURA 8 – ESTRAPOLAZIONE PER LE VEL. ELEVATE	12
FIGURA 9 - STATO MACCHINA	14
FIGURA 10 - GHIACCIO SULLE PALE	15
FIGURA 11 - PRESTAZIONI IN PRESENZA DI GHIACCIO	15
FIGURA 12 - DIREZIONI VALIDE	16
FIGURA 13 - ESCLUSIONE DI SETTORE	17
FIGURA 14 - NORMALIZZAZIONE IN DENSITÀ	18
FIGURA 15 – DIVISIONE IN BINS DI VELOCITÀ	19
FIGURA 16 - TABELLA DEI BINS	19
FIGURA 17 - CURVE DI POTENZA (SCATTER.)	20
FIGURA 18 - CP E CURVA DI POTENZA	20
FIGURA 19 - PASSO PALA & VEL. DI ROTAZIONE	21
FIGURA 20 - CLASSI DI TURBOLENZA	22
FIGURA 21 - EFFETTO DELLA TI SULLE PRESTAZIONI	24
FIGURA 22 - FAMIGLIA DI CURVE TURBOLENTE	25
FIGURA 23 - SOVRASTIMA DELL'ANEMOMETRO DI BORDO	26
FIGURA 24 - DISTORSIONE DELLA CURVA DI POTENZA	27
FIGURA 25 - EFFETTO SULLA POTENZA	28
FIGURA 26 - CAMPO DI MOTO A VALLE DEL ROTORE [REF.16]	28
FIGURA 27 - EFFETTO DELLA NACELLE SULLA VELOCITÀ [REF.14]	29
FIGURA 28 - SCIA INTRODotta DALLA RADICE PALA [REF.15]	30
FIGURA 29 - SEZIONE DELLA PALA	30
FIGURA 30 - CORREZIONI NTF	31
FIGURA 31 - CORREZIONE NTF SULLA POTENZA	32
FIGURA 32 - NPC	33
FIGURA 33 - CONFRONTO AEP	34
FIGURA 34 - CURVA DI POTENZA CON INCERTEZZE IEC-12-1	40
FIGURA 35 - CONFRONTO DI INCERTEZZE	45
FIGURA 36 – CONTRIBUTI DI INCERTEZZA	46
FIGURA 37 - TENDENZA DELLA DIREZIONE DEL VENTO	47
FIGURA 38 - ANGOLI E DISALLINEAMENTO	48
FIGURA 39 - CONVENZIONI DI SEGNO	49
FIGURA 40 - DISTRIBUZIONE DEL DISALLINEAMENTO	50
FIGURA 41 - EFFETTO SULLE PRESTAZIONI (SCATT.)	51
FIGURA 42 - EFFETTO SULLE PRESTAZIONI (BINNED)	52
FIGURA 43 - EFFETTO DELLO SHEAR SUL CARICO	53
FIGURA 44 - EFFETTO DEL DISALLINEAMENTO SULL'INCIDENZA	54
FIGURA 45 - VIBRAZIONI	54
FIGURA 46 - DISALLINEAMENTO E VIBRAZIONI	55
FIGURA 47 - SISTEMA DI RIFERIMENTO PALA	56
FIGURA 48 – FLAPPEGGIO	57

FIGURA 49 - RITARDO	57
FIGURA 50 - ANDAMENTO GENERALE DEL FLAPPEGGIO	58
FIGURA 51 - EFFETTO SUL FLAPPEGGIO (BIN.)	59
FIGURA 52 - MASSIMI E MINIMI NEL FLAPPEGGIO	60
FIGURA 53 - VARIAZIONE PERCENTUALE FLAPPEGGIO	61
FIGURA 54 - FFT FLAPPEGGIO.....	63
FIGURA 55 - ANDAMENTO DELLE 1P FLAPPEGGIO.....	64
FIGURA 56 - ANDAMENTO DELLE 1P FLAPPEGGIO (BIN.).....	64
FIGURA 57 - CONVENZIONI PER LA TORRE.....	65
FIGURA 58 - MASSIMI E MINIMI TILT	66
FIGURA 59 - MASSIMI E MINIMI ROLL.....	67
FIGURA 60 - DISTRIBUZIONE PASSO PALE.....	68
FIGURA 61 – PASSO PALE E DISALLINEAMENTO.....	69
FIGURA 62 - VARIAZIONE SIMULAZIONI	70
FIGURA 63 - CORREZIONE DELL'ERRORE	71
FIGURA 64 - RETTA DI REGRESSIONE.....	72

Abstract

Il presente documento è incentrato sulle misurazioni delle grandezze del vento (velocità e direzione) effettuate a bordo di un aerogeneratore eolico. Gli anemometri che effettuano tali misure, nelle moderne turbine eoliche, sono installati sulla navicella a valle del rotore ed sono quindi soggetti a disturbi di diversa natura, aerodinamica e di formazione di ghiaccio in particolare.

Gli obiettivi della tesi sono quindi di chiarire i fenomeni che generano questi disturbi nelle misure ed approfondirne gli effetti. Grazie ai dati registrati durante le campagne di certificazione, nella presente attività è stato possibile studiare le conseguenze dell'errore di misura, sia nella velocità che nella direzione del vento, sui parametri operativi dell'aerogeneratore, con particolare attenzione agli effetti su prestazioni e carichi. Si forniranno quindi possibili correzioni per entrambi i problemi, con l'obiettivo di minimizzarne gli effetti sulle grandezze caratteristiche dell'aerogeneratore.

Tutte le analisi sono state effettuate a partire da dati registrati da enti certificativi per conto di Leitwind S.p.A., ditta costruttrice di aerogeneratori eolici con sede a Vipiteno (BZ), presso la quale si sono svolte tutte le attività descritte nel presente documento.

Nota: Per motivi di segretezza industriale, i valori numerici non liberamente disponibili al pubblico sono stati normalizzati.

1. Introduzione

Durante la certificazione di una turbina eolica, la bontà della misura del vento (sia velocità che direzione) è di rilevanza essenziale.

La misura della velocità del vento è fondamentale in quanto viene utilizzata per la valutazione della efficienza aerodinamica del rotore, nella post-simulazione dei carichi prevista dall'iter certificativo. Inoltre, la misura dell'intensità e direzione del vento viene utilizzata dal sistema di controllo dell'aerogeneratore per regolarne accensioni e spegnimenti, nonché la corretta orientazione con la direzione del vento.

La misura del vento a bordo dell'aerogeneratore è solitamente effettuata grazie ad anemometri posti a valle dell'rotore. E' quindi evidente come, a differenza della misura effettuata da una eventuale torre anemometrica posizionata a centinaia di metri a monte della macchina (e quindi nella corrente indisturbata), la misurazione risulti alterata sia dalla presenza della navicella, sia dalla scia introdotta dal movimento delle pale.

Nasce quindi la necessità di correggere la misura in modo da ottenere un risultato in linea con quello effettuato nella corrente indisturbata.

Le imprecisioni nella misura della velocità e della direzione del vento, pur avendo cause comuni, avranno effetti sulle grandezze caratteristiche della macchina decisamente diversi.

Mentre la misura di velocità del vento si può correggere grazie all'adozione di una serie di procedure descritte dalla più recente normativa IEC (anche se così facendo si introducono ulteriori incertezze nella misurazione), un'imprecisione nella misura di direzione introduce invece una dinamica molto più complicata, nella quale la macchina non lavora più allineata alla direzione del vento, con grosso impatto sui carichi.

Lo strumento più importante a disposizione è il set di dati provenienti dalla certificazione necessaria alla messa in utilizzo di turbine eoliche Leitwind. Questi dati sono campionati da enti certificativi terzi e la loro validità non è quindi in discussione.

Nell'esposizione dei risultati presenti in questo documento, si è volutamente seguito l'iter con cui si sono svolte le attività (a partire dalla ricostruzione delle curve di potenza per la valutazione delle incertezze di misura che ha portato a scoprire l'errore di misura nella direzione del vento e così via); il documento è quindi sostanzialmente diviso in cinque sezioni:

- la prima, d'introduzione, il cui scopo è chiarire concetti base sul funzionamento della turbina eolica, sulla posizione degli anemometri e delle normative che verranno utilizzate intensivamente nelle parti successive
- una parte dedicata alla ricostruzione delle curve di potenza a partire dal dato grezzo (proveniente dalla certificazione della macchina), comprese le operazioni di filtraggio dei dati, di media e di *binning*. I risultati ottenuti verranno confrontati e validati con quelli individuati dall'ente certificatore
- una sezione focalizzata sull'anemometria di bordo, l'inaccettabilità di tale misura, le cause che generano tale imprecisione e la conseguente necessità di correzione tramite NTF
- una parte nella quale si studiano le incertezze di misura ottenute con i due diversi processi certificativi (uno con la torre anemometrica, il secondo con l'anemometro di bordo debitamente corretto) e il confronto tra i dati ottenuti

- la quinta e conclusiva parte dove si affronta il problema dell'errore di misura nella direzione del vento, dei suoi effetti sulla macchina, fornendo possibili soluzioni per ridurre l'entità del problema.

2. Concetti Fondamentali

2.1. La turbina eolica



Figura 1 - Aerogeneratore (LTW80)

L'aerogeneratore eolico è una macchina complessa che sfrutta l'energia fornita dal vento per la generazione di potenza elettrica.

Le turbine eoliche esaminate (come quella visibile in [Figura 1]) fanno tutte parte della famiglia dei generatori ad asse orizzontale, tripala e ad innesto diretto (o *direct drive*, cioè senza stadi di riduzione tra rotore e generatore).

Gli elementi fondamentali di queste macchine sono:

- La fondazione, con il compito di trasmettere i carichi provenienti dalla torre al terreno
- La torre, una struttura in metallo e composito la cui altezza si attesta attorno agli 80 metri, il cui scopo è sostenere il peso e i carichi provenienti dalla navicella e dalle pale
- La navicella (o *nacelle*), che contiene il generatore a magneti permanenti e sulla cui sommità sono montati gli anemometri
- Il mozzo e l'assieme delle pale che, collegate al generatore, provvedono alla generazione della potenza

Poiché il vento, pur avendo una direzione preferenziale funzione del sito, non proviene sempre dalla stessa direzione, la turbina può ruotare di un certo angolo (da qui in poi, definito di *yaw*, visibile in [Figura 2]) la nacelle con lo scopo di allinearsi con la direzione del vento.

Con lo scopo di inseguire la prestazione migliore, anche in presenza di venti elevati, il sistema di controllo ha la facoltà di variare il passo delle pale (o *pitch*, visibile in [Figura 3]) modificando così l'angolo di incidenza delle pale (e di conseguenza la coppia al generatore e quindi la produzione di energia elettrica).

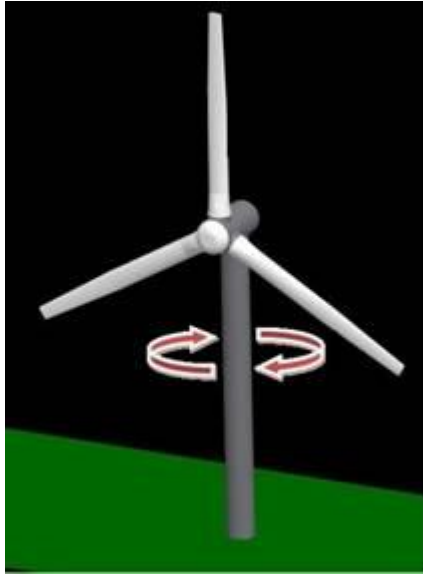


Figura 2 – Yaw [Ref.13]

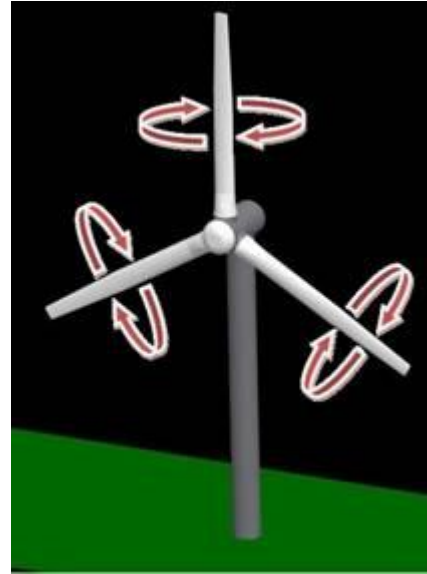


Figura 3 – Passo Pala [Ref.13]

2.2. La navicella

Posizionata in cima alla torre, la navicella contiene il generatore e il sistema di raffreddamento (visibile in [Figura 4]). Ospita inoltre i sensori di velocità del vento che permettono di governare la macchina.

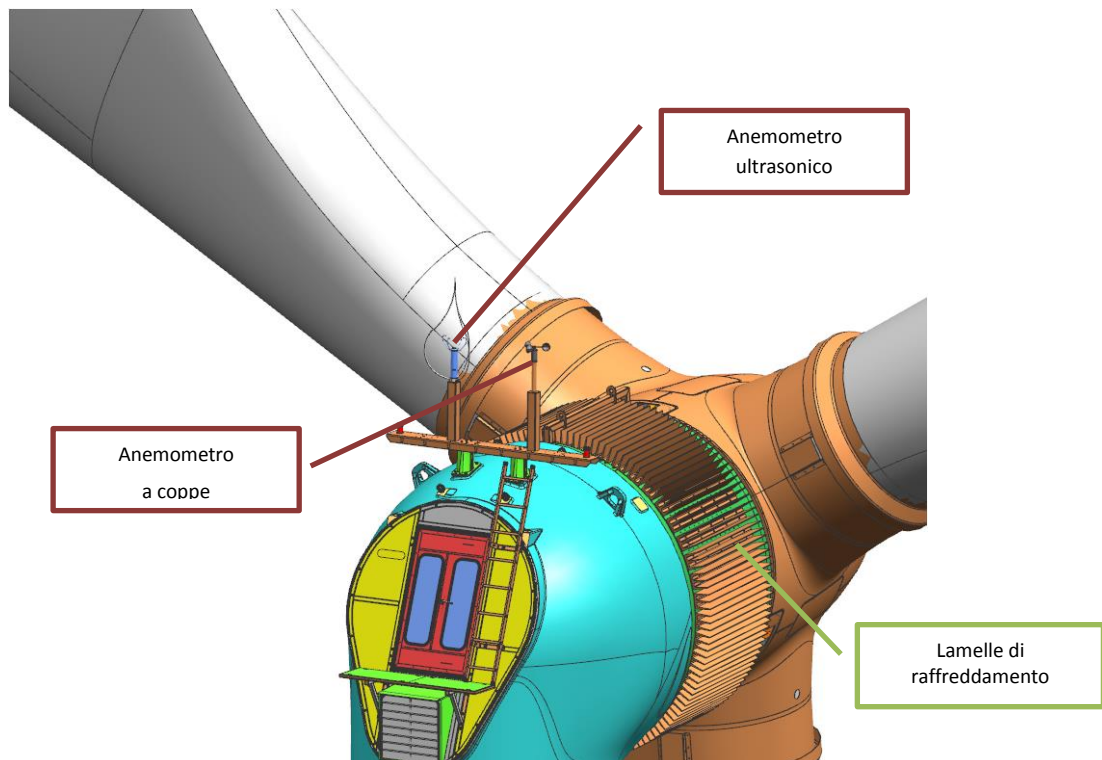


Figura 4 - Navicella

Nella parte posteriore della navicella, in [Figura 4] sopra la porta di manutenzione, sono visibili gli anemometri.

Quello a sinistra (dotato di parafulmine) è di tipo ultrasonico: le 4 testine formano 2 percorsi lungo i quali viaggiano ultrasuoni. Il tempo di percorrenza tra una testina e l'altra fornisce l'indicazione di velocità.

Quello a destra invece è il più classico anemometro a coppe. È necessario installarne 2, oltre che per motivi di ridondanza, per filtrare situazioni dubbie (per esempio la formazione di ghiaccio, come si vedrà in seguito).

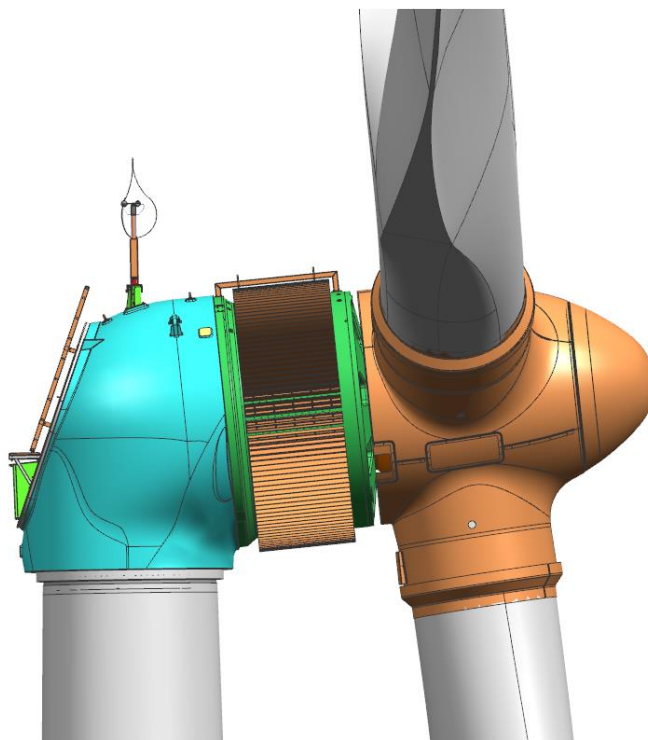


Figura 5 - Posizione degli anemometri

Come si può notare in [Figura 5], la coppia di anemometri dista circa 2 metri dalle pale, quindi risentirà sia della scia introdotta dal passaggio delle pale (che a 1.5 metri dal mozzo sono praticamente a sezione circolare) sia del bloccaggio della navicella che, riducendo la sezione rispetto al flusso indisturbato, innesca un'accelerazione nel flusso (di entità tutt'altro che trascurabile, come vedremo in seguito), causando una sovrastima nella lettura di velocità che sarà necessario correggere.

2.3. Le normative IEC

La certificazione di una turbina eolica è un processo lungo e complesso, che spesso richiede mesi di misure e analisi dei risultati.

L'obiettivo di questo sottocapitolo non è illustrare interamente l'iter di certificazione di un aerogeneratore, bensì fare chiarezza sulle diverse normative esistenti.

La normativa di riferimento per la valutazione delle prestazioni è la IEC 61400-12-1 [Ref.1]. Prevede la misurazione delle varie grandezze a partire da una velocità del vento misurata nel flusso indisturbato, generalmente dai 2 ai 4 diametri di distanza a monte della turbina da certificare (visibile in [Figura 6]).

Si installa quindi una torre anemometrica (o Meteorological Mast, Met Mast in breve), alta come il mozzo

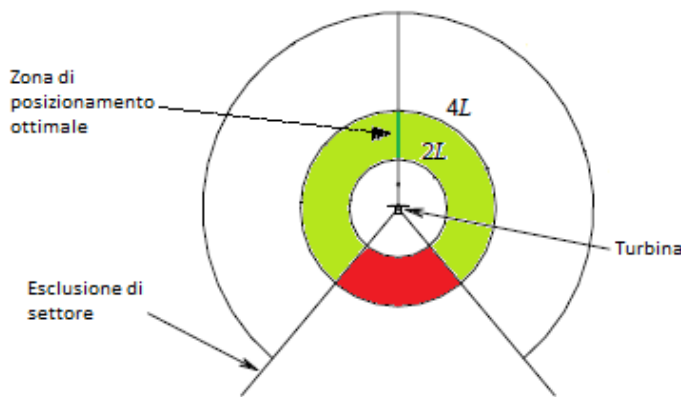


Figura 6 - Posizione della torre anemometrica

della turbina, ad una certa distanza dall'aerogeneratore. Una torre anemometrica (visibile in [Figura 7]) generalmente è dotata di vari strumenti (indicatore di temperatura, di pressione, di umidità relativa, etc.) nonché di numerosi anemometri di diversa natura (coppe o ultrasonici) e posti ad altezze variabili (per ricostruire il profilo dello shear). Oltre al costo della torre e della strumentazione (diverse centinaia di migliaia di euro), è palese che esistano siti specifici dove non è possibile installare torri anemometriche che rispecchino il campo di

moto del vento che investirà la turbina: basti pensare ad una macchina messa su un crinale o sulla cima di una collina.

Per ridurre i costi, ed ovviare a situazioni limite dove la torre anemometrica non è utilizzabile, nasce la IEC 61400-12-2 [Ref.2] che permette l'utilizzo dell'anemometro di bordo per la valutazione delle prestazioni. Come già esposto in precedenza, la lettura di velocità dell'anemometro on-board è imprecisa e va corretta introducendo la Nacelle Transfer Function (o NTF): una correzione che tenga conto della forma / bloccaggio / posizione anemometrica della macchina in modo da ottenere nuovamente una lettura di velocità del vento corretta.

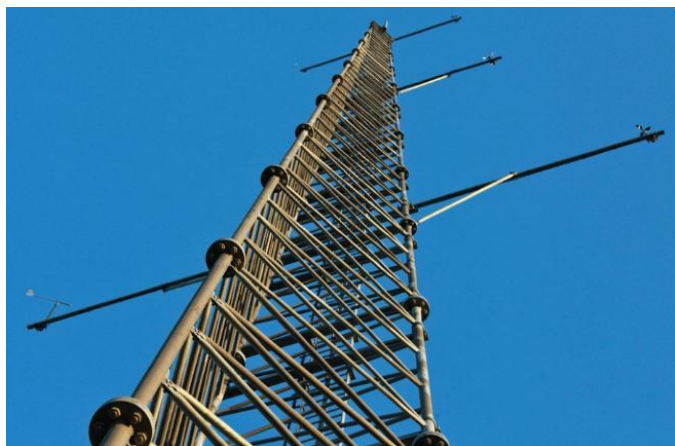


Figura 7 - Torre anemometrica

Se i vantaggi sono evidenti (si azzerano i costi della torre anemometrica e taratura degli strumenti, possibilità di certificare anche in zone con orografia particolare, etc.), si può intuire come questa operazione generi una maggiore incertezza nelle misure effettuate: la bontà dell'NTF e la particolare configurazione della navicella (che varia da modello a modello) influenzeranno pesantemente l'attendibilità delle misure.

3. Ricostruzione delle Curve di Potenza

3.1. Introduzione

In questo capitolo verrà descritta l'analisi dati svolta a partire da dati provenienti dalla certificazione delle macchine (campionati a 50 Hz per mesi) con l'obiettivo di ricavare le curve caratteristiche. Le varie grandezze (in certi casi, più di 100) vengono acquisite dalla strumentazione in files da 10 minuti. Alcuni canali (per esempio i canali dei carichi strutturali) hanno chiaramente bisogno di una notevole risoluzione e vengono per questo acquisiti a frequenza più elevata.

Risulta facile da comprendere come non tutti i files possano essere usati per l'analisi: inevitabilmente alcuni risulteranno corrotti, altri incompleti. Altri ancora, come si vedrà in seguito, necessiteranno di un filtraggio più accurato affinché l'operazione rispetti la normativa vigente.

Una volta estratti i dati utilizzabili, si procederà alla divisione di quest'ultimi in intervalli di vento (anche detti *bins*) che poi verranno mediati in modo da ottenere la curva di potenza.

Questa serie di operazioni è stata svolta per cinque diverse macchine Leitwind (LTW77 @1.5MW, LTW80 @1.5MW, LTW80 @1.8MW, LTW86 @1.8MW, LTW101 @3MW: la prima coppia di cifre indica l'altezza della navicella da terra in metri mentre la seconda parte è riferita alla produzione di energia elettrica).

3.2. Acquisizione del database

Come accennato in precedenza, il campionamento delle varie grandezze viene effettuato a frequenze variabili, ma secondo la normativa ([Ref.1] par. 7.3), le misurazioni vanno effettuate almeno ad 1 Hz (salvo quelle meteorologiche, che comunque vanno acquisite almeno una volta ogni 30 secondi).

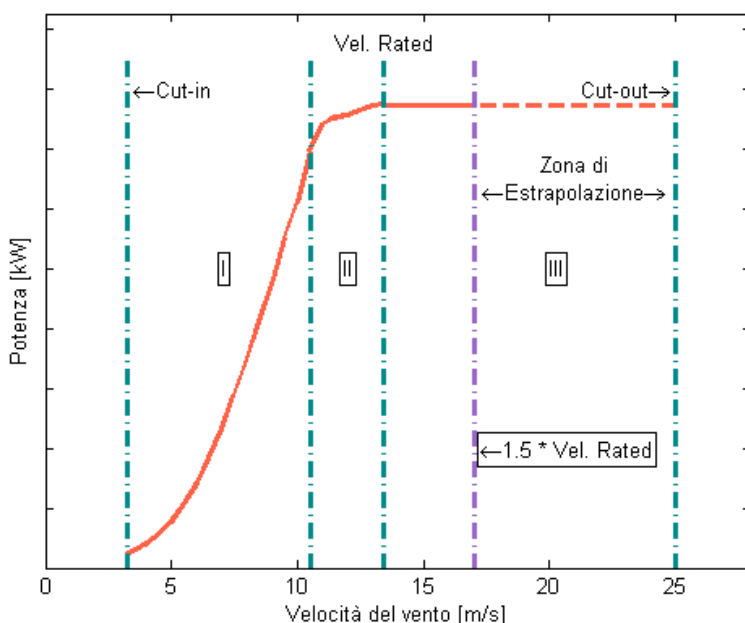


Figura 8 – Estrapolazione per le vel. elevate

La misura deve proseguire finché in ogni intervallo di velocità del vento (d'ora in poi, chiamati *bins*) non sono presenti almeno 30 minuti di registrazione ritenuta valida. I bins hanno ampiezza di 0.5 m/s, a partire da 1m/s sotto la velocità di cut-in fino alla cut-out.

Se per i bins di vento a bassa velocità, la disponibilità di dato è sempre garantita; a causa della distribuzione della probabilità del vento (che varia da sito a sito), spesso i bins di vento relativi alle alte velocità contengono pochi dati, rendendo difficile il raggiungimento dei 30 minuti di acquisizione necessari.

Il motivo è facilmente intuibile: la cut-out delle macchine è attorno ai 25 m/s, ma già registrare un vento costante di 18-19 m/s è piuttosto raro. In questi casi la normativa ([Ref.1] par 7.6) permette di estrapolare l'andamento della potenza una volta raggiunta la regione III: in pratica si da per

scontato che, una volta raggiunta la potenza rated, al crescere della velocità del vento, la macchina continui a produrre la stessa potenza (come in Figura 8 nella Zona di Estrapolazione).

E' evidente come il dato grezzo, campionato a decine di Hz, risente di variazioni e fluttuazioni che in nessun modo rappresentano il normale funzionamento della macchina.

Per questo motivo, oltre che alla necessità di ridurre la dimensione dei dati, i valori di tutti i canali vengono mediati sui 10 minuti (valore di tempo scelto poichè rappresentativo dei fenomeni sia di breve che di ampia scala temporale).

La normativa [Ref.1] prevede che per ogni grandezza (quindi per ogni canale) venga calcolato, nei 10 minuti:

- il valore medio
- il valore massimo
- il valore minimo
- la deviazione standard

A questo punto, una volta mediati tutti i valori, si può procedere alla valutazione di attendibilità del dato.

3.3. Filtraggio

La normativa [Ref.1] impone dei limiti ben precisi sulla qualità del dato utilizzabile, in particolare certe condizioni di funzionamento che vanno scartate.

Citando la IEC 61400-12-1 par.7.6 , il dato deve essere scartato se:

- la velocità del vento è fuori dai limiti operativi della macchina
- la turbina non è operativa per tutto il periodo dei 10 minuti (filtro sullo stato macchina)
- è presente una degradazione netta delle prestazioni dovuta a fattori esterni (formazione di ghiaccio per esempio)
- il vento che investe la turbina arriva da direzioni non compatibili con la posizione della torre anemometrica o di altri eventuali ostacoli presenti sul sito (esclusione di settore)
- il vento proviene da direzioni per le quali non è stata svolta la calibrazione del sito (se ritenuta necessaria)

Chiaramente nel corso dei mesi di misura, gli inconvenienti o i fermo macchina per manutenzione possono capitare, se però si decide di scartare qualche dato (anche se evidentemente corrotto) che non corrisponda alle categorie sopra citate, la motivazione va espressamente scritta nel report di certificazione.

Analizzeremo ora i filtri (e i loro effetti sul dato) singolarmente.

3.3.1. Filtro sullo stato macchina

Uno dei parametri più importanti è lo stato macchina: rappresenta infatti la condizione di funzionamento in cui sta lavorando la turbina.

Il vento ovviamente non sarà disponibile sempre all'interno dei 3-4 mesi di certificazione: in alcune occasioni la macchina sarà in parcheggio, in altre sarà in attesa del vento (*idle*), in altre ancora potrebbe essere in errore o in manutenzione.

Lo stato macchina mostra esattamente queste occasioni, attribuendo un valore (di solito uno scalare) che corrisponde ad una singola condizione di funzionamento.

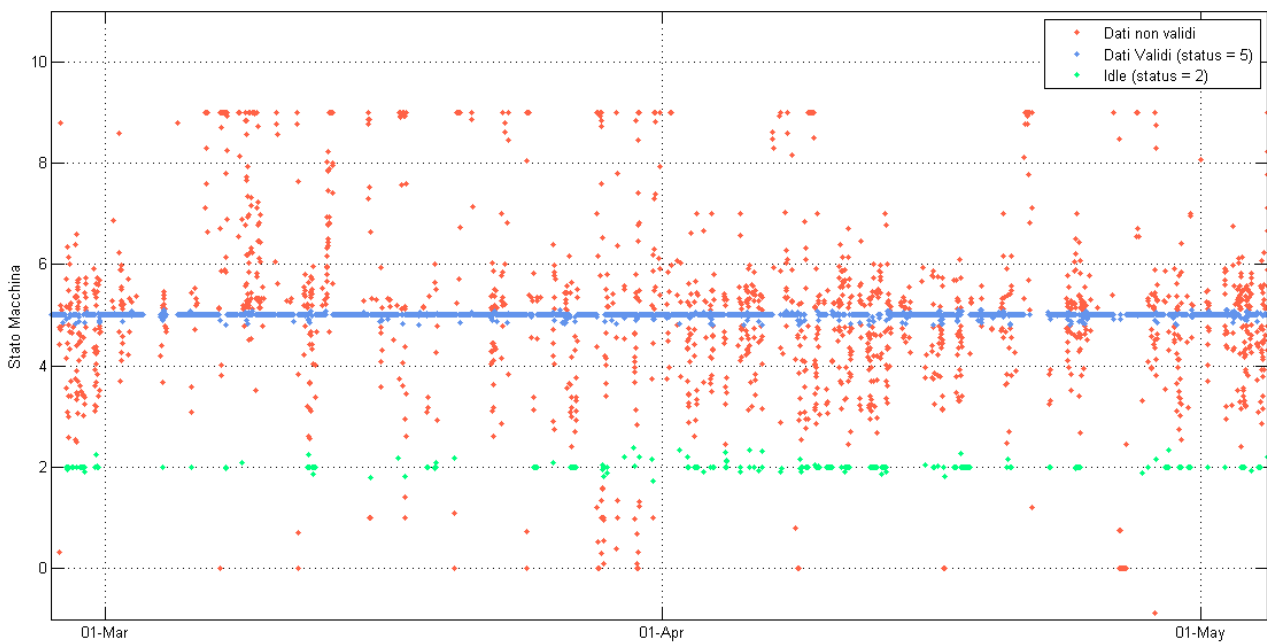


Figura 9 - Stato Macchina

I puntini in Figura 9 rappresentano ognuno un file da 10 minuti e il suo corrispettivo stato macchina (mediato sui 10 minuti), sistemati in funzione della data di campionamento.

Per esempio, i markers in azzurro (identificati con lo scalare 5) rappresentano lo stato *RUN* (quello in cui la turbina sta producendo energia e funzionando correttamente). I dati con valore diverso da 5 non sono utilizzabili; rappresentano infatti situazioni in cui le prestazioni registrate non sono significative del normale funzionamento della macchina.

A puro scopo esemplificativo, viene mostrato (in verde chiaro) lo stato *IDLE* (pari a 2) dove la macchina è in attesa che la velocità del vento cresca per iniziare la produzione di elettricità.

3.3.2. Filtro sulla presenza di ghiaccio

La formazione di ghiaccio sulle pale, in maniera del tutto simile a ciò che accade sulle ali di un aeromobile, degrada pesantemente le prestazioni della macchina, introducendo inoltre pericolose vibrazioni (generate ad esempio dallo sbilanciamento del rotore indotto dalla non uniforme formazione e distacco del ghiaccio sulle 3 pale) sia per la struttura che per il generatore.

E' noto come anche una leggera presenza di ghiaccio (come quella visibile in Figura 10) sul bordo d'attacco faccia crollare la produzione di energia elettrica mentre formazioni di ghiaccio massicce introducono il rischio di distacco della lastra durante il funzionamento.



Figura 10 - Ghiaccio sulle pale

Proprio a causa di questi fenomeni è bene che la turbina venga fermata appena ci si accerta della presenza di ghiaccio.

Esistono dei sensori che rilevano la presenza di ghiaccio, ma sono spesso poco affidabili.

Le turbine in esame deducono la presenza di ghiaccio tramite gli anemometri: come spiegato in precedenza, sulla turbina ne vengono montati due.

L'ultrasonico è dotato di un sistema di riscaldamento del gambo e quindi risulta immune alla formazione di ghiaccio; quello a coppe invece non ha meccanismi per impedirne la comparsa.

Appena si manifestano le condizioni ideali (temperatura bassa, sotto i -5°C e umidità relativa superiore al 65-70%) per la formazione di ghiaccio, l'anemometro a coppe farà sempre più fatica a funzionare (il ghiaccio ne rallenta o in alcuni casi ne impedisce la rotazione) producendo così una misurazione di velocità del vento del tutto errata e in netta opposizione alla lettura proveniente dall'anemometro ultrasonico.

In questi casi, ossia quando l'anemometro a coppe rileva velocità del vento di molto inferiori a quelle registrate da quello ultrasonico, il sistema di controllo ferma la turbina generando un allarme di presenza ghiaccio.

Questi dati vanno filtrati separatamente poichè non esiste uno stato macchina che indichi il funzionamento in presenza di ghiaccio.

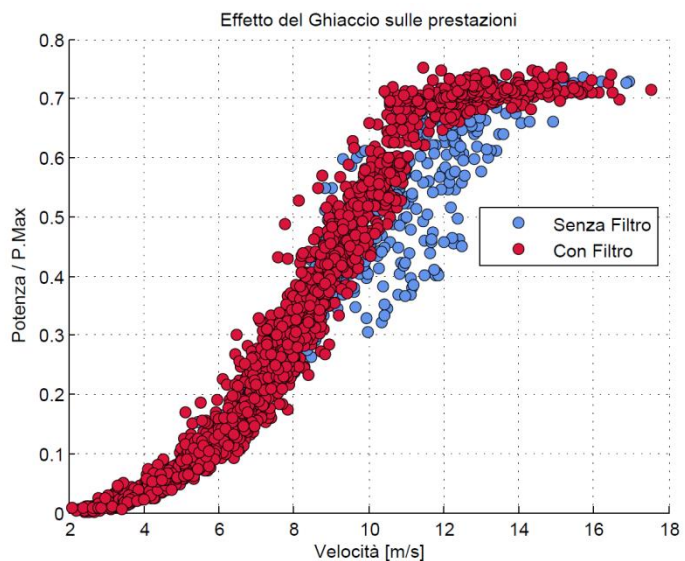


Figura 11 - Prestazioni in presenza di ghiaccio

Come si può apprezzare in Figura 11, nei files in cui è presente ghiaccio sulle pale (azzurro chiaro) la produzione di potenza elettrica è di molto inferiore al valore di riferimento (identificato dalla nuvola di dati color rosso) a parità di vento. Chiaramente la formazione di ghiaccio sulle pale può avvenire nella vita operativa della macchina ma di certo non è rappresentativa del normale funzionamento della macchina e per questo i suddetti dati van filtrati.

3.3.3. Esclusione di Settore

La macchina viene installata avendo ben chiara la direzione principale del vento ma ovviamente può capitare che per ragioni straordinarie il vento per un periodo (generalmente ridotto) spiri da direzioni diverse da quelle previste.

In ottica di funzionamento normale della macchina, questo generalmente non costituisce un grosso problema (si ricorda che la macchina è libera di ruotare in *yaw* per allinearsi al vento) ma durante la certificazione la situazione cambia.

La presenza della torre meteorologica, necessaria per la misura della velocità del vento, limita di fatto le direzioni di provenienza "accettabili" a quelle in cui il vento investe prima il met. mast e successivamente la turbina (in parole povere, dove la macchina "vede" la torre anemometrica davanti a se).

Un ulteriore problema nasce dalla presenza di ostacoli.

Le zone di certificazione sono quasi sempre zone ottimali, con terreno piatto, pochi ostacoli orografici e vento costante. Rappresentano insomma zone appetibili dal punto di vista della produzione eolica e non è raro che siano popolate di turbine di varia

dimensione e classe.

In fase di certificazione, per motivi facili da comprendere, non è accettabile la misura di un vento proveniente dalla scia di un'altra turbina, che sfaserebbe le misurazioni a causa della maggior turbolenza presente nel flusso.

La soluzione è scartare i dati dove la direzione del vento è incompatibile con la misura in atto, come si può vedere in Figura 12 dove la turbina (in azzurro) è nelle vicinanze di un'altra macchina (in rosso) e di un ostacolo: chiaramente nel caso in cui il vento spirasse da queste direzioni, la misura andrà scartata. Discorso del tutto simile per la parte con vento di provenienza 180°: in questo caso il vento investirà prima la turbina e successivamente la torre anemometrica che però

rileverà misure anemometriche falsate dalla scia della turbina stessa.

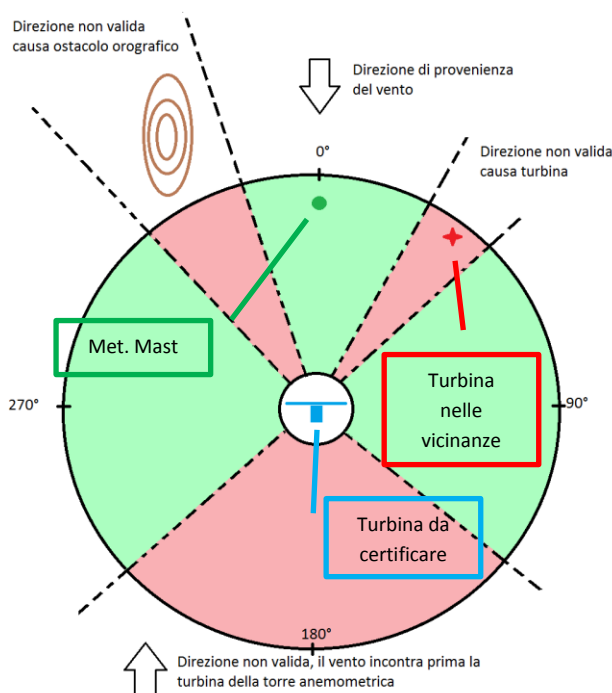


Figura 12 - Direzioni Valide

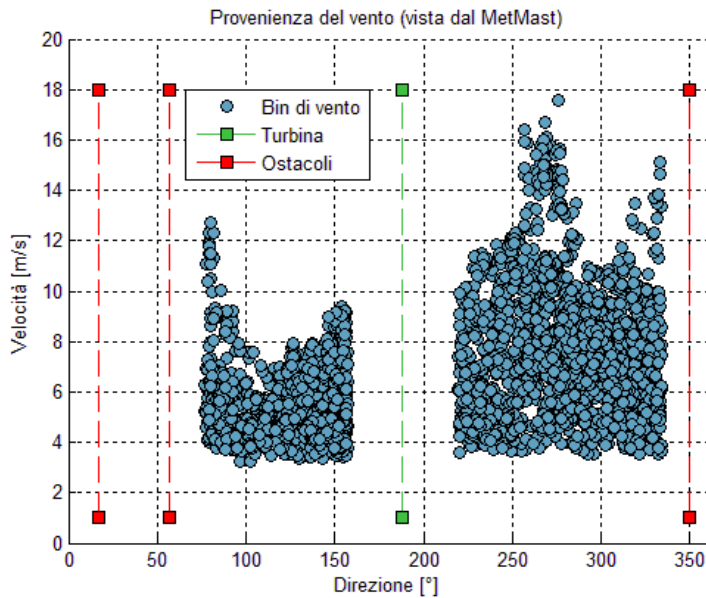


Figura 13 - Esclusione di Settore

(e si nota come il vento proveniente da quei settori non venga considerato) mentre con il colore verde è visibile la turbina da certificare. Si ricorda che le direzioni sono viste dalla torre anemometrica e che per questo motivo, un vento proveniente da 180° (dove è posizionata la turbina rispetto al MetMast) investirebbe prima la turbina della torre anemometrica, compromettendone il dato.

La normativa prevede che vengano considerate le direzioni avendo come punto di riferimento la torre anemometrica invece che la turbina da certificare (come si era esposto in Figura 12).

Il discorso rimane il medesimo, ma tutte le considerazioni verranno svolte a partire dal dato su cui non esistono dubbi circa la validità (cioè quello del flusso indisturbato misurato dal Met. Mast), come si può apprezzare in Figura 13.

In azzurro sono mostrati i vari files validi, con il rosso si evidenziano gli ostacoli

3.4. Correzione in Densità

Il periodo di certificazione, come già accennato, spesso dura diversi mesi. E' normale che le condizioni meteorologiche varino durante tale periodo.

Per avere una base consistente sulla quale confrontare i dati, si correggono le velocità misurate in densità.

Prima di tutto, si calcola la densità (definita dal [Ref.1] par. 8.1) dell'aria tenendo conto dell'umidità relativa con la (3.1)

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left(\frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (3.1)$$

dove $\rho_{10\min}$, $T_{10\min}$ e $B_{10\min}$ sono rispettivamente densità, temperatura e pressione misurate del singolo file, mediate nei 10 minuti. Φ è l'umidità relativa (varia tra 0 e 1), P_w è la tensione di vapore acqueo mentre le altre grandezze sono le costanti dell'aria e del vapore acqueo.

A questo punto si corregge la velocità misurata con la (3.2):

$$V_n = V_{10min} \left(\frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (3.2)$$

dove V_n e V_{10min} sono rispettivamente l'indicazione di velocità corretta e quella misurata e poi mediata sui 10 minuti mentre ρ_{10min} e ρ_0 sono la densità calcolata con la (3.1) e quella standard dell'aria tipo (1.225 kg/m^3).

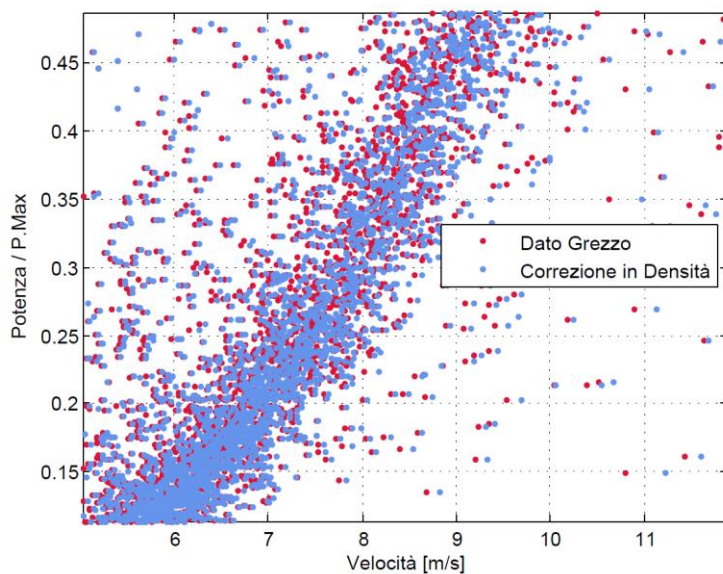


Figura 14 - Normalizzazione in densità

In Figura 14 si può apprezzare come cambia una parte della curva di potenza tenendo conto di questa correzione.

3.5. Divisione nei Bins

Le operazioni di filtraggio appena descritte hanno eliminato i dati non utilizzabili lasciando in ogni caso ampie riserve di dati per ottenere una casistica significativa del funzionamento della macchina.

L'operazione che segue viene chiamata in gergo *binning*: consiste in una divisione dei dati validi per velocità del vento. L'intero campo di velocità (dalla cut-in alla cut-off) viene diviso in intervalli da 0.5 m/s l'uno. A questo punto si legge la velocità media di ogni dato valido e quindi quest'ultimo viene posizionato nel corrispondente intervallo di velocità: se, per esempio, la velocità media del dato risultasse 6.81 m/s, il dato verrebbe posizionato nel range [6.75 – 7.25] m/s.

La spaziatura dei vari intervalli nel range (0.5 m/s) è definito dalla normativa [Ref.1] par. 8.2.

Il risultato di questa operazione è visibile in Figura 15, i diversi spicchi indicano il numero di files nell'intervallo di velocità.

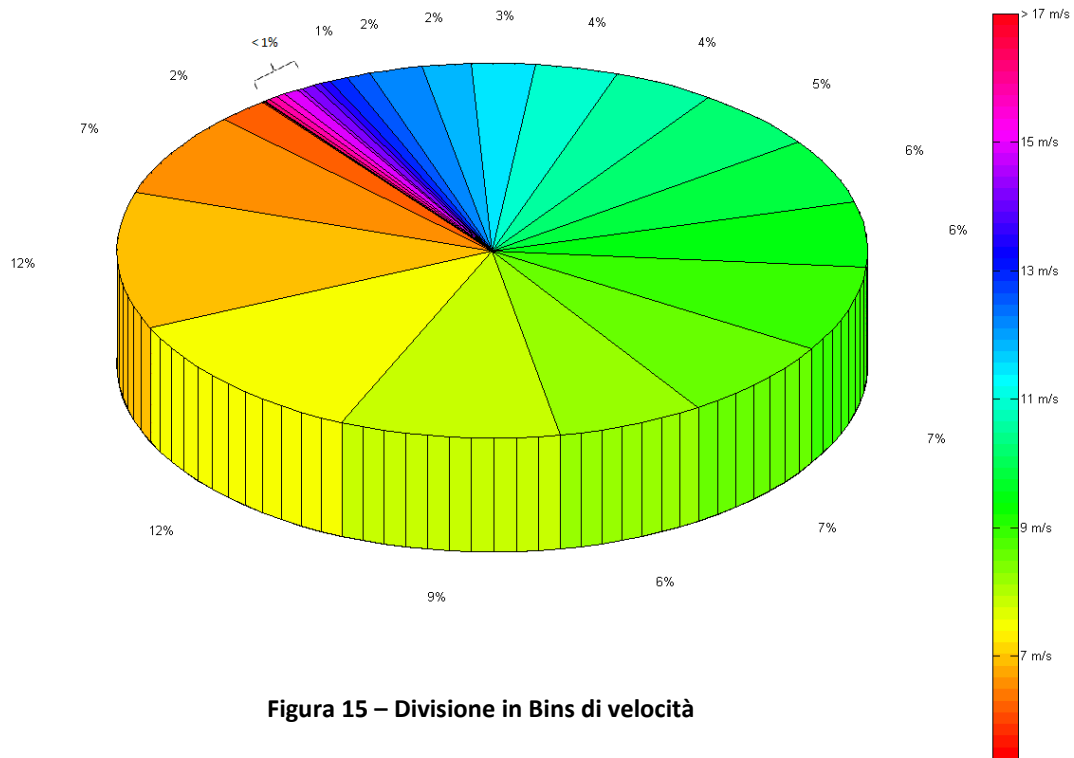


Figura 15 – Divisione in Bins di velocità

3.6. Calcolo Cp e Curve di potenza misurata

La divisione in bins descritta al punto precedente ci lascia con i dati validi divisi in intervalli di velocità.

start of period:	2012-09-13, 20:49	sector 1:	0° to 58°
end of period:	2012-11-03, 00:00	sector 2:	156° to 166.5°
measured data sets:	5601	sector 3:	196.5° to 329°
used data sets:	2051	sector 4:	-

1 Hz wind speed samples averaged over 10 minutes, normalised to ref. air density of 1.225 kg/m³

bin number	WS from [m/s]	WS to [m/s]	no. of datasets [-]	wind speed mean [m/s]	power mean [kW]	cp value [-]	power min [kW]	power max [kW]	power std [kW]
1	0.25	0.75	23	0.56					
2	0.75	1.25	73	1.03					
3	1.25	1.75	94	1.51					
4	1.75	2.25	98	2.00					
5	2.25	2.75	112	2.50					
6	2.75	3.25	140	3.00					
7	3.25	3.75	137	3.51					
8	3.75	4.25	145	4.01					
9	4.25	4.75	134	4.52					
10	4.75	5.25	125	4.99					
11	5.25	5.75	98	5.50					
12	5.75	6.25	120	6.01					
13	6.25	6.75	89	6.44					
14	6.75	7.25	59	7.04					
15	7.25	7.75	73	7.52					
16	7.75	8.25	61	8.01					
17	8.25	8.75	63	8.48					
18	8.75	9.25	66	9.00					
19	9.25	9.75	61	9.49					
20	9.75	10.25	30	9.97					
21	10.25	10.75	41	10.51					

Figura 16 - Tabella dei Bins

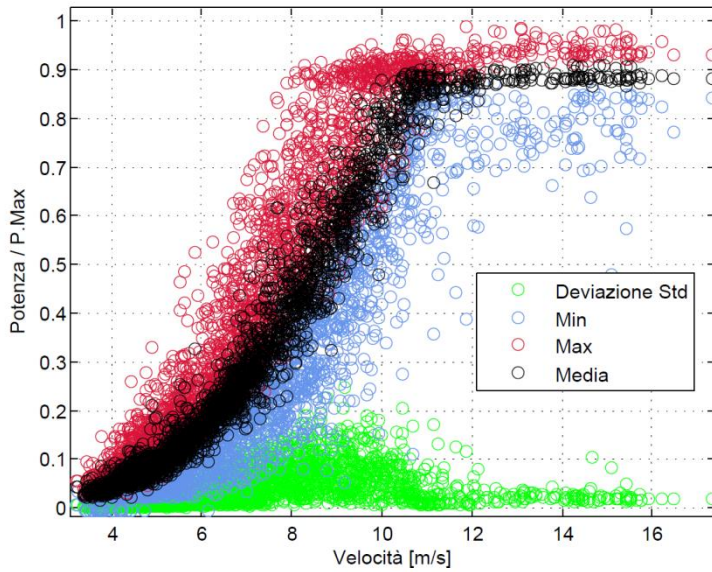
Per ogni range viene calcolata la media delle grandezze (potenza, velocità, velocità di rotazione, passo pala, etc.).

Questa operazione permette di creare una tabella come quella visibile in Figura 16, che riassume i dati principali relativi ad ogni bin (range di velocità, numero di dati validi, potenza media, etc.).

Il coefficiente di potenza (o Cp) dell'i-esimo bin viene calcolato secondo il par. della [Ref.1]:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (3.3)$$

dove P_i e V_i sono la potenza e la velocità medie del bin, A è l'area bagnata dal rotore mentre ρ_0 è la densità dell'aria tipo.



Così facendo, dal dato valido (visibile in Figura 17) si ottiene una curva di valori medi per ogni range di velocità del vento che viene definita dalla normativa [Ref.1] come la curva di potenza *misurata* (Figura 18).

Figura 17 - Curve di Potenza (scatter.)

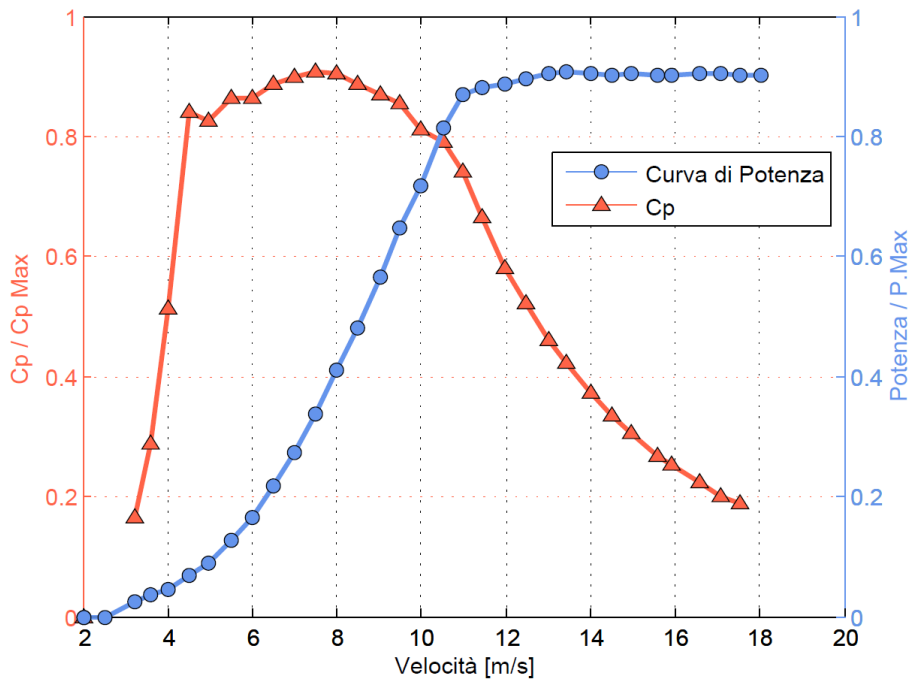


Figura 18 - Cp e Curva di Potenza

3.7. Velocità di rotazione e Passo pala

Tra gli svariati grafici da includere nel report di certificazione ([Ref.1] par. 9), compaiono anche l'andamento della velocità di rotazione del rotore e della posizione del passo pala al variare della velocità del vento mediata nei 10 minuti.

In Figura 19 si può apprezzare come, raggiunta la velocità di rotazione rated, la pala cominci a lavorare a incidenze sempre minori (il passo aumenta) con lo scopo di mantenere la velocità di rotazione costante (e mai superiore a quei 17.8 RPM che, per la macchina in questione, rappresenta la velocità di rotazione rated) anche al crescere della velocità del vento.

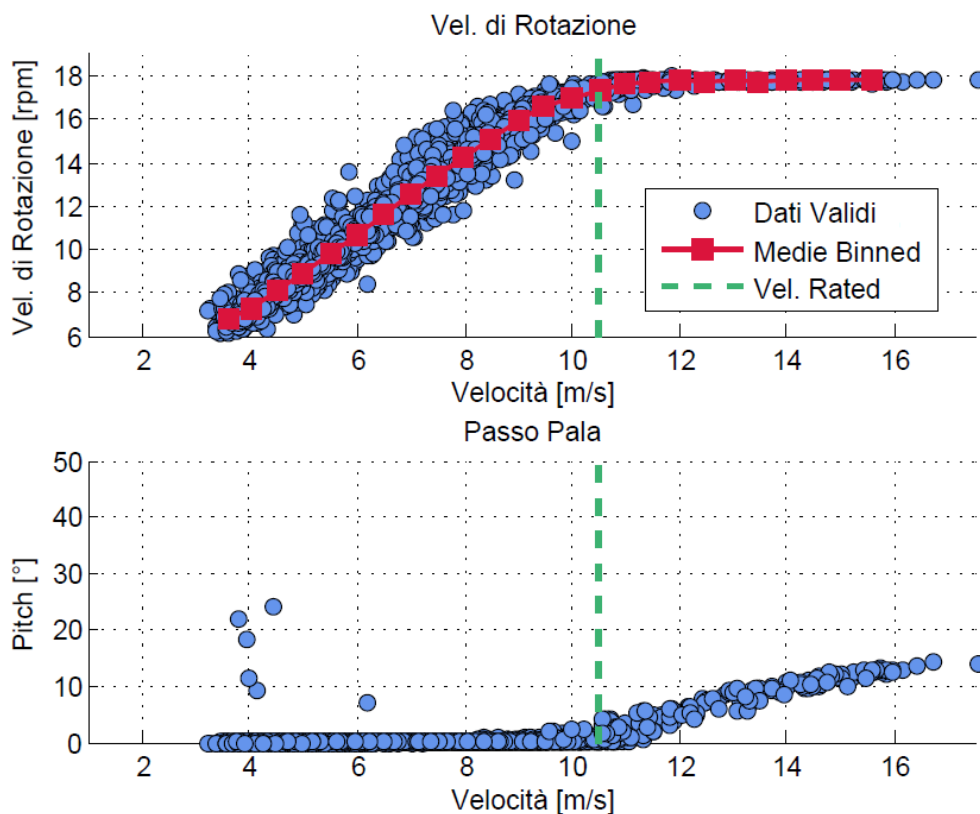


Figura 19 - Passo Pala & Vel. di Rotazione

N.B.: il sistema di controllo è in grado di misurare la variazione di velocità del vento (e quindi degli rpm) ed in particolare l'andamento del gradiente nel tempo, per questo motivo spesso i punti appena prima della velocità rated hanno già pitch positivo. Il controllo in pitch, infatti, è generalmente lento nell'attuazione (qualche secondo, lento almeno rispetto all'elettronica di potenza che per esempio regola la coppia motrice, dove i tempi di attuazione sono dell'ordine dei millisecondi), di conseguenza il sistema, percependo a breve un aumento di velocità, incrementa il passo pala in anticipo.

3.8. Effetto della turbolenza

Così come una differenza di densità snatura la misura, un discorso analogo può essere svolto per quello che riguarda la turbolenza atmosferica.

Com'è facile intuire, la stessa macchina posizionata in due siti diversi (e quindi soggetta a turbolenze differenti) produrrà valori diversi di energia elettrica anche a parità di vento medio.

L'obiettivo della correzione in turbolenza è riuscire a paragonare il funzionamento di turbine eoliche site in posizioni diverse.

Quando si parla di turbolenza (o *Turbulence Intensity* in lingua inglese, spesso in letteratura abbreviato in TI) si intende:

$$TI = \frac{\sigma_v}{v_{10min}} \quad (3.4)$$

dove σ_v indica la deviazione standard (la radice quadrata della varianza) della velocità del vento e v_{10min} è il valore di velocità mediato nei 10 minuti.

Alti valori di turbolenza indicano che il flusso cambia spesso la sua velocità, generando sollecitazioni più elevate sugli elementi strutturali.

Per questo motivo, la normativa IEC [Ref.1] suddivide la turbolenza in 3 classi:

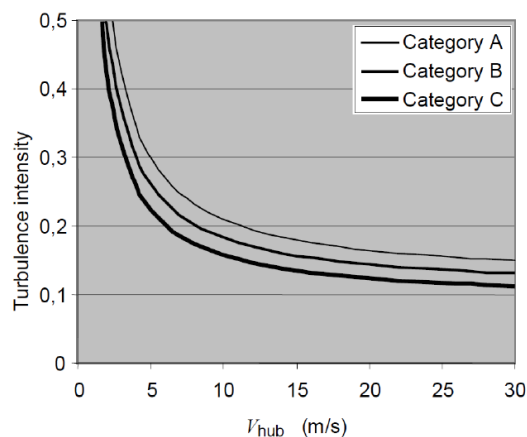


Figura 20 - Classi di turbolenza

La turbolenza decresce all'aumentare della velocità del vento anche perchè le variazioni sono riferite alla velocità media del flusso e, quindi, percentualmente più basse al crescere della velocità media del vento, però si nota come i valori più elevati siano compresi tra 0 e 10 m/s, velocità di lavoro abbastanza frequenti per le turbine eoliche (vedi Figura 15).

Il primo obiettivo è capire che effetto ha la turbolenza sulle prestazioni e, in particolare, sulla curva di potenza.

Parte del problema è causato dall'operazione di media a cui vengono sottoposte velocità del vento e potenza. Il valore ottenuto può essere decomposto secondo Reynolds, dove una parte della grandezza è dovuto alla media (\bar{x}) ed un'altra è invece funzione della fluttuazione del valore (x') (qualcosa figlia della deviazione standard) come espresso nella (3.5).

$$(x = \bar{x} + x') \quad (3.5)$$

A questo punto sia la potenza sia la velocità possono essere così decomposte e sottoposte ad espansione in serie di Taylor [Ref.3], troncata al secondo ordine.

$$P(v) = P(\bar{v} + v') + \frac{dP(\bar{v} + v')}{dv} \cdot (v - (\bar{v} + v')) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v} + v')}{dv^2} \cdot (v - (\bar{v} + v'))^2 + \dots \quad (3.6)$$

nell'ipotesi (non troppo restrittiva) che v e \bar{v} siano simili, la deviazione v' sparisce e otteniamo:

$$P(v) = P(\bar{v}) + \frac{dP(\bar{v})}{dv} \cdot (v - \bar{v}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \cdot (v - \bar{v})^2 + \dots \quad (3.7)$$

L'equazione (3.7) rappresenta la potenza prodotta dalla turbina eolica.

Per ottenere la media sui 10 minuti occorre utilizzare la (3.8), definita dalla normativa IEC ([Ref.1] par. 8.2).

$$\overline{P(v)} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N P(v_i) \quad (3.8)$$

L'equazione (3.7) diventa quindi:

$$\overline{P(v)} \approx \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(P(\bar{v}) + \frac{dP(\bar{v})}{dv} \cdot (v_i - \bar{v}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \cdot (v_i - \bar{v})^2 \right) \quad (3.9)$$

$$\overline{P(v)} \approx P(\bar{v}) + \frac{dP(\bar{v})}{dv} \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \cdot \underbrace{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2}_{\text{standard deviation } \sigma_v^2} \quad (3.10)$$

Il termine di primo grado viene eliminato a causa della linearità del processo di media [Ref.4], si ottiene quindi:

$$\overline{P(v)} \approx P(\bar{v}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \cdot \sigma_v^2 \quad (3.11)$$

Ma, conoscendo dalla (3.4) l'espressione della TI, possiamo esprimere la (3.11) come:

$$\overline{P(v)} \approx P(\bar{v}) + \frac{1}{2} \cdot \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \cdot TI \cdot \bar{v}^2 \quad (3.12)$$

La (3.12) ci mostra come la potenza generata da una turbina eolica sia la somma di 2 contributi:

- una parte relativa al vento medio, non turbolento
- un contributo che va con la derivata seconda della potenza non turbolenta (il primo contributo) oltre ad essere funzione della turbolenza

Ne consegue che, in presenza di turbolenza, l'effetto sulla curva di potenza sarà di sovrastima della potenza dove la derivata seconda di quest'ultima è positiva, cioè nella parte a C_p ottimo (Figura 21, freccia in basso).

Mentre mi avvicino alla velocità rated, la curva di potenza "piega" per poi stabilizzarsi attorno al valore di produzione di potenza massima (zona 3). In questa zona la derivata seconda della potenza (rispetto alla velocità del vento, chiaramente) è negativa (concavità verso il basso) e quindi, sempre secondo la (3.12), sottostimerà la potenza.

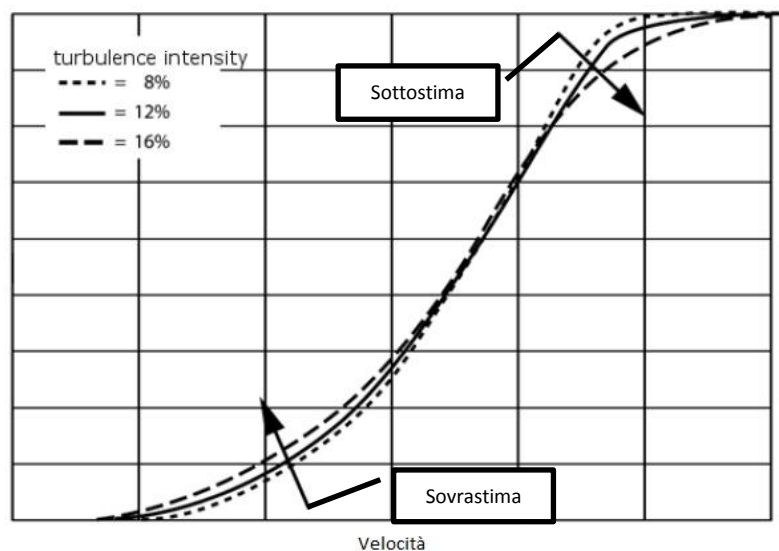


Figura 21 - Effetto della TI sulle prestazioni

3.8.1. Generazione di famiglie di curve turbolente

Ora che è stato chiarito l'effetto che la TI provoca sulle prestazioni è possibile creare un programma che generi, a partire da curve non turbolente, famiglie di curve a turbolenza variabile in modo da poter avere un'idea circa le modifiche subite dalla curva di potenza nei vari siti.

Il problema principale è che non si dispone della curva non turbolenta (che è un comodo compromesso che ci permette di sviluppare la potenza come nel capitolo precedente, ma in realtà non esiste se non in galleria del vento).

Si è deciso quindi di utilizzare i dati di certificazione dove è stata ricavata la TI del sito. Questo equivale a conoscere il termine a sinistra dell'uguale nella (3.12), oltre a conoscere la TI. Ancora non ci è possibile ricavare la P non turbolenta e, invece di intraprendere la strada di risolvere l'ellittica non omogenea che ne consegue, si è deciso di applicare una semplificazione che trova uso anche in letteratura [Ref.4].

Il concetto base è assumere che la TI modifichi solo la parte lineare della curva di potenza: in pratica, all'aumentare della turbolenza, il coefficiente angolare della parte lineare diminuisce mentre aumenta il q .

Questo permette di ridurre la derivata seconda della potenza non turbolenta in un semplice k (in verità poi questa operazione verrà svolta per bins, quindi invece di avere una sola retta, si troveranno una serie di spezzate che formano la curva di potenza) in modo da scrivere la potenza turbolenta del j -esimo bin come:

$$P_j(v_j) = P_{0,i}(v_j) + k_i \cdot \sigma_{v,j}^2 \quad (3.13)$$

Per ottenere P_0 e k si sfrutta la relazione che esiste tra potenza e deviazione standard [Ref.5], trovando i coefficienti tramite una regressione lineare (o fitting lineare) del dato.

Una volta ottenuta la curva non turbolenta, con la (3.12) e variando il valore di TI, è possibile ottenere famiglie di curve di potenza riferite a diversi livelli di turbolenza, come in Figura 22.

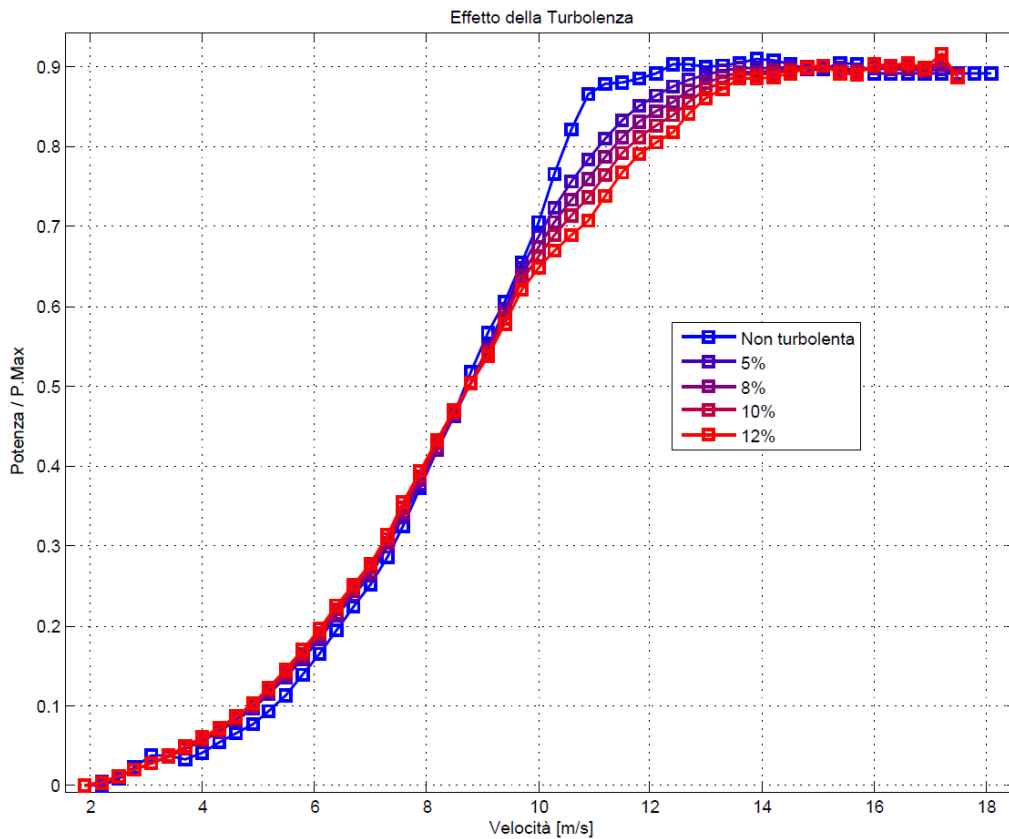


Figura 22 - Famiglia di Curve Turbolente

4. Anemometria di bordo

4.1. Introduzione

Prima di affrontare la definizione delle incertezze è necessario chiarire alcune differenze fondamentali tra la vecchia normativa [Ref.1] e quella più recente ([Ref.2], anche nota in breve come IEC 12-2).

La [Ref.2] permette di usare, come riferimento per la misura della velocità del vento, l'anemometro di bordo invece di quello posizionato sulla torre anemometrica (visibile in Figura 4). Chiaramente, come già accennato precedentemente, la misura è disturbata da diversi fattori e risulta (senza preve correzioni) del tutto inutilizzabile. Lo scopo del capitolo è mostrare quanto la velocità misurata *on-board* sovrastimi (per i dati osservati) la velocità "vera", ossia quella del flusso indisturbato. Si descriverà il fenomeno che causa tale errore e si effettuerà una correzione (tramite NTF o Nacelle Transfer Function) in modo che tale misura risulti affidabile.

4.2. Sovrastima della velocità

In tutti i casi osservati (l'analisi dati è stata svolta per 5 diverse macchine) indica una decisa tendenza alla sovrastima della velocità rispetto al flusso indisturbato, come è ben visibile in Figura 23.

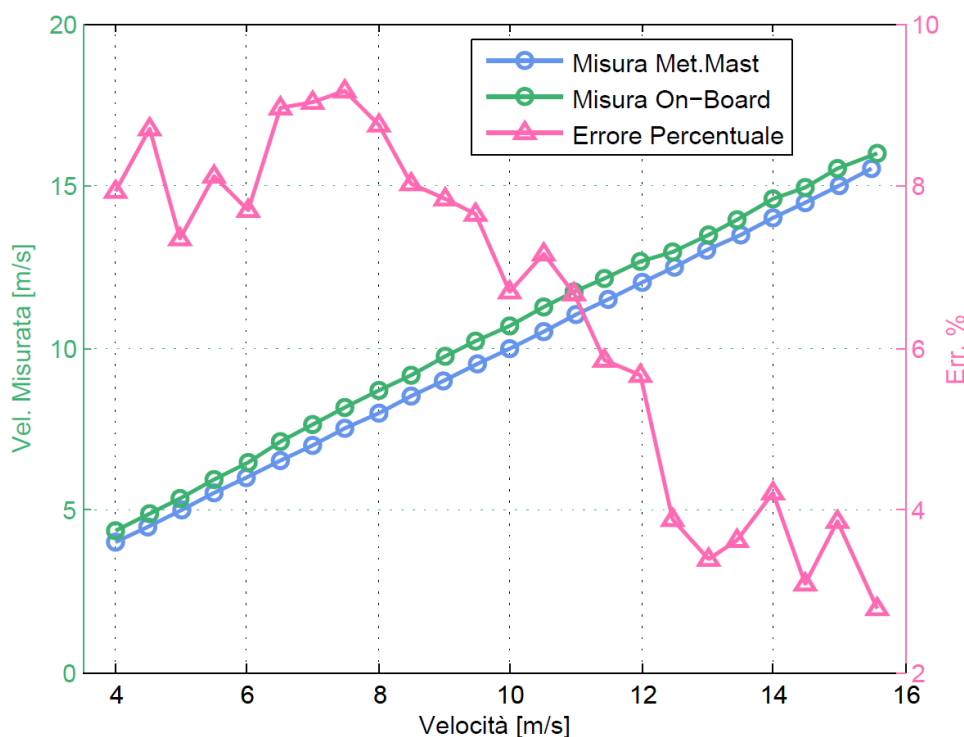


Figura 23 - Sovrastima dell'anemometro di bordo

La linea azzurra rappresenta la misura della torre anemometrica (è chiaramente la bisettrice del primo quadrante, 5 m/s di velocità equivalgono a 5 m/s di velocità misurata) mentre quella verde rappresenta la misura dell'anemometro di bordo. Si nota facilmente come per velocità di 10 m/s, lo strumento rilevi invece velocità >10 m/s (attorno al 10.7 m/s).

In rosa è riportato l'andamento percentuale dell'errore rispetto alla misura di velocità indisturbata.

Proprio da quest'ultimo dato si deduce l'impossibilità dell'utilizzo della misura di bordo: errori di velocità dell'8-10% sarebbero punitivi nel calcolo della curva di potenza (dove la velocità entra al cubo) e catastrofici nel conteggio dell'AEP (che è una sommatoria di potenze).

4.3. Effetto sulla curva di potenza

Se nel capitolo precedente abbiamo visto gli effetti di tale sovrastima sulla velocità, nel presente analizzeremo come tale imprecisione di misura influisca sulla lettura della potenza.

In Figura 24 si possono osservare 2 curve di potenza, quella in rosso è costituita dai dati validi provenienti dalla lettura anemometrica del flusso indisturbato (gli stessi dati che, una volta divisi in bins e mediati hanno dato origine alla Figura 18), mentre quella in verde è la stessa curva ma con la misura di velocità *on-board*.

E' evidente come anche piccoli errori nella misura di velocità (0.4 – 0.5 m/s) degenerino la curva "traslandola" verso destra e, di fatto, sottostimando la produzione di potenza.

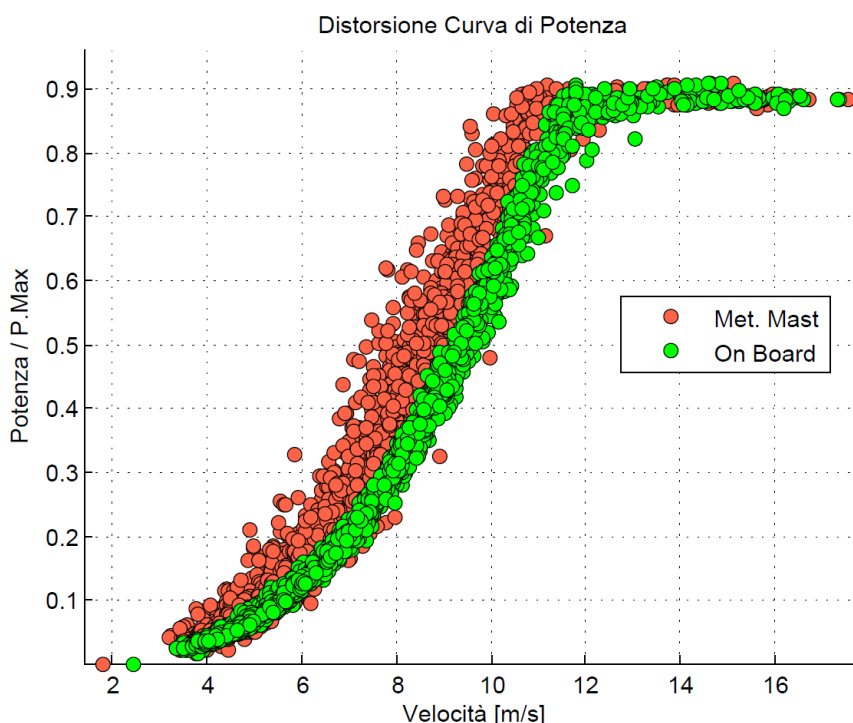


Figura 24 - Distorsione della curva di potenza

Si noti infatti come valori uguali di potenza (quella prodotta è sempre la stessa, a prescindere dalla provenienza del dato di velocità) vengano ottenuti per velocità più alte nel caso della misura con anemometro di bordo rispetto alle misure indisturbate; pertanto lo stesso discorso può essere visto dal punto di vista della velocità: per valori uguali di vento, una potenza minore viene misurata nel caso di lettura a bordo rispetto a quella della torre anemometrica.

Ulteriore conferma della necessità di correggere tale misura è data dalla Figura 25, che mostra l'errore percentuale commesso se si conteggiasse la potenza direttamente con il dato "grezzo" proveniente dall'anemometro montato sulla navicella: è infatti evidente come una sottostima del 14% non sia accettabile.

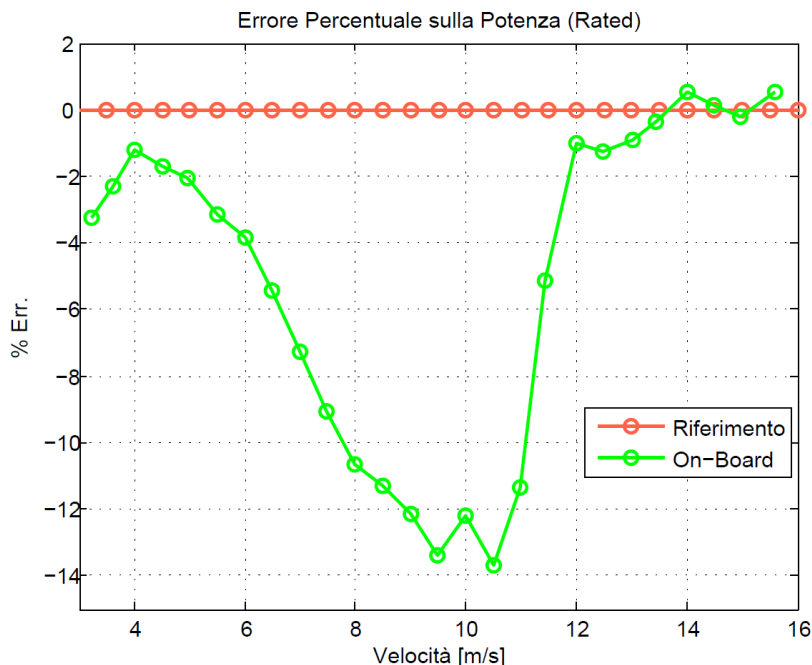


Figura 25 - Effetto sulla potenza

4.4. Cause dell'errata misura

Una volta appurato che l'errore esiste ed è, purtroppo, di entità non trascurabile, si passa ad una breve desamina sulle cause che concorrono alla genesi del fenomeno.

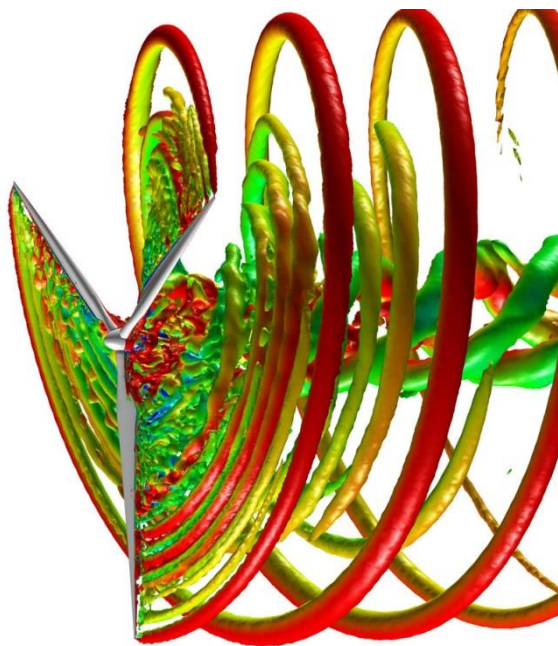


Figura 26 - Campo di moto a valle del rotore
[Ref.16]

Com'è facile intuire, il campo di moto a valle del rotore è complicato (vedi Figura 26) da una serie di fenomeni che alterano il normale comportamento del flusso sia in velocità che in direzione.

Vista la complicazione del flusso a valle del rotore e la scarsa utilità di complesse analisi con strumenti CFD (come vedremo, la correzione in velocità ha una natura abbastanza semplice), in questo capitolo ci limiteremo a fornire una lista dei contributi che concorrono alla distorsione del flusso; contributi responsabili dell'imprecisione della lettura anemometrica.

4.4.1. Bloccaggio della navicella

E' sicuramente il contributo principale, vista la sovrastima di velocità registrata nelle zone dell'anemometro di bordo. La presenza della nacelle riduce la sezione rispetto al flusso indisturbato e causa una discesa di

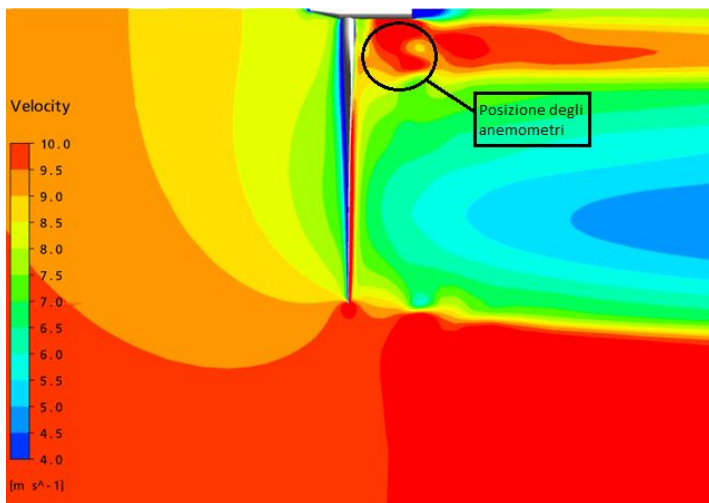


Figura 27 - Effetto della nacelle sulla velocità [Ref.14]

pressione lungo i lati della struttura con conseguente aumento di velocità.

In Figura 27 è visibile la "bolla" di sovrastima della velocità, esattamente dove sorgono gli anemometri.

Da studi effettuati sul flusso 2D attorno alla nacelle si scopre che, variando il posizionamento degli anemometri, varia significativamente la velocità registrata.

Allontanare l'anemometro dalla nacelle generalmente aiuta a correggere il problema

ma facilita l'insorgere di altri problemi legati perlopiù alle vibrazioni a cui è soggetto un braccio di sostegno troppo elongato. Come ulteriore aggravante, la turbina in analisi è ad innesto diretto. Questo comporta una navicella di dimensioni contenute poichè non sono presenti stadi di riduzione: gli anemometri di bordo saranno quindi ancora più vicini al rotore (e quindi più influenzati da esso) che rispetto ad una più classica configurazione con riduzione.

4.4.2. Vortici d'estremità

Al pari del comportamento di una semiala, la pala rilascia in estremità vortici che introducono turbolenza nel flusso a valle del rotore. Sebbene questo fenomeno sia tutt'altro che trascurabile, la distanza dell'estremità pala (una pala è lunga più di 39 metri) dalla stazione di misura anemometrica fa sì che l'effetto non sia percepito dagli strumenti.

Molti turbine da qualche anno montano versioni simili alle winglets utilizzate sugli aeromobili sia per ridurre la resistenza all'estremità della pala sia per aumentare la superficie portante senza allungare la pala.

4.4.3. Scia rilasciata dalla radice pala

Sebbene la pala assomigli ad un'ala di aeromobile, possiede qualche differenza fondamentale che spesso ne complica il progetto.

Mentre in una semiala aeronautica il grosso della portanza viene generata nei tronconi di semiala più vicini alla fusoliera e decresce con il crescere dell'apertura, nelle turbine eoliche il grosso della spinta è nei tronconi intermedio-finali della pala.

Chiaramente tali carichi spesso obbligano il progettista a rinforzare la radice della pala che nella stragrande maggioranza delle turbine (non in tutte, esistono eccezioni) la radice della pala è un cilindro o, nella migliore delle ipotesi, un corpo tozzo che finisce bruscamente (vedi Figura 29).

Chiaramente il rilascio di scia, turbolenza e vortici di ricircolo attorno a sezioni così spesse è intenso (Figura 28).

In termini di velocità percepita dagli anemometri, un rilascio di scia (vortici contro-rotanti rispetto al verso di rotazione delle pale) dovrebbe causare un “disallineamento” del flusso. L’anemometro ultrasonico dovrebbe sentire tale disallineamento come una diminuzione del vento in direzione allineata, un effetto esattamente contrario a quello registrato nei dati.

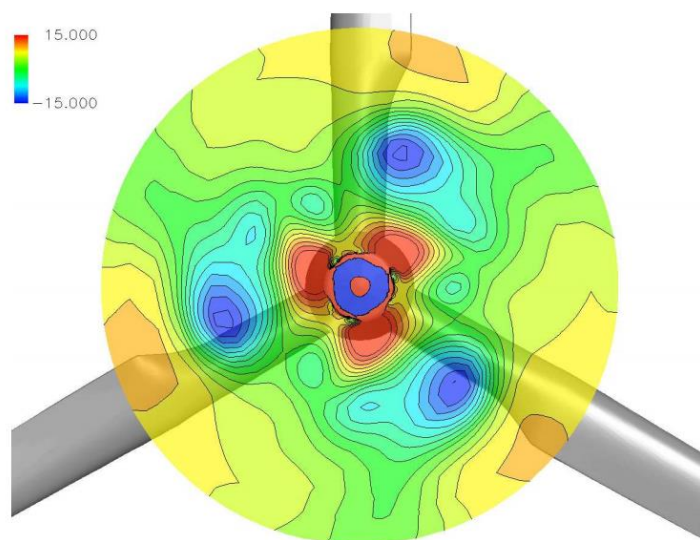


Figura 28 - Scia introdotta dalla radice pala [Ref.15]

Con molta probabilità il fenomeno è smorzato dalla forma tozza che la pala possiede così vicino alla radice: sicuramente se la sezione della pala fosse un profilo sottile sin dalla radice, l’effetto sarebbe amplificato, nel migliore dei casi potrebbe compensare l’effetto della navicella.

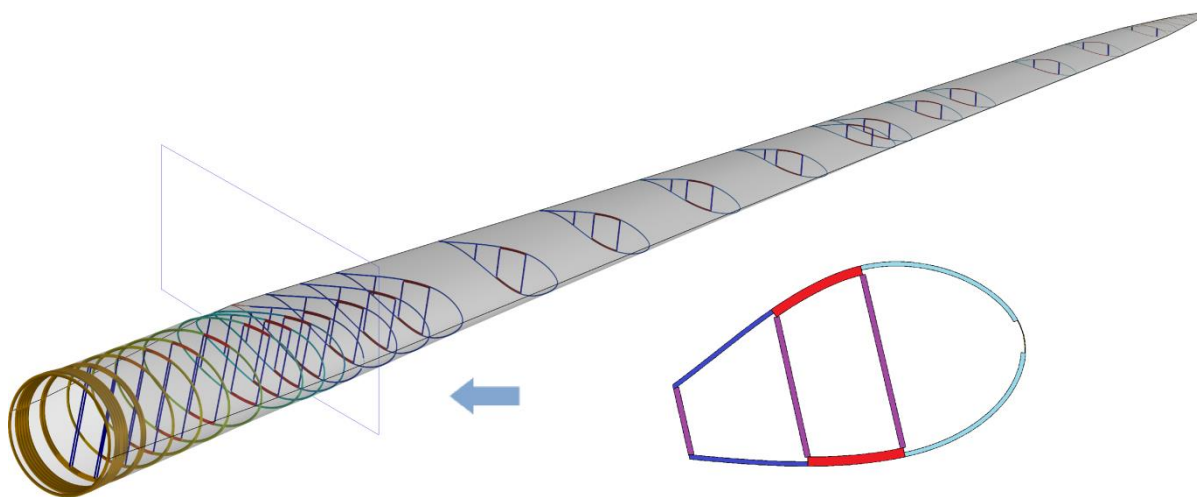


Figura 29 - Sezione della pala

I dati ottenuti comunque confermano che l'effetto è secondario rispetto al bloccaggio introdotto dalla navicella e descritto nel capitolo 4.4.1.

4.5. Nacelle Transfer Function (NTF)

Chiarite le cause del fenomeno si passa ora al metodo di correzione di questa imprecisione nella misura anemometrica di bordo. La normativa [Ref.2 Annex D] la definisce Nacelle Transfer Function (o NTF), ossia una legge che legghi la velocità del flusso indisturbato con quella rilevata on-board. Una volta definita, ne è permesso l'utilizzo in macchine con configurazione (pos. anemometri entro certi limiti, sito, tipo di macchina, etc.) simile allo scopo di valutare le prestazioni senza doversi affidare alla torre anemometrica che, come già spiegato in precedenza, non sempre è disponibile.

Ovviamente tra i dati validi sono necessarie le misure di velocità on-board e del flusso indisturbato (oltre che le misure atmosferiche per la stima della densità) mentre il criterio di scelta del dato valido coincide con quello utilizzato nel Capitolo 3 per la ricostruzione della curva di potenza (stato RUN, niente ghiaccio, consistenza temporale del dato, etc.).

Fondamentalmente l'NTF è una correzione lineare a tratti sui bin di vento definita come:

$$V_{free} = \frac{V_{free,i+1} - V_{free,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}} \times (V_{nacelle} - V_{nacelle,i}) + V_{free,i} \tag{4.1}$$

dove V_{free} è la velocità del flusso indisturbato stimata, $V_{free,i}$ è la velocità media misurata dalla torre anemometrica dell'i-esimo bin e $V_{nacelle,i}$ è la misura anemometrica media di bordo sempre riferita all'i-esimo bin.

In Figura 30 si possono apprezzare le rette di regressione per la correzione.

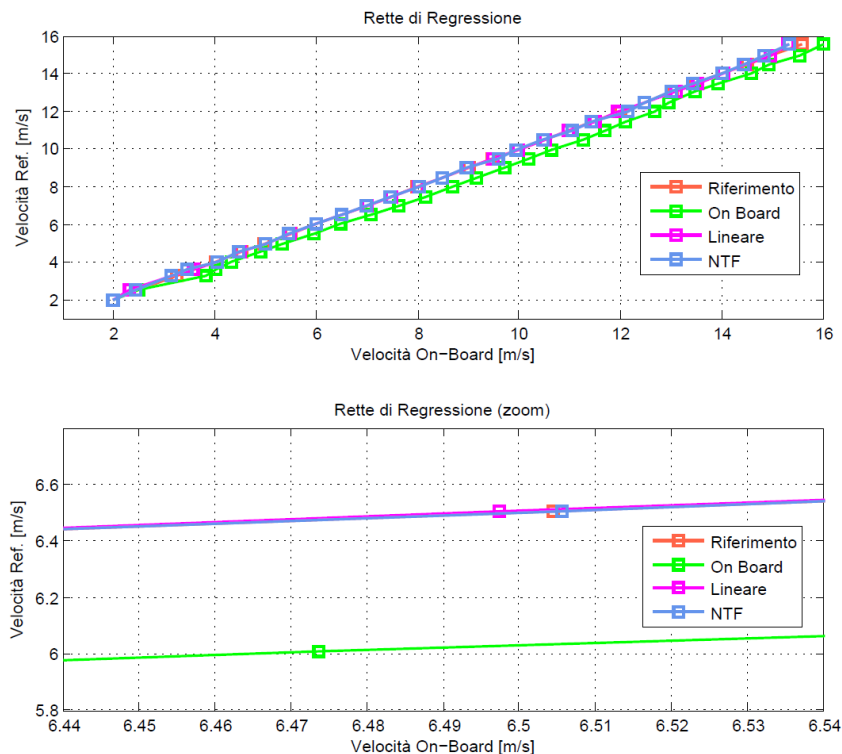


Figura 30 - Correzioni NTF

In colore blu è rappresentato il riferimento (proveniente dalla torre anemometrica) ossia il flusso indisturbato (dove 8 m/s sull'asse delle ascisse corrispondono a 8 m/s su quello delle ordinate) mentre la retta verde è la misura anemometrica di bordo non corretta.

In azzurro è riportata la correzione NTF e già dal secondo grafico della si può apprezzare come questa lineare a tratti sia vicina al valore di riferimento. In rosa invece è rappresentata una correzione lineare (ma non a tratti) ad indicazione di come già una sola retta (2 parametri da inserire in turbina contro i 2n della NTF, con n = numero di bins) corregga in maniera apprezzabile l'imprecisione di misura.

La normativa lascia campo libero all'utilizzo di polinomi di grado superiore al primo per interpolare a tratti l'NTF ma il ridotto aumento di precisione (l'errore tra la lineare a tratti usata per l'NTF in questi capitoli e una cubica è inferiore allo 0.2 %) non giustifica l'aumento del numero di parametri da implementare in macchina (3n per una curva di secondo grado, 4n per una spline).

Come si era visto nel capitolo 4.2, l'imprecisione di misura nell'anemometro causa un errore inaccettabile nella definizione delle potenze. Vediamo quindi come la correzione NTF si riflette sulle prestazioni.

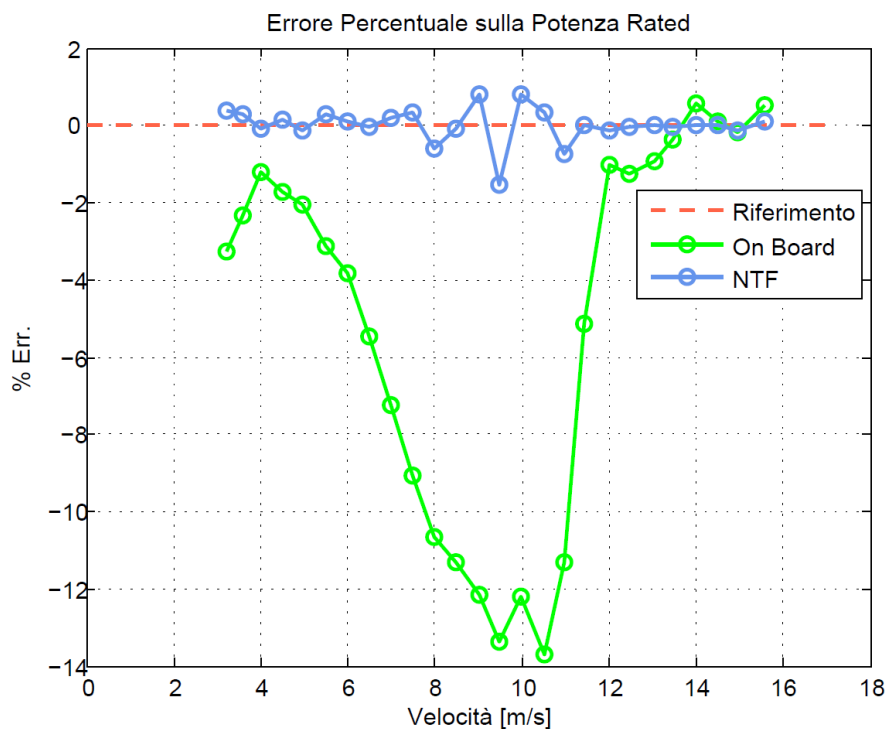


Figura 31 - Correzione NTF sulla potenza

In Figura 31 si possono vedere gli errori percentuali (calcolati sulla potenza di progetto) ed è subito visibile come la correzione NTF svolga egregiamente il proprio lavoro: da un errore massimo di -14% della curva non corretta (verde) si passa a meno del 2% per la curva corretta con NTF (azzurro) sempre rispetto al riferimento della torre anemometrica (rossa tratteggiata).

4.6. Curva di Potenza Corretta (NPC)

Una volta ricavata l'NTF è quindi possibile "correggere" i dati necessari alla costruzione della curva di potenza con misura anemometrica di bordo (quelli presenti in Figura 24).

Tale curva di potenza prende il nome di Nacelle Power Curve (o NPC) ed è ottenuta svolgendo le stesse identiche operazioni imposte dalla normativa per la ricostruzione della curva di potenza con misura della velocità del vento indisturbata (vedi Capitolo 3).

I dati validi vengono divisi in bins e successivamente mediati.

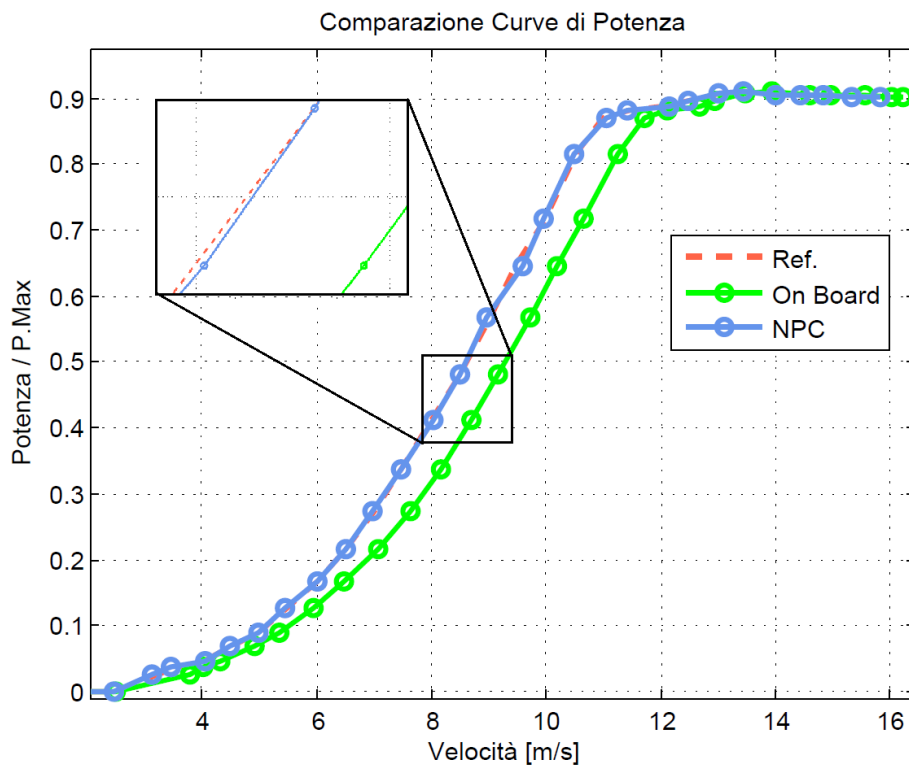


Figura 32 - NPC

In Figura 32 si può notare come l'NPC (in azzurro) aderisca in maniera egregia alla curva di riferimento (in rosso, ottenuta con i dati di velocità del Met. Mast) a differenza della curva di potenza ottenuta con la misura grezza della velocità da parte dell'anemometro di bordo (in verde).

4.7. Calcolo AEP e confronti

La produzione annua di energia (*Annual Energy Production* o AEP) è l'indice fondamentale della bontà della turbina. Più che il metodo utilizzato per calcolarla, l'obiettivo del capitolo è evidenziare come anche solo 0.5 m/s di errore nella misura di velocità possano far degenerare il risultato.

La normativa ([Ref.1] par. 8.3) definisce che per il calcolo dell'AEP è necessario conoscere la curva di potenza a cui va applicata una Weibull (Rayleigh con $k = 2$), ossia una distribuzione statistica del vento medio centrata attorno a diverse velocità (da 4 a 11 m/s). La distribuzione statistica del vento vuole simulare l'andamento dell'intensità del vento durante l'anno e, ovviamente, a maggiore velocità media stimata all'hub corrisponde maggior energia prodotta.

Per calcolarla si usa la (4.2):

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (4.2)$$

con N_h numero di ore in un anno (~8760), F è la Weibull riferita alla velocità V_i dell' i -esimo bin e P_i potenza dell' i -esimo bin.

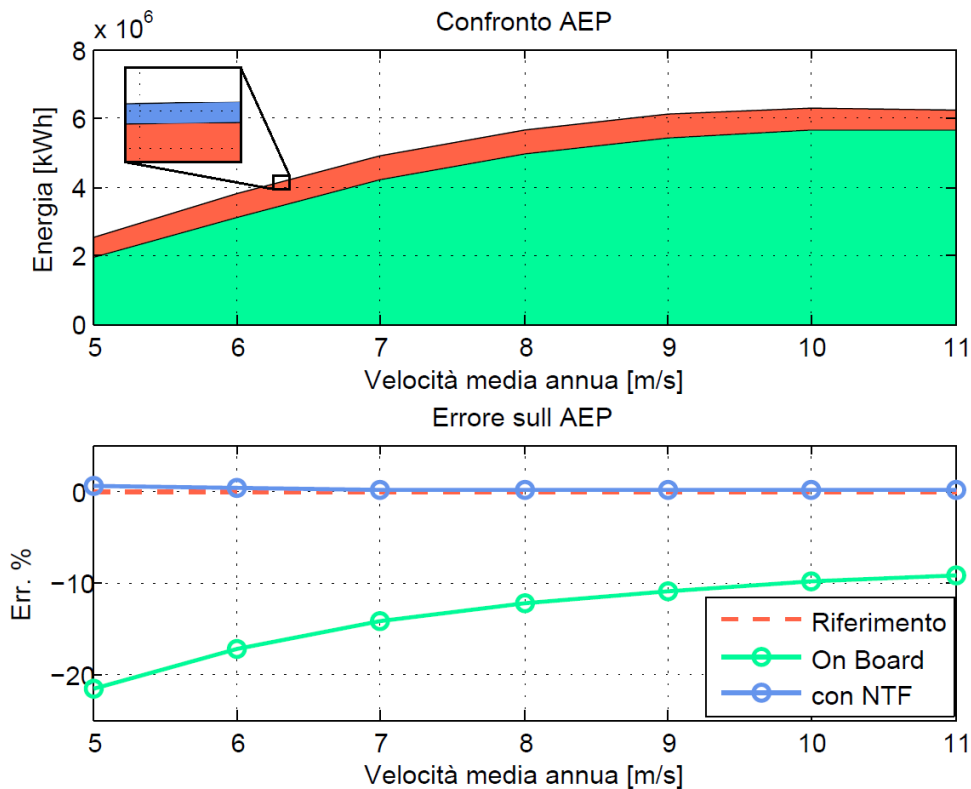


Figura 33 - Confronto AEP

In Figura 33 si può notare come il calcolo dell'annual energy production partendo dal dato non corretto sia assolutamente fuori scala rispetto al riferimento (errore del 20% con velocità del vento medie di 5 m/s all'hub) mentre il conteggio con NPC (e quindi con NTF e dati corretti) ricalca con sufficiente precisione l'AEP di riferimento (errore attorno all'1.5-1.8%) , chiaramente illustrato anche dallo zoom della prima immagine.

5. Studio delle Incertezze di Misura

5.1. Introduzione

Le misurazioni effettuate durante il percorso di certificazione sono affidate a strumenti di precisione, calibrati da enti terzi (anche in galleria del vento) e il cui funzionamento viene costantemente monitorato per assicurare la consistenza della misura. Nonostante tutto, la misura perfetta non esiste e il margine di incertezza è tanto più ampio tanto più sono gli strumenti (e quindi le misure) in gioco.

Lo scopo del capitolo è fornire una desamina dei vari contributi che andranno poi a comporre la misura d'incertezza, sempre facendo affidamento sulla normativa IEC ([Ref.1]). L'obiettivo di quest'analisi è fornire un dato (in kW) che rappresenti la banda di incertezza attorno al dato finale, operazione che poi verrà ripetuta utilizzando le incertezze previste dalla normativa IEC-12-2[Ref.2] (cioè la certificazione relativa all'utilizzo dell'NTF).

La parte conclusiva del capitolo sarà dedicata al confronto tra le incertezze calcolate con le due normative

5.2. Categorie d'incertezza

La normativa IEC ([Ref.1] Annex 5) impone il calcolo dell'incertezza totale sulla misura di potenza effettuata su ogni bin. Per fare ciò vengono definite dei contributi di incertezza che, una volta sommati, daranno come risultato l'incertezza totale.

I contributi sono molteplici, poichè per arrivare alla curva di potenza misurata (come si è visto nel Capitolo 2) sono necessarie parecchie misure (potenza, velocità del vento, temperatura, pressione, etc.).

Secondo la teoria che sta alla base dell'incertezza di misura, questi contributi possono essere pienamente correlati tra di loro o non esserlo affatto. E' infatti facile comprendere come un errore nella misura di velocità del vento influenzi la misura di potenza mentre il contrario non è affatto vero.

Vengono quindi divise le incertezze in 2 categorie:

- Categoria A: i termini in questa categoria sono indipendenti tra di loro e rispetto ai termini delle altre categorie
- Categoria B: c'è correlazione completa tra i contributi presenti in questo gruppo di incertezze

Nella categoria A è generalmente presente solo la potenza (in particolare, come si vedrà, l'incertezza di categoria A sarà esclusivamente la deviazione standard della lettura di potenza) mentre nella categoria B sono incluse le incertezze provenienti dagli strumenti utilizzati per le misure.

5.3. Incertezze secondo IEC 61400-12-1

I contributi che vanno a sommarsi nel conteggio generale dell'incertezza sono molteplici e, come visto, divisi per categorie. Verranno ora analizzati separatamente.

5.3.1. Categoria A

In condizioni normali, l'unico contributo a questo valore è la deviazione standard della misura di potenza, calcolata secondo la (5.1):

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (5.1)$$

In condizioni particolari, dove:

- durante il periodo di certificazione sbalzi climatici rilevanti alterano la misurazione
- il sito di certificazione è particolare nella sua conformazione orografica o risente di fenomeni atmosferici localizzati in particolari mesi dell'anno (monsoni)

un ulteriore contributo dovrà essere incluso nell'incertezza di questa categoria

5.3.2. Categoria B: Sistema di acquisizione

Con sistema di acquisizione s'intende tutta la piattaforma che permette la registrazione, la conversione (analogico a digitale) e la trasmissione dei dati. Ognuna di queste operazioni è soggetta ad incertezza per cui i principali contributi saranno:

- incertezza relativa alla trasmissione e al condizionamento del segnale (u_{d1})
- incertezza di conversione (o digitalizzazione) (u_{d2})
- incertezza nello stoccaggio e nella registrazione dati (u_{d3})

I contributi relativi all'i-esimo bin vanno poi sommati come in (5.2)

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2} \quad (5.2)$$

5.3.3. Categoria B: Potenza Elettrica

Chiaramente i sensori di misura della potenza elettrica (trasformatori, trasduttori, etc.) vengono tenuti in considerazione nella valutazione di questo contributo che sarà quindi formato da:

- incertezza di misura del trasformatore di corrente (u_{p1})
- incertezza di misura del trasformatore di tensione (u_{p2})
- incertezza di misura del trasduttore di potenza (u_{p3})
- incertezza relativa al sottosistema di acquisizione (generalmente 0.1%) (u_{dp})

Il contributo totale (del bin i-esimo) è espresso nella (5.3)

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2 + u_{dP,i}^2} \quad (5.3)$$

5.3.4. Categoria B: Velocità del vento (Torre Anemometrica)

La misura di velocità del vento è fondamentale e il calcolo della relativa incertezza racchiude molti contributi, tra cui:

- calibrazione anemometrica (u_{v1})
- classe anemometrica (di solito espressa in punti percentuali, ad indicare la precisione dello strumento) (u_{v2})
- distorsione del flusso dovuta ad un errato montaggio (u_{v3})
- distorsione del flusso dovuta ad irregolarità del terreno (u_{v4})
- mancanza di misura dello shear (nel caso non fosse presente, o ricostruito tramite anemometri messi a quote diverse sulla torre anemometrica) (u_{v5})
- incertezza del sottosistema di acquisizione del dato (u_{dv})

Così come le altre incertezze di categoria B, anche quella relativa alla velocità va sommata, come nella (5.4).

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{V5,i}^2 + u_{dV,i}^2} \quad (5.4)$$

5.3.5. Categoria B: Temperatura

Per il conteggio (e la relativa correzione) della densità, è importante che la misura di temperatura sia fattorizzata nelle incertezze.

I vari contributi rappresentano:

- l'incertezza dovuta alla calibrazione del sensore di temperatura (u_{t1})
- l'incertezza causata da una non perfetta schermatura (u_{t2})
- l'incertezza dovuta al montaggio (u_{t3})
- l'incertezza del sottosistema di acquisizione del dato (u_{dt})

La somma viene svolta come in (5.5).

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (5.5)$$

5.3.6. Categoria B: Pressione

Un'altra grandezza necessaria per la misura della densità; l'incertezza viene calcolata sommando i seguenti contributi:

- Calibrazione dello strumento (qualche hPa generalmente) (u_{b1})
- Montaggio e compensazione dovuta all'eventuale differenza di altezza tra strumento e hub (u_{b2})
- incertezza del sottosistema di acquisizione del dato (u_{db})

L'unione dei contributi avviene come in (5.6).

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (5.6)$$

5.4. Incertezza Combinata (IEC-12-1)

Sebbene di diversa natura, le incertezze di categoria B andranno comunque unite a formare un singolo dato.

Quest'ultimo prende il nome di incertezza combinata e viene così calcolato:

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (5.7)$$

Mentre i termini u della (5.7) sono le incertezze descritte nello scorso capitolo, i termini c sono le sensibilità: servono a portare i vari contributi su una base paragonabile. Se infatti un errore di 0.3°C può essere ritenuto di poco conto, un errore di 0.3 m/s è invece inaccettabile.

Inoltre le sensibilità riportano le unità di misura ad una comune (kW), non bisogna infatti dimenticare che tutti i termini u sono espressi in unità di misura tipici del sensore di riferimento (u_p è in kW mentre u_T è in K).

Mentre il parametro di sensibilità relativo alla velocità del vento (5.8) è mediato su due bin adiacenti, quello relativo alla temperatura e alla pressione sono centrati, come si può notare in (5.9) e (5.10).

$$c_{V,i} = \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right| \text{ [kW/m/s]} \quad (5.8)$$

$$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288,15} \text{ [kW/K]} \quad (5.9)$$

$$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013} \text{ [kW/hPa]} \quad (5.10)$$

Non rimane che unire il contributo proveniente dalle due categorie (cat.A e cat.B combinata), svolto per l'i- esimo bin come in (5.8)

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} \quad (5.11)$$

A questo punto non rimane che generare il grafico con la misura delle incertezze sovrapposto alla curva di potenza, come in Figura 34.

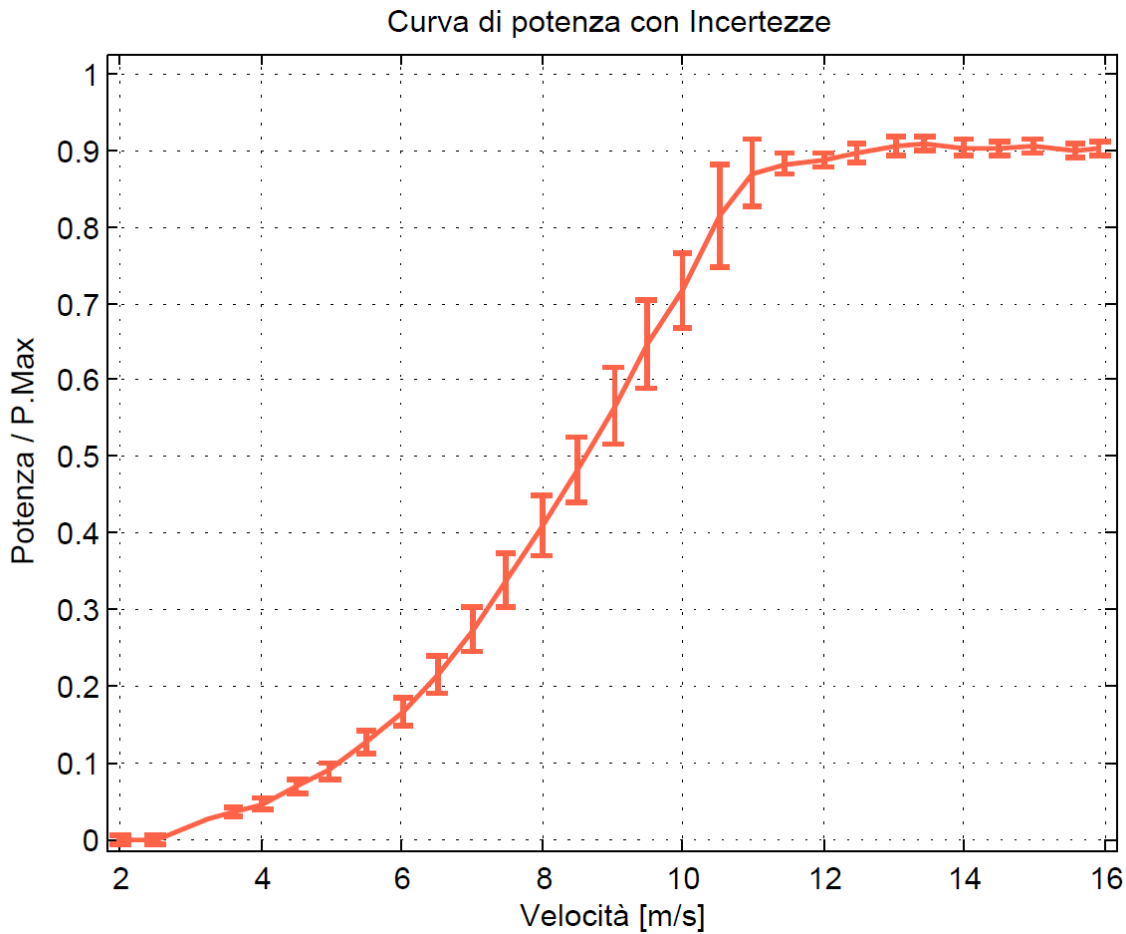


Figura 34 - Curva di potenza con incertezze IEC-12-1

5.5. Incertezze secondo IEC 61400-12-2

Nel Capitolo 3 si è introdotto il concetto di NTF e di misura della velocità del vento con strumentazione presente a bordo della macchina. E' facile intuire come tali correzioni introducano ulteriori incertezze che vanno per forza di cose fattorizzate nel calcolo dell'incertezza finale.

La logica con cui si valutano le incertezze è simile a quella utilizzata nella normativa 12-1 (Capitolo 5.2) ma con qualche fondamentale differenza.

I contributi di incertezza crescono di numero in maniera abbastanza rilevante nel caso in cui si voglia costruire l'NTF e certificare con l'anemometro di bordo: la conseguenza è un incremento significativo del valore dell'incertezza, che verrebbe sicuramente sovrastimata, penalizzando le prestazioni della macchina.

Per evitare di essere troppo conservativi nella stima, vengono introdotti dei fattori di cancellazione: parametri che, se alcune condizioni vengono rispettate, permettono di ridurre (a volte eliminare) l'incertezza di alcuni contributi.

Anche le sensibilità vengono calcolate in maniera differente, sempre per evitare che la stima risulti eccessivamente conservativa.

5.5.1. Categoria A

L'incertezza di categoria A si conteggia esattamente come nella normativa IEC 12-1 (Capitolo 5.3.1).

5.5.2. Categoria B: Flusso indisturbato

E' il gruppo di incertezze riferito all'anemometro utilizzato per la misura del vento di riferimento, sulla cui base viene poi elaborata l'NTF. Vengono presi in considerazione i seguenti contributi:

- calibrazione anemometrica (u_{FS1})
- classe operativa (u_{FS2})
- distorsioni dovute all'errato montaggio (u_{FS3})
- distorsioni nel flusso dovute al sito (sia che la calibrazione di sito sia stata svolta o meno) (u_{FS4})
- contributo del sottosistema di acquisizione (u_{dFS})

I contributi vengono compattati come in (5.12)

$$u_{FS,i} = \sqrt{I_{FS1}^2 u_{FS1,i}^2 + I_{FS2}^2 u_{FS2,i}^2 + I_{FS3}^2 u_{FS3,i}^2 + I_{FS4}^2 u_{FS4,i}^2 + I_{dFS}^2 u_{dFS,i}^2} \quad (5.12)$$

dove I sono i fattori di cancellazione, le cui particolarità verranno esposte nel Capitolo .

5.5.3. Categoria B: Anemometro di Bordo (NTF)

Forse la voce più importante di tutti i contributi di categoria B, comprende incertezze relative a:

- calibrazione anemometrica sulla velocità (u_{N1})
- calibrazione anemometrica sulla direzione del vento (u_{N2})
- classe operativa (u_{N3})
- distorsione dovuta al montaggio (u_{N4})
- sottosistema di acquisizione (u_{dN})

$$u_{N,i} = \sqrt{I_{N1}^2 u_{N1,i}^2 + I_{N2}^2 u_{N2,i}^2 + I_{N3}^2 u_{N3,i}^2 + I_{N4}^2 u_{N4,i}^2 + I_{dN}^2 u_{dN,i}^2} \quad (5.13)$$

(si veda il Capitolo 5.6 per informazioni circa i fattori di cancellazione I).

5.5.4. Categoria B: Variazione stagionale

E' provato che se si misura e conteggia l'NTF sulla stessa macchina in periodi dell'anno diversi si ottengono 2 diverse correzioni. Questo perchè la turbolenza e l'intensità del vento non sono costanti nel corso delle stagioni (basti pensare a zone monsoniche). Chiaramente se il periodo di misura durasse un anno intero questo contributo non sarebbe presente, ma poichè raramente la misura certificativa supera i 6 mesi, è necessario includere tale contributo.

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{I_{M2}^2 u_{M2,i}^2} \quad (5.14)$$

5.5.5. Categoria B: Metodo Statistico

E' un contributo che valuta l'incertezza del processo di cattura del dato e dell'operazione di *binning*, in cui il termine principe è la deviazione standard della velocità.

$$s_{NTF,i} = \frac{S_{NTF,j}}{\sqrt{N_j}} \quad (5.15)$$

5.5.6. Categoria B: NTF combinata

I contributi di Categoria B fin'ora analizzati sono tutti relativi alla creazione dell'NTF (le due misure di velocità, la variazione stagionale, etc.) e vanno quindi combinati insieme prima di procedere alla definizione degli altri contributi, necessari per definire l'incertezza relativa all'NPC.

$$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M_NTF,i}^2 + s_{NTF,i}^2} \quad (5.16)$$

5.5.7. Categoria B: Potenza Elettrica

Il conteggio equivale a quello effettuato per la normativa 12-1 [Ref.1], con gli stessi contributi descritti nel Capitolo 5.3.3.

5.5.8. Categoria B: Anemometro di Bordo (NPC)

Può sembrare una ripetizione, visto che tali contributi erano già stati presi in considerazione durante la definizione dell'incertezza NTF ma è bene ricordare che piccoli errori nella lettura di velocità del vento influiscono pesantemente sulla curva di potenza e quindi la normativa insiste particolarmente su questo contributo. Sono in ogni caso previsti fattori di cancellazione atti ad evitare situazioni troppo conservative e penalizzanti per la macchina.

I contributi principali comprendono incertezze relative a:

- calibrazione sulla velocità del vento (u_{V1})
- calibrazione sulla direzione del vento (u_{V2})
- caratteristiche operative (u_{V3})
- distorsione del flusso dovuto all'errato montaggio (u_{V4})
- distorsione del flusso dovuto all'orografia del sito (u_{V5})
- acquisizione dati (u_{dV})

I contributi vengono uniti come nella (5.17).

$$u_{V,i} = \sqrt{l_{V1}^2 u_{V1,i}^2 + l_{V2}^2 u_{V2,i}^2 + l_{V3}^2 u_{V3,i}^2 + l_{V4}^2 u_{V4,i}^2 + l_{V5}^2 u_{V5,i}^2 + u_{V6,i}^2 + l_{dV}^2 u_{dV,i}^2} \quad (5.17)$$

con u_{V6} che rappresenta il contributo d'incertezza descritto al Capitolo 5.5.3 (chiaramente privo di fattore di cancellazione poichè proveniente dal conteggio d'incertezza NTF, i cui sotto-contributi sono già dotati di fattori di cancellazione).

5.5.9. Categoria B: Temperatura e Pressione

L'incertezza legata alla temperatura e quella legata alla pressione vengono conteggiati in maniera assolutamente speculare ai contributi descritti nei Capitoli 5.3.5 e 5.3.6.

5.5.10. Categoria B: Metodo di Calcolo

Contributo che vuole valutare le incertezze relative alle varie operazioni necessarie alla definizione dei dati per le curve di potenza. Comprende contributi relativi a:

- correzione in densità (u_{M3})
- misura dinamica della potenza (funzione della classe del trasduttore) (u_{M4})
- variazione stagionale (stesso principio che governa la variazione stagionale dell'NTF) (u_{M5})
- contributo dello shear e dell'inflow (funzione del sito) (u_{M6})
- contributo dovuto alla turbolenza sui bins (u_{M7})

Il contributo totale sarà espresso come:

$$u_{M,i} = \sqrt{I_{M3}^2 u_{M3,i}^2 + I_{M4}^2 u_{M4,i}^2 + I_{M5}^2 u_{M5,i}^2 + I_{M6}^2 u_{M6,i}^2 + I_{M7}^2 u_{M7,i}^2} \quad (5.17)$$

5.5.11. Categoria B: Statistica

Si ripete per la potenza quello che si era definito nel Capitolo 5.5.5 per la velocità del vento.

5.6. Fattori di Cancellazione

Come già accennato, vengono introdotti per evitare stime troppo conservative nel conteggio dell'incertezza. Alcuni contributi infatti si ripetono, ad esempio la misura di velocità del vento on-board.

In ogni caso la normativa stabilisce che non è possibile annullare completamente un contributo, ma solo di ridurne l'effetto: proprio per questo, in funzione di certi parametri, i fattori I possono variare da 1 fino a 0.25.

Per esempio, se i 2 anemometri (on-board e flusso indisturbato) hanno la stessa classe anemometrica, il contributo delle relative incertezze non sarà 100% (quindi $I = 1$) ma del 70% ($I = 0.7$).

In ogni caso, non è mai possibile ridurre le incertezze di natura statistica.

5.7. Incertezza Combinata (IEC-12-2)

In maniera simile alle operazioni svolte per il conteggio delle incertezze per la normativa IEC-12-1, si aggregano i contributi Cat.A e B relativi alla normativa nuova.

I fattori di sensitività sono presenti anche qui ma cambia il modo in cui vengono calcolati:

$$C_{B,i} = \frac{C_{V,i} \times V_i}{3 \times B_{Data,i}} \quad (5.18)$$

$$C_{T,i} = \frac{C_{V,i} \times V_i}{3 \times T_{Data,i}} \quad (5.19)$$

Con B_{Data} e T_{Data} rispettivamente pressione e temperatura media dell' i -esimo bin, mentre la sensitività riferita alla velocità del vento rimane invariata, espressa nella (5.8).

L'incertezza totale (A+B) verrà quindi espressa come:

$$u_{C,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} \quad (5.20)$$

La curva di potenza ottenuta, sovrapposta a quella di Figura 34 (in rosso), è rappresentata in Figura 35.

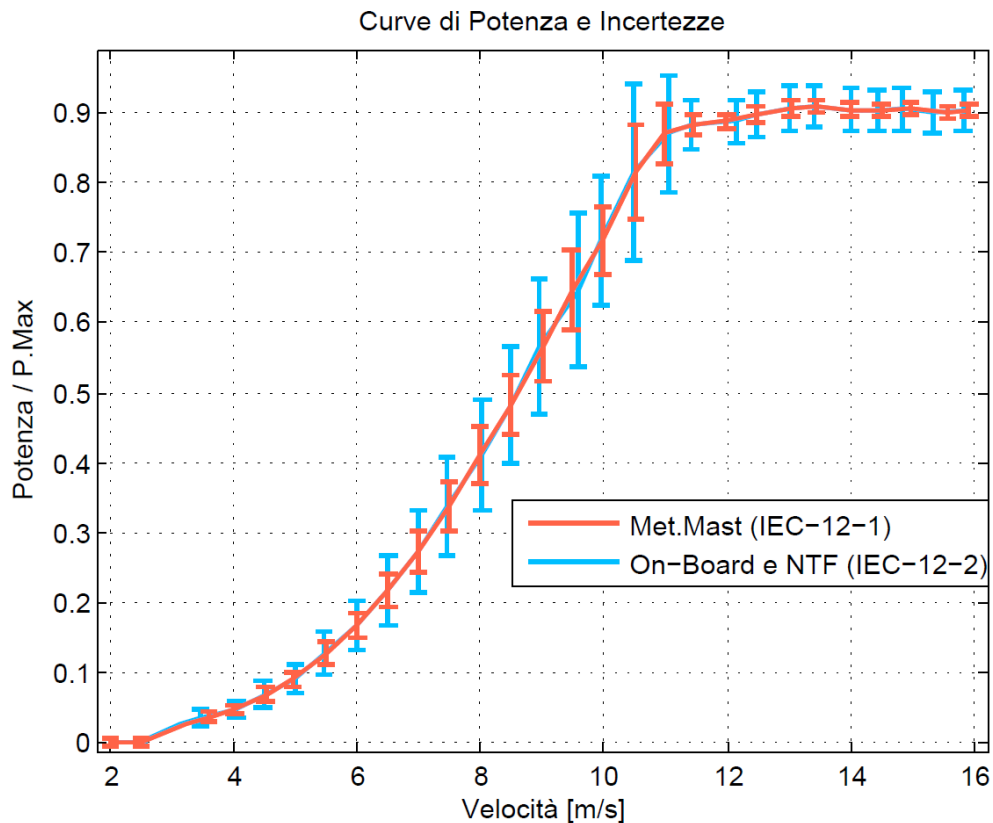


Figura 35 - Confronto di Incertezze

5.8. Considerazioni conclusive

La Figura 36 fornisce una visione abbastanza chiara di quanto siano maggiorate le incertezze nel caso si utilizzi la normativa IEC-61400-12-2 [Ref.2]. Incertezze maggiorate significano ovviamente una banda di imprecisione più ampia ma, dal punto di vista del produttore, anche un margine di protezione delle prestazioni superiore. La normativa aiuta infatti i costruttori che volessero certificare le macchine con la normativa recente, tutelandone i risultati grazie alle incertezze aggiuntive.

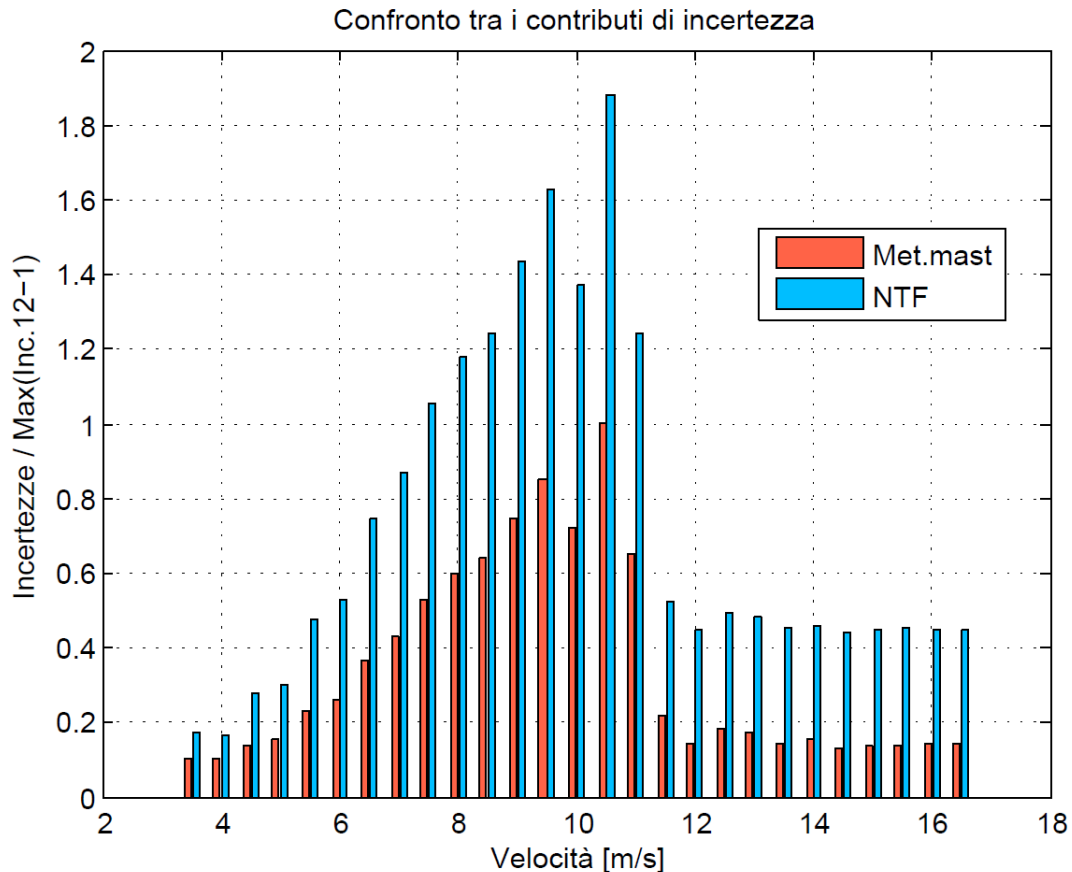


Figura 36 – Contributi di incertezza

La misura perfetta di un dato ovviamente non esiste, ma è chiaro come in campo ingegneristico si aspiri ad un dato via via più preciso invece che l'opposto.

Questo inconveniente viene ampiamente ripagato dalla possibilità di utilizzare l'NTF calcolata su macchine simili e di certificarle con l'anemometro di bordo nel caso in cui non fosse possibile / fosse troppo dispendiosa l'installazione di una torre anemometrica.

In conclusione, certificare con la misura anemometrica di bordo è economicamente più vantaggioso (si risparmia costo della torre anemometrica) ma introduce incertezze ulteriori nella computazione della curva di potenza misurata.

6. Disallineamento in direzione del vento

6.1. Introduzione

Nei capitoli precedenti si è analizzata l'anemometria di bordo, le normative che la regolano e i vantaggi che tali certificazioni possono comportare.

Durante le varie analisi dati è però emersa una tendenza (Figura 37) che ci ha obbligato ad ulteriori studi. Infatti si nota come l'indicazione di direzione del vento (da parte dell'anemometro di bordo) muti al variare del range rpm in cui la macchina sta lavorando.

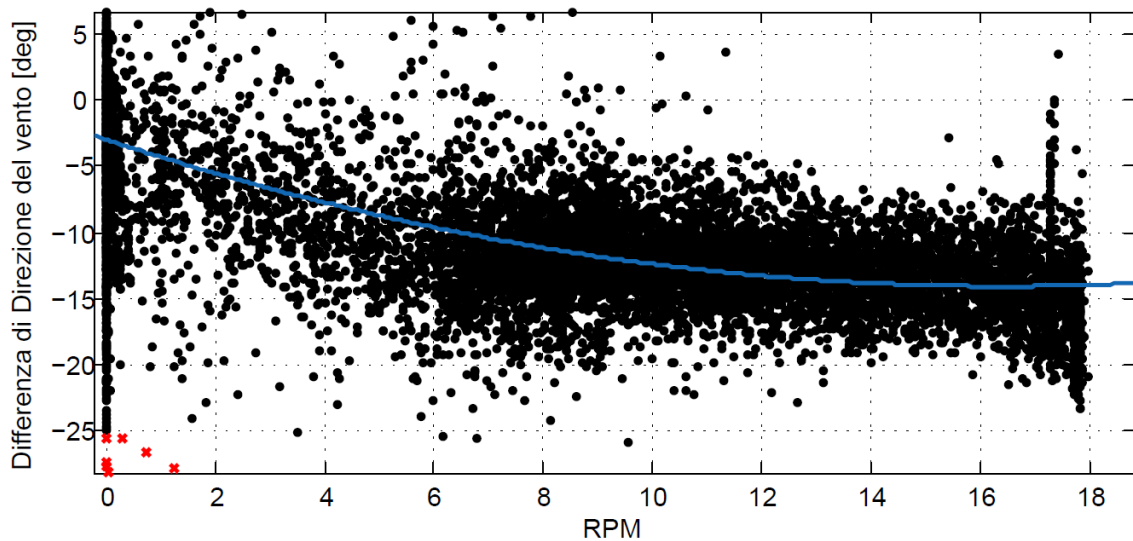


Figura 37 - Tendenza della direzione del vento

Nell'immagine sovrastante si può notare come, al crescere della velocità del vento (e quindi degli RPM, asse delle ascisse) la differenza di direzione del vento (tra misura on-board e riferimento) cresca fino ad arrivare a valori (mediati nei 10 minuti) anche prossimi ai 20°.

Si ricorda che la turbina è governata (in yaw) dall'indicazione di questo stesso strumento e che si corre il fondato rischio che la macchina, crescendo la velocità del vento e quindi la velocità di rotazione del rotore, operi via via sempre più disallineata rispetto al vento.

Il fenomeno verrà analizzato a partire dai dati di certificazione utilizzati nei precedenti capitoli per poi passare alle simulazioni numeriche del fenomeno, ne consegue che il capitolo è formato da due grossi blocchi:

- una parte di analisi dei dati reali: si analizzeranno gli effetti del disallineamento sulle prestazioni, sui carichi ultimi e a fatica sia della pala che della torre e si proporrà un'analisi FFT per mostrare la gravità del fenomeno
- una parte di simulazione Bladed, nella quale si cercherà di arrivare ai medesimi risultati (almeno qualitativamente) osservati nel dato reale

6.2. Il disallineamento

Durante tutto il capitolo si parlerà spesso di “disallineamento”, è importante chiarire cosa si intende.

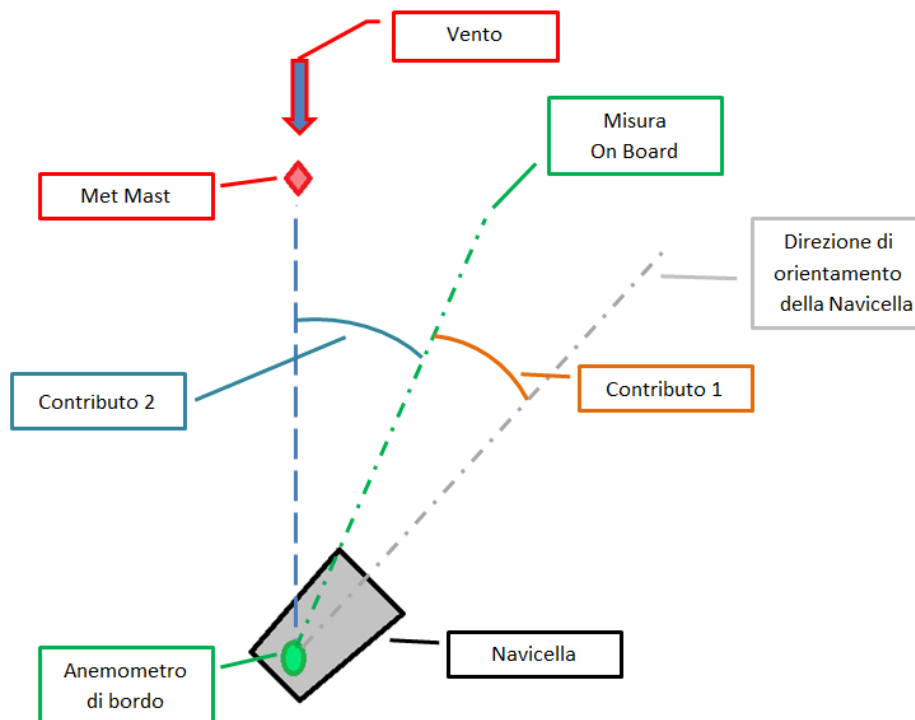


Figura 38 - Angoli e disallineamento

In Figura 38 è possibile vedere come il disallineamento (indicato spesso come *misalignment* nella letteratura in lingua anglosassone) totale sia somma di due contributi:

- una parte dovuta alla posizione della navicella (in arancione). L’anemometro di bordo ruota infatti con la nacelle su cui è montato. Il controllo in yaw muove il rotore per riallinearlo al vento solo se il disallineamento tra navicella e direzione del vento (indicata dall’anemometro di bordo) è superiore ad una certa soglia. Chiaramente nel caso in cui posizione della navicella (in grigio) e direzione indicata dallo strumento di bordo (in verde) siano uguali, questo contributo sarà nullo.
- un contributo dovuto all’errore di misura della lettura del vento da parte della strumentazione di bordo.

Mentre il primo contributo verrà depurato filtrando i dati non validi (dove la navicella non è allineata con la direzione comandata dal controllo, in pratica dove il primo contributo è presente), si analizzerà a fondo il secondo e soprattutto gli effetti che tale errore comporterà sulla macchina.

Con disallineamento s’intende quindi la differenza tra la misura in direzione del vento on-board e quella proveniente dal flusso indisturbato, ossia:

$$\text{Disallineamento} = \text{DirOnBoard} - \text{DirFlussoIndisturbato} \quad (6.1)$$

La (6.1) equivale ad affermare che, nei dati considerati, la misura anemometrica di bordo e la direzione di orientamento della navicella sono sempre equivalenti: sono stati infatti scartati i dati in cui la differenza tra queste ultime due direzioni (che generano il contributo 1, spesso noto come *Yaw error*) è superiore a $\pm 1^\circ$ (incertezza della misura). Tutti i dati utilizzati nei successivi capitoli sono quindi riferiti ad una situazione in cui la navicella è allineata con l'indicazione dell'anemometro di bordo.

Sono stati annullati eventuali offsets presenti tra i due strumenti in modo da avere una misura affidabile.

E' importante notare anche che il disallineamento avviene sempre in una direzione (sempre verso sinistra per un osservatore che osserva il rotore posteriormente, dal lato del segno meno nella Figura 39).

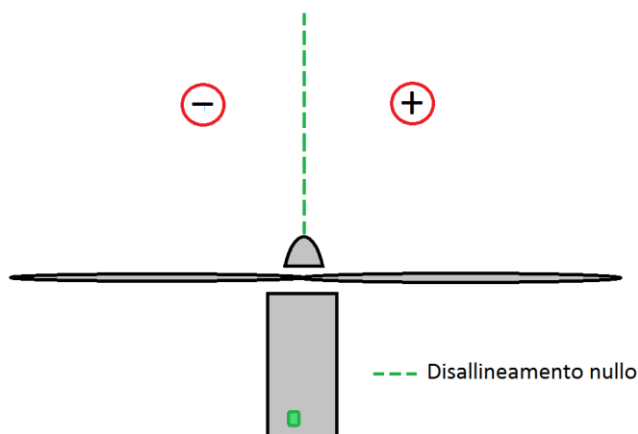


Figura 39 - Convenzioni di Segno

Già solo questo fenomeno indica come il contributo predominante nell'effetto di disallineamento sia probabilmente il rilascio di scia da parte del passaggio della pala ma, come già chiarito nel Capitolo 4.4, il fenomeno è molto complesso e non si è riuscito a trovare un fattore principe da minimizzare per ridurre l'errore: si tratta, a differenza di quello che succedeva nella discussione sull'indicazione di velocità, di un'associazione di fenomeni che concorrono tutti all'errata misurazione della direzione del vento.

6.3. Analisi dei Dati Reali

La maggior parte dell'analisi è stata svolta utilizzando i dati certificativi messi a disposizione da Leitwind. Studi simili sono rari, proprio a causa della difficoltà nel reperire dati ufficializzati da enti certificatori. Si preferisce generalmente, da una base di dati reali ridotta, simulare il più possibile ed utilizzare per le successive analisi il dato simulato.

6.3.1. Distribuzione del disallineamento

Prima di analizzare l'effetto del disallineamento sulle varie parti della macchina o sulle prestazioni si vuole mostrare la tendenza del disallineamento. Si dividono i dati validi in range di velocità (e quindi regimi di rotazione) e poi ulteriormente per disallineamento (in pratica un doppio *binning* sia in rpm che in disallineamento).

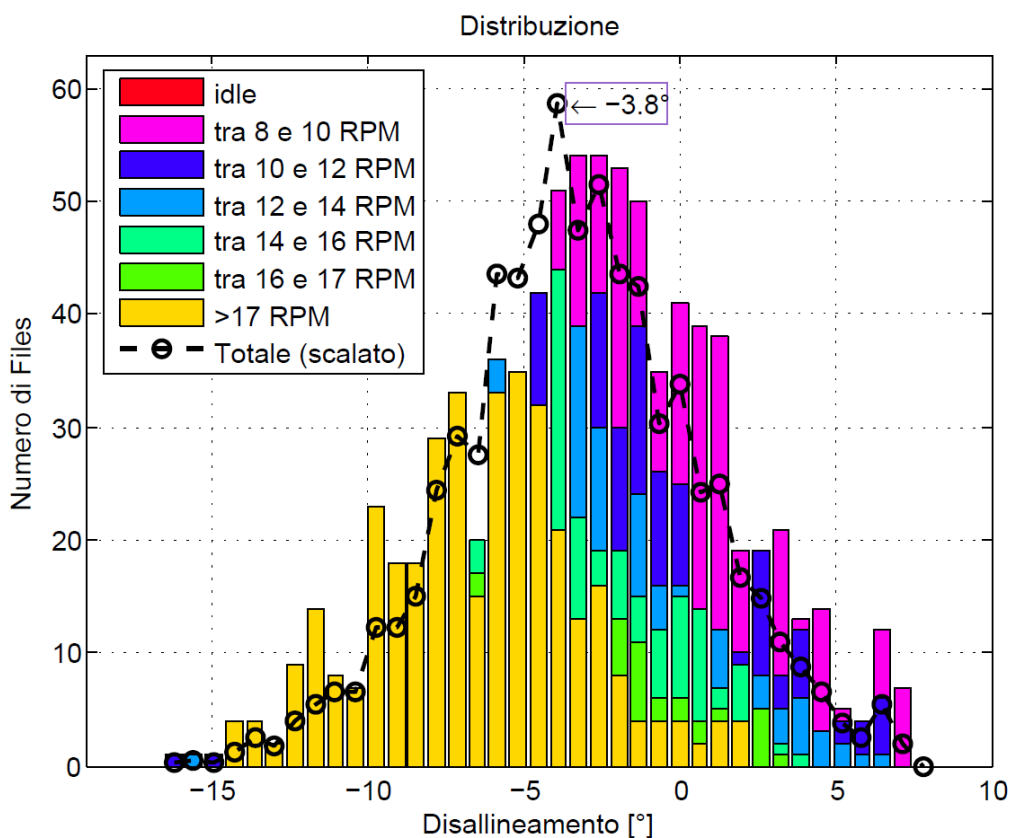


Figura 40 - Distribuzione del disallineamento

Nella Figura 40 si vedono i vari intervalli di regime di rotazione (in range di RPM, dal rosso al giallo, via via crescenti) ed è chiaro come le "campane" si spostino verso sinistra al crescere del regime di rotazione.

Questo significa che, al crescere della velocità del vento, l'anemometro di bordo misura direzioni via via sempre più errate. Inoltre lo strumento misura direzioni del vento come se quest'ultimo provenisse dalla sinistra della turbina (sempre secondo un osservatore seduto sulla navicella che guarda da dietro il rotore).

La linea tratteggiata rappresenta il conteggio globale dei dati validi (scalato) e si nota come non sia centrata in zero ma attorno ai 4°.

6.3.2. Effetti sulle prestazioni

Per una turbina eolica, lavorare fuori dell'asse del vento significa ricevere meno vento. La velocità, invece che investire perpendicolarmente il piano del rotore, arriverà con un angolo β . La componente di velocità che concorre alla spinta sul rotore (solo il contributo perpendicolare) sarà quindi:

$$V_{\perp} = V_{\infty} * \cos \beta \quad (6.2)$$

La potenza prodotta che normalmente ha l'espressione della (6.3), si trasforma nella (6.4).

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_P V^3 \quad (6.3)$$

$$P_{misalign} = P * \cos^3 \beta \quad (6.4)$$

Per concludere, la presenza di disallineamento tra rotore e direzione del vento provoca, dal punto di vista delle prestazioni, un degrado della potenza prodotta che va con il cubo del coseno dell'angolo di disallineamento.

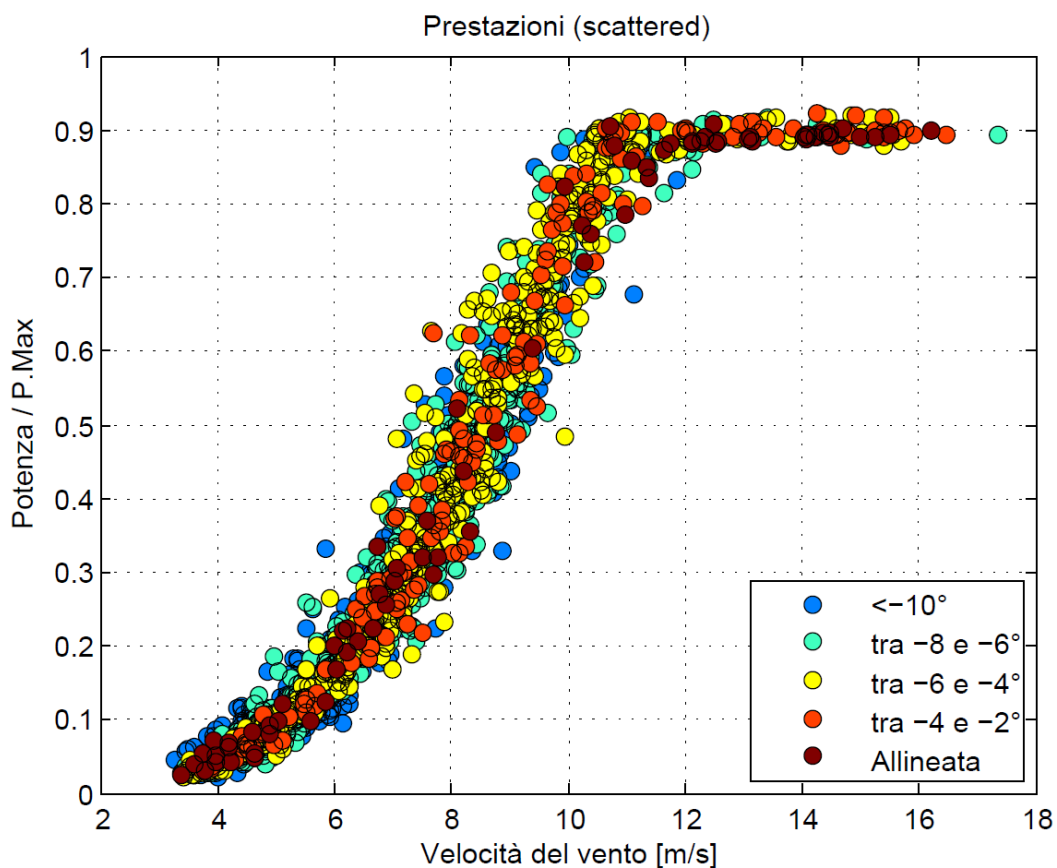


Figura 41 - Effetto sulle prestazioni (scatt.)

Contrariamente a quello appena scritto, le analisi dei dati reali non mostrano un andamento così netto come vorrebbe la teoria (dove 8° di disallineamento provocano il 3% di sottostima della potenza). In Figura 41 si nota bene come non ci sia una tendenza definita in modo univoco, sensazione confermata dalla Figura 42 dove le varie curve di potenza non mostrano un andamento decrescente con l'aumento del valore di disallineamento (in alcuni bins addirittura, la curva di potenza con disallineamento nullo ha valori di potenza inferiori rispetto a quella azzurra che rappresenta i valori di disallineamento massimo). I dati sono stati divisi per intervalli di disallineamento e riportati con le relative misure di potenza (grezze in Figura 41 e divise in bins e mediate in Figura 42) nel tentativo di individuare una tendenza che confermasse le stime teoriche per le quali la caduta di prestazioni è netta al crescere del disallineamento.

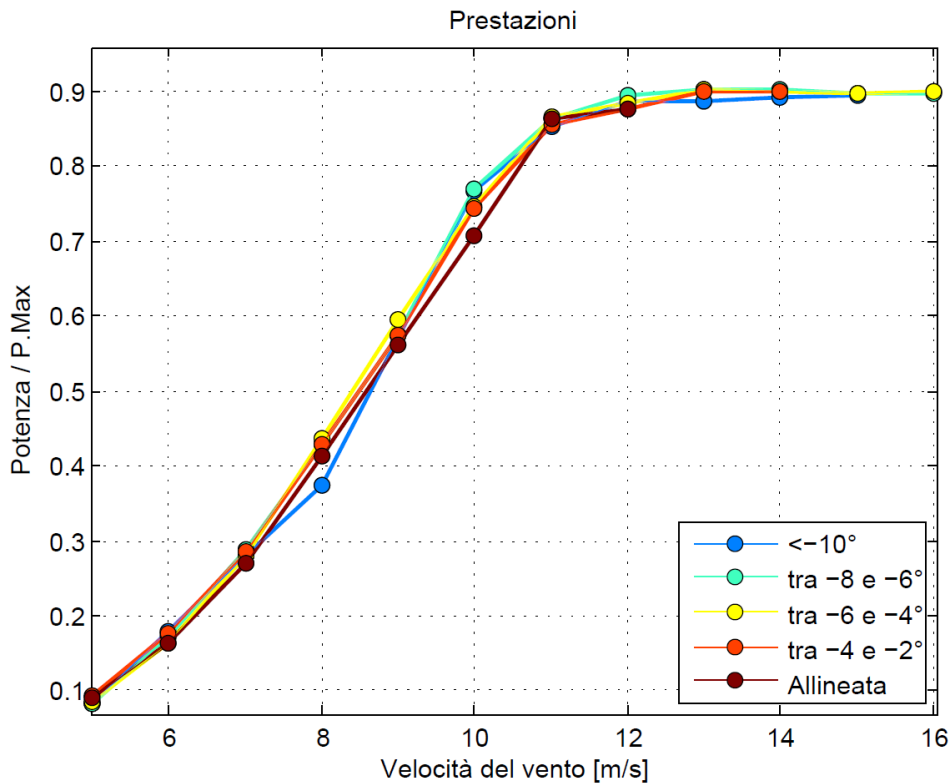


Figura 42 - Effetto sulle prestazioni (binned)

In pratica, le prestazioni risultano abbastanza insensibili al disallineamento. Una possibile spiegazione potrebbe essere fornita dal basso valore di disallineamento registrato. Sebbene 8 o 10° possano sembrare molti (e per certi versi lo sono, come vedremo nei carichi), per lo studio delle prestazioni non sembrano essere sufficienti a mostrare una dipendenza netta con il calo di produzione elettrica.

In letteratura sono stati svolti studi simili, mirati per lo più al miglioramento delle prestazioni in casi di turbine soggette a *yaw error*, come nel caso studiato nel [Ref.6], dove si ricercano soluzioni per un caso di disallineamento simile a quello trattato in questa tesi; con però la sostanziale differenza del range di operatività della macchina: infatti la turbina studiata nel [Ref.6] è molto più piccola di quelle qui studiate e quindi opera a range di rotazione molto più elevati. Se, come già mostrato nel capitolo precedente, l'errore di misura in direzione del vento aumenta al crescere della velocità di rotazione e si attesta attorno a $10 - 12^\circ$ per il nostro caso in cui non si superano mai i 18 RPM, è facile immaginare dove andrebbe questo valore nel caso in cui la macchina operasse nel range dei 30-33 RPM (come quella studiata nel [Ref.6]).

Inoltre alti valori di disallineamento si registrano quando la velocità del vento è alta, situazione sicuramente più rara che non il funzionamento a velocità non rated.

La conclusione è che il calo di prestazioni dovuto al disallineamento si palesa solo ad elevati valori di disallineamento che però si ottengono solo con alti rpm (turbine più piccole) e alte velocità (pochi dati disponibili in quei regimi di funzionamento).

6.3.3. Effetto sulle vibrazioni

Un regime di funzionamento in cui il rotore non è allineato con la direzione del vento dovrebbe generare delle asimmetrie di carico sulle pale. In verità la distribuzione di carico sul rotore non è simmetrica nemmeno nel caso di completo allineamento: infatti la presenza dello shear (lo strato limite atmosferico) fa sì che la pala percepisca velocità più elevate in una determinata posizione azimutale (pala verso l'alto, parte superiore della Figura 43) rispetto a quelle percepite 180° dopo. La Figura 43 illustra la situazione di carico normale in presenza di shear e assenza di disallineamento. L'asimmetria è evidente.

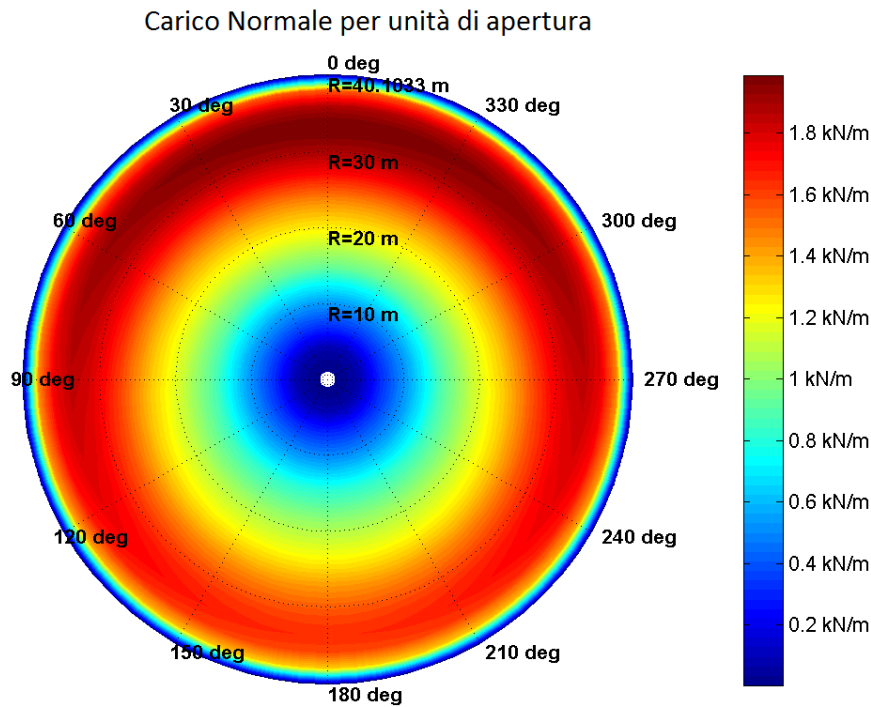


Figura 43 - Effetto dello shear sul carico

La presenza del disallineamento amplia questo effetto, quindi oltre al solito contributo vibratorio dovuto allo shear, all'ombra della torre (chiaramente visibile sulla 1P del carico pala) sarà presente anche quello dovuto al disallineamento (il cui effetto è uguale a quello dello shear anche se le cause sono diverse). Infatti la componente tangenziale della velocità percepita dal rotore (in verde in Figura 44) si compone con la velocità di rotazione e incrementa l'incidenza della pala. Chiaramente succede esattamente l'opposto (l'incidenza decresce) quando la pala si trova a 180° dalla situazione rappresentata in Figura 44 o quando il disallineamento ha segno negativo invece che positivo come nella figura.

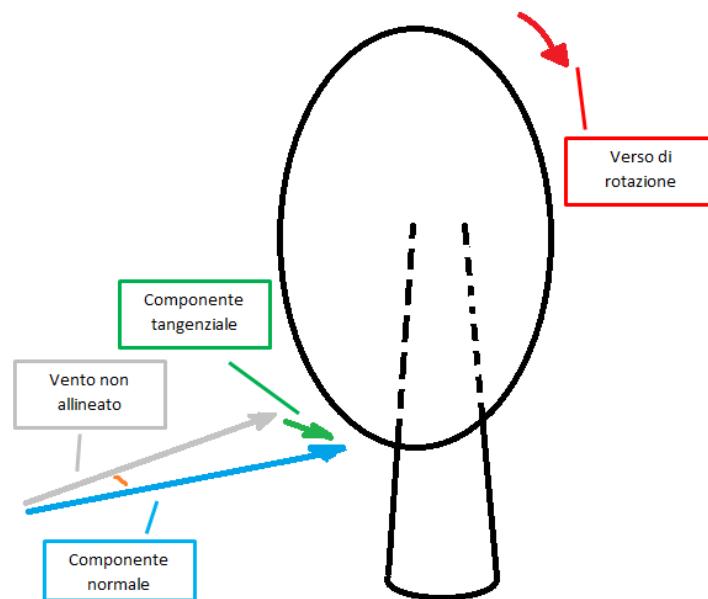


Figura 44 - Effetto del disallineamento sull'incidenza

Passando da tutti questi cambi di incidenza e spinta, la pala vibra molto durante la singola rotazione e il livello vibratorio dovrebbe salire in caso di disallineamento.

In Figura 45 si può osservare come, al crescere del disallineamento, crescano le vibrazioni (misurate con accelerometri in testa torre; sia *forward – aft*, cioè longitudinalmente alla turbina, sia le *side – side*, cioè lateralmente) ma bisogna ricordare che alti livelli di disallineamento si verificano con molta più frequenza a velocità di funzionamento elevate.

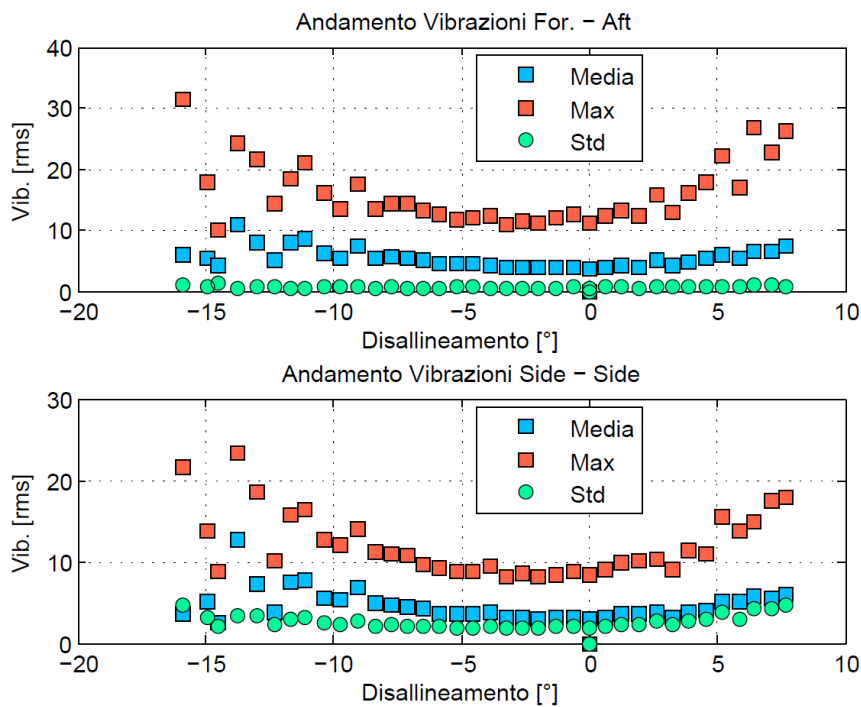


Figura 45 - Vibrazioni

In questi regimi, le vibrazioni sono maggiori perchè la pala ruota più velocemente e le forze in gioco hanno ampiezza superiore anche in assenza di disallineamento.

L'effetto sembra inoltre essere simmetrico con il segno del disallineamento.

Per distinguere se l'aumento delle vibrazioni sia dovuto al disallineamento maggiore o ad una superiore velocità di funzionamento bisogna, come già fatto in precedenza, dividere il dato in range di funzionamento e, successivamente, in intervalli di disallineamento.

Se ne ricava una famiglia di curve (il cui disallineamento è fissato) che indicano i valori medi di vibrazione riferiti a diversi bins di velocità del vento.

E' possibile apprezzare (Figura 46) come effettivamente l'aumento delle vibrazioni avvenga sia a causa dell'aumento della velocità del vento (e questo era un risultato assodato) sia per l'incremento del valore di disallineamento (a velocità fissata, le vibrazioni con -8° sono più elevate della situazione allineata).

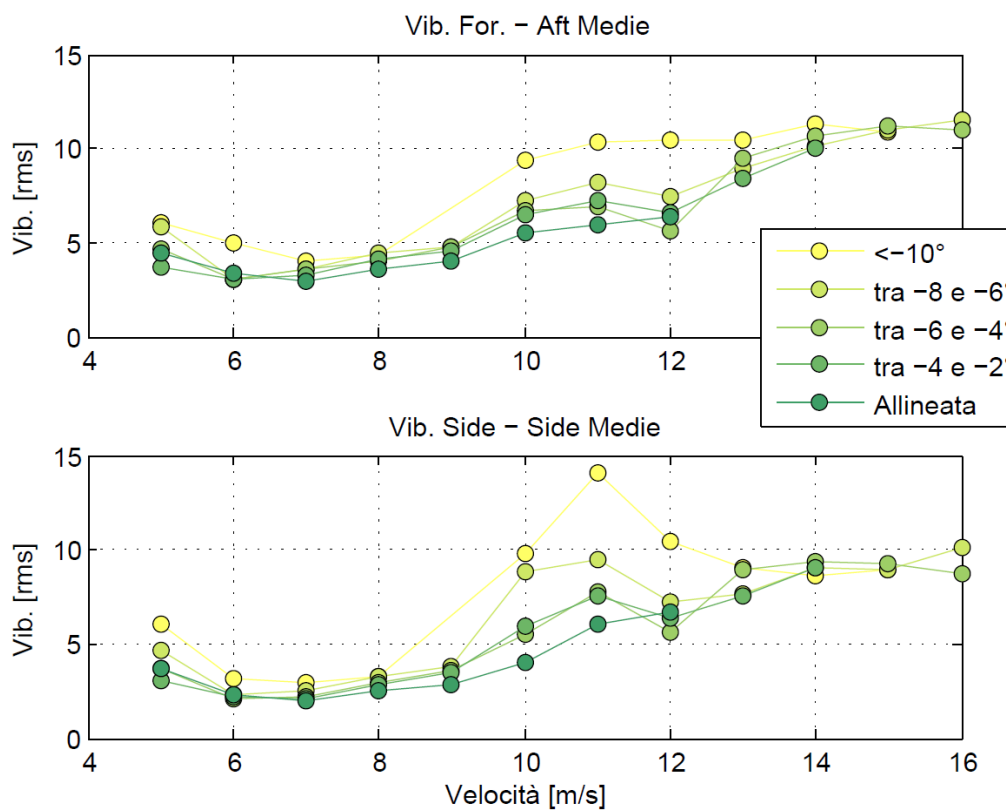


Figura 46 - Disallineamento e Vibrazioni

In ogni caso, l'aumento di livello vibratorio non è tale da obbligare il controllo a fermare la macchina.

Questo risultato sarà fondamentale per capire che effetto avrà il disallineamento sui carichi a fatica delle pale e della struttura dell'aerogeneratore.

6.3.4. Effetto sui carichi pala

Fino ad ora si sono studiate le conseguenze del disallineamento su grandezze di funzionamento fondamentali della turbina come la potenza elettrica prodotta e le vibrazioni (che, si ricorda, se fossero troppo elevate costringerebbero il controllo a fermare l'aerogeneratore, perdendo così preziose ore di funzionamento).

Con questo non si vuole affermare che i carichi non siano importanti, ma è inutile negare l'esistenza di parametri di funzionamento (la potenza in primis) che in qualche modo hanno la precedenza su tutto il resto (soprattutto per evidenti ragioni economiche e commerciali, dove la macchina più appetibile sul mercato è quella che produce più kW, non certo quella che genera carichi strutturali inferiori).

Secondo la logica appena esposta, il problema del disallineamento potrebbe tranquillamente passare in secondo piano: si è visto infatti come le prestazioni siano abbastanza insensibili al disallineamento (almeno per la macchina in esame, vedi Capitolo 6.3.2) e i livelli di vibrazione crescono, ma non in maniera così allarmante da generare eventuali fermi macchina (la soglia d'allarme per vibrazioni è ben più alta).

Un aspetto che spesso viene sottovalutato è la vita utile di queste macchine. Un'aerogeneratore eolico viene generalmente impiegato per almeno 20 anni (si va anche oltre, ma le ditte costruttrici assicurano la macchina su questo lasso temporale) durante i quali viene stimato un funzionamento medio vicino al 80% (contando anche la disponibilità di vento).

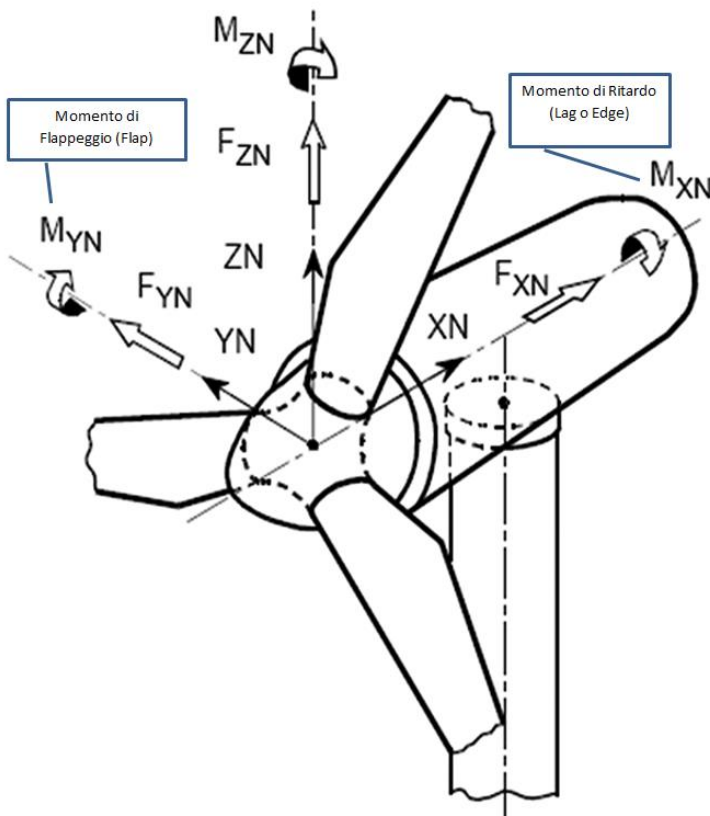


Figura 47 - Sistema di Riferimento Pala

Pare abbastanza ovvio che le sollecitazioni sulla turbina siano enormi, soprattutto quelle cicliche e di media entità piuttosto che punte elevatissime di carico, generalmente abbastanza rare e di solito generate da particolari raffiche che però vengono simulate con grossi fattori di sicurezza.

Prima di valutare l'effetto del disallineamento sui carichi, è necessario chiarire come vengono misurati i momenti sulla pala e cosa si intende per *flap* e *lag* (o *edge*).

Con *flappeggio* (*flap*) si intende la deformazione della pala in direzione perpendicolare al disco del rotore mentre il ritardo (*lag* o *edge*) è una deformazione della pala nel piano di rotazione (vedi

Figura 47).

Anche in questo caso, il diagramma dell'andamento medio in funzione del disallineamento è di scarsa utilità. L'iter percorso durante l'analisi è simile a quello utilizzato per lo studio delle vibrazioni. In Figura 48 e Figura 49 si possono apprezzare una serie di famiglie di curve che rappresentano gli incrementi della media del momento registrato in radice pala per il flappeggio e per il ritardo al variare del disallineamento. Interessante notare come, nonostante l'angolo di disallineamento superiori i 10°, la variazione di momento non solo abbia una tendenza non definita all'aumento del disallineamento (cresce per disallineamenti medio-alti ma per esempio sembra essere più basso per l'intervallo "<-10° ") ma vari di poco anche in modulo. Significa che difficilmente queste condizioni di operatività diventeranno gravose per lo sforzo a rottura (carico *ultimate*). Diverso sarà il discorso per la fatica.

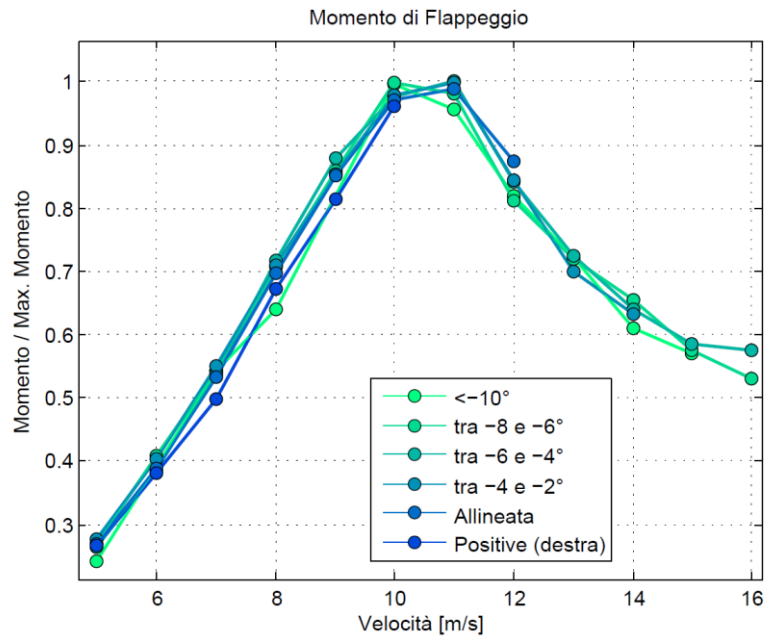


Figura 48 – Flappeggio

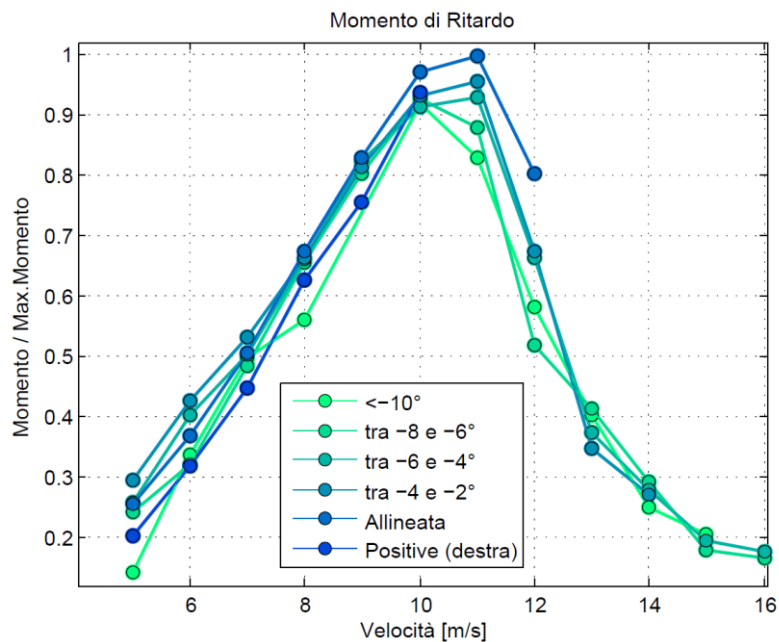


Figura 49 - Ritardo

Si noti come la curva *Positive* di Figura 48 (che indica i disallineamenti nella direzione positiva della nostra convenzione di segno) si fermi ad una certa velocità, proprio perchè a velocità più elevate il disallineamento è già nella zona negativa (il fenomeno avviene solo da un lato, come già spiegato).

Dai valori medi non si traggono conclusioni nette, tranne che il disallineamento non causa una sostanziale variazione nel modulo del momento medio registrato. Quindi, invece della media (come in Figura 48 e Figura 49), verrà analizzata la differenza tra valore massimo e valore minimo del momento in ogni bin. Si preferisce questa operazione rispetto all'utilizzo dei dati medi per "depurare" i risultati dall'andamento dei carichi pala (ma per la torre il discorso è il medesimo). Quest'ultimi aumentano al crescere della velocità del vento (indipendentemente dal disallineamento) fino alla velocità rated, dove la pala comincia a cambiare passo. Lo scopo, com'è noto, è tenere costante il regime di rotazione riducendo l'incidenza sulla pala. L'operazione fa sì che la pala "spinga" di meno in direzione *For. - Aft* e quindi il momento di flappeggio in queste condizioni risulterà minore rispetto a quello registrato con al velocità rated. L'andamento del momento di flappeggio (ma quello di ritardo è del tutto simile) è mostrato in , nella zona III (sopra i 10 m/s). Si vede bene come sia il minimo che il massimo decrescano, abbassando inevitabilmente il valore medio.

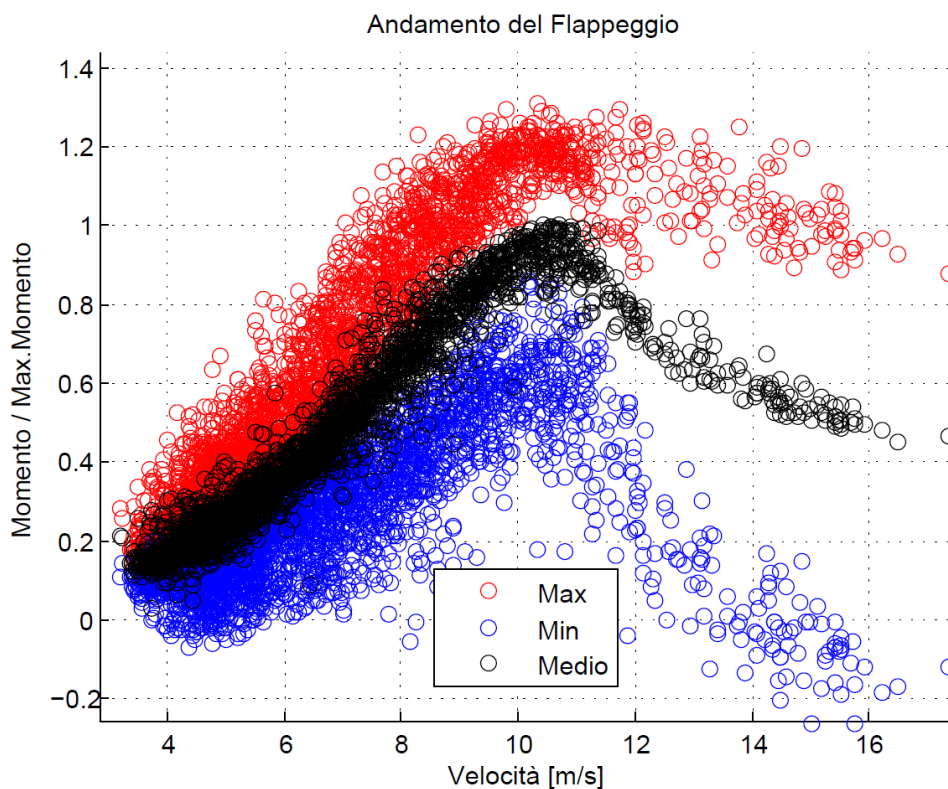


Figura 50 - Andamento generale del flappeggio

La misura della differenza tra massimo e minimo è una specie di specchio della storia di carico che la pala subisce durante una rotazione.

L'analisi quindi continua con lo stesso principio con cui era stata svolta per le vibrazioni. Vengono divisi in bins gli andamenti dei carichi per chiarire le cause dell'aumento del valore dei momenti: infatti, al crescere della velocità del vento crescono anche i momenti registrati in radice (crescono tutti fino alla velocità rated, poi decrescono con l'aumentare del passo perchè la pala è più "scarica" rispetto alla condizione di *pitch*

nullo) ma il disallineamento cresce con il regime di rotazione (quindi proporzionalmente alla velocità del vento) e, senza ulteriori analisi, rimarremmo nel dubbio circa la causa dell'aumento dei carichi (l'aumento di velocità del vento o il disallineamento?).

Inoltre si è deciso di analizzare solo il momento di flappeggio. Il ritardo è infatti governato dalla forza peso e difficilmente sarà possibile apprezzare un risultato che porti qualche informazione non intaccata dal peso delle pale.

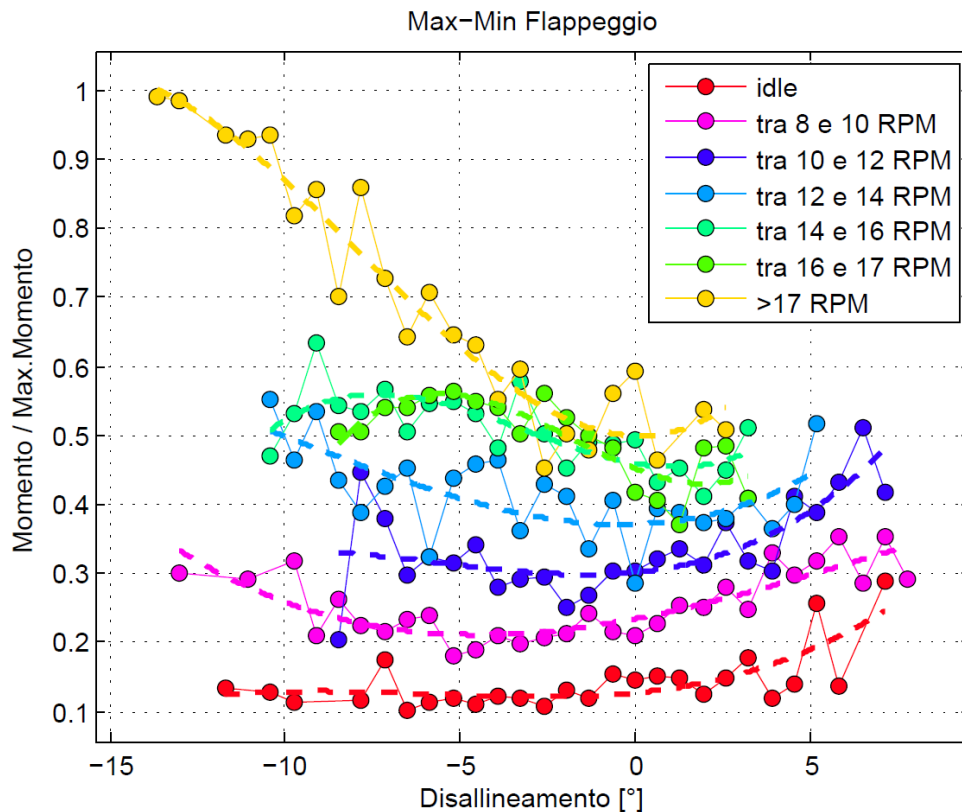


Figura 51 - Effetto sul Flappeggio (bin.)

La Figura 51 porta un risultato evidente e incredibilmente importante: la differenza tra massimo e minimo aumenta al crescere del disallineamento; in pratica i massimi aumentano e i minimi diminuiscono. E' un risultato che già fa percepire come questo fenomeno sia distruttivo all'interno del discorso fatica, dove più che i picchi di carico, contano frequenza e ampiezza (figlia della differenza tra massimo e minimo) dei cicli di carico.

Inoltre si osserva una dipendenza tra aumento della differenza e disallineamento in tutti i range di velocità (le curve di fitting, tratteggiate in Figura 51) mentre nell'intervallo dei dati >17RPM (in giallo) la curva ha pendenza molto più elevata. Oltre che al normale andamento che il flappeggio assume a velocità superiori alla rated emerge una netta dipendenza tra pitch e disallineamento, analizzata nel Capitolo 6.3.7.

In Figura 52 si può apprezzare la famiglia di curve dei massimi e dei minimi in funzione della velocità del vento e divise per range di disallineamento. Il risultato ottenuto in Figura 51 viene quindi confermato e se ne evidenzia l'entità del tutto non trascurabile (vedi Figura 53).

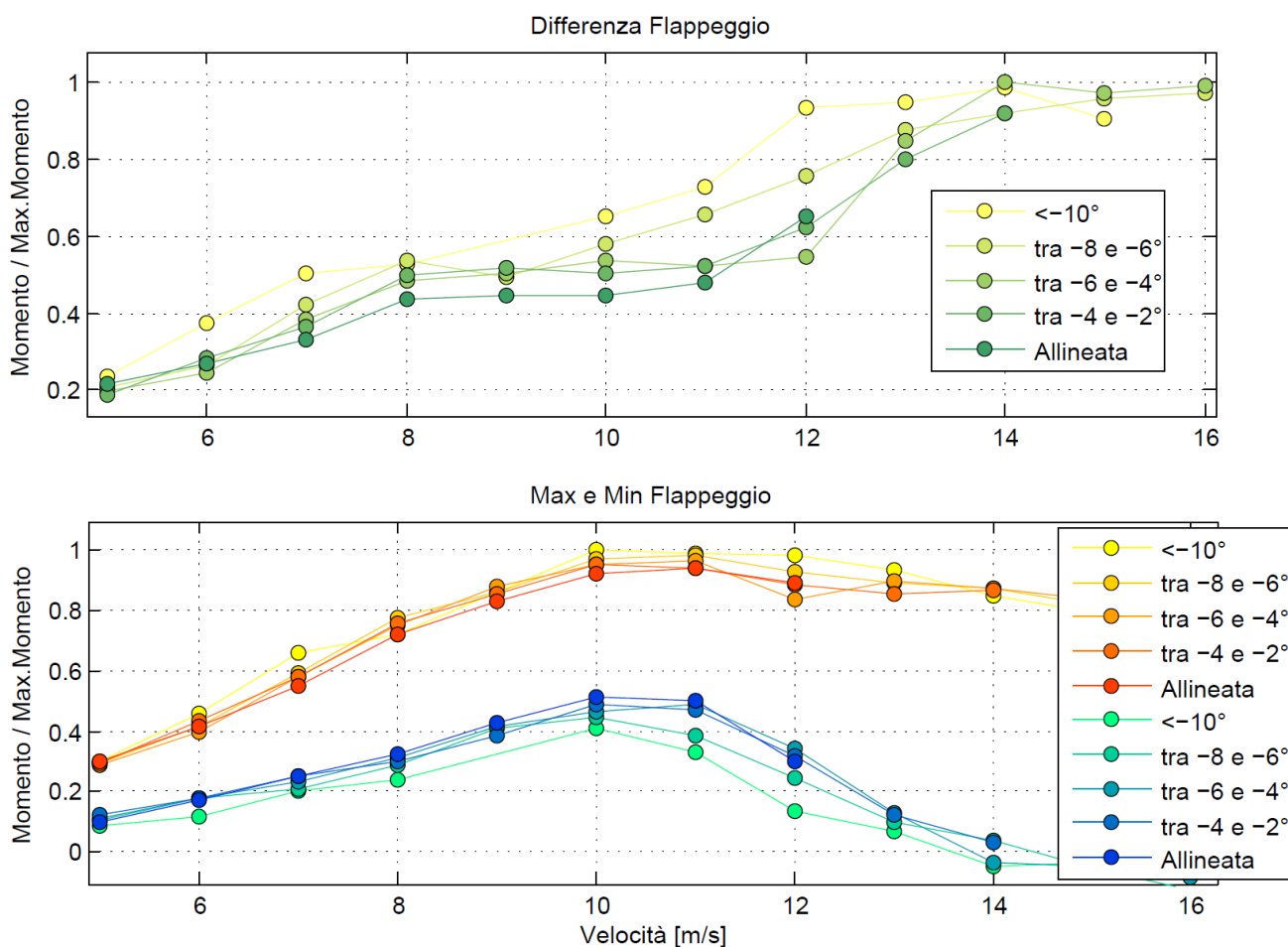


Figura 52 - Massimi e Minimi nel Flappeggio

Nella seconda metà della figura, le curve in scala di arancione rappresentano i massimi mentre le scale di blu e verde i minimi. E' evidente come la forbice (tra massimo e minimo) si allarghi man mano che il disallineamento cresce, conclusione ancor più evidente nella prima parte del grafico che riporta le differenze dei valori in funzione della velocità del vento.

Questo comporta, durante una singola rotazione, un'ampiezza di oscillazione del momento di flappeggio più grande in condizioni disallineate rispetto a regimi allineati.

Interessante notare anche che le forbici più ampie si ottengono a cavallo della velocità rated, probabilmente a causa del passo pala, che proprio in questi range comincia a lavorare.

Le variazioni calcolate nella figura sottostante vanno intese rispetto alla differenza tra massimo e minimo della condizione allineata del relativo bin. E' evidente come sia impossibile trascurare tale fenomeno, viste le percentuali in gioco.

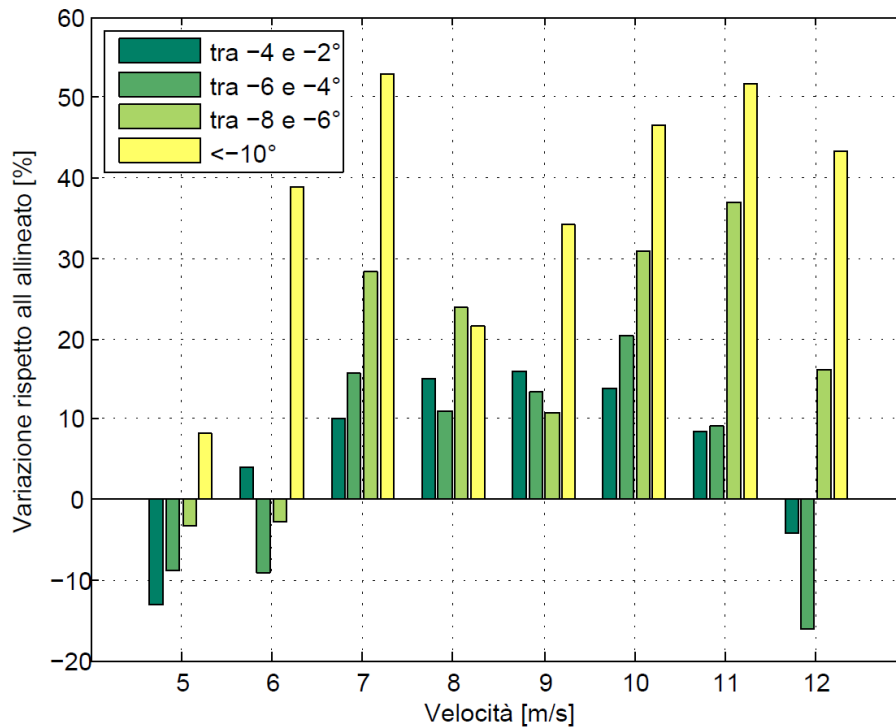


Figura 53 - Variazione percentuale Flappeggio

Per concludere:

- in ottica carichi di rottura il disallineamento non gioca un ruolo caratterizzante, l'aumento (o la diminuzione se si considerano valori positivi del disall.) nel modulo dei carichi è contenuto anche se non trascurabile, ma ben lontano da sforzi *ultimate* (basta notare come il valore del momento di flappeggio in Figura 48 a 10 m/s e "<-10" sia comunque più basso dell'allineato a "11 m/s"). Il regime di rotazione fa ancora da padrone nella definizione dei carichi ultimi (cioè l'aumento di carico dovuto all'aumento di velocità del vento e quindi di RPM è di gran lunga più rilevante rispetto all'incremento causato dal disallineamento).
- per quanto riguarda i carichi a fatica, il discorso è ben diverso. Per il conteggio della vita utile oltre chiaramente all'entità del carico, contano i cicli (frequenza) e l'ampiezza delle oscillazioni. E' evidente dalla come l'ampiezza sia cresciuta ma una veloce riflessione fa capire che crescono anche i cicli di oscillazione: in precedenza si era parlato di come il disallineamento comporti un effetto sull'incidenza delle pale molto simile a quello causato dallo shear atmosferico (effetto inverso sul singolo giro, vedi Figura 44) ma i due fenomeni non sono concordi. Si consideri la pala nelle 2 posizioni verticali (tip rivolta verso l'alto e verso il terreno) e si ricordi che la turbina in esame è sinistrorsa.

Gli effetti saranno:

<i>Posizione Pala</i>	<i>Shear</i>	<i>Disallineamento</i>
Top (tip verso il cielo)	+ velocità = + portanza + carico	Componente tang. del vento si combina con la ω di rotazione (concordi) = - velocità - carico
Bottom (tip verso il terreno)	- velocità = - portanza - carico	Componente tang. del vento si combina con la ω di rotazione (discordi) = + velocità + carico

La presenza del disallineamento introduce un ciclo di carico e scarico sul singolo giro che non è concorde con quello dello shear.

6.3.5. Analisi FFT

Per confermare i risultati ottenuti dall'analisi dei carichi pala, si è deciso di effettuare un'analisi in frequenza dello spettro di carico del flappeggio pala. Il carico viene campionato a 200Hz, il che ci permette di ottenere una risoluzione abbastanza nitida dello spettro di carico.

L'obiettivo dell'analisi è trovare un risultato che possa confermare l'aumento dell'ampiezza delle oscillazioni; in particolare, come spiegato nei Capitoli precedenti e associato che la conseguenza del disallineamento è un'oscillazione ciclica sul singolo giro, si sono analizzate le ampiezze della frequenza 1P della pala.

Sono stati selezionati una serie di dati: alcuni con disallineamenti superiori a 10° , altri dove l'errore era nullo ma tutti nello stesso regime di rotazione (RPM identici per tutti i dati, per escludere il solito dubbio circa la causa dell'incremento, vedi Capitolo 6.3.3) pari a 17.4 RPM.

I dati sono stati portati nel dominio delle frequenze e confrontati. In Figura 54 è visibile uno di questi confronti.

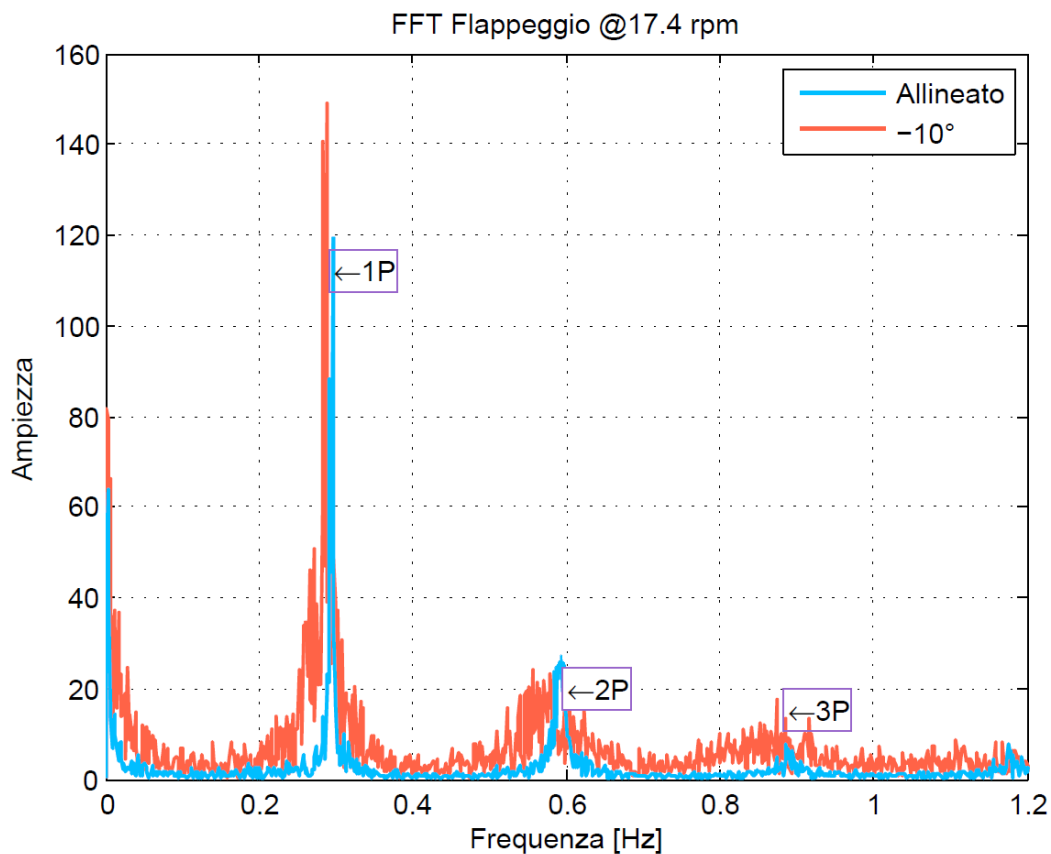


Figura 54 - FFT flappeggio

In rosso si vede la storia di carico di un file in cui il disallineamento era di circa -10° e risulta abbastanza evidente come la 1P sia decisamente più ampia nel caso disallineato rispetto a quello con turbina allineata (in azzurro), a conferma delle considerazioni fatte nel capitolo precedente.

Appurato il risultato, l'analisi prosegue estraendo da ogni dato valido, l'ampiezza della 1P (intercettandola grazie al dato di velocità di rotazione) per controllarne l'andamento. L'obiettivo è fornire un incontrovertibile risultato dell'aumento dell'ampiezza di oscillazione del carico in presenza di disallineamento.

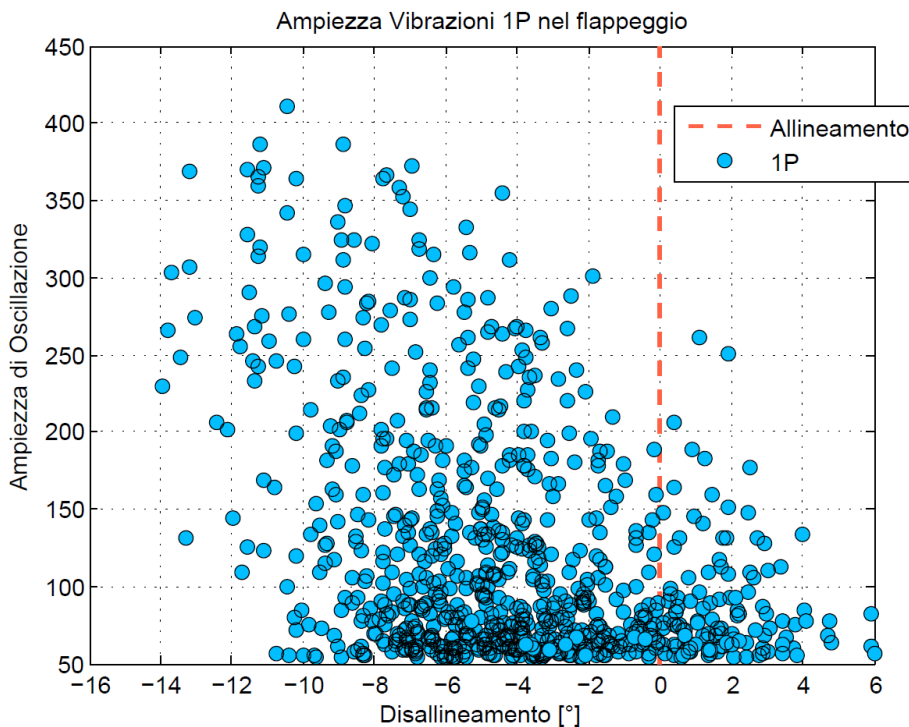


Figura 55 - Andamento delle 1P Flapping

La tendenza all'aumento delle ampiezze 1P con il disallineamento è evidente e ancora una volta si nota come la "base" non sia centrata a zero gradi ma decisamente più a sinistra (verso i disallineamenti negativi, attorno ai 4°).

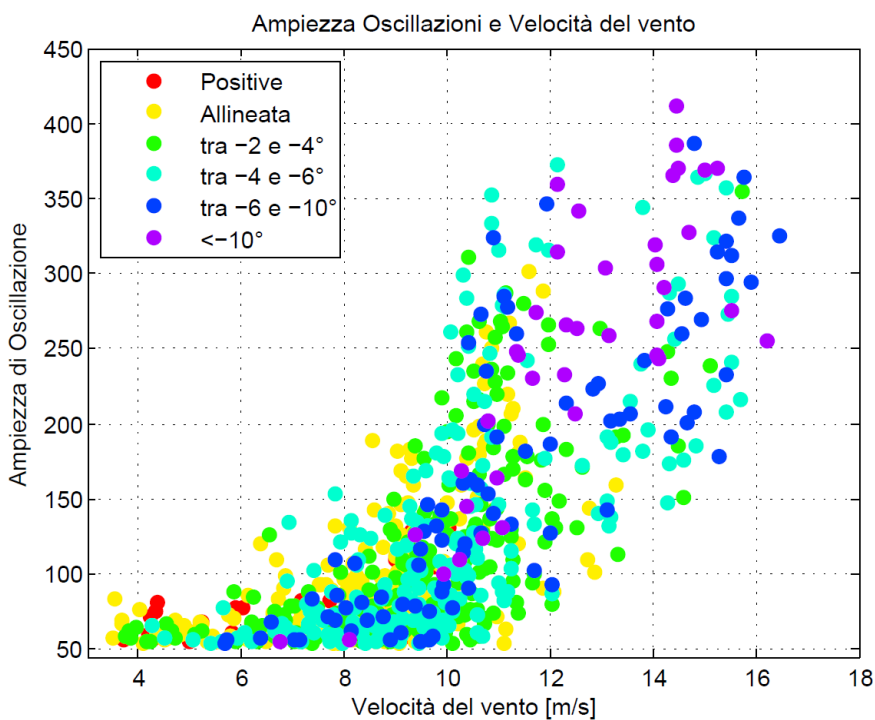


Figura 56 - Andamento delle 1P Flapping (bin.)

Anche in questa analisi però nasce il problema del regime di rotazione: è ormai assodato come, al crescere della velocità del vento salgano anche i carichi (in particolare si ricorda come i massimi aumentino e i minimi diminuiscano post rated) e di conseguenza in frequenza si nota un incremento delle oscillazioni. Per essere certi che i dati ad alte ampiezze appartengano ai regimi con disallineamento più elevato, anche qui si è operata una divisione in bins di disallineamento, e rappresentati in funzione della velocità del vento.

Subito in evidenza come i dati a disallineamento superiore a 10° (in viola nella Figura 56) occupino la parte di grafico con le ampiezze più elevate, come d'altronde era preventivato: alti disallineamenti equivalgono ad alte velocità del vento, quindi a grandi differenze di carichi di cui l'oscillazione 1P è figlia.

Se però si osserva una velocità (per esempio, i dati a 14 m/s) si nota facilmente come, pur essendo alla stessa velocità del vento, i dati viola (quella più disallineati) possiedano ampiezze molto più elevate rispetto ai dati verdi o blu (a disallineamento più basso).

Questo è un risultato importantissimo, che sveda tutti i precedenti dubbi circa la scarsa sensibilità delle grandezze caratteristiche della macchina nei confronti del fenomeno di disallineamento.

6.3.6. Effetto sulla torre

L'effetto del disallineamento sulla torre è simile a quello osservato sulle pale. D'altro canto, i carichi delle pale vengono trasmessi dal mozzo alla nacelle e da lì alla torre, non sorprende dunque la correlazione dei due risultati. Anche in questo caso, come in precedenza, più che nei carichi a rottura, è in quelli a fatica che si vede il grosso dell'effetto.

Prima di procedere è però necessario fare chiarezza (così come si era fatto con *flappeggio* e *ritardo* nel capitolo relativo alla pala) su cosa si intende per momenti e carichi torre.

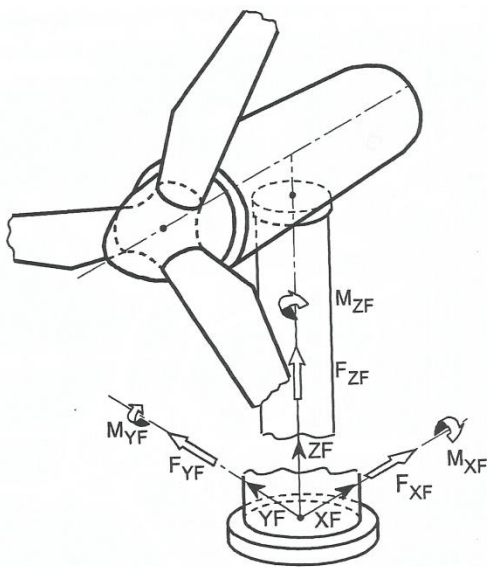


Figura 57 - Convenzioni per la torre

In Figura 57 viene riportata la convenzione di segno per i momenti torre.

E' importante evidenziare come il sistema di riferimento in questione non ruoti con la nacella. Per questo motivo, se la turbina ruota in *yaw* i due contributi si compongono e si perde il significato fisico del fenomeno.

Normalmente, proprio per ovviare a questo problema vengono definiti due momenti:

- *Tilt*: indica il momento M_y di Figura 57 ma tenendo conto della posizione della navicella, in pratica è l'indicazione del carico in direzione for. – aft della turbina
- *Roll*: indica il momento M_x ma anche questo contributo ruota con la nacelle e indica la situazione di carico side – side della macchina.

I due contributi vengono calcolati, a partire da M_x e M_y nonchè dall'indicazione di posizionamento della navicella rispetto alla condizione in Figura 57 (in pratica, lo Yaw) tramite la (6.5) e (6.6).

$$M_{Tilt} = M_y * \cos(Yaw) + M_x * \sin(Yaw) \quad (6.5)$$

$$M_{Roll} = M_x * \cos(Yaw) - M_y * \sin(Yaw) \quad (6.6)$$

Chiaramente di entrambi i contributi ne esiste un valore all'estremità della torre (*tip*) e uno alle fondamenta (*base*).

Le figure seguenti ritraggono l'andamento dei massimi e dei minimi per i momenti tilt (Figura 58) e roll (Figura 59) in testa e base torre.

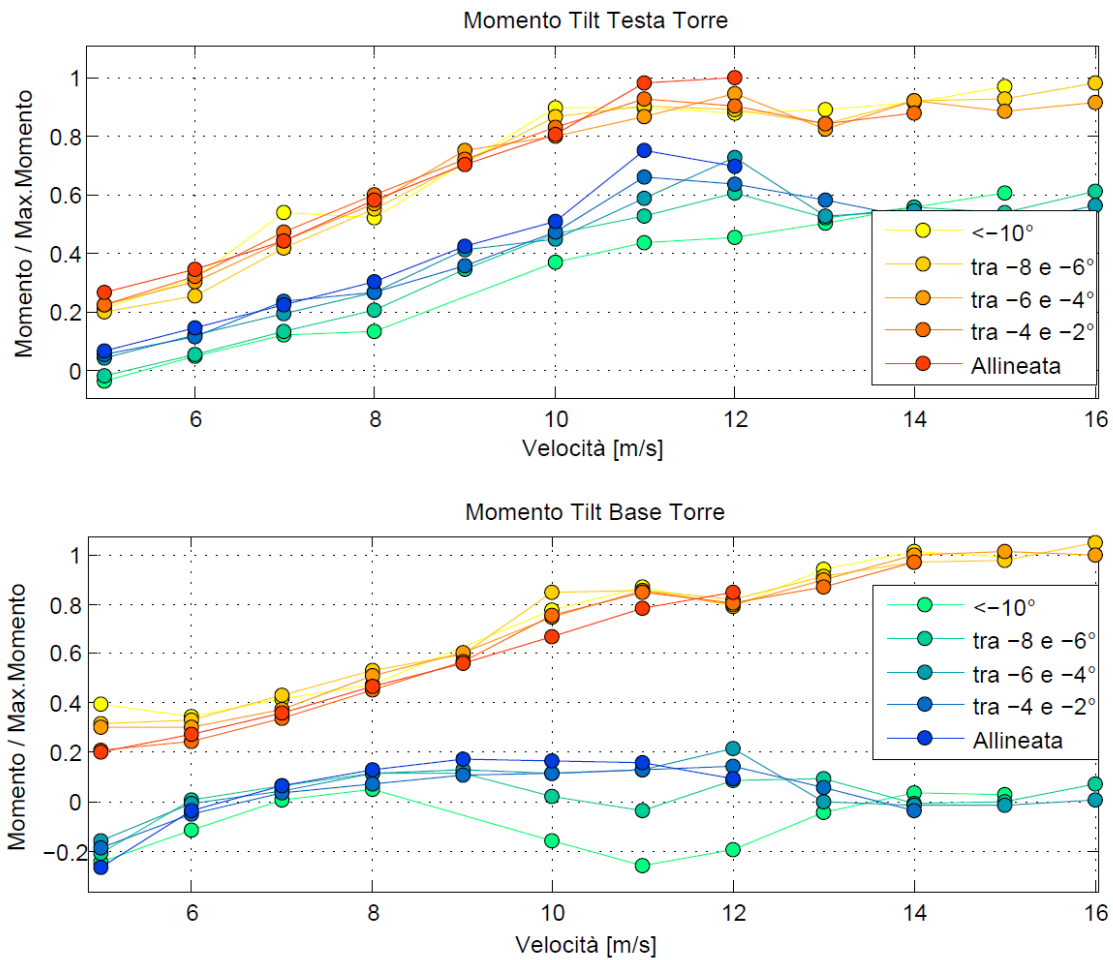


Figura 58 - Massimi e Minimi Tilt

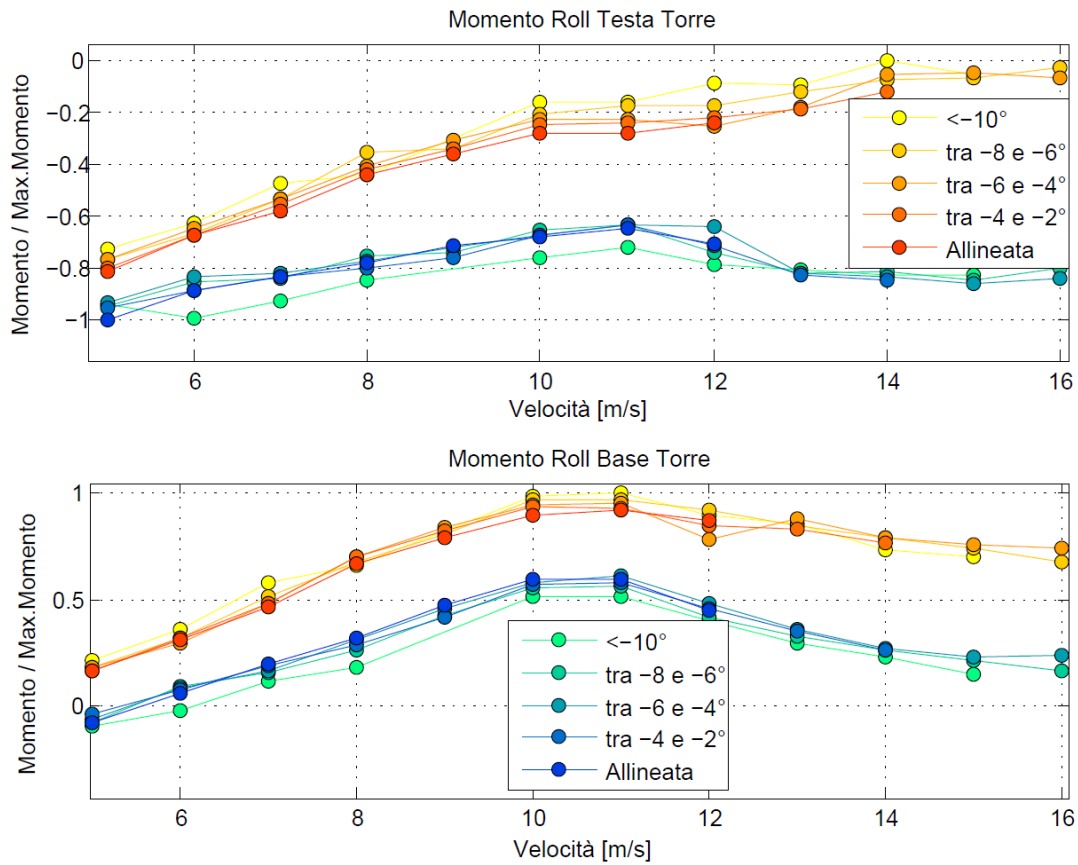


Figura 59 - Massimi e Minimi Roll

La somiglianza con l'andamento dei carichi pala è evidente quindi possono essere tratte le stesse conclusioni e cioè che, in ottica fatica e vita utile, la torre viene sollecitata (ampiezze e cicli) molto di più in condizione disallineata rispetto al funzionamento allineato.

6.3.7. Effetto del Passo Pala

Durante tutte le precedenti analisi si è ignorato il problema del pitch e la sua influenza sul fenomeno in oggetto.

E' evidente come, in una logica di flusso deviato dalla scia, un'ulteriore distorsione (anche se lieve) della corrente porterà comunque qualche effetto.

Il comportamento del disallineamento con il passo pala è difficile da analizzare, il flusso a valle del rotore è già complicato di suo senza l'aggiunta dello studio del passo variabile delle pale.

Da analisi preliminari emerge comunque una discreta influenza del passo sul fenomeno del disallineamento, riassunto in maniera concisa dalla Figura 60.

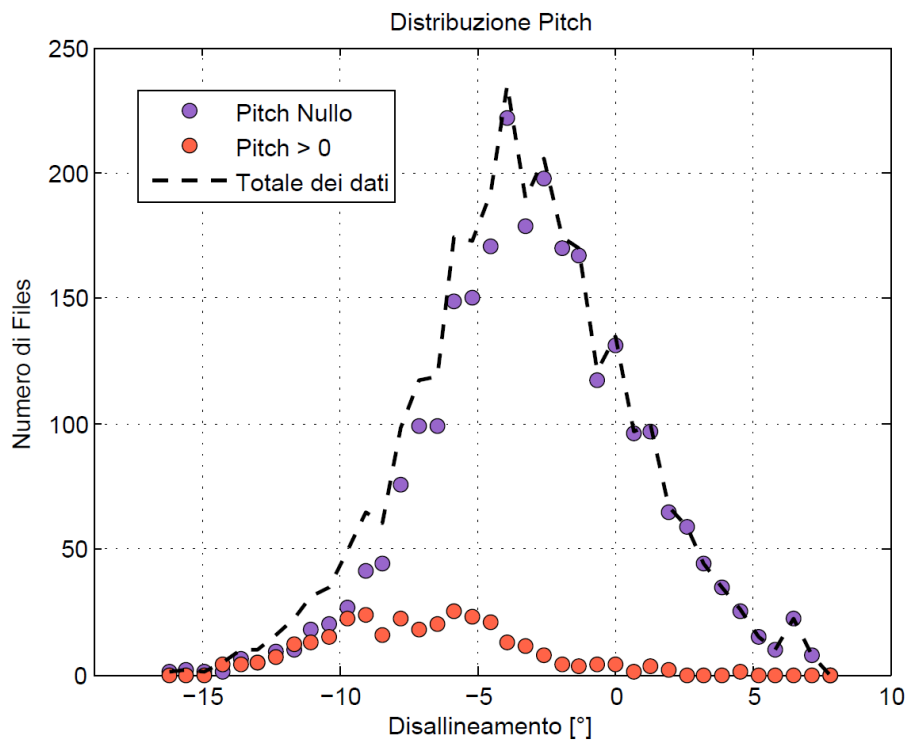


Figura 60 - Distribuzione Passo Pale

La figura sovrastante rappresenta la stessa analisi svolta nel capitolo 5.3.1 ma, invece che dividere le distribuzioni per range di RPM si è deciso di filtrare la presenza o meno del passo pala.

Si può apprezzare come la campana riferita al passo (in rosso) sia decisamente centrata più a sinistra (e quindi verso angoli di disallineamento più cospicui) rispetto a quella dei dati a passo nullo.

E' comunque importante ricordare che a venti alti si registrano i disallineamenti più elevati e che il controllo in passo agisce solo (o quasi) dopo la velocità rated, quando la velocità del vento è già ragguardevole. L'influenza del passo pala sul disallineamento potrebbe quindi essere minore rispetto all'effetto visto in Figura 60, di certo si sa solo che quando il passo varia, il disallineamento cambia abbastanza bruscamente, come è possibile vedere dalla Figura 61, i cui dati in verde si riferiscono alla presenza di passo non nullo sulle pale.

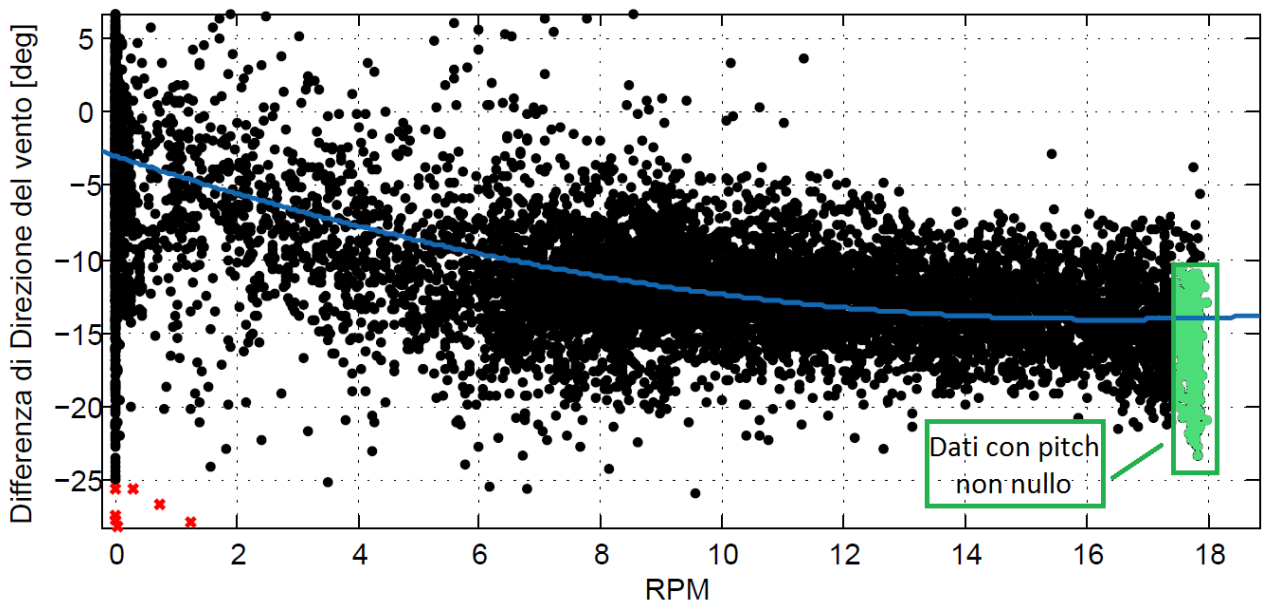


Figura 61 – Passo pale e disallineamento

6.4. Analisi dei Dati Simulati

In tutta l'analisi, fino ad ora, abbiamo usato i dati reali. E' un chiaro vantaggio rispetto all'analisi simulata, soprattutto quando si studiano fenomeni complessi come può essere il campo di moto dietro il rotore di un aerogeneratore eolico. I dati reali però sono difficili da ottenere, richiedono mesi di misura e sono costosi a causa dell'attrezzatura necessaria.

Le simulazioni sono un ottimo compromesso tra affidabilità e costo e, come noto, gran parte della certificazione e del design iniziale si appoggiano a questo strumento.

Il nostro obiettivo è simulare il normale funzionamento della turbina e quello disallineato (da entrambi i lati) per osservare come e se il comportamento simulato trova riscontro con i dati reali.

Per la simulazione ci si è appoggiati al software Bladed, il modello della turbina utilizzata è lo stesso utilizzato durante l'analisi con dati reali (LTW80).

Sono state svolte 18 simulazioni, 9 turbolente e 9 prive di raffiche. Dall'analisi delle prime 9 è però emerso che il fenomeno veniva nascosto dalla turbolenza, e l'andamento era quindi meno chiaro che nelle simulazioni non turbolente. Dato che l'obiettivo è lo studio dei carichi a fatica, si è optato per una maggiore nitidezza nelle simulazioni e quindi i risultati che seguono appartengono solo alle simulazioni non turbolente.

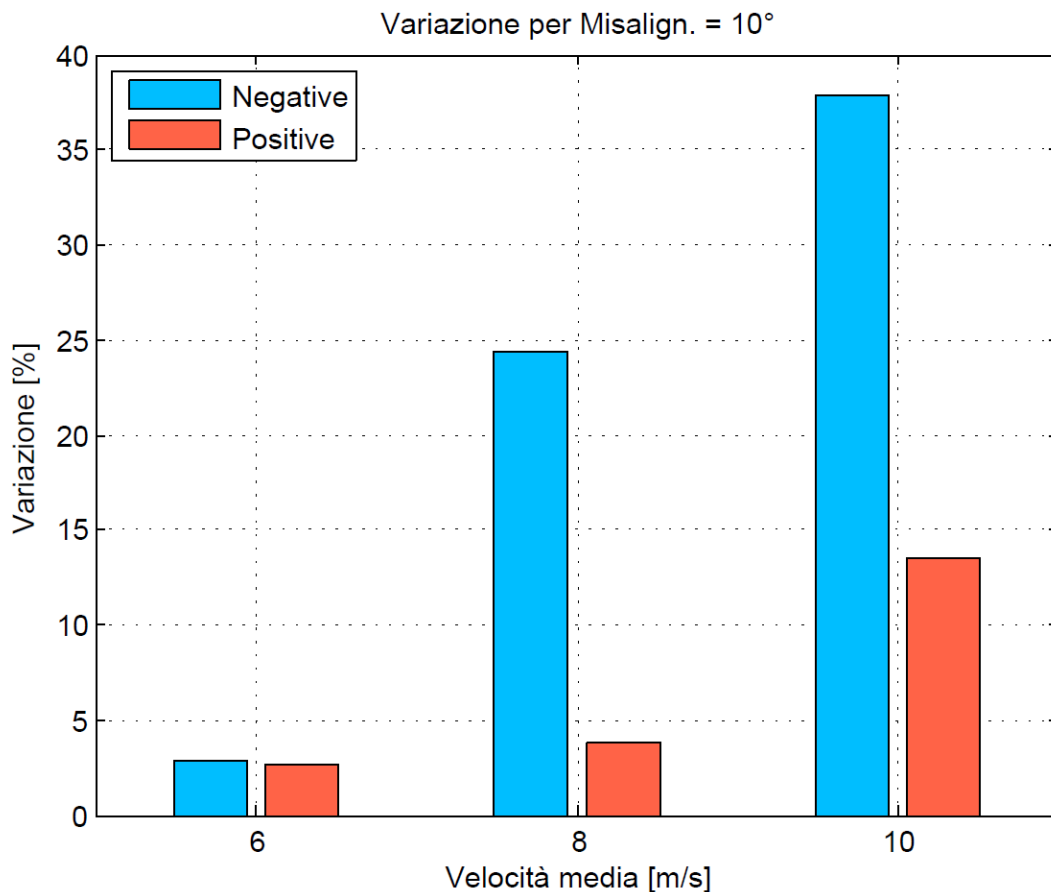


Figura 62 - Variazione Simulazioni

Verranno analizzati solo i momenti di flappeggio pala, memori dei risultati praticamente identici ottenuti per la torre durante l'analisi con i dati reali.

Le simulazioni sono divise in gruppi di 3, ognuno corrispondente ad una velocità media del vento che investe la turbina.

Di ogni gruppo da 3, una ha il flusso è allineato (e il risultato verrà utilizzato come riferimento), una ha un disallineamento di 10° (*Positive*, in rosso) mentre l'ultima ha lo stesso valore di disallineamento ma dall'altro lato (*Negative*, in azzurro).

Calcolati i carichi a fatica (tramite analisi rainflow) si procede con la stima della variazione rispetto alla condizione indisturbata (cioè a disallineamento nullo).

Anche in questo caso, l'aumento di ampiezza rispetto alla condizione allineata causa un evidente incremento nei carichi a fatica.

Il risultato simulato conferma quindi quanto detto durante l'analisi con dati reali.

6.5. Correzione del disallineamento

Alla luce dei risultati ottenuti, è chiaro quanto sia dannoso per la macchina lavorare in questo regime e come il problema vada assolutamente corretto.

Si è ideato un controllo in retroazione sulla misura di yaw, partendo dal dato noto rappresentato dalla retta di regressione fornita dai dati misurati (vedi Figura 64).

Il sistema, prima di utilizzare il dato di misura anemometrica per il normale controllo yaw, lo corregge entrando nel grafico (in Figura 64) con la misura di bordo ed uscendo con la misura corretta.

Tale dato viene poi utilizzato dal sistema di controllo per svolgere le normali funzioni di allineamento al vento, come in Figura 63.

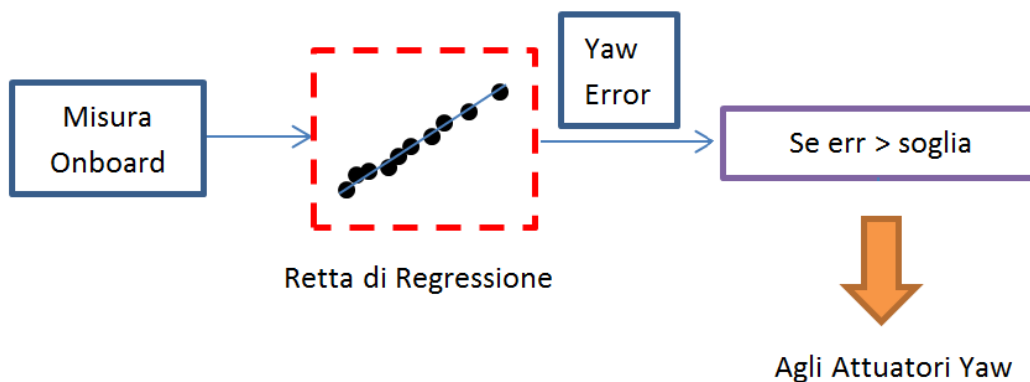


Figura 63 - Correzione dell'errore

Dopo che si ottiene un'indicazione corretta dell'errore di yaw, si può procedere con il normale controllo yaw (sempre se l'errore ha superato una certa soglia sotto la quale il controllo evita la movimentazione per evitare continue attuazioni, costose dal punto di vista energetico).

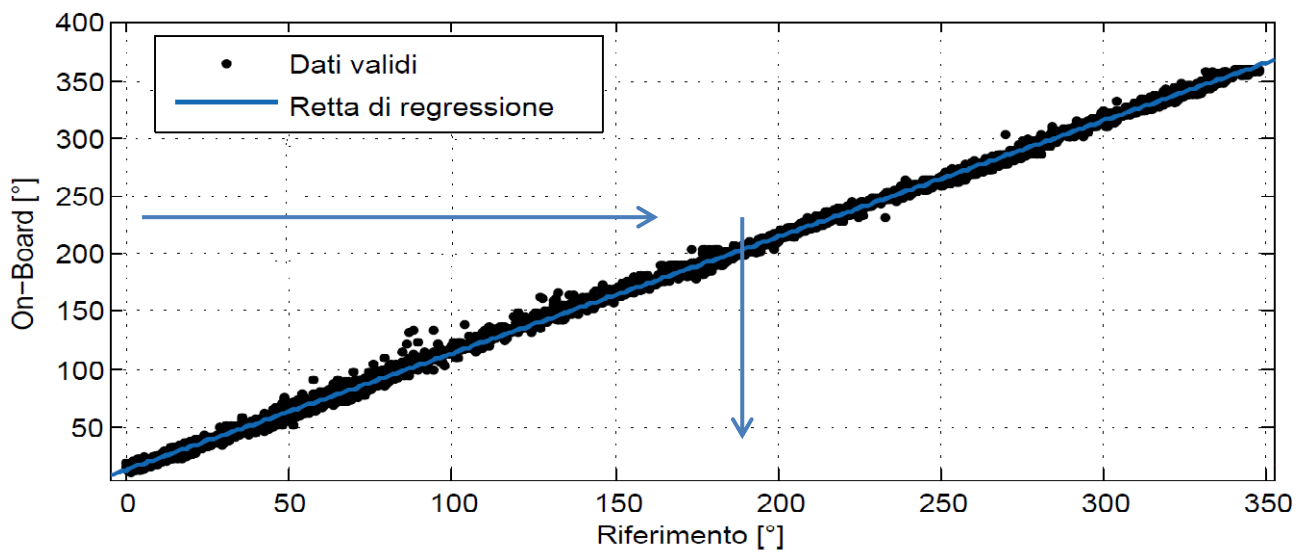


Figura 64 - Retta di regressione

L'efficacia del sistema di correzione qui esposto è ancora da quantificare, visto che l'algoritmo è tutt'ora in prova su turbine eoliche Leitwind.

7. Conclusioni e Sviluppi Futuri

L'anemometria di bordo è un tema complesso che solo di recente ha attirato l'attenzione delle autorità certificatrici (la normativa IEC-61400-12-2 è del 2013).

Per quanto riguarda il discorso di stima della velocità del vento, l'anemometro di bordo è pienamente utilizzabile a patto di costruire una NTF che ne corregga la misura e di accettare una più ampia fascia di incertezza nella misura della curva di potenza, che però potrebbe anche rappresentare una tutela da parte delle ditte costruttrici di aerogeneratori per quanto concerne la produzione di energia elettrica. Nel caso in cui non si utilizzi l'NTF, la misura è del tutto inutilizzabile e riduce drasticamente le prestazioni misurate della macchina.

Per quanto concerne il problema del disallineamento, il discorso si complica ulteriormente.

Non solo il questo fenomeno cresce con la velocità del vento (e quindi con gli RPM), ma non è simmetrico (la turbina si disallinea solo da un lato) e fa aumentare le oscillazioni di carico a cui sono sottoposte pale e torre, tendenza confermata dall'analisi FFT della 1P del flappeggio pala.

Sebbene nel caso in esame ne le prestazioni ne i carichi a rottura risultino particolarmente sensibili a questo fenomeno, per quanto riguarda la vita utile e la fatica, il disallineamento è invece decisamente non trascurabile, trend confermato sia da analisi svolte sui dati reali che grazie a simulazioni Bladed. Non si è chiarito a fondo l'impatto del pitch su questo fenomeno, anche se le analisi preliminari sembrano affermare che ci sia forte dipendenza tra il disallineamento e il controllo in passo delle pale.

Vista la non simmetria del fenomeno, è importante far notare che, se in qualche modo si riuscisse a ruotare la turbina nella direzione opposta al lato dove si disallinea effettivamente la macchina (dal lato delle direzioni positive, come descritto in) i carichi sulle pale (e quindi sulla torre) tendono a diminuire.

In questo senso, attuare una correzione di questo tipo sarebbe l'equivalente di introdurre un passo pala "ciclico" sul giro (del tutto simile a quello che accade con i rotori degli elicotteri) solo che verrebbe svolto semplicemente alterando l'incidenza che le varie pale incontrano lungo il giro invece che da una vera e propria attuazione idraulica.

La correzione attualmente in fase di test è una mera taratura volta a minimizzare tali effetti mentre si realizza una soluzione più raffinata.

Per le macchine dove le prestazioni (la potenza) risultino sensibili a tale fenomeno, sarebbe possibile ideare un sistema di autodiagnosi del disallineamento semplicemente costringendo la turbina a tendere alla direzione dove la produzione elettrica è maggiore (dalla teoria, tale direzione dovrebbe essere proprio quella di disallineamento nullo).

Per tutte le altre macchine, invece che sulle prestazioni, si potrebbe incentrare il controllo sulla minimizzazione dei carichi istantanei (anche se le analisi hanno mostrato come tali valori non varino in maniera netta al crescere del disallineamento) o sulla minimizzazione dell'ampiezza della 1P (che invece cresce nettamente con l'aumento di disallineamento ma costringe alla costruzione di una FFT istantanea, il cui valore potrebbe non essere sempre rappresentativo).

8. Bibliografia

- [Ref.1] IEC 61400-12-1 Ed.1: Wind Turbines – Part 12-1: Power Performance measurements of electricity producing wind turbines, 2005
- [Ref.2] IEC 61400-12-2 Ed.1: Wind Turbines – Part 12-2: Power Performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry , 2013
- [Ref.3] Albers, A. e Hinsch, C.: Abhängigkeit des Leistungsverhaltens großer Windenergieanlagen von verschiedenen meteorologischen Parametern. *DEWI Magazin*, **Nr. 9**, 40 – 49, 1996
- [Ref.4] van Radeck, H.: Turbulence Correction of Power Curves. *DEWI Magazin*, **Nr.24**, 56 -62, 2004
- [Ref.5] Palabazzer, R.: Sistemi Eolici. *Rubettino Editore*, 2004.
- [Ref.6] Kragh, A. e Fleming,P.: Increased Power Capture by Rotor Speed-Dependent Yaw Control of Wind Turbines. *Journal of Solar Energy Engineering*, **Nr. 135**, 2013
- [Ref.7] GL Wind 2003 IV part 1: Guidelines for the certification of wind turbine, 2003
- [Ref.8] Documentazione interna Leitwind
- [Ref.9] Eichhorn,K.: The change of power curves as a function of various meteorological parameters, 2013
- [Ref.10] Smaili,A.: Numerical modelling of flow around wind turbines using a hybrid method based on the Navier-Stockes solver and the generalized actuator disc concept
- [Ref.11] Mamidipudi,P.: Yaw Control: the Forgotten Control Problem, *EWEA*, 2011
- [Ref.12] Wouter,H.: Wind Turbine aerodynamics in Yaw, 2011
- [Ref.13] Courtesy of National Instruments
- [Ref.14] Courtesy of Frandsen S.: Generics of Wind Turbine Nacelle Anemometry, *EWEA*, 2009
- [Ref.15] Zahle,F. e Sørensen,N.: Characterisation of the Unsteady Flow in the Nacelle Region of a Modern Wind Turbine, *Wind Energy Division*, 2009
- [Ref.16] Courtesy of ACUSIM Software, Inc

9. Ringraziamenti

Il ringraziamento più grande va ai miei genitori, che mi hanno sempre lasciato carta bianca nelle decisioni della mia vita. Senza il vostro supporto, nessuna delle tante tappe del mio lungo percorso sarebbe stata possibile. Siete il mio porto sicuro in questo mondo in tempesta.

Un grazie di cuore a tutta la famiglia: agli zii e alle zie; ai cugini e cugine: per me siete fratelli e sorelle.

A Martina, che mi sopporta da tempo immemore anche se il tempo per vedersi è poco e quei 200 chilometri sembrano sempre troppi.

Ai tre col braccialetto. Anche se siamo su strade diverse, è l'adolescenza che ci unisce (anche se, ahì noi, è ormai alle nostre spalle).

Al gruppo di Stintino, che ogni anno da tutta la vita mi regala 15 giorni di follie, risate ed alcol. Dicono che la strada dell'eccesso conduca al palazzo della saggezza. O del trapianto di fegato.

Agli compagni di sventure del Polimi. Grazie per aver reso vivibili quei pazzi anni di studio, di inferno e d'esami.

A Samuele, Amedeo, Michele, Maurizio, Federica, Marco, Paolo, Matteo, Maddalena e tutti i ragazzi della ricerca e sviluppo Leitwind. Grazie per avermi accolto così calorosamente, per la compagnia, per l'inestimabile aiuto nell'attività svolta e per avermi mostrato come competenza e simpatia possano coesistere.

Al professor Bottasso e al professor Croce, per l'aiuto e l'assistenza fornita nel redigere questa tesi.

Agli amici di sempre, di oggi e di ieri, a tutti quelli che hanno contribuito, anche solo con un pezzettino, a portarmi fino a qui.

Grazie a tutti.

F.

