

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ENERGETICA

***UN SISTEMA DI CONTROLLO PER LA MASSIMA POTENZA ESTRAIBILE DA
UNA TURBINA EOLICA AD ASSE VERTICALE COMPOSTO DA UN
CONVERTITORE DC-DC ED UNA RESISTENZA DI FRENATURA***

RELATORE: Prof. Ernesto Benini

CORRELATORE: Ing. Gabriele Bedon

LAUREANDO: Michele Panciera

Anno Accademico: 2014-2015

Sommario

Lo scopo di questa tesi è l'analisi e la simulazione di un sistema di conversione dell'energia prodotta da un aerogeneratore ad asse verticale. Tale sistema è costituito da più componenti; oltre alla turbina eolica, l'albero di trasmissione dell'energia meccanica ed il generatore elettrico, è di particolare interesse l'inserimento di un sistema per garantire la frenatura della turbina nel caso di venti particolarmente intensi, composto principalmente da una resistenza elettrica, ed infine di un convertitore DC-DC (buck- converter), il cui scopo è permettere all'intero sistema di convertire la maggiore potenza possibile, condizione raggiungibile ricercando continuamente le condizioni di lavoro ottimali della turbina. Le simulazioni ed i rispettivi risultati evidenzieranno la capacità del sistema di ottimizzare la produzione energetica dell'impianto, inserendo come carico semplicemente una resistenza elettrica (dump load).

Una delle maggiori difficoltà associate alla produzione di energia dalla fonte eolica è legata all'incapacità di poter prevedere l'intensità del vento. Infatti, anche nei migliori siti dal punto di vista della ventosità, si manifestano variazioni in termini di velocità e direzione che complicano l'effettiva estrazione dell'energia cinetica legata al vento. Più grandi vengono costruite le turbine eoliche, più complessi diventano gli organi destinati al controllo e quindi all'adattamento della macchina al variare delle caratteristiche del vento. Il sistema di controllo successivamente analizzato permetterà di costruire l'intero sistema senza la necessità di utilizzare anche l'anemometro, contenendo così il costo dell'intero impianto.

Per quanto riguarda le turbine di piccola taglia, esse sono solitamente meno sofisticate, ma presentano comunque dei sistemi di controllo per garantire ottime prestazioni.

Un sistema di controllo come quello di cui si discuterà nei successivi capitoli, viene realizzato principalmente per le seguenti ragioni:

1. Prevenire danni alla turbina;
2. Prevenire eventuali danni al carico;
3. Massimizzare la produzione dell'energia.

Turbine di piccola taglia in passato venivano costruite in genere, in modo da essere robuste con controlli meccanici avanzati, ma con meccanismi di controllo per le prestazioni più modesti. Con l'evoluzione dei componenti elettronici e dei microcontrollori tuttavia è stato possibile migliorare anche questi ultimi. Discuteremo pertanto nei prossimi capitoli come poter realizzare un sistema di controllo simile (Peak Power Tracking Controller), utilizzando un microcontrollore legato ad un convertitore DC-DC, capace di adattare le caratteristiche del carico ("Impedance Matching"), al fine di garantire il funzionamento della turbina nelle condizioni più favorevoli dal punto di vista aerodinamico ($\max C_p$) ed elettrico (il rendimento del generatore, tale per cui $P_{el} = \eta_{gen} P_{mech}$ è funzione del numero di giri).

Indice

1	Introduzione	14
1.1	Il vento come risorsa	14
1.2	Ventosità	18
1.3	Tipologie di aerogeneratori	21
1.4	Costi e prospettive future	24
2	Teoria delle turbine eoliche	28
2.1	Teoria unidimensionale e legge di Betz	28
2.2	Prestazioni reali delle turbine eoliche	34
3	Sistema di conversione dell'energia	46
3.1	Turbina ad asse verticale- Tipo Darrieus	46
3.2	Generatore sincrono a magneti permanenti	49
3.3	Raddrizzatore a diodi	52
3.4	Convertitore DC-DC	54
3.5	Resistenza di frenatura	61
3.6	Freno d'emergenza	66
4	Analisi del modello creato con Simulink	71
4.1	Modello aerodinamico	71
4.2	Equazione del moto	73
4.3	Modello della resistenza di frenatura	74
4.4	Sistema elettrico e di controllo	76
4.5	Risultati	83
5	Conclusioni	95
	Bibliografia	97

Elenco delle figure

Figura 1: *Il moto delle masse d'aria calde e fredde responsabili delle zone di alta e bassa pressione.*

Figura 1.2: *Mappa eolica mondiale; velocità del vento media a 10 m dal suolo.*

Figura 1.3: *Curve di Weibull con diversi valori di k .*

Figura 1.4: *Esempio di densità di probabilità e di probabilità cumulata della velocità per un dato sito con $k=2$ e $s=7.9$.*

Figura 1.5: *Tipologie di generatori eolici ad asse verticale.*

Figura 1.6: *Aerogeneratori ad asse orizzontale.*

Figura 1.7: *Rappresentazione del progetto Aerogeneratore X.*

Figura 1.8: *Rappresentazione del progetto italiano KitGen.*

Figura 2.1: *Campi di velocità e pressione a monte, in prossimità e a valle del disco attuatore.*

Figura 2.2: *Volume di controllo di una turbina eolica.*

Figura 2.3: *Coefficienti C_p e C_T in funzione del fattore di induzione assiale per una turbina eolica ad asse orizzontale.*

Figura 2.4: *L'espansione della scia e del salto di velocità per il modello monodimensionale di una turbina eolica ideale.*

Figura 2.5: *Vista schematica dello stato di scia turbolenta indotta dallo strato di taglio libero del bordo di uscita.*

Figura 2.6: *Moto elicoidale impresso alla scia.*

Figura 2.7: *Schema per la Teoria Vortisosa, caratterizzata dall'analisi degli elementi palari.*

Figura 2.8: *C_{PR} in funzione di λ .*

Figura 2.9: *Rappresentazione delle azioni esercitate dal vento sugli elementi palari.*

Figura 2.10: *Distribuzione delle forze sulle pale in direzione assiale e tangenziale.*

Figura 2.11: *Distribuzione delle pressioni sulle facce della pala.*

Figura 2.12: *Andamento dei coefficienti di portanza e resistenza in funzione dell'angolo d'attacco per un particolare Re .*

Figura 2.13: *Situazione ottimale di funzionamento evidenziata sulla curva del coefficiente di Drag in funzione del coefficiente di Lift.*

Figura 2.14: Componenti di forza che agiscono su di un elemento di pala.

Figura 2.15: Andamenti del coefficiente di potenza rotorico in funzione di λ , E ed il numero di pale.

Figura 2.16: Valori indicativi e campi operativi di diverse tipologie di turbine eoliche.

Figura 2.17: Curve di potenza aerodinamica al variare della velocità del vento, in funzione del numero di giri.

Figura 2.18: Tipica caratteristica di potenza prodotta da un aerogeneratore in funzione della velocità del vento.

Figura 3.1: Vista di una turbina ibrida Darrieus-Savonius.

Figura 3.2: Potenza aerodinamica in funzione della velocità di rotazione e per diversi valori della velocità del vento a partire da 4m/s fino a 15 m/s (curva più a destra).

Figura 3.3 - Sezione circonferenziale di un motore sincrono a magneti permanenti costituito da due poli, nel quale i magneti vengono posti nel rotore, ed i conduttori delle diverse fasi nello statore.

Figura 3.5: Raddrizzatore a diodi trifase.

Figura 3.6a,b: Comportamento di ciascun diodo in funzione delle tre tensioni in ingresso e andamento della tensione in uscita del raddrizzatore prima del condensatore.

Figura 3.7: Schema rappresentativo del convertitore buck e della tecnica di controllo per il Maximum Power Point Tracker.

Figura 3.8: Algoritmo di controllo Perturb and Observe; si noti che per variazioni nulle della potenza non viene modificato il duty cycle.

Figura 3.9: Tensioni e correnti nello stato on e off, e segni convenzionali delle diverse grandezze elettriche.

Figura 3.10: Andamenti delle tensioni e correnti nei diversi stati (switch state pari a 1 quando si ha interruttore chiuso e 0 con quest'ultimo aperto).

Figura 3.11: Rappresentazione di un IGBT.

Figura 3.12: Schema rappresentativo di un impianto eolico di questo tipo; si noti la presenza di un freno a disco d'emergenza sottostante il rotore.

Figura 3.13: Schema di un circuito di frenatura con relè e controller.

Figura 3.14: Esempio tecnica di controllo per isteresi.

Figura 3.15: Tecnica PWM per l'azionamento dell'interruttore.

Figura 3.16: Schema semplificato di un modulatore PWM analogico.

Figura 3.17: Rappresentazione del segnale prodotto e del duty cycle attraverso la modulazione PWM.

Figura 3.18: Modulazione PWM con V^* non costante.

Figura 3.19: Schema rappresentativo della tipologia di modulazione PWM che si intende realizzare per l'azionamento della resistenza di frenatura.

Figura 3.20: Disco del freno e dimensioni relative alle diverse configurazioni.

Figura 4.1a,b: Blocchi reattivi al sottosistema "Modello Aerodinamico".

Figura 4.2a,b: Blocchi relativi al sottosistema dell'Equazione del moto.

Figura 4.3a,b: Blocchi relativi al sottosistema Resistenza di Frenatura.

Figura 4.4: Schema monofase del generatore.

Figura 4.5: Curve di potenza e di efficienza del generatore scelto.

Figura 4.6: Connessione raddrizzatore a diodi-generatore.

Figura 4.7: Ricerca del MPP.

Figura 4.8: Modello complessivo realizzato con Simulink.

Figura 4.9a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione in prossimità del MPP (velocità del vento pari a 10 m/s).

Figura 4.10a: Andamento della potenza elettrica.

Figura 4.10 b: Andamento della velocità di rotazione.

Figura 4.11a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione per questo caso.

Figura 4.12d: Potenza dissipata nella resistenza di frenatura in un breve intervallo temporale.

Figura 4.13: Andamento della velocità in un minuto significativo. Le velocità oscillano tra un valori inferiori della velocità nominale, e sono assunte costanti in brevi intervalli di 0,5 secondi.

Figura 4.14a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione per la prova a velocità variabile (valori inferiori alla velocità nominale).

Figura 4.15: Andamento della velocità in un intervallo di 5 secondi nel quale la velocità del vento supera per tutto l'intervallo il valore nominale.

Figura 4.16a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione in un intervallo in cui la velocità del vento supera il valore nominale.

Figura 4.17: Andamento della velocità temporale in un intervallo in cui la velocità del vento supera inizialmente il valore nominale, dopodiché diventa inferiore allo stesso, lo supera nuovamente e si avvia infine ad assumere valori inferiori attorno 9 m/s.

Figura 4.18: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione relativi all'ultima simulazione.

1. Introduzione

1.1. Il vento come risorsa

Nel passato l'uomo ha sempre sfruttato l'energia eolica. Infatti il vento è stato a lungo sfruttato per fornire la forza propulsiva alle barche a vela ed ai velieri, o ad esempio per muovere i mulini a vento.

Al giorno d'oggi, questa fonte energetica rappresenta una delle più importanti fonti rinnovabili dalla quale si può produrre l'energia elettrica, ed un'alternativa all'impiego dei combustibili fossili nel settore energetico.

Recentemente è cresciuto infatti, l'interesse verso questa fonte per tutti le ragioni riguardanti le problematiche ambientali emerse negli ultimi decenni, e le difficoltà di poter prevedere con certezza la futura disponibilità degli stessi combustibili fossili.

Le caratteristiche principali che rendono vantaggiosa questa fonte sono l'abbondanza e la distribuzione globale sulla terra, il fatto di essere rinnovabile e di non produrre emissioni di anidride carbonica o altri gas serra durante la produzione d'energia ed infine l'impatto ambientale contenuto per quanto riguarda l'occupazione del suolo, nonostante però sia sempre da considerarne l'impatto visivo.

Esistono diverse tipologie di turbine eoliche a seconda della geometria con la quale vengono costruite; se ne trovano sia ad asse verticale che ad asse orizzontale e possono essere costituiti da un numero di pale variabile, anche se le configurazioni più frequenti sono costituite da turbine ad asse orizzontale (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbine) con un numero di pale generalmente pari a tre.

La maggior parte delle diverse fonti rinnovabili proviene dall'irradiazione solare; le uniche fonti rinnovabili che non dipendono principalmente da questo fenomeno, sono quella legata alle maree, legate all'attrazione gravitazionale della terra col sole e la luna, e quella geotermica. Si può calcolare un valore indicativo dell'energia incidente sulla superficie terrestre, equivalente a $1,77 \cdot 10^{14}$ kWh ogni ora; tuttavia solo una frazione di questa viene effettivamente assorbita, circa il 70%. Essendo il riscaldamento subito dalla superficie della terra e dalla troposfera (fascia dell'atmosfera a contatto diretto con la stessa superficie) non uniforme, si generano di conseguenza dei gradienti di temperatura, che a loro volta determinano dei moti convettivi: ad esempio il forte irraggiamento che si manifesta nella fascia equatoriale fa sì che in quella zona si ottenga una risalita dell'aria, che a bassa quota si è riscaldata, permettendo così all'aria presente negli strati superiori, proveniente da diverse latitudini di rioccupare quegli strati a bassa quota. Inoltre le correnti d'aria che sono risalite a quote maggiori, si raffreddano poi, ridiscendendo in zone all'incirca posteva 30° di latitudine Nord e Sud.

Si individuano pertanto delle "celle" di circolazione di queste correnti che si spostano nelle diverse latitudini intorno alla zona equatoriale e a quelle subtropicali.

Altre due "celle" di circolazione ancora si possono individuare, questa volta però attorno alle fasce situate nelle latitudini a 30° e 60° Nord e Sud.

Altri fattori poi possono concorrere a determinare le caratteristiche del vento (velocità locale e direzione); ad esempio ragionando in scala locale, la presenza di ostacoli naturali e la conformazione irregolare del suolo, oltre che a possibili gradienti di temperatura che si manifestano tra il mare e la terraferma, possono condizionare la circolazione delle masse d'aria; difatti le correnti d'aria circolano più intensamente su superfici ampie e piatte come il mare: non a caso si nota molto interesse in particolare, per gli impianti eolici costieri o marini (offshore). Il vento inoltre si intensifica in prossimità delle cime delle alture o nelle vallate che si estendono parallelamente alla direzione principale che assume il vento, mentre diventa meno intenso su superfici irregolari, che si possono riscontrare nelle città.

Si può affermare che l'atmosfera tenda a ripristinare continuamente l'equilibrio di pressione; in questo modo l'aria si sposta dalle zone dove la pressione è maggiore verso quelle in cui è minore. Il vento si può così intendere come la circolazione di una massa d'aria, caratterizzata da una propria velocità e direzione, tra zone di diversa pressione. Maggiore è il gradiente di pressione, tanto più rapido sarà lo spostamento dell'aria e più intenso sarà il vento. L'intensità del vento varia su una scala di giorni, ore e minuti, dipendendo delle condizioni meteorologiche che si manifestano nel sito in questione.

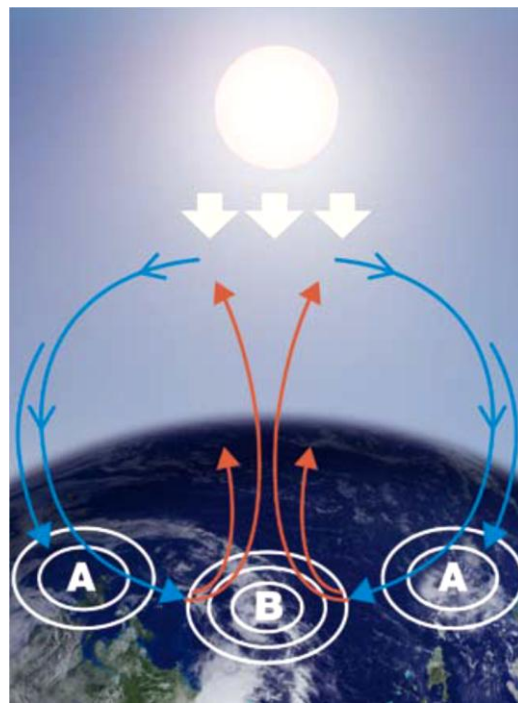


Figura 1.1: Il moto delle masse d'aria calde e fredde responsabili delle zone di alta e bassa pressione

Al fine di sfruttare ed estrarre l'energia eolica, è pertanto fondamentale tenere in considerazione l'intensità delle variazioni relative alla velocità del vento che si manifestano in un possibile sito scelto per questo tipo di applicazione; persino in siti limitrofi si possono evidenziare situazioni di vento particolarmente differenti tali da suscitare un interesse molto diverso per quanto riguarda la possibile installazione d'impianti eolici.

Solitamente la forza e la direzione assunta dal vento oscillano intensamente attorno un valore medio: viene definita così la "turbolenza" (rapporto tra la deviazione standard della velocità e il valore medio della stessa), la quale è responsabile delle fluttuazioni legate ai carichi agenti sulle pale delle turbine, provocandone in tal modo l'usura, riducendone la durata in esercizio. I valori tipici che si possono riscontrare per questo fattore sono di circa 10-14% in siti morfologicamente meno adatti e poco superiori al 10% fuori costa.

La difficoltà di riuscire a prevedere con certezza l'andamento assunto dal vento vista la sua natura casuale, rappresenta uno dei maggiori svantaggi per la realizzazione di questa tipologia di impianti per la produzione d'energia.

Qualora venisse presa in considerazione la possibilità di installare un impianto eolico in un certo sito, il primo passo sarebbe riuscire a valutarne le potenzialità legate all'estrazione dell'energia eolica; come prassi, viene innanzitutto installata nel sito scelto una torre anemometrica che viene poi lasciata in funzione per un periodo (un anno generalmente) sufficiente a raccogliere una quantità significativa di dati relativi alla velocità e la direzione del vento, per individuare così il livello di turbolenza riscontrabile ad una certa quota; i dati che verranno raccolti consentiranno di valutare la possibile fattibilità economica di un impianto eolico installato nello stesso sito.

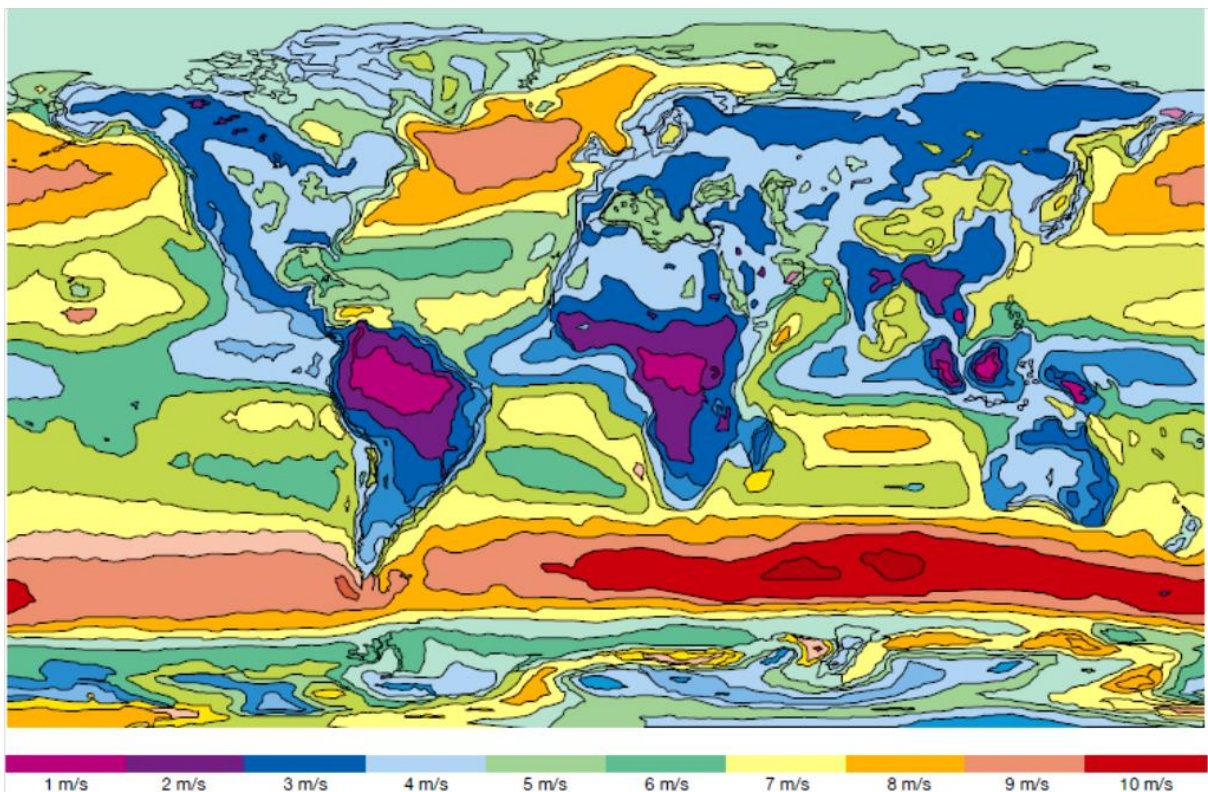


Figura 1.2: Mappa eolica mondiale; velocità del vento media a 10 m dal suolo.

Tra le problematiche legate alla realizzazione di questi impianti va ricordato anche l'impatto ambientale; se inserite in alcuni punti come le cime delle montagne o zone comunque visibili anche da una lunga distanza, possono non sempre essere accettate dall'opinione delle persone che potrebbero non tollerare la visione delle turbine ed il relativo impatto sul paesaggio. Si può tentare di costruire le stesse turbine, riducendone questo tipo d'impatto, sfruttando delle tecniche di costruzione scelte appositamente, come l'utilizzo di colorazioni neutre capaci di ridurre il contrasto delle turbine con il paesaggio.

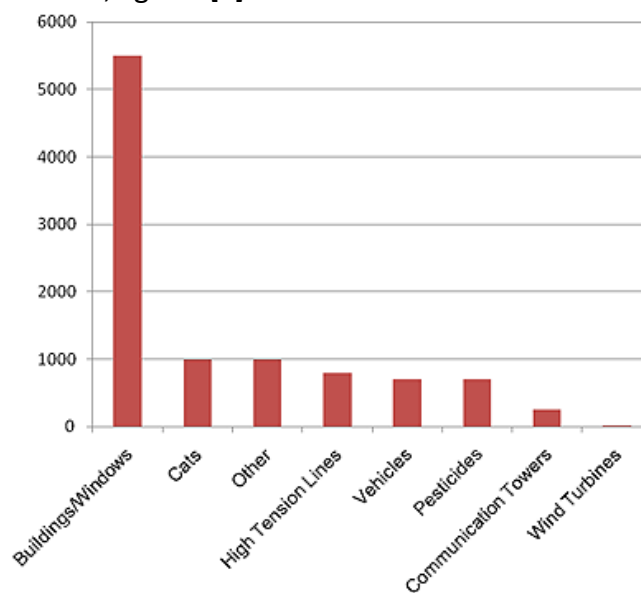
Oltre all'impatto visivo, va ricordata anche l'occupazione del suolo anche se, facendo riferimento al caso di un parco eolico, essendo contenuto il rapporto tra la superficie effettivamente occupata dalle turbine e quella intera del parco, (questo è legato anche a ragioni derivanti dall'interferenza delle singole turbine nel convogliare il flusso d'aria, provocandone il rallentamento a valle di esse) è possibile sfruttare lo stesso sito per altre attività come l'allevamento e la coltivazione.

Inoltre bisogna tener conto anche del rumore che viene generato dalle pale in rotazione durante il funzionamento: quest'ultimo deriva dai componenti elettromeccanici ed in particolare dai fenomeni aerodinamici che si manifestano durante la rotazione delle pale, i quali a loro volta dipendono dal regime di rotazione e dal modo in cui sono state realizzate le pale stesse).

Si può considerare più tollerabile il rumore così generato facendo un paio di considerazioni: il rumore legato alla rotazione delle pale può essere paragonabile, in zone particolarmente ventose, in termini d'intensità con il rumore di sottofondo causato dal vento stesso; inoltre, il rumore che può essere percepito a breve distanza dagli aerogeneratori è del tutto confrontabile con quello legato ad alcune attività umane, (rumori domestici, rumori industriali, circolazione di automobili,...) permettendo comunque al personale che si troverebbe eventualmente a lavorare all'interno del parco eolico, di essere sottoposto ad un disturbo tollerabile.

Infine, a proposito degli effetti legati alla presenza di un aerogeneratore sulla flora locale, non è emersa alcuna conseguenza dalle ricerche condotte in alcuni stati caratterizzati da un elevato impiego di questa tipologia d'impianti.

Invece per quanto riguarda la fauna, si teme maggiormente l'eventualità che alcune specie di uccelli possano urtare le pale in rotazione; da quanto emerge invece, da alcuni studi condotti a proposito negli Stati Uniti e in Spagna, si sono registrate pochissime collisioni (da 1 a 6 collisioni per MW installato). In più da uno studio che è stato condotto in Spagna a proposito di questa questione è emersa una sorta di "evoluzione adattativa" degli uccelli nei confronti della presenza di questo tipo d'impianti , con una conseguente riduzione del numero di esemplari feriti. Infine, come si può notare dal prossimo istogramma, le cause di morte principali (su una base di 10000 eventi) per le specie volatili rimangono le collisioni con gli edifici, automobili e le loro catture da parte dei loro naturali predatori, i gatti. [3]



1.2. Ventosità

Come accennato nel precedente paragrafo, è di notevole rilevanza la possibilità di rappresentare in termini statistici come varia la velocità del vento nel tempo, riferendosi ad una determinata quota, nella località considerata.

Poichè il compito di chi cura il progetto di questo tipo d'impianti, è quello di realizzarli in modo da sfruttare la risorsa eolica nel modo più efficiente possibile, per essere in grado di limitarne i costi complessivi e di valurare quindi la convenienza o meno di un possibile investimento, diventa importantissimo poter accedere a queste informazioni.

L'andamento temporale della velocità del vento per un sito tipico può venire descritta utilizzando la funzione di distribuzione statistica di Weibull (Walodii Weibull, 1887-1979), di cui viene riportata l'espressione della funzione densità di probabilità $D(v)$, dove v è la velocità scalare ad una quota fissata.

$$D(v) = \frac{k}{s} \left(\frac{v}{s}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{s}\right)^k\right]$$

La distribuzione di Weibull descrive dal punto di vista anemologico un sito e può essere completamente identificata dalla conoscenza di due parametri: il fattore di scala (s) dimensionalmente equivalente ad una velocità (espresso in m/s), legato in modo univoco alla velocità media ed il fattore di forma (k), adimensionale che modifica la simmetria della distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2-3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane. Il fattore di forma rappresenta fisicamente la "dispersione" dei valori di velocità intorno alla velocità media; in particolare, tanto più grande è il valore di k , tanto minore risulta la dispersione attorno al valor medio. Il fattore k inoltre assume valori diversi al variare della morfologia del territorio e dipende dal regime di venti che sussiste in una data regione.

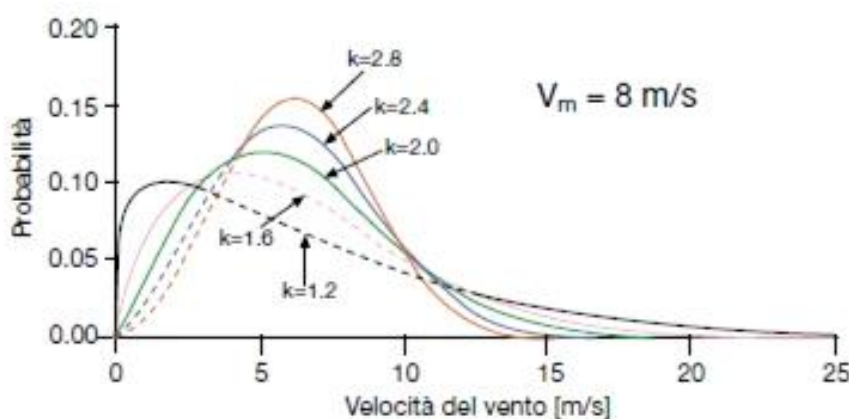


Figura 1.3: Curve di Weibull con diversi valori di k .

Vale la pena evidenziare come il modello di Weibull sia semplicemente uno strumento matematico, grazie al quale risulta possibile rappresentare in maniera comunque approssimata, l'andamento delle velocità del vento riscontrabili in un intervallo temporale significativo (in genere un'anno).

I valori tipici che può assumere il fattore di forma k sono compresi tra 0.5-4, dipendendo dalla irregolarità del vento; per zone montane k assume valori attorno 1.5 mentre assume valori attorno 2 nei climi temperati e nelle zone costiere ed intorno 3 nelle aree aliseo-monsooniche. In Italia le analisi anemometriche sparse sul territorio danno come valori di riferimento per k , valori compresi tra 0.5 e 2.3 con valori delle velocità media fino ad 8 m/s. [1]

La figura successiva raffigura un esempio di una distribuzione della densità di probabilità e della relativa probabilità cumulata.

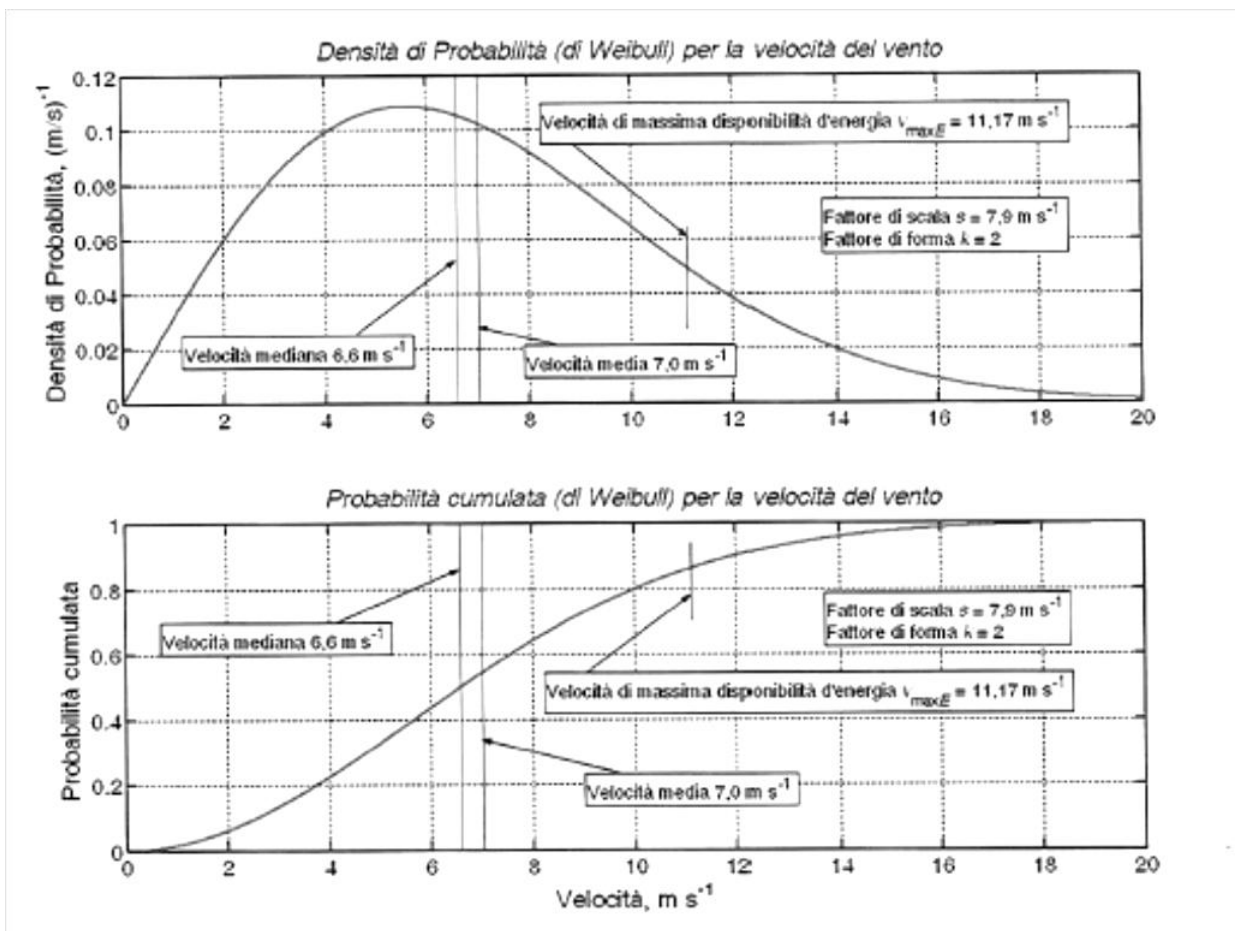


Figura 1.4: Esempio di densità di probabilità e di probabilità cumulata della velocità per un dato sito con $k=2$ e $s=7.9$.

Da questo esempio si possono notare due "nuove" grandezze: la velocità mediana e la velocità media; rispettivamente la prima rappresenta quella velocità per cui il valore della probabilità cumulata vale un mezzo, mentre la seconda rappresenta la media aritmetica di un numero elevato di valori misurati della velocità,, nell'intero periodo di riferimento, ad intervalli regolari.

Per poter inoltre, descrivere per un periodo di tempo Δt (normalmente un anno) l'energia eolica disponibile E_d e la relativa potenza media disponibile P_d (media), è utile definire la velocità media cubica v_{d3} del vento come:

$$v_{d3} = \left[\frac{1}{\Delta t} \int v^3 dt \right]^{1/3}$$

Quindi l'energia media estraibile e la potenza media saranno pari a:

$$E_d = \frac{1}{2} \rho A \Delta t (v_{d3})^3$$

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A (v_{d3})^3$$

dove A è la superficie determinata dalla turbina e ρ è la densità dell'aria (che può essere assunta pari a 1,225 kg/m³).

Per poter indicare la variabilità del vento in un dato sito, si può notare quanto si discostano tra loro la velocità media cubica e quella media; più risultano differenti, tanto più è variabile la ventosità.

L'equazione relativa all'energia media può anche essere riscritta come:

$$E_d = \frac{1}{2} \rho A \Delta t \int_0^{\infty} v^3 D(v) dv$$

La funzione integranda $v^3 D(v)$ presenta un massimo in corrispondenza ad un valore preciso della velocità del vento:

$$v_{maxE} = s \left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}}$$

Questo valore di velocità appena calcolato dà un'idea di quale sia il valore della velocità del vento che, durante il periodo analizzato, garantisce il maggior apporto alla totale energia resa disponibile dal vento.

E' opportuno dunque, che il campo delle velocità attorno a quel valore sia sfruttabile nella maniera migliore dall'aerogeneratore.

Normalmente le norme riguardanti le misurazioni legate alla ventosità prevedono di effettuare le misure ad una quota fissata dal terreno (fino a circa 100 m, altezze alle quali i rotori ancora estraggono energia dal vento), mediando i valori ottenuti considerando intervalli temporali dell'ordine dei 10 minuti; questi valori medi così calcolati rendono meno influenti nelle misure condotte le oscillazioni istantanee della velocità (turbolenze) e le oscillazioni nel breve periodo (raffiche). [1]

1.3. Tipologie di aerogeneratori

Le turbine eoliche possono suddividersi in due categorie principali: quella ad asse verticale (VAWT) e quelle ad asse orizzontale (HAWT); generalmente quest'ultime funzionano sfruttando l'azione di portanza fornita dal vento mentre quelle ad asse verticale, a seconda di come vengono costruite, possono sfruttare o l'azione di portanza o quella di resistenza.

La categoria alla quale appartiene la turbina esaminata in questa tesi è quella delle turbine eoliche con il rotore ad asse verticale (VAWT, Vertical Axis Wind Turbine, la Figura 1.5 ne rappresenta i tipi principali).

È facilmente constatabile come essi, poichè ruotano attorno ad un asse verticale, non necessitano di adattarsi, al variare della direzione con cui proviene l'aria, il proprio orientamento; questo fattore rappresenta un gran vantaggio operativo, permettendo di rinunciare a sistemi che modificano l'angolo d'imbardata o quello di calettamento delle pale. Tuttavia questo tipo di turbine ad eccezione delle turbine Savonius, non sono capaci di avviarsi autonomamente in presenza di vento, necessitando quindi di un sistema esterno (la coppia d'avviamento può essere fornita dalla rete per quegli aerogeneratori che sono collegati appunto ad una rete elettrica).

Un secondo fattore per il quale è opportuno distinguere i diversi tipi di rotore è l'azione particolare sfruttata del vento; il rotore Savonius ad esempio sfrutta la resistenza (Drag) che la pala esercita nei confronti dell'aria, mentre i rotori Darrieus sfruttano la componente di portanza (Lift) provocata dal vento; difatti, nella maggior parte dei casi, le pale vengono costruite a profilo aerodinamico alare; è dimostrabile inoltre, che i rotori che sfruttano l'azione di portanza siano notevolmente più efficienti di quelli che sfruttano l'azione di resistenza. [1]

Generalmente nel caso di turbine eoliche "a portanza", il rapporto tra il valore della portanza generata e quello della resistenza è elevato nelle condizioni operative di maggiore efficienza.

Indicativamente una turbina eolica necessita di una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s per iniziare la generazione della potenza elettrica ed è in grado di fornire la potenza nominale ad una velocità del vento che generalmente varia tra 12 e 14 m/s. Superati certi valori di velocità invece, normalmente maggiori di 25 m/s (cut-off) a causa di motivi legati alla sicurezza ed all'integrità della struttura, il meccanismo frenante si aziona limitando a valori opportuni la velocità di rotazione fino ad annullarla.

L'arresto può essere eseguito da opportuni freni meccanici capaci di arrestare la turbina o, nel caso di pale con calettamento variabile, variandone l'orientazione rispetto la direzione ottimale per sfruttare il vento, posizionandole a "bandiera".

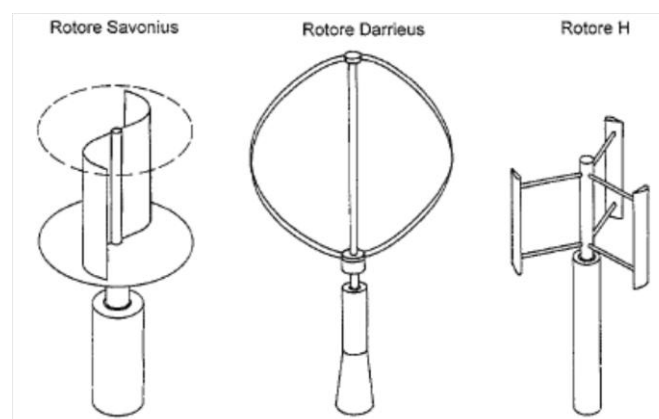


Figura 1.5: Tipologie di generatori eolici ad asse verticale.

Nella figura che viene riportata in seguito, si può notare la forma caratteristica di un aerogeneratore ad asse orizzontale a tre pale (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbines).

In questa categoria di turbine eoliche si possono riscontrare rotori costituiti da una, due, tre o quattro pale come nel caso delle "turbine olandesi" derivanti dai vecchi mulini, oppure anche le "turbine americane" caratterizzate da un elevato numero di pale (turbine multipala).

Essendo generalmente il numero di giri del rotore al minuto minore all'aumentare del numero delle pale, (i valori della coppia aerodinamica, invece crescono) si può affermare che i rotori bipala debbano ruotare più velocemente rispetto ai rotori tripala (indicativamente il numero di giri che solitamente caratterizza il rotore a due pale è circa 40 giri/min mentre quello dei rotori a tre pale si avvicina più ai 30 giri/min), questo per "raccolgere la maggiore portata d'aria possibile"; in più una turbina a due pale è portata a subire maggiori squilibri legati alle variazioni del vento che si manifestano a diverse altezze dal suolo, ed assume un valore del momento d'inerzia non costante (inferiore nel momento in cui le pale si trovano in posizione verticale rispetto a quello in cui si trovano orizzontali rispetto al terreno). Una misura che può essere eseguita per annullare questo problema è l'inserimento di un mozzo oscillante capace di equilibrare la forza assiale non uniforme sul rotore.

Dall'altro lato le turbine bipala offrono il vantaggio di un peso più contenuto e questo permette di poter realizzare le strutture di supporto meno imponenti riducendone i costi. Infine l'impatto visivo ed il rumore sono deterrenti meno influenti nel caso degli impianti installati al largo della costa (off-shore), i quali considerando anche il vantaggio legato ai costi inferiori relativi a questo tipo di rotori, li rendono appetibili per tali applicazioni.

Sono tutti rotori funzionanti a portanza, in genere capaci di avviarsi autonomamente, aventi però la necessità di essere integrati con un meccanismo di orientamento nella direzione del vento.



Figura 1.6: Aerogeneratori ad asse orizzontale.

Si può classificare gli impianti eolici anche riferendosi alle relative taglie, quindi alle potenze caratteristiche che si pensa di poter estrarre in funzione delle dimensioni delle stesse turbine:

- impianti *micro-eolici* caratterizzati da valori di potenza inferiori a 20kW; tali impianti vengono realizzati con lo scopo di alimentare utenze domestiche;
- impianti *mini-eolici* le cui potenze si aggirano tra valori di 20 e 200kW; tali impianti sono pensati principalmente per la produzione e la successiva vendita dell'energia elettrica alla rete;
- impianti *eolici* capaci di produrre potenze superiori a 200kW; si tratta in genere, di parchi eolici costituiti da più di un singolo aerogeneratore finalizzati alla produzione e successiva immissione dell'energia elettrica alla rete di trasmissione.

Le turbine possono essere identificate pure dai valori di velocità del vento che si riscontrano durante le diverse fasi dell'esercizio degli stessi impianti:

- *Velocità di avvio* - a questa velocità la turbina entra in funzione ed inizia a ruotare;
- *Velocità di cut-in* (2-4 m/s) - nel momento in cui la tensione prodotta ai morsetti del generatore assume un valore idoneo tanto da essere utilizzabile, inizia la vera e propria estarzione dell'energia ed entra in funzione l'intero sistema di conversione dell'energia composto oltre che dal generatore dal raddrizzatore, dagli organi di controllo e l'inverter capace di fornire l'energia elettrica ad un valore desiderato di frequenza;
- *Velocità nominale* (10 - 14 m/s) - corrisponde al valore della velocità della corrente d'aria per cui si riesce a garantire la produzione della potenza nominale (elettrica);
- *Velocità di cut-off* (20 – 25 m/s) - oltre questo valore della velocità del vento potrebbero insorgere dei danni alla struttura capaci di compromettere l'integrità dell'intera struttura, inoltre se si ottimizzasse la turbina per questi valori, essendo questi ultimi solitamente poco frequenti, questa potrebbe non risultare efficiente per le velocità del vento inferiori che si manifesterebbero più frequentemente. A questo punto entrano in gioco i sistemi di controllo o di arresto che provvedono a frenare la rotazione delle pale.

Normalmente è bene costruire un simile impianto in maniera tale da riuscire a fronteggiare le condizioni meteorologiche più avverse che possano manifestarsi nel sito in questione, durante l'intero esercizio. Immaginando che la durata di un impianto eolico sia circa 20 anni, la raffica estrema che lo stesso impianto deve essere in grado di fronteggiare è quella che si manifesta in media in un periodo di 50 anni.

Un aerogeneratore deve inoltre essere costruito in maniera tale da poter funzionare con valori di temperatura che variano tra i -10°C e i 40°C in condizioni normali e da -20°C a +50°C in condizioni ambientali estreme (CEI EN 61400-1). [2,3]

1.4. Costi e prospettive future

Nel corso degli ultimi decenni la taglia media di un impianto eolico oscillava tra valori compresi fra 600 e 850kW; i rotori in questione erano generalmente costituiti da tre pale i cui diametri erano compresi tra i 40 ed i 55 m con un'altezza della torre che arrivava fino a 50 m.

Ultimamente, in Europa (soprattutto nelle regioni settentrionali) si è iniziato a costruire e successivamente installare impianti capaci di estrarre maggiori potenze (valori che vanno da 1,5 a 3MW), i cui rotori composti da tre pale per lo più, avevano diametri tra 70 e 90 m ed erano posizionati ad un'altezza dal terreno pari a circa 100 m.

Le turbine che utilizzano invece rotori ad asse verticale, sono generalmente di piccola taglia caratterizzati da unità in grado di produrre da poche decine di W fino a qualche kW, e pensati principalmente per applicazioni come l'alimentazione di utenze domestiche o applicazioni comunque isolate.

Per quanto riguarda impianti di taglia maggiore, sono già state installate turbine le cui potenze arrivano fino a valori di 5-6 MW, le cui pali hanno diametri maggiori (120-130 m), normalmente sfruttate negli impianti off-shore. La turbina più grande costruita finora ha una taglia di 8 MW ed un diametro di 130 m; più avanti si prevede la costruzione di turbine capaci di fornire fino a 10 MW, le cui pali si estendono radialmente fino a 160 m.

Risultano sempre più appetibili le opzioni che prevedono la possibilità d'installare le turbine eoliche al largo della coste (impianti off-shore), viste le maggiori potenzialità di queste soluzioni legate a venti più intensi (possibili valori della produzione un impianto del genere si aggirano a valori fino a 3500 MWh per ogni MW installato) ed a un impatto visivo diverso da quello che si provoca nelle installazioni sulla terraferma.

Le installazioni di questo tipo, al momento attuale, possono essere realizzate grazie anche all'impiego di strutture di supporto fissate sul fondo marino a livelli di profondità tipici che si aggirano tra 30 e 40 m.

D'altro canto gli impianti off-shore sono caratterizzati da costi d'investimento superiori agli impianti sulla terraferma, considerando la necessità delle fondazioni subacquee e dall'installazione in mare aperto; indicativamente un simile investimento può raggiungere valori fino a 3000 €/kW contro i poco meno di 2000 €/kW degli impianti di grandi dimensioni on-shore.

Per quanto riguarda gli impianti di piccola taglia (mini-eolici), i costi legati al loro investimento possono risultare ancora più elevati, raggiungendo valori compresi tra 2500 e 4000 €/kW. [3]

Il costo per kWh elettrico da fonte eolica si è già ridotto in modo considerevole, negli ultimi anni, grazie in particolare alla riduzione dei costi specifici di fabbricazione (€/kW) delle turbine ed all'aumento della loro efficienza (risultati dovuti alla crescita della taglia unitaria degli aerogeneratori e dell'altezza dei sostegni, oltre che all'impiego di tecnologie avanzate sia per le componenti meccaniche che per quelle elettriche).

In Italia, in un sito con una producibilità annua di 2000 ore equivalenti alla potenza nominale, con tasso di sconto pari al 6% e costo di impianto pari a 1600 €/kW, il costo di produzione dell'energia può essere stimato intorno a 8.5 c€/kWh.

Per quanto riguarda la suddivisione dei costi delle singole parti di un impianto eolico, si può assumere che il costo della macchina si aggiri attorno ai 2/3 fino ai 3/4 del costo totale d'installazione, mentre il restante è legato alle opere strutturali come la torre, le fondazioni, ecc. La quota dell'investimento invece, corrispondente alla manutenzione e l'esercizio è solitamente all'incirca pari al 3%. [2]

Indicativamente si può affermare anche che la durata della vita di esercizio di un aerogeneratore sia stimabile all'incirca 30 anni. A causa della progressiva usura dei suoi componenti, tra i quali prima di tutto le pale, si può aggiungere anche che le prestazioni mostrino un calo significativo già da una decina d'anni prima della futura dismissione.

Si prevede l'aumento della quota di energia prodotta da fonte eolica su scala globale nei prossimi anni, fino a raggiungere il 12 % della richiesta complessiva di energia elettrica; in Europa la percentuale potrebbe essere anche più alta (si faccia riferimento soprattutto ai paesi scandinavi, che godono di ampia disponibilità da parte di questa risorsa), fino al 20%; la potenza installata, infatti in Europa, supera attualmente i 140 GW, mentre quella a livello mondiale supera i 350 GW.

Il governo italiano, nel suo "position paper" sulle energie rinnovabili emesso il 10/09/2007 in riferimento al piano d'azione dell'Unione Europea, ha prospettato un potenziale eolico disponibile in Italia nel 2020 pari a 12 GW di potenza installata, di cui 10 GW sulla terraferma e 2 GW in mare aperto (in acque basse fino a 30m di profondità ed intermedie fino a 60m), con una produzione annua complessiva stimata di 22.6 TWh e con un incremento di potenza annuale installata di circa 800 MW.

Per gli impianti off-shore si avrebbe un altro potenziale di 2-4 GW in acque profonde oltre 60m, per le quali, tuttavia, allo stato attuale non sono ancora disponibili tecnologie di sfruttamento commercialmente utilizzabili (impianti eolici galleggianti).

Per gli impianti on-shore le stime sono state fatte facendo riferimento a turbine di potenza 600-850kW (ossia con altezza al mozzo di 50m).

Con l'aumento delle potenze degli aerogeneratori, che negli impianti terrestri ha raggiunto potenze di 3 MW (con altezze al mozzo di 75-100m), il potenziale di sviluppo potrebbe rivelarsi in qualche misura sottostimato. Invece per il potenziale off-shore, i dati disponibili di ventosità sono più incerti e quindi sono possibili solo valutazioni di massima. [3]

Tra le possibili innovazioni che si pensa possano trovare spazio nel futuro, si può citare il prototipo denominato "Aerogeneratore X" il quale dovrebbe essere caratterizzato da una struttura a forma di "V", da un'altezza di 130 m ed un'apertura di 275 m; dovrebbe essere in grado di generare una potenza nominale pari a 10-20 MW (Figura 1.7).

Tale macchina come le VAWT ruota attorno ad un asse verticale; questo fattore, come già discusso permette di sfruttare il vento indipendentemente della direzione dalla quale esso provenga. Rispetto alle turbine eoliche questa macchina consente inoltre di concentrare la maggior parte del suo peso sulla piattaforma di appoggio invece che sul mozzo posizionato su una navicella come nel caso degli aerogeneratori ad asse orizzontale. In più gli organi rotanti non subiscono la sollecitazione continua a fatica legata al moto rotatorio permettendone così una forma più slanciata se le confrontiamo con quelle caratteristiche di una turbina eolica a tre pale, a parità di potenza. Oltre poi a ruotare ad una velocità di rotazione relativamente bassa (3 rpm), questa struttura è caratterizzata da un'altezza inferiore ad una HAWT di grande taglia, così da renderne ancora più limitato l'impatto visivo.

Tale aerogeneratore, pensato per un'installazione off-shore, necessiterà di una piattaforma di sostegno semi-sommersa, il cui ancoraggio verrà realizzato con l'ausilio di cavi fissati su fondali profondi al massimo 150 m.

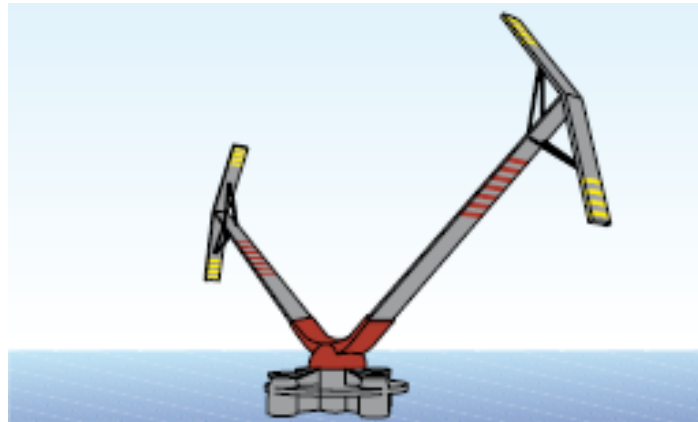


Figura 1.7: Rappresentazione del progetto Aerogeneratore X.

Altri progetti recenti rivolti all'estrazione dell'energia eolica comprendono anche soluzioni finalizzate ad applicazioni di taglia elevata (potenze estratte fino a 1000 MW), tra le quali si segnala il progetto italiano "KiteGen".

Il progetto italiano "KiteGen" è costituito da un impianto nel quale si immagina di sfruttare un numero elevato di aquiloni (estesi più di una decina di metri quadrati), capaci di alzarsi in volo anche in presenza di leggere brezze e manovrabili da terra attraverso delle funi che ne regolano la direzione in volo e l'orientazione nei confronti del vento.

La spinta che gli aquiloni ricevono viene poi trasmessa ai propri cavi, posizionati a 500-600 m di altezza, permettendo così la rotazione della struttura alla base, e la conseguente produzione di elettricità . [3]

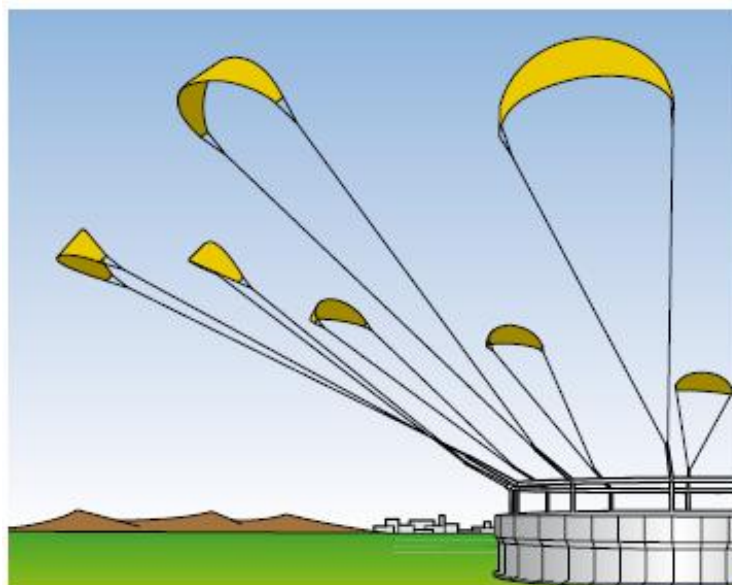


Figura 1.8: Rappresentazione del progetto italiano KitGen.

2. Teoria delle Turbine Eoliche

2.1 Modello del Disco Attuatore

Il modello del disco attuatore è il metodo più semplice per poter descrivere il comportamento di una turbina eolica; tale modello analizza l'andamento delle grandezze in maniera monodimensionale e risulta assai utile per comprendere come il rotore assorba la potenza meccanica posseduta dal vento. Non si fa riferimento ad alcun specifico dispositivo impiegato: il rotore è sostituito da un disco attuatore attraverso il quale la pressione diminuisce in modo discontinuo. Le ipotesi di base del modello sono:

1. Campo di velocità del vento costante e omogeneo; in ogni sezione del tubo di flusso si può considerare uniforme in direzione assiale la distribuzione delle velocità; il rallentamento della corrente d'aria avviene in maniera uniforme sulla superficie del disco;
2. Non vi sono ostruzioni al flusso del vento a monte o a valle del disco; inoltre infinitamente a monte e a valle si considera una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina;
3. Il vento lo si consideri stazionario e di intensità costante in funzione della quota;
4. La corrente che attraversa il disco è separabile dal resto del fluido con un tubo di flusso ben definito;
5. Il flusso è incomprimibile; l'aria ha quindi densità costante;
6. Il disco non produce alcuna componente rotazionale nel flusso a valle (questo può essere ottenuto applicando due rotori che ruotano in verso opposto o uno statore).

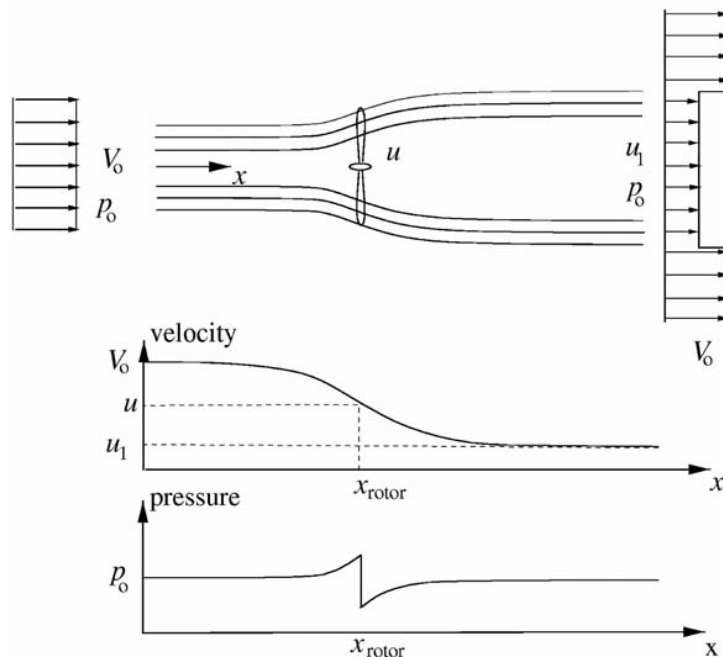


Figura 2.1: Campi di velocità e pressione a monte, in prossimità e a valle del disco attuatore.

Il rotore assorbe l'energia cinetica dal vento e la conseguente riduzione della velocità del vento comporta un'espansione del tubo di flusso, come si vede in Figura 2.1.

Appena a monte del rotore la pressione aumenta dal valore atmosferico p_0 al valore p , mentre subito a valle del rotore, invece ritorna a essere quella atmosferica. La velocità del vento diminuisce invece da V_0 (velocità indisturbata del vento) infinitamente a monte del disco a u sulla sezione del disco, fino al valore u_1 infinitamente a valle del rotore. Il comportamento di pressione e velocità è mostrato graficamente nella Figura 2.1.

La spinta è la forza in direzione assiale risultante dalla discontinuità della pressione statica sul disco di sezione A perpendicolare alla direzione del flusso, ed è usata per ridurre la velocità del vento da V_0 a u_1 :

$$T = \Delta p A$$

dove $A = \pi R^2$ è l'area del rotore, essendo R il raggio esterno del disco.

Vista l'ipotesi che non siano presenti variazioni dell'energia potenziale e che non siano presenti scambi di calore o di lavoro prima che il flusso giunga sulla sezione del rotore, si può applicare l'equazione di Bernoulli tra la sezione a monte e quella appena a monte del rotore e tra la sezione appena a valle del rotore e quella a valle:

$$p_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = p + \frac{1}{2} \rho u^2$$

$$p - \Delta p + \frac{1}{2} \rho u^2 = p_0 + \frac{1}{2} \rho u_1^2$$

Combinando le due equazioni si ottiene:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - u_1^2)$$

e introducendo quest'equazione nell'equazione appena ricavata per l'equazione assiale si ricava:

$$T = \frac{1}{2} \rho A (V_0^2 - u_1^2)$$

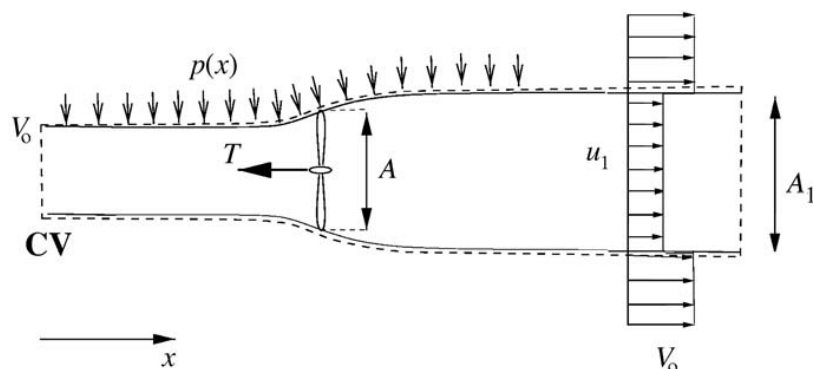


Figura 2.2: Volume di controllo di una turbina eolica.

Applicando il teorema della quantità di moto per il volume di controllo inteso come nella figura precedente, si ha:

$$\rho A_0 V_0^2 + p_0 A_0 + p_0 (A_1 - A_0) - T = \rho A_1 u_1^2 + p_0 A_1$$

e poiché per la continuità vale:

$$A_0 V_0 = Au = A_1 u_1$$

si ottiene che la spinta assiale è:

$$T = \rho Au (V_0 - u_1)$$

Combinando le equazioni si ricava che:

$$u = \frac{V_0 + u_1}{2}$$

quindi la velocità del vento sulla sezione del disco è la media tra la velocità indisturbata del vento e quella molto a valle nella scia.

La potenza all'albero P allora si può esprimere come:

$$P = \frac{1}{2} \rho u A (V_0^2 - u_1^2)$$

Si introduce il fattore di induzione assiale a , definito come:

$$a = \frac{V_0 - u}{V_0}$$

da cui si trova che:

$$u = V_0(1 - a)$$

$$u_1 = V_0(1 - 2a)$$

Espressioni che possono essere introdotte nell'equazione della potenza, che diventa:

$$P = 2\rho V_0^3 a(1 - a)^2 A$$

e nell'equazione della spinta che invece diventa:

$$T = 2\rho V_0^2 a(1 - a) A$$

La potenza disponibile in una sezione uguale all'area spazzata dal rotore, A è:

$$P_{avail} = \frac{1}{2} \rho A V_0^3$$

Posso allora introdurre il coefficiente di potenza del rotore, C_p , che è definito come rapporto tra la potenza meccanica all'albero del rotore e quella disponibile del vento:

$$C_p = \frac{P}{P_{avail}}$$

Similmente il coefficiente di spinta, C_T , può essere definito come:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 A}$$

I due coefficienti per la turbina eolica monodimensionale ideale possono poi essere definiti come:

$$C_p = 4a(1 - a)^2$$

$$C_T = 4a(1 - a)$$

Differenziando C_p rispetto ad a ottengo:

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a)$$

Da cui si ricava facilmente il valore massimo del coefficiente di potenza, $C_{p,max}=16/27$, per $a=1/3$, quindi anche con la migliore progettazione del rotore non è possibile convertire più dei $16/27$ (poco meno del 60%) dell'energia cinetica del vento. Questo valore massimo è detto "Limite di Betz".

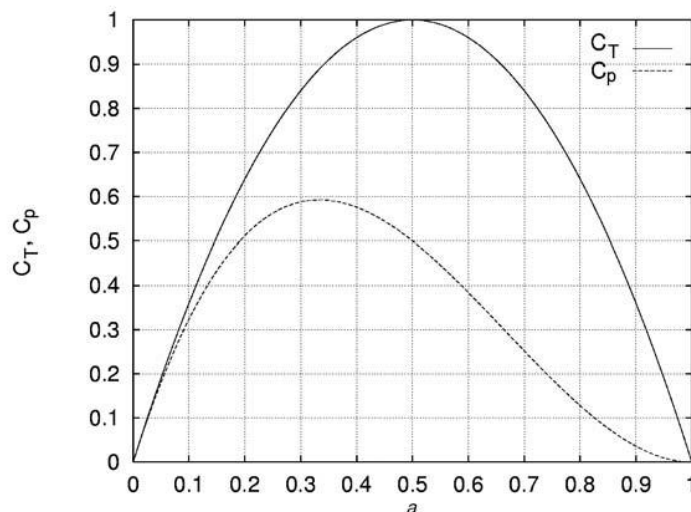


Figura 2.3: Coefficienti C_p e C_T in funzione del fattore di induzione assiale per una turbina eolica ad asse orizzontale.

Le assunzioni di turbina ideale che portano all'equazione ricavata per C_T sono valide solo per valori di a minori di 0.4.

All'aumentare di C_T , aumenta l'espansione della scia.

Il rapporto tra le aree A_0 e A_1 può essere trovato dall'equazione di continuità come:

$$\frac{A_0}{A_1} = 1 - 2a$$

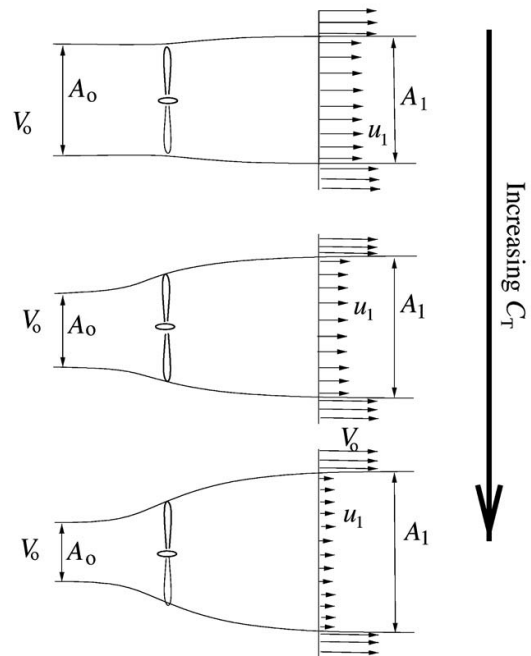


Figura 2.4: *L'espansione della scia e del salto di velocità per il modello monodimensionale di una turbina eolica ideale.*

Per una turbina eolica, a basse velocità, sono presenti un elevato coefficiente di spinta C_T e un elevato fattore di induzione a . Il motivo per cui questa teoria non è valida per valori di a maggiori di 0.4 è che lo strato di taglio libero nel bordo di uscita diventa instabile quando la differenza di velocità diventa troppo elevata e si formano vortici che trasportano il momento dal flusso esterno all'interno della scia. Questa situazione si chiama stato di scia turbolenta e si può osservare nella figura 2.5. [2]

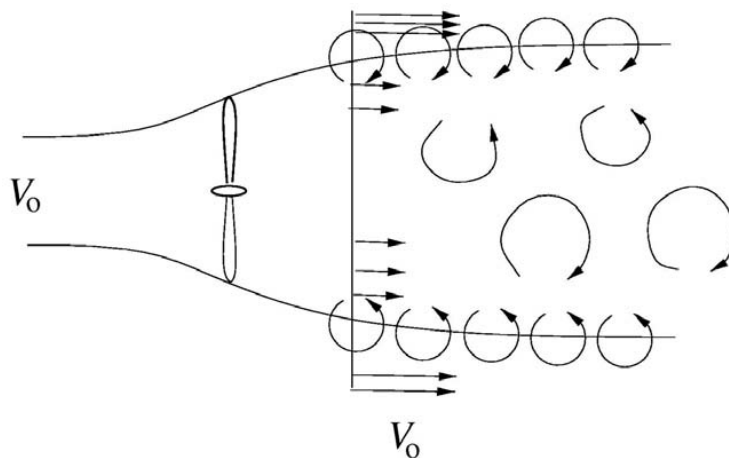


Figura 2.5: *Vista schematica dello stato di scia turbolenta indotta dallo strato di taglio libero del bordo di uscita.*

E' opportuno sottolineare il fatto che la teoria di Betz non si riferisca a nessuna tipologia di macchina particolare in grado di estrarre l'energia cinetica posseduta dal vento, e non tenga conto di possibili fattori dissipativi rispetto l'energia inizialmente posseduta nella corrente d'aria.

Il valore inferiore a uno del C_p è causato dall'aver riferito la potenza prodotta al valore della potenza relativa alla portata d'aria che attraversa una superficie corrispondente a quella determinata dal disco attuatore avente velocità pari al valore di quella indisturbata.

Effettivamente, invece, durante l'attraversamento del disco, circola una portata d'aria minore a causa del rallentamento che subisce la corrente fluida a monte della macchina; tale portata risulta tanto minore quanto più la corrente viene rallentata.

Il massimo valore della potenza estratta si può ottenere ricercando un compromesso tra due azioni contrastanti: la variazione di energia cinetica, che aumenta al diminuire della velocità a valle del disco e l'effettiva portata che attraversa quest'ultimo, la quale varia in maniera opposta in funzione di u_1 .

Considerando entrambi i fattori il valore massimo della potenza si ottiene quando la velocità u_1 a valle del disco attuatore viene diminuita fino ad un terzo del valore che assumeva a monte, cioè V_0 .

Il C_p , nonostante venga sempre citato nei testi che trattano il funzionamento delle turbine eoliche, non coincide concettualmente con un rendimento. Se dovessimo considerare un vero e proprio rendimento, dovremmo riferirci alla potenza legata alla portata che viene effettivamente sfruttata dal disco attuatore, e non quella legata al fluido indisturbato, cioè:

$$P^* = \frac{1}{2} (\rho A v) v_1^2$$

$$P^* = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 (1 - a)$$

Il concetto di rendimento, tuttavia, perde di significato essendo l'energia del vento libera, gratuita e rinnovabile, anche se difficile da prevedere e variabile in modo aleatorio.

In più una differenza di rendimento del 20% tra due aerogeneratori, secondo questo modello può venire ristabilito, dal meno prestazionale con un aumento del 10% del diametro. [1]

2.2 Prestazioni Reali delle turbine eoliche

La teoria di Betz precedentemente esposta prevedeva l'assenza di ogni fenomeno dissipativo. Il limite legato alla frazione di potenza effettivamente estraibile da una corrente d'aria deriva dall'impossibilità del rotore nell'interagire con la totale portata d'aria; questa infatti, per poter attraversare l'area descritta dal disco, deve necessariamente espandersi rispetto alle condizioni a monte (si consideri l'equazione di continuità e l'ipotesi che il fluido sia incomprimibile).

Finora la direzione della velocità del vento a valle del rotore è stata considerata assiale; il flusso d'aria è decelerato e le linee di flusso vengono deflesse solo su un piano.

Anche se si mantenesse l'ipotesi di fluido aviscoso, si dovrebbe comunque tener conto che un dispositivo rotante provoca un moto rotatorio al fluido uscente (scia); per la conservazione della quantità di moto tangenziale il moto elicoidale impresso al flusso d'aria avrà senso di rotazione contrario a quello dello stesso rotore.

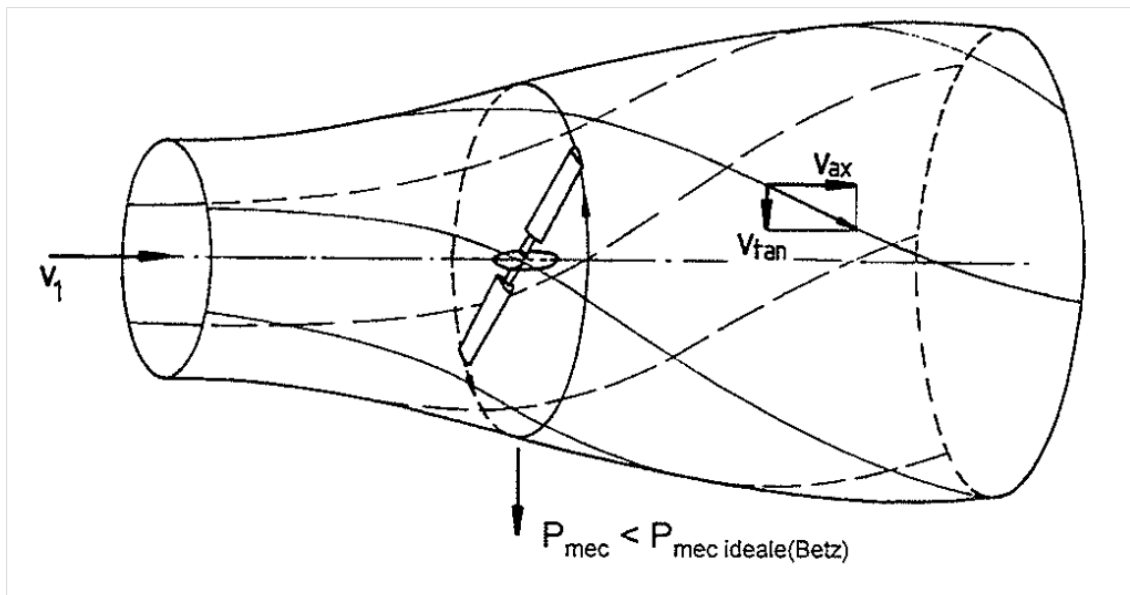


Figura 2.6: Moto elicoidale impresso alla scia.

La presenza di una componente tangenziale di velocità nel moto della scia riduce ulteriormente la variazione di energia cinetica del vento che può essere sfruttata dal rotore.

Pertanto il coefficiente di potenza introdotto con la teoria di Betz si riduce ulteriormente in funzione del rapporto tra le componenti del moto in direzione tangenziale ed assiale.

Quest'ultimo rapporto può essere meglio introdotto facendo riferimento al rapporto "tip-speed ratio" (rapporto di velocità periferica), espresso come:

$$\lambda = \frac{\omega r}{v}$$

dove al numeratore compare la velocità periferica corrispondente al raggio esterno della pala ed al denominatore la velocità della corrente d'aria.

Questo problema appena introdotto può essere analizzato attraverso la "Teoria Impulsiva Vorticoso", mantenendo l'ipotesi di fluido inviscido.

Occorre per questa teoria, considerare singoli elementi palari, valutandone le azioni aerodinamiche ad essi legate per poi integrarne gli effetti sull'intera lunghezza delle pale.

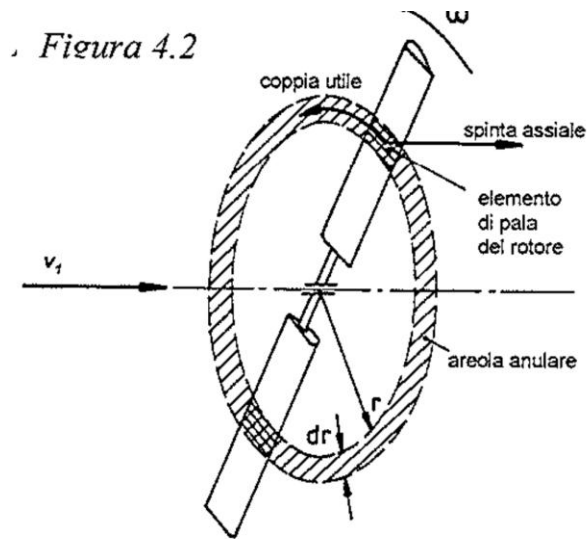


Figura 2.7: Schema per la Teoria Vorticosa, caratterizzata dall'analisi degli elementi palari.

Tale teoria mostra principalmente che l'andamento del C_{PR} (coefficiente di potenza rotorica) in funzione di λ e quello rappresentato nella figura successiva:

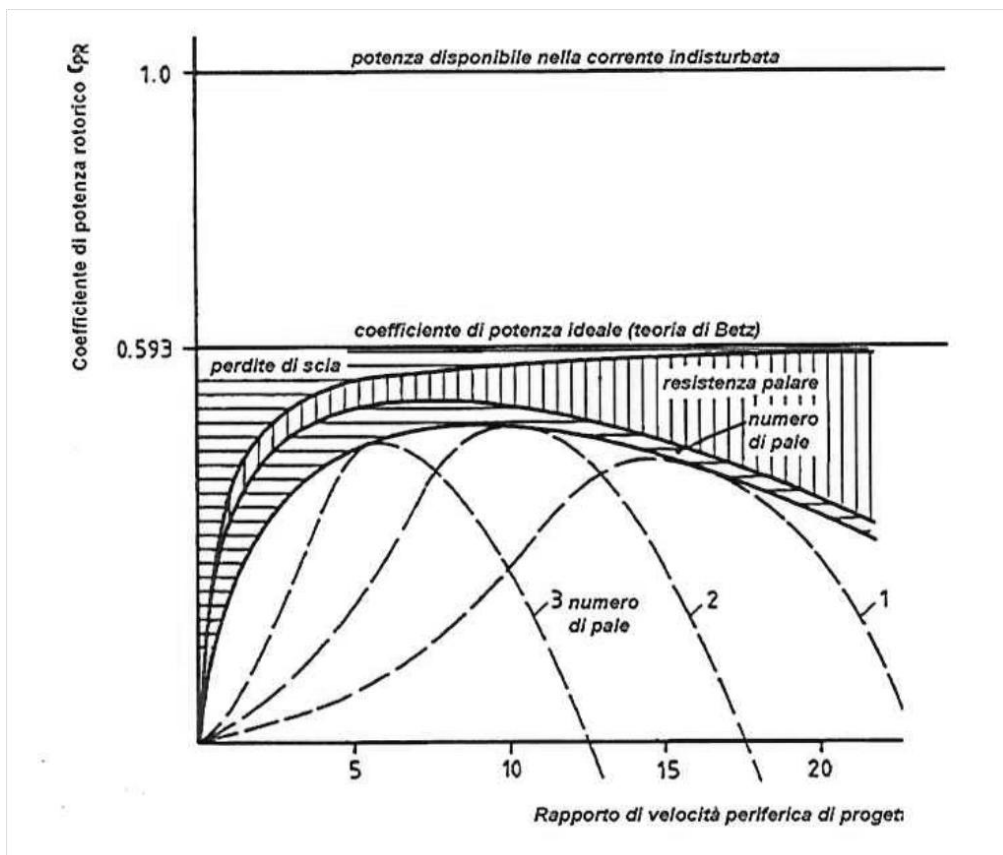


Figura 2.8: C_{PR} in funzione di λ .

In condizioni ottimizzate (massima potenza) C_{PR} assume l'andamento come in figura, discostandosi dal valore ideale di Betz per sole perdite di scia.

A bassi valori del termine λ , pur in condizioni ottimali, gli effetti dovuti alla vorticosità della scia possono essere considerevoli; infatti se λ tendesse all'infinito (avvicinandoci all'ipotesi di disco attuatore), tali perdite si annullerebbero (diminuendo di conseguenza la componente tangenziale del flusso d'aria in uscita) fintanto che il coefficiente di potenza diventerebbe equivalente al valore ideale di Betz.

Per introdurre altri fattori di non idealità nel comportamento del rotore nella cattura dell'energia eolica, bisogna analizzare più da vicino le azioni aerodinamiche agenti sulle pale (portanza e resistenza).

Si faccia per il momento riferimento ad una macchina ad asse orizzontale; in ogni caso le considerazioni di questo paragrafo si potranno anche estendere al caso delle turbine ad asse verticale.

Le pale innanzitutto, hanno profilo alare, con dimensioni longitudinali contenute rispetto a quelle trasversali; questo permette di poter assumere uniformi le grandezze fluidodinamiche interessate.

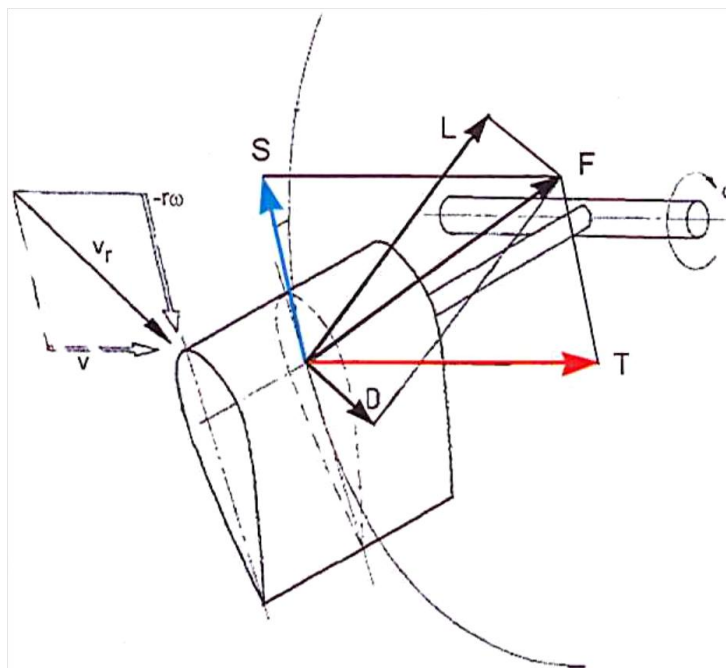


Figura 2.9: Rappresentazione delle azioni esercitate dal vento sugli elementi palari.

Vengono rappresentate nella Figura 2.9, il vettore corrispondente alla velocità locale del vento (v , che non è la velocità indisturbata del vento, ma la velocità locale in direzione assiale), e la componente contraria del moto rotatorio del profilo ($-r\omega$) ed infine la componente relativa della velocità (v_r) che si può ricavare come somma vettoriale delle due componenti già citate.

Il fluido esercita sull'elemento di pala la forza F , risultante tra l'azione di resistenza D (Drag, diretta nella direzione della velocità relativa) e di portanza L (Lift, normale alla velocità relativa del vento). Scomponendo ulteriormente la forza F si possono evidenziare due ulteriori componenti, ovvero la spinta in direzione assiale T e la componente ortogonale a quest'ultima S , intesa come la spinta tangenziale che fornisce la coppia aerodinamica utile.

La figura successiva evidenzia proprio le distribuzioni di queste forze.

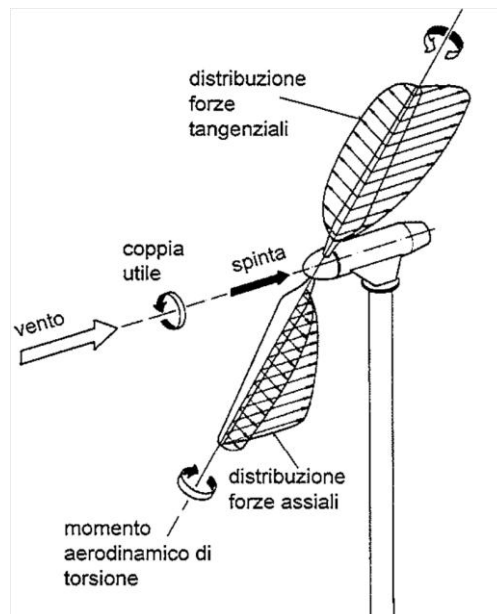


Figura 2.10: Distribuzione delle forze sulle pale in direzione assiale e tangenziale.

Se ora esaminassimo l'azione aerodinamica della corrente d'aria più in dettaglio, potremo notare come le azioni dinamiche sull'elemento palare avvengano a causa della distribuzione asimmetrica delle pressioni sulle facce opposte della pala.

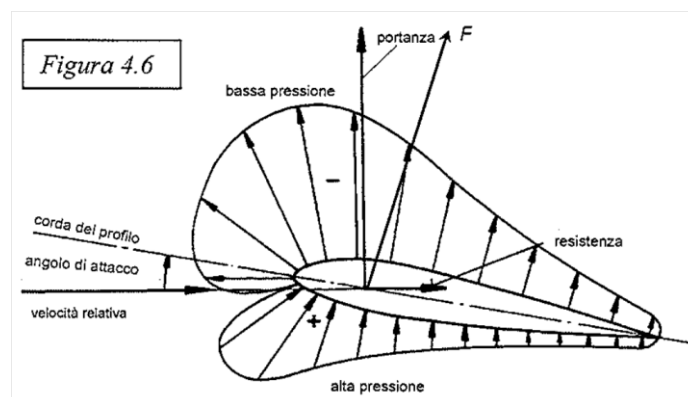


Figura 2.11: Distribuzione delle pressioni sulle facce della pala.

Si definisce angolo d'attacco l'angolo α che la corda del profilo (intesa come la congiungente del bordo d'attacco con il bordo d'uscita) forma con la direzione della componente relativa del vento. Inoltre si definiscono anche i coefficienti di resistenza (C_D) e di portanza (C_L), relativamente a questo tipo di profili:

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2} A_p \rho v_r^2}$$

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2} A_p \rho v_r^2}$$

dove A_p è l'area del profilo, intesa come il prodotto della corda per l'estensione longitudinale del profilo, ρ la densità dell'aria e v_r la velocità relativa.

Nel caso di profili che rispettino la condizione di similitudine geometrica, i coefficienti appena introdotti, dipendono dal numero di Reynolds:

$$Re = \frac{\rho c v_r}{\mu}$$

dove μ è la viscosità dinamica del fluido, e dipendono anche dall'angolo d'attacco α . Tale dipendenza si può notare nella successiva figura; nelle usuali condizioni di funzionamento C_L cresce in funzione dell'angolo α , raggiungendo un valore massimo in corrispondenza di un angolo preciso (angolo critico o di stallo), per poi decrescere in maniera brusca, al contrario del coefficiente di resistenza che cresce drasticamente. In quest'ultimo caso si dice che il profilo "stalla"; in questa situazione si può notare il distacco dei "filetti fluidi" (distacco di vena) con formazione di vortici nella parte sottovento del profilo.

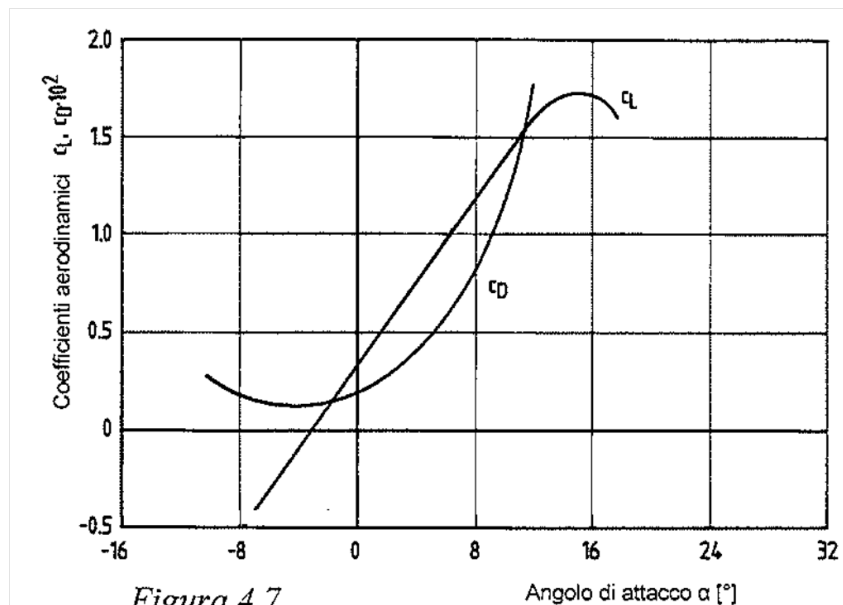


Figura 2.12: Andamento dei coefficienti di portanza e resistenza in funzione dell'angolo d'attacco per un particolare Re .

Se ora considerassimo il rapporto tra C_L e C_D definito come l'efficienza del profilo potremo determinare l'angolo d'attacco ottimale per il funzionamento dello stesso profilo. Si nota dalla Figura 2.13 che tale valore di α è poco superiore in genere a 0° , al cui valore corrisponde un valore dell'efficienza $E=C_L/C_D$ dell'ordine di 200.

Invece, a proposito della dipendenza dell'efficienza paleare dal numero di Reynolds si può notare che al diminuire di Reynolds verso valori tipici di regimi laminari il coefficiente di resistenza aumenta tantissimo, mentre per quanto riguarda il coefficiente di portanza, essendo questo dipendente dall'angolo critico per cui si ottiene lo stallo ed essendo l'angolo per cui avviene lo stallo maggiore al crescere di Re , C_L aumenta all'aumentare dello stesso fattore.

Si tenga conto anche della qualità superficiale delle pale che ovviamente influisce anch'essa sulle prestazioni della macchina.

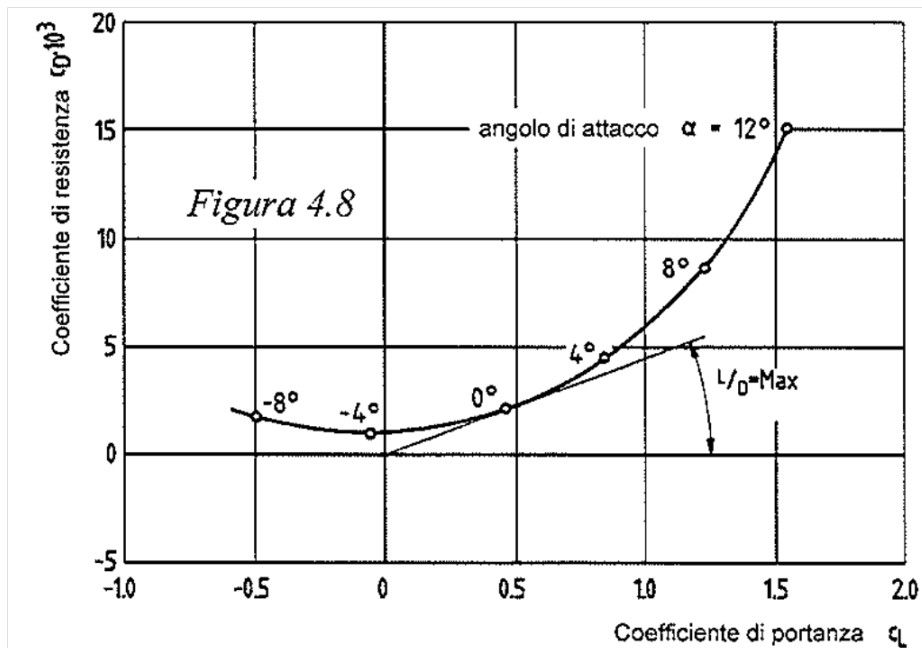


Figura 2.13: Situazione ottimale di funzionamento evidenziata sulla curva del coefficiente di Drag in funzione del coefficiente di Lift.

Facendo riferimento alla Figura 2.14 si può anche esprimere la spinta tangenziale che produce coppia utile in termini di portanza e resistenza (si assuma inoltre di lavorare nella condizione ottimale secondo Betz, $v=2/3 v_1$). Si intenda inoltre l'angolo di calettamento θ l'angolo formato tra la corda ed il piano di rotazione palare, e l'angolo Φ pari alla somma di quest'ultimo angolo con quello di attacco.

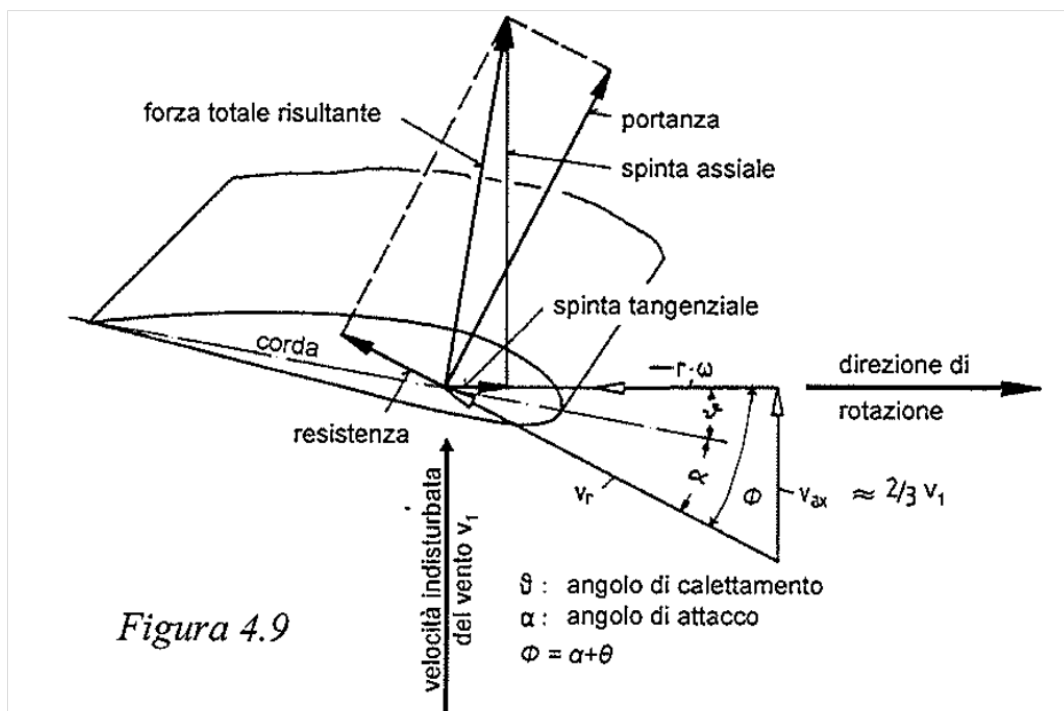


Figura 2.14: Componenti di forza che agiscono su di un elemento di pala.

$$S = L \sin \Phi - D \cos \Phi$$

Si definisca inoltre il coefficiente di spinta tangenziale come C_S :

$$C_S = C_L \sin \Phi - C_D \cos \Phi$$

$$S = \frac{1}{2} C_S \rho A_p v_r^2$$

Pertanto la coppia utile si può esprimere come:

$$M_r = S r = \frac{1}{2} C_S \rho A_p v_r^2 r$$

Nel caso di molti aerogeneratori ad asse orizzontale è possibile infatti, modificare l'angolo di calettamento locale, e quindi anche quello di attacco al fine di rendere ottime le condizioni di funzionamento o, di limitare la cattura di potenza oltre la velocità nominale del vento oppure ancora per "nascondere" le pale dal vento tenendole nella posizione cosiddetta "a bandiera".

Inoltre visto che si può considerare uniforme la componente in direzione assiale della velocità del vento in prossimità del bordo d'attacco della pala, mentre varia la componente relativa sia in modulo che in direzione, al fine di garantire un buon angolo d'attacco locale (tale da garantire condizioni aerodinamiche favorevoli), è normale nella pratica costruire la pala svergolata; in tal maniera, la corda del profilo alare diventa più piccola passando dalla base all'estremità. In ogni caso l'ottimizzazione delle pale riguarda solamente le condizioni nominali di funzionamento; nelle altre circostanze, nel caso non ci siano sistemi di controllo aggiuntivi, lo svergolamento delle pale non risulterebbe più ottimale.

Riprendendo in esame la Figura 2.8, si possono ulteriormente analizzare, in via qualitativa, le cause d'inefficienza, pur ammettendo l'ipotesi di fluido non viscoso, e l'incapacità della macchina di "raccolgere" la potenza complessiva legata al vento (sempre riferendosi alla teoria impulsiva vorticoso e la teoria impulsiva assiale di Betz).

Si era già notato come il coefficiente di potenza rotorico C_{PR} dipendesse dal valore di λ ; in particolare le perdite di scia diminuivano all'aumentare dello stesso parametro fino ad annullarsi per λ tendente all'infinito (disco attuatore).

Infatti data una precisa velocità del vento indisturbata, la potenza catturabile del rotore si può esprimere come il prodotto tra la coppia utile e la velocità di rotazione; all'aumentare di quest'ultima (λ crescente) è necessario un valore minore della coppia a parità di potenza. Così ad una coppia, o spinta tangenziale, inferiore, corrisponde anche un valore minore della velocità tangenziale impressa alla portata d'aria, alla quale corrisponde infine una perdita di scia inferiore.

La teoria impulsiva vorticoso è basata sull'assunzione che non sia presente alcuna forza resistente provocata dalle pale; quindi è come considerare che $L/D \rightarrow \infty$.

Nella pratica la componente resistente genera una coppia contraria al moto rotatorio utile (si vedano le figure precedenti che rappresentavano le diverse azioni sulla pala), pertanto ciò si traduce in una perdita di potenza estratta dalla turbina.

La capacità di estrarre potenza dal vento dipende anche dal numero e dalla forma delle pale, oltre che alla loro velocità con cui ruotano. Le teorie impulsive finora introdotte, assumono in ogni caso che le pale siano presenti in numero "infinito" tali quindi da ricoprire l'intera area del disco.

In breve si può affermare che l'effetto del numero finito di pale sul C_{PR} comporti una penalizzazione di quest'ultimo considerando anche la dipendenza con λ . Infatti a parità di velocità del vento, un numero finito di pale interagisce in maniera più efficace con la corrente d'aria che attraversa la sezione del rotore, quanto più veloce è la rotazione dello stesso.

Invece, per quanto riguarda la presenza del termine legato alla resistenza palare, bisogna far riferimento al rapporto tra L e D (E, efficienza palare); al diminuire di E naturalmente diminuisce anche il coefficiente di potenza (normalmente i profili alari lavorano in un range di valori di E tra 50 e 100 in condizioni ottimali).

Si noti anche che, l'effetto della resistenza palare aumenta con il valore del rapporto di velocità periferica, a parità di altre condizioni. Il punto ottimale di C_{PR} si sposta verso valori inferiori di λ al diminuire dell'efficienza palare. Con alti valori di E (circa 100) il valore ottimale di λ è piuttosto alto ed il numero di pale diventa meno influente sul C_{PR} . Viceversa con bassi E (attorno a 10) i valori conseguibili per il coefficiente di potenza sono più bassi, ottenibili a minori valori di λ , e qui invece il numero di pale diventa un fattore rilevante. Rotori caratterizzati da elevati valori della velocità di rotazione possono ottenere elevate prestazioni con un numero contenuto di pale, ma in quel caso gioca un ruolo chiave le caratteristiche con cui viene realizzato il profilo.

Le precedenti osservazioni si possono notare meglio con la successiva figura dove si riporta il coefficiente di potenza rotorico in funzione di E, del numero di pale e soprattutto di λ .

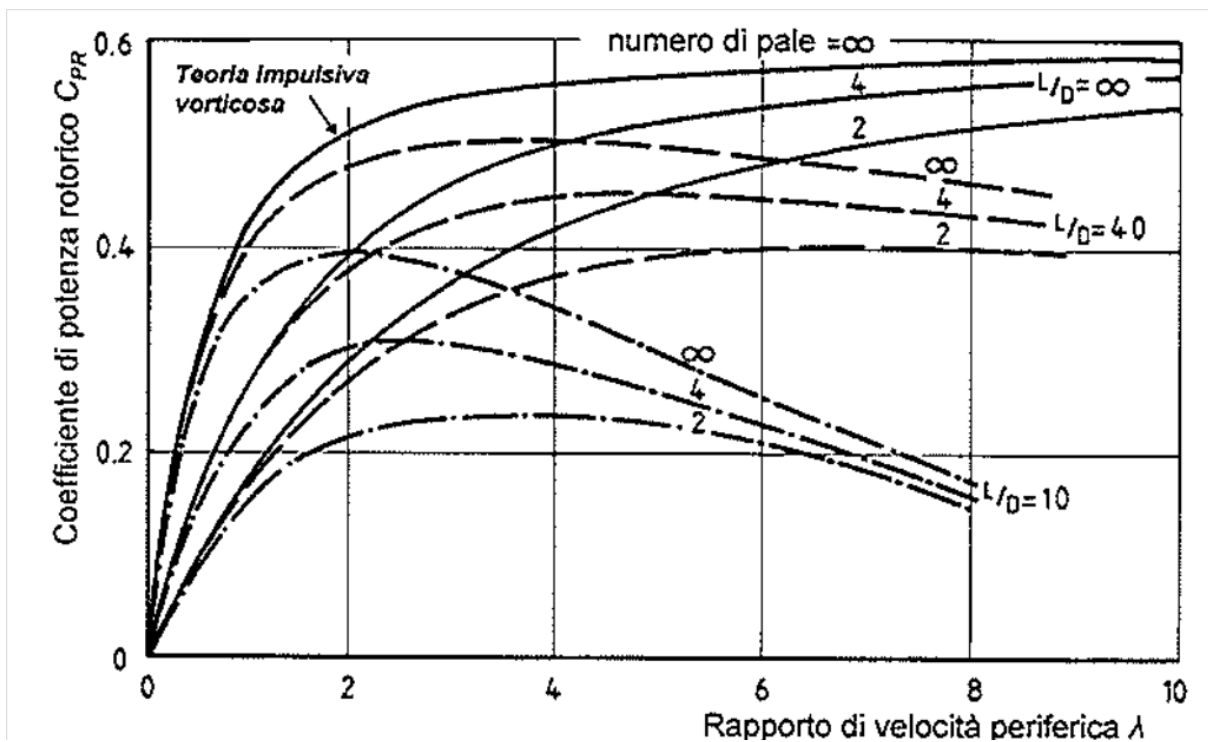


Figura 2.15: Andamenti del coefficiente di potenza rotorico in funzione di λ , E ed il numero di pale.

In Figura 2.16 infine, sono riportati indicativamente i campi ottimali dal punto di vista operativo dei diversi tipi di rotori delle turbine eoliche, in questo caso sia HAWT e VAWT. Viene anche approssimativamente indicato il valore massimo del C_{PR} che si può ottenere. [1]

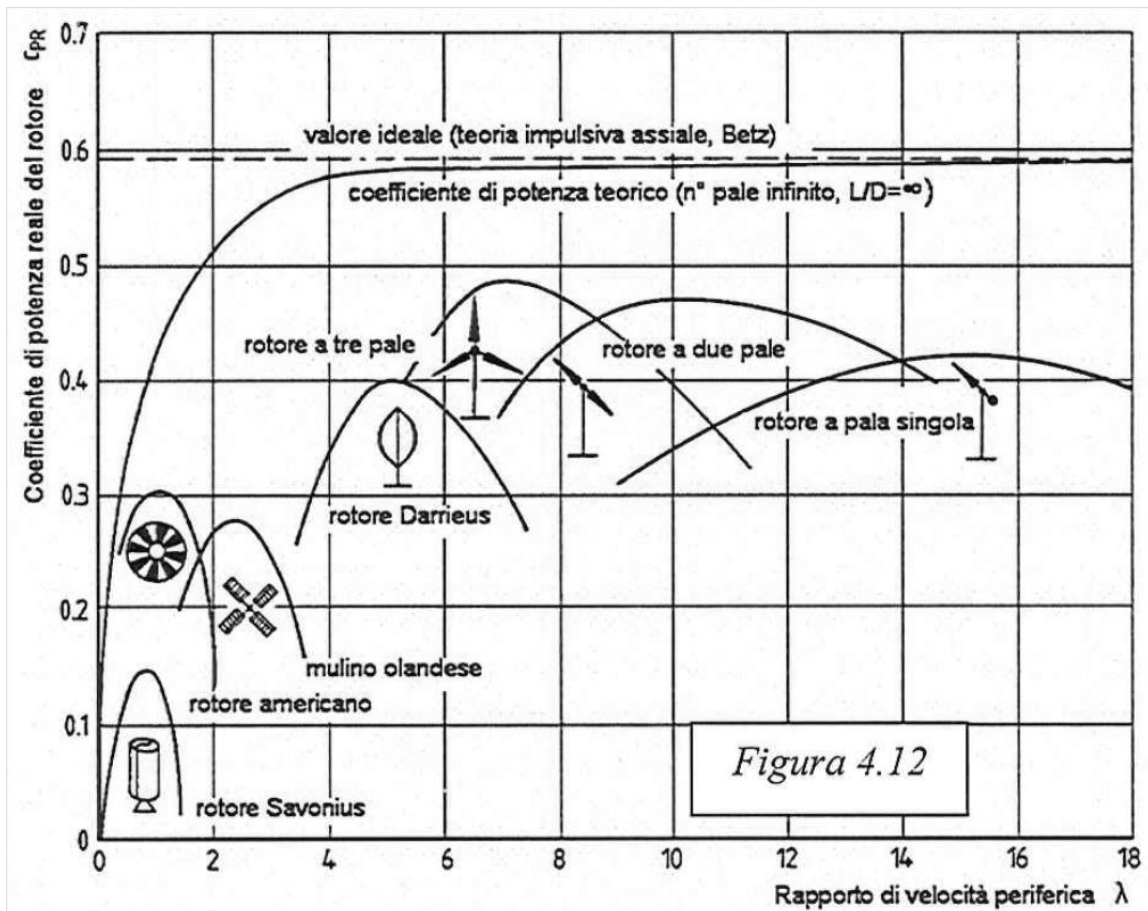


Figura 2.16: Valori indicativi e campi operativi di diverse tipologie di turbine eoliche.

Si possono definire “turbine veloci”, le macchine con un alto valore ottimale di λ , mentre “turbine lente” quelle turbine con un λ ottimale basso. Nella tabella successiva, considerando una velocità del vento costante pari a 7m/s, sono stati riportati i valori della velocità tangenziale periferica e angolare per diversi tipi di turbine, valori determinati mediante i relativi TSR ottimali indicati nella precedente figura.

Come si può notare dai valori della tabella, le turbine ad asse orizzontale sono considerabili turbine veloci, avendo un’elevata velocità tangenziale periferica, pur essendo caratterizzate da una velocità angolare ridotta dato il raggio del rotore tipicamente molto maggiore di quello delle turbine ad asse verticale.

Tipo di Turbina	λ ottimale	Velocità tangenziale [m/s]	Raggio rotore [m]	Velocità angolare [rpm]
VAWT Savonius	1	7	1	67
VAWT Darrieus	5	35	1,5	223
HAWT Bipala	10	70	28	24
HAWT Tripala	7	49	45	10

Per poter incrementare il più possibile l'energia estratta annualmente da una turbina, si deve cercare di mantenere il coefficiente di potenza C_p prossimo al suo valore massimo durante l'intero periodo d'esercizio, adattandosi a tutte le variazioni legate alla ventosità.

A tal fine la velocità di rotazione del rotore dovrebbe essere variata per mantenere il valore di λ prossimo al valore opportuno per massimizzare il coefficiente di prestazione. In Figura 2.17 sono indicate le curve di potenza prodotta in funzione della velocità del rotore parametrizzate in base alla diversa velocità del vento: per massimizzare la produzione energetica la turbina dovrebbe quindi avere un numero di giri al minuto opportuno, al quale corrisponda il valore massimo di potenza aerodinamica per qualsiasi valore della velocità del vento misurabile. [3]

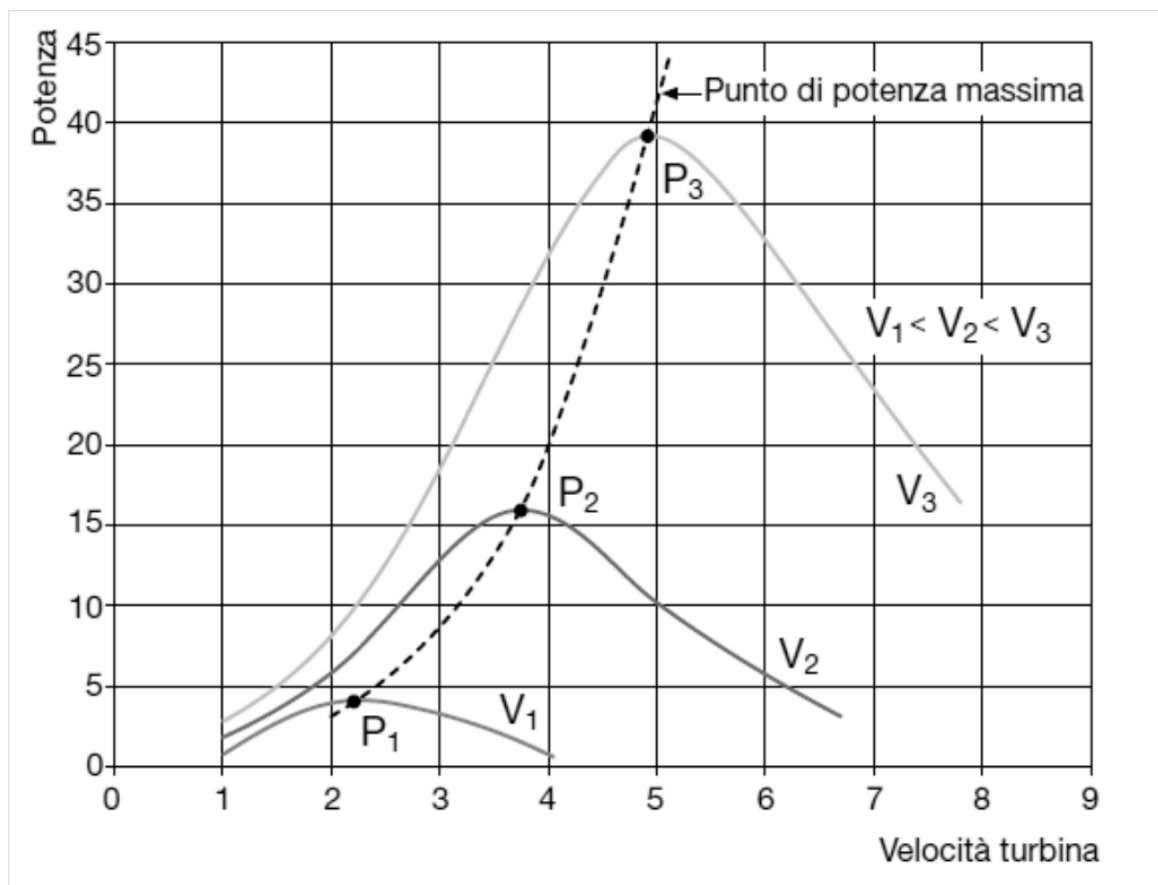


Figura 2.17: Curve di potenza aerodinamica al variare della velocità del vento, in funzione del numero di giri.

Considerando il problema legato alla producibilità e conseguentemente alla resa energetica di un impianto eolico diventa importante introdurre degli ulteriori parametri tra i quali:

- La potenza nominale che rappresenta la massima potenza elettrica prodotta dal generatore elettrico; si può definire anche il rispettivo valore "lato meccanico" naturalmente maggiore tenendo conto delle perdite elettriche nel generatore, o meccaniche ad esempio nell'eventuale moltiplicatore di giri;
- La velocità di cut-in, valore minimo della velocità del vento per la quale si inizia a produrre potenza dall'aerogeneratore;
- La velocità di cut-out, valore massimo delle velocità ammesse per l'estrazione della potenza meccanica del vento; oltre quel valore (generalmente velocità del vento superiori

a 25 m/s) la turbina viene arrestata dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il blocco può avvenire con veri e propri freni meccanici che arrestano il rotore o, per le pale ad inclinazione variabile “nascondendo” le stesse al vento mettendole nella cosiddetta posizione a “bandiera”. [1]

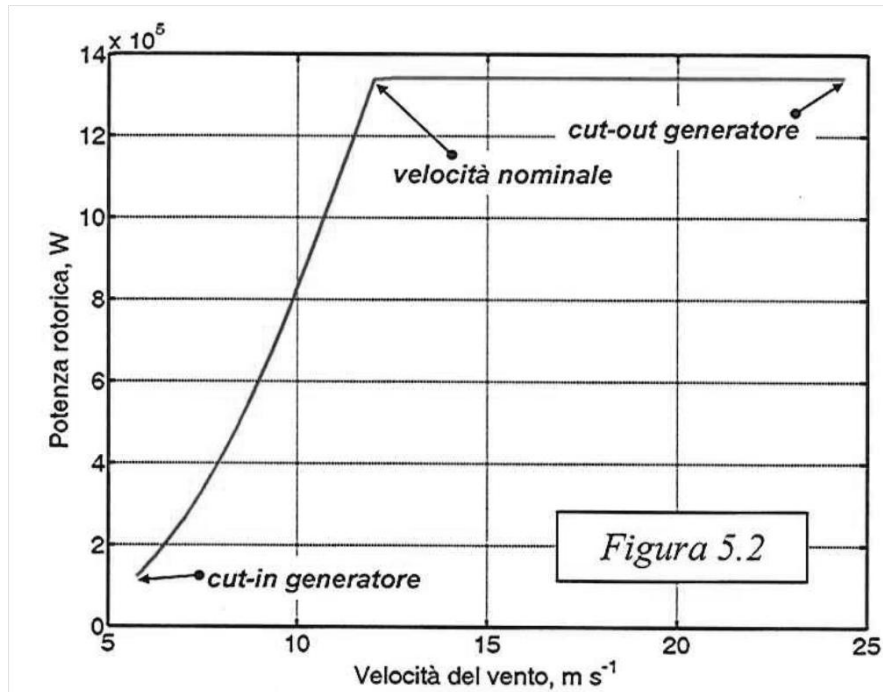


Figura 2.18: *Tipica caratteristica di potenza prodotta da un aerogeneratore in funzione della velocità del vento.*

Nel prossimo capitolo si definiranno meglio le caratteristiche della turbina specifica che è stata analizzata nelle successive simulazioni, e si introdurranno anche dei concetti relativi ai componenti elettrici ed elettronici che compongono l'intero sistema di conversione a valle del rotore.

3.Sistema di Conversione dell'Energia

Il sistema elettrico che è stato scelto per la produzione e la conversione dell'energia per questo impianto, è composto oltre che dalla turbina, da un generatore a magneti permanenti e da un raddrizzatore a diodi, anche da alcuni componenti elettronici capaci di permettere il controllo delle prestazioni della turbina, al fine di massimizzare l'energia estratta, ricercando continuamente le condizioni ottimali di funzionamento della turbina eolica (in particolare i valori della velocità di rotazione a seconda della velocità del vento che permettono di produrre la maggiore potenza elettrica).

Un concetto comune nella generazione e successiva conversione dell'energia è l'adattamento delle caratteristiche della macchina che, nel caso specifico, genera potenza, alle caratteristiche del carico ("impedance matching").

Nel caso delle turbine di piccola taglia ed in particolare di quella analizzata in questa tesi, verrà utilizzato infatti, un convertitore DC-DC (nel caso specifico un "abbassatore" o "buck-converter") che fungerà proprio per modificare il livello di carico percepito dal generatore al fine di ricercare le migliori condizioni operative.

Vengono ora descritti più in dettaglio, i singoli componenti che costituiscono l'intero sistema di conversione dell'energia, che verrà poi studiato attraverso delle simulazioni riportate nel prossimo capitolo.

3.1. Turbina ad Asse Verticale- Tipo Darrieus

La turbina eolica scelta per questo studio fa parte della categoria di turbine ad asse verticale - tipo Darrieus. Tale turbina è costituita da un rotore le cui pale vengono costruite a profilo alare, pertanto tali macchine funzionano sfruttando l'azione di sustentamento provocata durante il passaggio del vento attraverso la pala. Pur assicurando prestazioni generalmente migliori rispetto alle turbine che sfruttano l'azione di resistenza (turbine Savonius), presentano lo svantaggio di non riuscire ad avviarsi spontaneamente in presenza di vento; una possibilità per ovviare a questo problema è inserire una turbina tipo Savonius interna e coassiale rispetto quella Darrieus, in modo così che la prima possa fornire la coppia utile per l'avviamento della turbina in questione (Figura 3.1).



Figura 3.1: Vista di una turbina ibrida Darrieus-Savonius.

Questa tipologia di aerogeneratore trova impiego nella pratica grazie ad alcune caratteristiche interessanti tra le quali: la possibilità di lavorare adattandosi facilmente alle condizioni del vento e la non necessità di sistemi di controllo per l'allineamento rispetto la direzione del vento. In più risulta efficace nel caso di venti caratterizzati da una componente verticale della velocità (caso di turbine localizzate sui tetti degli edifici) e può operare anche con valori bassi della velocità del vento, seppur in un intervallo di velocità non troppo ampio.

Tali turbine si dimostrano inoltre in grado di funzionare anche in presenza di venti turbolenti, e durante l'esercizio soffrono meno delle problematiche legate al rumore generato, rendendole appetibili per installazioni in contesto urbano.

Alcuni di questi rotor vengono impiegati anche nel caso di applicazioni di elevata potenza, e necessitano sempre di qualche organo di controllo per adattare la velocità di rotazione in funzione della ventosità, al fine di garantire delle buone prestazioni.

Generatore elettrico, moltiplicatore di giri e altri componenti come i freni possono essere posizionati "a terra" e non nella navicella come nel caso delle HAWT, permettendo così di effettuare più semplicemente azioni di manutenzione da parte del personale.

Non potendo pensare di poter "nascondere" le pale al vento (posizionandole a bandiera nel caso di venti intensi), occorre inserire un dispositivo meccanico frenante per eseguirne l'arresto; la struttura di base infine, può essere costruita meno robusta in confronto a quelle destinate alle turbine Savonius di pari taglia, vista la minore superficie esposta al vento.

Risultano tuttavia, meno efficienti generalmente rispetto alle HAWT, soprattutto perchè la parte delle pale che è più vicina all'asse ruota a bassi valori di velocità, non riuscendo così a convogliare ottimamente il flusso d'aria. [3]

Le caratteristiche utili della turbina qui analizzata si possono riassumere nella seguente tabella (dati relativi alla geometria, al momento d'inerzia) e nel prossimo grafico che riporta le curve di potenza aerodinamica per diversi valori della velocità (compresi tra i due estremi v_{cut-in} e $v_{cut-out}$).

Albero	
Lunghezza totale	3,516 m
Diametro interno/esterno	95/108 mm
Densità materiale	7860 kg/m ³
Pale	
Massa di ciascuna pala	7 kg
Numero pale	3
Diametro al quale sono posizionate	2,1429 m
Avvolgimento della botte	30°
Razze	
Peso di ciascuna razza	2,11 kg
Lunghezza	1,0715 m
Numero delle razze	9 a gruppi d 3
Momento d'inerzia	22,255 kgm ²

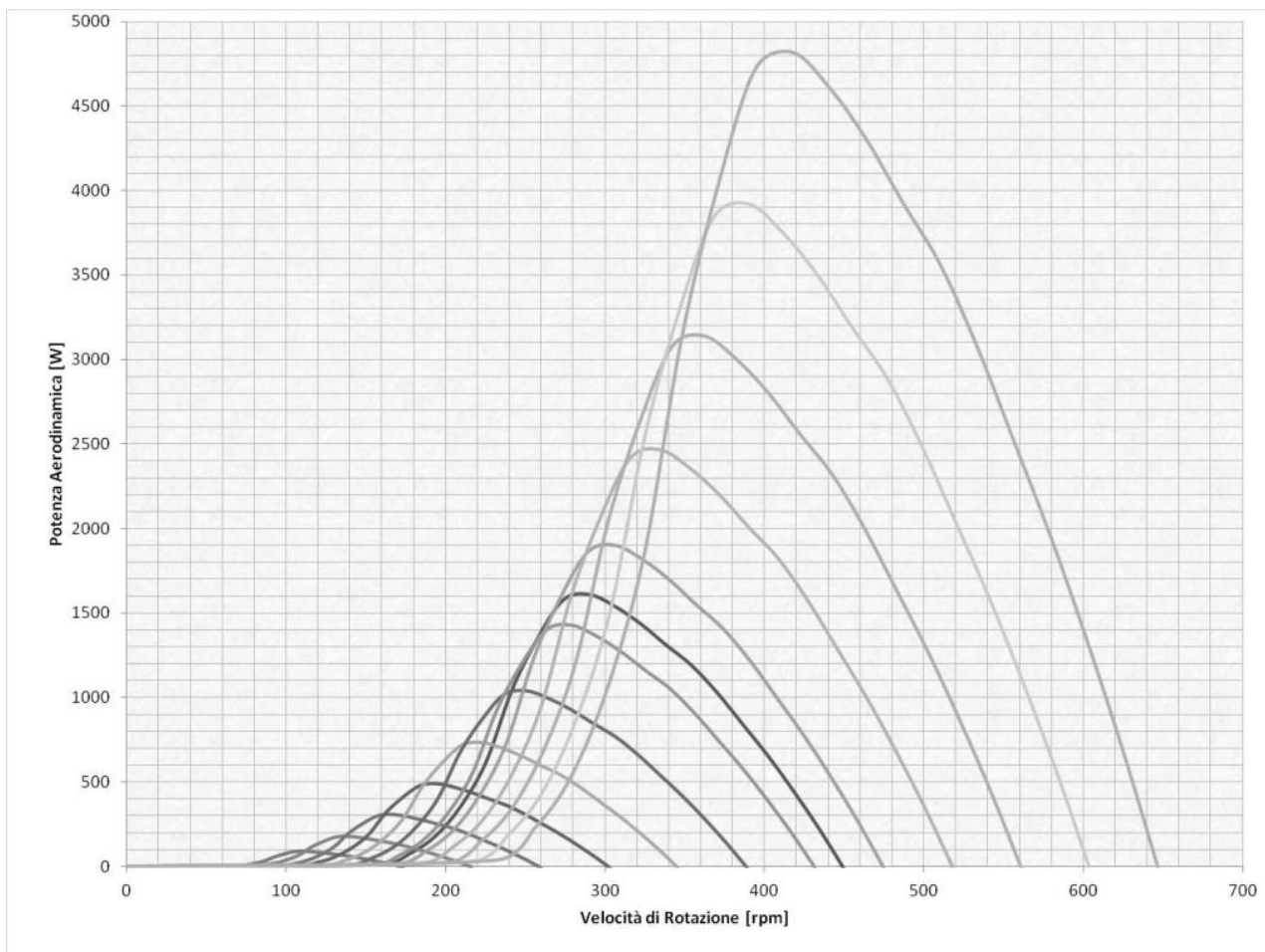


Figura 3.2: *Potenza aerodinamica in funzione della velocità di rotazione e per diversi valori della velocità del vento a partire da 4m/s fino a 15 m/s (curva più a destra).*

Per questa turbina è stato scelto di operare con velocità di rotazione non superiore a 290 rpm, per ragioni principalmente strutturali.

Considerando questa limitazione, si possono così riassumere alcuni dati legati alla potenza aerodinamica e alla coppia meccanica:

V [m/s]	omega [rpm]	P_aero_opt [W]	Coppia [N*m]
4	120	92.78	7.38
5	150	182.17	11.60
6	180	318.91	16.92
7	210	514.09	23.38
8	240	777.97	30.95
9	260	1121.80	41.20
10	290	1564.34	51.51
11	290	1923.50	63.34
12	290	2019.20	66.49
13	290	1861.40	61.29
14	290	1623.60	53.46
15	290	1445.30	47.59

3.2 Generatore Sincrono a Magneti Permanenti

Tra le macchine elettriche utilizzate nei diversi settori industriali, si possono trovare sempre più frequentemente i generatori ed i motori sincroni a magneti permanenti. Questi apparati sono principalmente realizzati per gli azionamenti particolari che richiedono elevate efficienze; i costi invece di questi dispositivi risultano piuttosto alti, principalmente legati ai magneti inseriti nel rotore. Una raffigurazione della struttura di un tipico motore di questa tipologia, con una coppia polare è mostrata in Figura 3.3.

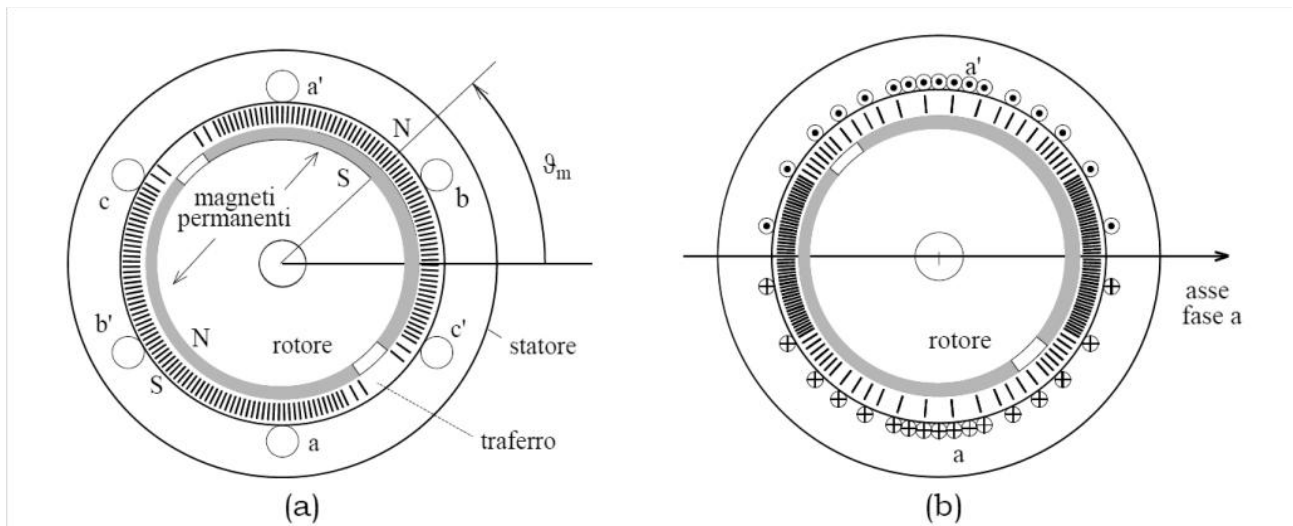


Figura 3.3 - Sezione circonferenziale di un motore sincrono a magneti permanenti costituito da due poli, nel quale i magneti vengono posti nel rotore, ed i conduttori delle diverse fasi nello statore. Nella figura (a) si noti l'andamento ad onda quadra dell'induzione prodotta al traferro, mentre in (b) è evidenziato l'andamento sinusoidale dell'induzione prodotta dall'avvolgimento posto sullo statore.

Normalmente la parte rotante e quella statorica vengono realizzati con forma a corona cilindrica utilizzando materiale ferromagnetico laminato, e sono separati da un brevissimo strato d'aria che costituisce il traferro. I magneti vanno posizionati all'interno della parte rotante; poiché questi sono normalmente caratterizzati da un valore della permeabilità magnetica simile a quella dell'aria, a seconda di come vengono disposti e di come viene costruito il rotore si ottengono strutture di rotore isotrope o anisotrope dal punto di vista magnetico: si distinguono così i motori brushless SPM (surface permanent magnet) e IPM (interior permanent magnet).

Per applicazioni a velocità variabili la macchina sincrona a magneti permanenti (PMSM), in confronto alle macchine ad induzione, garantisce minori perdite risultando più efficiente; in più permette anche di lavorare con alte densità di coppia e di potenza. Inoltre, presentano valori generalmente inferiori delle reattanze, e possono assicurare il flusso rotorico in maniera continuativa.

In particolare, grazie alle sue caratteristiche, questa macchina può risultare ottimale anche nel caso di forti ventate, e sopportare pulsazioni di coppia ripetute fino al 20% del valore della coppia nominale.

Principio di funzionamento ed equazioni

Questo tipo di generatore è formato da una parte fissa detta statore al cui interno ruota una parte cilindrica detta rotore. Nelle cave dello statore è posto un avvolgimento trifase dove ogni fase fa capo ad una coppia di morsetti chiusi sul carico (la rete). Sul rotore invece sono posti dei magneti permanenti che producono un campo magnetico il cui flusso concatenato con ciascuna fase risulta

$$\begin{cases} \lambda_{a.mg} = \Lambda_{mg} \cos \theta_{me} \\ \lambda_{b.mg} = \Lambda_{mg} \cos(\theta_{me} - \frac{2\pi}{3}) \\ \lambda_{c.mg} = \Lambda_{mg} \cos(\theta_{me} - \frac{4\pi}{3}) \end{cases}$$

dove Λ_{mg} è il massimo flusso concatenato con ciascuna fase per effetto del magnete permanente e θ_{me} è l'angolo tra l'asse della fase a e quella del campo prodotto dal magnete.

Quando il rotore è messo in rotazione, il campo magnetico solidale con il rotore è messo anch'esso in rotazione con la stessa velocità. Il campo rotante induce nell'avvolgimento trifase di statore un sistema trifase di f.e.m sinusoidali.

$$\begin{cases} e_a = \frac{d\lambda_{a.mg}}{dt} \\ e_b = \frac{d\lambda_{b.mg}}{dt} \\ e_c = \frac{d\lambda_{c.mg}}{dt} \end{cases}$$

Di conseguenza, se lo statore alimenta un carico equilibrato, esso diventa sede di tre correnti i_a, i_b, i_c le quali producono un campo rotante statorico che ruota con la stessa velocità di quello rotorico (sincronismo) sommandosi ad esso e formando un campo risultante al traferro. Il flusso totale è così somma di quello concatenato con il flusso dovuto ai magneti e quello dovuto alle correnti di fase.

$$\begin{cases} \lambda_a = \lambda_{a.mg} + \lambda_{a,i} \\ \lambda_b = \lambda_{b.mg} + \lambda_{b,i} \\ \lambda_c = \lambda_{c.mg} + \lambda_{c,i} \end{cases}$$

Le equazioni che legano tensioni e correnti del generatore sono dunque:

$$\begin{cases} u_a = Ri_a + L \frac{d\lambda_a}{dt} \\ u_b = Ri_b + L \frac{d\lambda_b}{dt} \\ u_c = Ri_c + L \frac{d\lambda_c}{dt} \end{cases}$$

dove R rappresenta la resistenza di fase supposta uguale per tutte e tre le fasi. Tuttavia spesso le equazioni del generatore sono espresse in un sistema di riferimento sincrono con il rotore secondo gli assi d e q (diretto ed in quadratura).

$$u_d = R_d i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_{me} L_q i_q$$

$$u_q = R_q i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_{me} L_d i_d + \omega_{me} \Lambda_{mg}$$

dove L_d e L_q sono le induttanze sincrone dirette e in quadratura ed ω_{me} è la velocità elettromeccanica. Ai due campi rotanti, rotorico e statorico corrisponde una coppia elettromagnetica che si esercita tra statore e rotore che nel caso del generatore è una coppia di tipo resistente T_e .

$$T_e = \frac{3}{2} p \Lambda_{mg} + \frac{3}{2} p (L_d - L_q) i_d i_q$$

Le equazioni dell'azionamento vanno completate aggiungendo l'equazione meccanica del carico:

$$T_e = T_m + J \frac{d\omega}{dt} + B\omega$$

dove B è il coefficiente di attrito viscoso dell'aria, T_m e J rispettivamente la coppia ed il momento d'inerzia del carico.

Naturalmente nel caso di un azionamento per microgeneratore eolico la coppia di carico T_m rappresenta la coppia meccanica dell'aerogeneratore. La potenza meccanica fornita all'albero per vincere la resistenza della coppia elettromagnetica viene dunque trasformata, a meno delle perdite interne della macchina, in potenza elettrica ceduta alla rete. [12]

Per quanto riguarda il generatore scelto in particolare per l'analisi del sistema e relativi parametri, essi sono riportati nel prossimo capitolo.

3.3. Raddrizzatore a Diodi

I sistemi per la conversione AC-DC impiegano componenti quali i Diodi, i quali sono dispositivi che rendono possibile la circolazione della corrente solamente in una direzione. Nella figura 3.4 viene riportato il tipico andamento della tensione in funzione della corrente che circola attraverso un diodo:

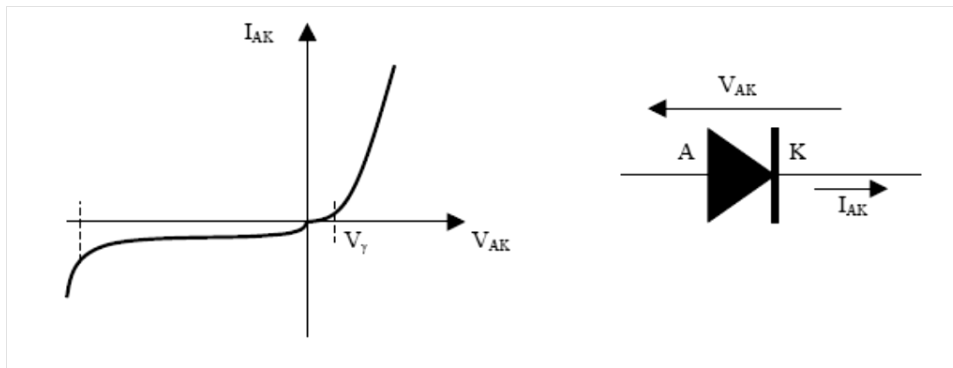


Figura 3.4: *Caratteristica tensione-corrente di un diodo.*

Dal grafico di questa curva si nota che per valori di tensione tra anodo (A) e catodo (K) maggiori di zero il diodo permette la conduzione della corrente; invece per valori negativi la corrente circolante è quasi nulla.

Grazie a queste caratteristiche inserendo dei diodi in un circuito elettrico, diventa possibile effettuare la conversione di potenza da alternata a continua.

Infatti, nel caso si abbia un sistema trifase, un circuito costruito come in Figura 3.5 permette proprio questo tipo di operazione.

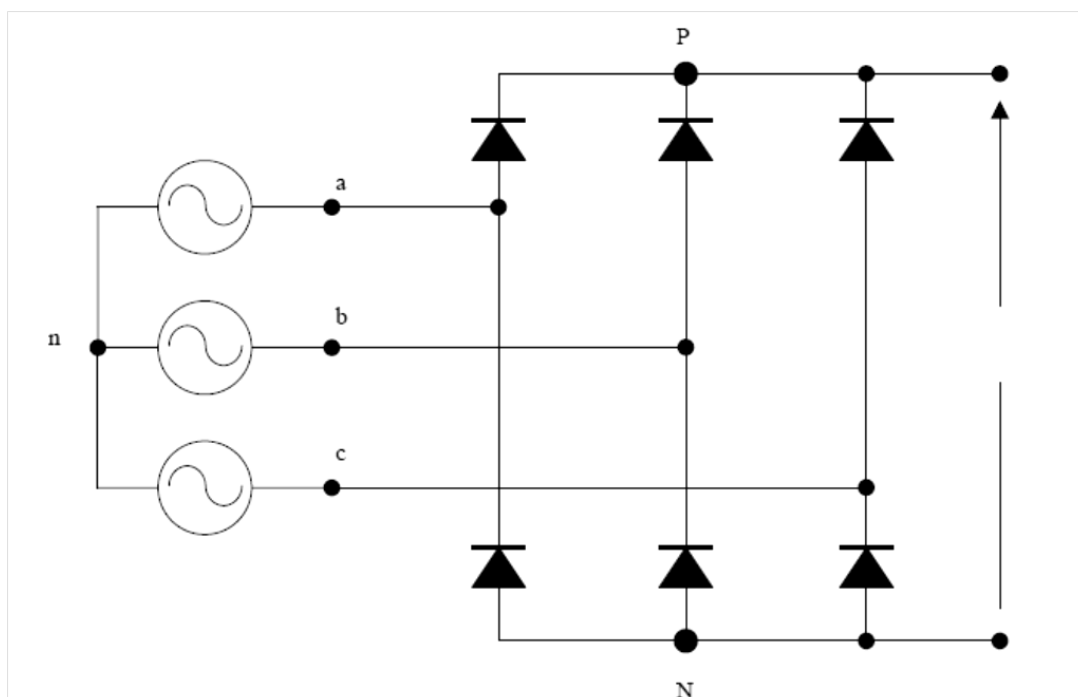


Figura 3.5: *Raddrizzatore a diodi trifase.*

Il principio di funzionamento del raddrizzatore trifase è il medesimo di un equivalente monofase; ogni diodo conduce nel momento in cui il valore della tensione tra l'anodo e il catodo dello stesso componente risulta positivo (nei diodi reali la tensione V_{AK} deve essere maggiore di 0.7V) e rimane interdetto invece quando la tensione è inferiore a zero.

Nella Figura 3.6a vengono riportati gli stati di ogni interruttore a seconda di come variano le tre tensioni del sistema elettrico connesso. In Figura 3.6b viene mostrato anche l'andamento della tensione in uscita (tra i punti P-N) se non si prevede l'inserimento di un condensatore come spesso accade nella pratica, per poter livellare meglio la tensione in uscita.

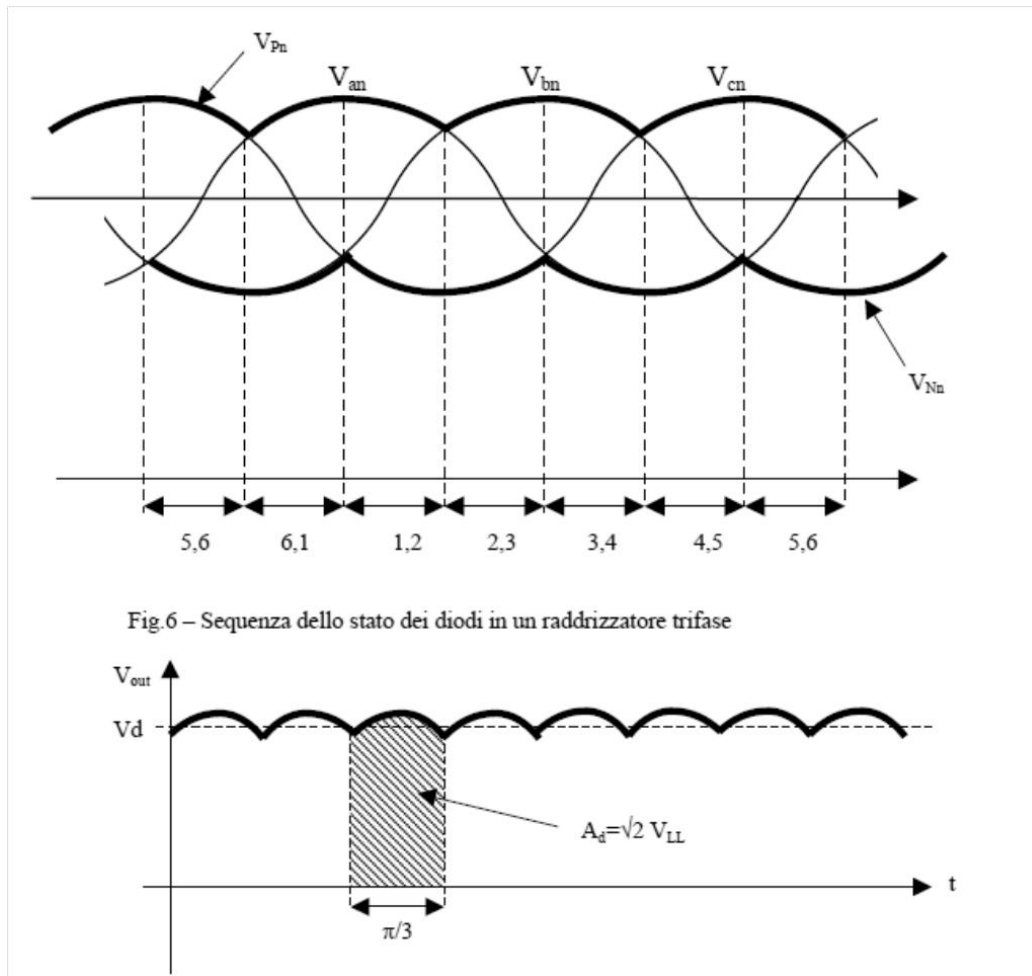


Figura 3.6a,b: Comportamento di ciascun diodo in funzione delle tre tensioni in ingresso e andamento della tensione in uscita del raddrizzatore prima del condensatore.

Il valore medio della tensione in uscita dal raddrizzatore trifase è esprimibile come: [11]

$$V_d = \frac{A_d}{\frac{\pi}{3}} = 1,35 V_{LL}.$$

3.4. DC-DC Converter

I convertitori DC-DC sono l'equivalente dei trasformatori nel caso di grandezze di corrente e tensione continue.

I trasformatori generalmente sfruttano una corrente alternata in un avvolgimento per variare il flusso magnetico, che venendo concatenato con un secondo avvolgimento permette di ottenere una seconda corrente alternata; la tensione del circuito secondario può essere sia maggiore che minore rispetto al primario, dipendendo principalmente dal rapporto di spire dei due avvolgimenti. La tensione in uscita sarà infatti ricavabile come $V_{out} = V_{in} (N_2/N_1)$, dove V_{in} è la tensione relativa all'avvolgimento primario e N il numero di spire del rispettivo avvolgimento.

Viceversa la corrente in uscita sarà pari a $I_{out} = I_{in} (N_1/N_2)$; trasformatori ben progettati possono essere caratterizzati da efficienze molto alte, fino al 98%.

Un convertitore DC-DC nel quale la tensione in uscita è maggiore di quella in ingresso è chiamato "boost converter"; in questo tipo di convertitore la corrente in uscita sarà viceversa inferiore a quella in ingresso. Contrariamente in un convertitore "buck" la tensione tra ingresso ed uscita viene abbassata, mentre la corrente aumenta.

Con i vantaggi legati all'utilizzo di componenti elettronici come gli interruttori MOSFET e gli IGBT, questi convertitori sono diventati più piccoli, economici e molto efficienti; maggiori frequenze di commutazione degli interruttori hanno permesso anche di utilizzare induttori di più piccola taglia, riducendone dimensioni, peso e costi. Al giorno d'oggi, i valori massimi delle efficienze si aggirano tra l'85% ed il 95%, e tutto ciò ha permesso di poter inserire questi componenti in molte applicazioni, tra cui anche quelle legate alle energie rinnovabili.

Buck Converter

Un convertitore buck è un convertitore DC-DC riduttore (convertitore step-down). La topologia è simile al convertitore boost e fa parte della categoria dei convertitori switching. Il circuito è costituito da due interruttori (un transistor ed un diodo), un induttore e un condensatore.

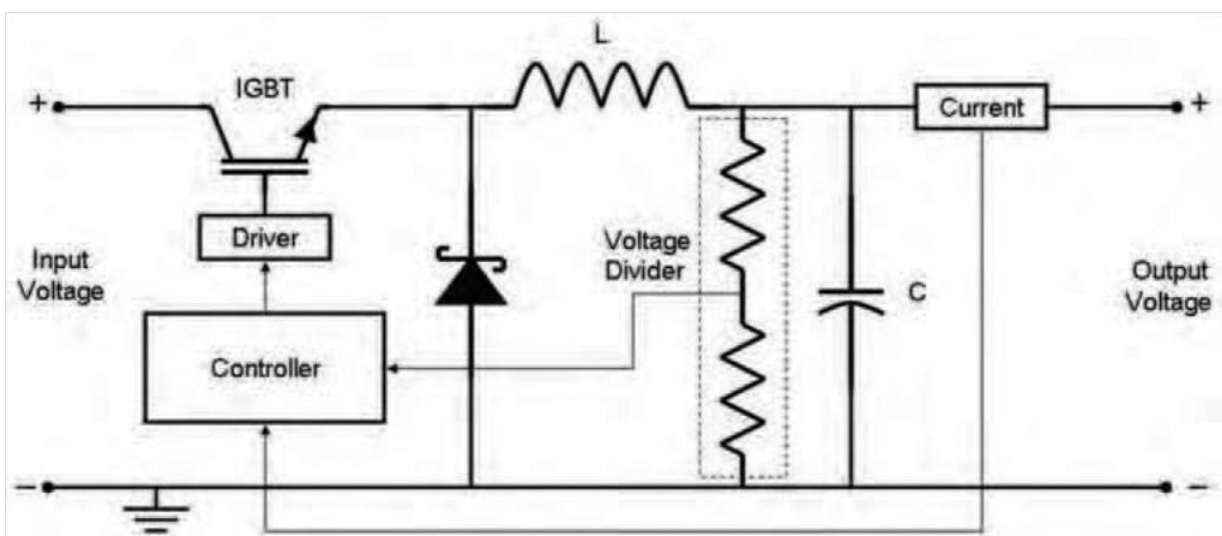


Figura 3.7: Schema rappresentativo del convertitore buck e della tecnica di controllo per il Maximum Power Point Tracker.

Il sistema così costruito, comprendente il convertitore buck, può così garantire un valore di tensione in uscita (V_0) minore del valore medio relativo alla tensione in ingresso (V_i) a seconda del valore del duty cycle dell'interruttore (ovvero la percentuale di tempo in cui l'interruttore è nello stato "on").

La funzione dell'induttore e del condensatore presenti in tale circuito è quella appunto di modificare i valori di tensione e corrente in uscita, secondo la legge che verrà dimostrata nella pagina successiva:

$$V_0 = \delta V_i$$

dove δ rappresenta il duty cycle (caratterizzato da valori compresi tra 0 e 1).

La frequenza con cui viene azionato l'interruttore gioca un ruolo chiave nell'efficienza del sistema così costruito e nel costo dello stesso. Maggiori sono le frequenze minori possono diventare i costi e le dimensioni dei singoli componenti come le induttanze e i condensatori presenti.

Come interruttore è stato scelto un Transistore Bipolare a Gate Isolato (IGBT) in virtù della propria capacità nel lavorare con elevati valori di corrente ed anche ad assicurare elevate frequenze con cui opera.

Per azionare l'interruttore si può pensare di utilizzare un microcontrollore capace di controllare il duty cycle del segnale prodotto attraverso la tecnica PWM.

In particolare un simile microcontrollore agirebbe misurando i valori di tensione (attraverso il "voltage divider" rappresentato nella precedente figura; la tensione per il microcontrollore può essere così inferiore, indicativamente tra 0 e 5 V) e di corrente (per mezzo del sensore "hall-effect current sensor"). A seconda di come varia la potenza elettrica (prodotto tra tensioni e correnti continue) e la velocità di rotazione il microcontrollore agirà variando il duty cycle, adattando il carico alla turbina, a seconda che mi stia avvicinando o allontanando al MPP data una certa velocità del vento.

Nel capitolo 4 verrà presentato in particolare anche un codice Matlab al fine di variare il duty cycle del convertitore a seconda di come variano la potenza elettrica e la velocità di rotazione, senza però fare riferimento al particolare tipo di microcontrollore utilizzato (l'algoritmo in Figura 3.8 ne rappresenta i diversi step).

Un duty cycle pari a 0 significherà che l'interruttore sarà sempre nello stato "off", ovvero è come se nessun carico fosse collegato al generatore; ciò porterà il rotore ad accelerare ruotando a velocità sempre più elevate, mentre un duty cycle massimo (pari a 1) significherà aumentare invece "l'impedenza in uscita" del sistema, comportando un maggiore livello di carico e infine un rallentamento del rotore.

Riprendendo la Figura 2.17 (curve di potenza con evidenziati i massimi), il duty cycle sarà così diminuito se ci si troverà in un tratto della curva a sinistra del punto del massimo (tratti della curva per cui il rapporto tra la variazione della potenza è della velocità di rotazione del rotore è positivo); viceversa verrà aumentato la turbina se ci si troverà a destra del MPP, così da rallentare il rotore portandolo verso la velocità ottimale. [4]

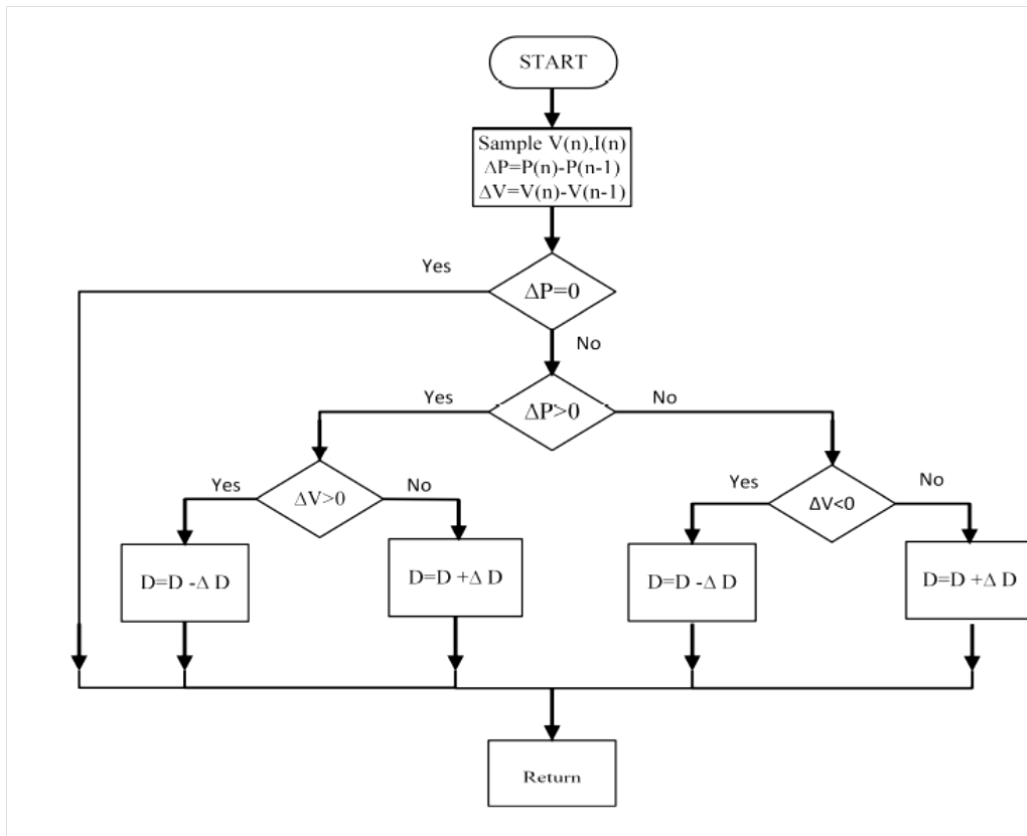


Figura 3.8: Algoritmo di controllo Perturb and Observe; si noti che per variazioni nulle della potenza non viene modificato il duty cycle.[6]

Si analizzi ora più da vicino il funzionamento del convertitore buck rappresentato anche dalla prossima figura.

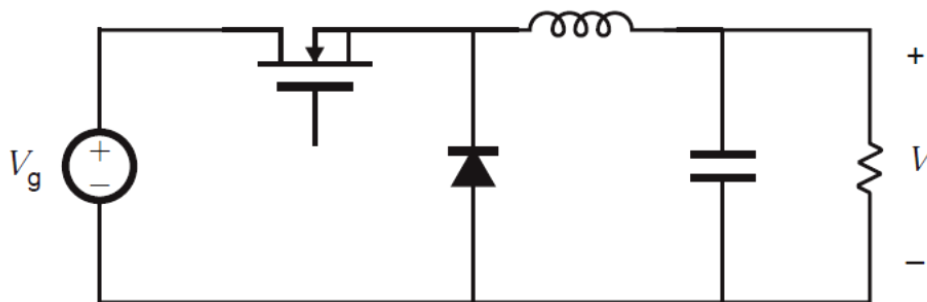


Figura 3.9a: Buck Converter.

Modo di funzionamento continuo

Si dice che un convertitore abbassatore opera in modo continuo (CCM, Continuous Conduction Mode) se la corrente che circola nell'induttore (I_L) non si annulla mai, durante il periodo nel quale avviene la commutazione.

Se l'interruttore è chiuso (stato "on") la tensione sull'induttore è $V_L=V_i-V_0$ (per i segni si faccia riferimento alla figura successiva). La corrente circolante nell'induttore cresce in maniera lineare; il diodo è polarizzato inversamente e quindi non vi è circolazione di corrente in esso.

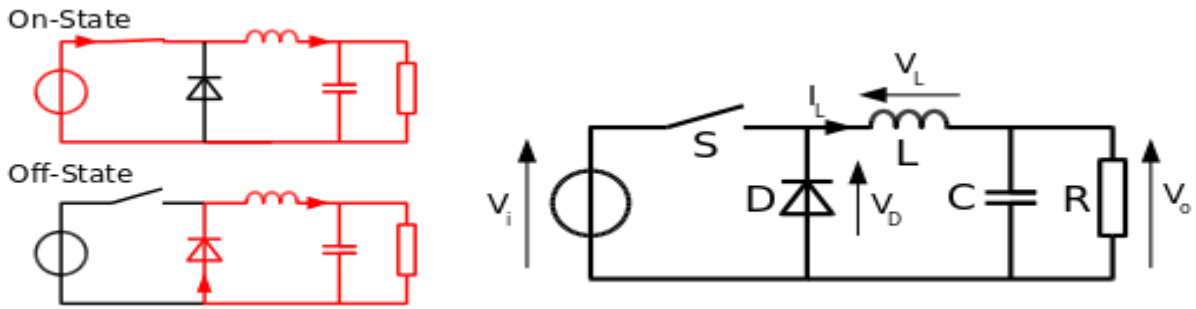


Figura 3.9b,c: *Tensioni e correnti nello stato on e off, e segni convenzionali delle diverse grandezze elettriche.*

Quando, invece, l'interruttore è aperto (stato "off") il diodo è polarizzato direttamente. La tensione sull'induttore pertanto vale $V_L = -V_0$, trascurando eventuali perdite legate al diodo, mentre la corrente I_L è destinata a calare.

L'energia immagazzinata nell'induttore è calcolabile come:

$$E = \frac{1}{2} L I_L^2$$

pertanto questa cresce durante la fase "on" e diminuisce durante la fase "off". Si può così affermare che l'induttanza L viene sfruttata per trasferire l'energia dall'ingresso all'uscita del convertitore.

Essendo inoltre:

$$V_L = L \frac{dI_L}{dt}$$

Si può esprimere l'incremento della corrente della fase "on" e il calo conseguente alla fase "off" (facendo riferimento anche alla successiva figura che raffigura le forme d'onda di corrente e tensione nel funzionamento continuo).

$$\Delta I_{L,on} = \int_{I_{min}}^{I_{max}} dI_L = \int_0^{t_{on}} \frac{V_L}{L} dt = \frac{(V_i - V_0)t_{on}}{L}$$

$$\Delta I_{L,off} = \int_{I_{min}}^{I_{max}} dI_L = \int_0^{t_{off}} \frac{V_L}{L} dt = \frac{-(V_0)t_{off}}{L}$$

Considerando il funzionamento del convertitore in regime stazionario, l'energia che è stata immagazzinata in ogni componente alla fine del ciclo di commutazione è equivalente a quella che si aveva inizialmente. Si ottiene pertanto:

$$\Delta I_{L,on} + \Delta I_{L,off} = 0$$

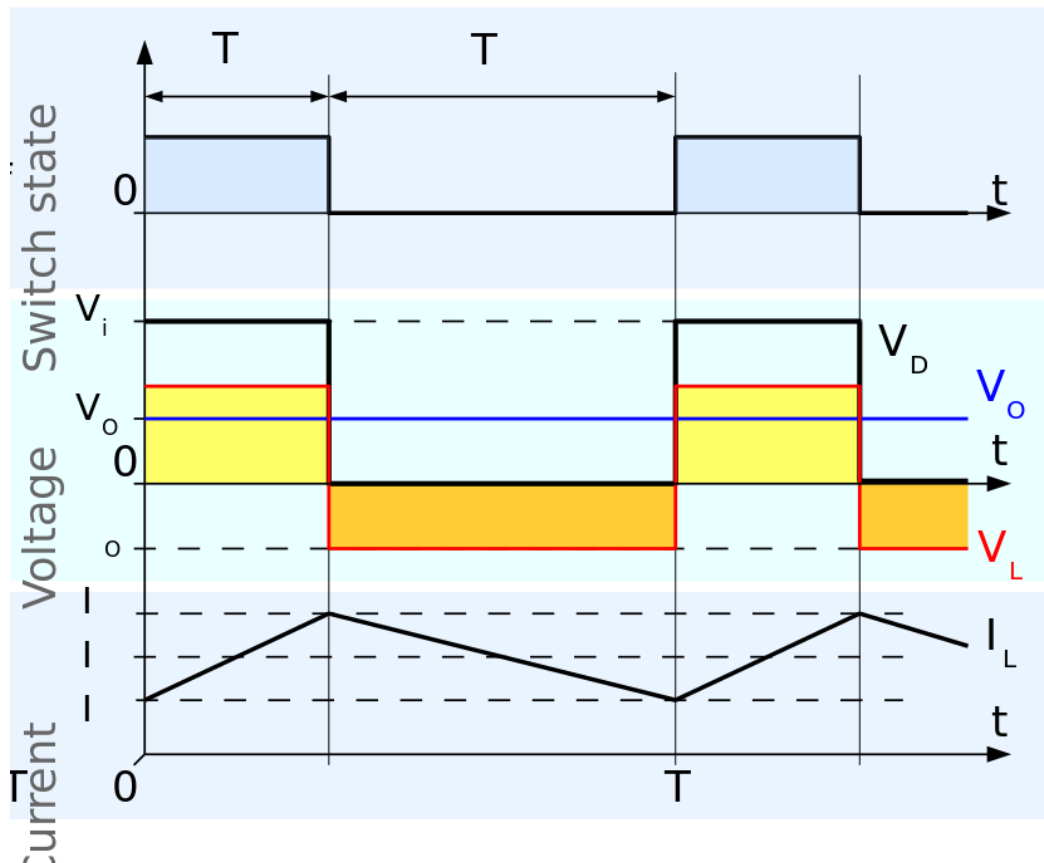


Figura 3.10: Andamenti delle tensioni e correnti nei diversi stati (switch state pari a 1 quando si ha interruttore chiuso e 0 con quest'ultimo aperto).

Il primo termine, si noti, è proporzionale alla superficie dell'area gialla, mentre il secondo a quella arancione, nella precedente figura.

Introducendo il parametro duty cycle δ in maniera tale che:

$$\begin{aligned} t_{on} &= \delta T \\ t_{off} &= T - \delta T \end{aligned}$$

si ottiene anche:

$$(V_i - V_o) \delta T - V_o(T - \delta T) = 0$$

$$V_o = \delta V_i$$

Da questa equazione, si può osservare che la tensione di uscita del convertitore varia linearmente con il duty cycle per una data tensione di ingresso. Dato che il duty cycle D è uguale al rapporto tra t_{on} ed il periodo T , esso non può essere maggiore di 1 (perciò $V_o \leq V_i$). Questo è il motivo per cui tale dispositivo viene nominato anche convertitore "step-down" (abbassatore).

Se, per esempio, si volesse abbassare una tensione di 12V fino a 6V (cioè una tensione di uscita uguale a metà di quella di ingresso), nel nostro circuito teorico ideale ciò richiederebbe un duty cycle del 50%. [7]

Interruttore

Come interruttore nel circuito relativo al convertitore DC-DC è stato scelto un transistor bipolare a gate isolato (IGBT, Isolated Gate Bipolar Transistor), vista la propria capacità di operare con elevate correnti e frequenze di commutazione. Per variare così velocemente lo stato dell'interruttore è possibile utilizzare un microcontrollore capace di eseguire la modulazione PWM (Pulse with Modulation).

La tecnica della modulazione PWM è ampiamente utilizzata in ambito industriale negli azionamenti elettrici, qualora fosse necessario poter regolare le potenze fornite ad un carico o le velocità di rotazione nel caso di applicazioni con motori a corrente continua.

Considerando un generico circuito che collega una fonte d'energia ad un carico, divisi semplicemente da un interruttore, i cui cicli di commutazione vengono controllati con una simile tecnica, con un duty-cycle nullo la potenza trasferita sarebbe nulla, mentre con un duty cycle unitario la potenza corrisponderebbe a quella massima trasferibile, come se non ci fosse alcun circuito di modulazione. Ad ogni altro valore compreso tra 0 e 1 del duty cycle corrisponderebbe un preciso valore intermedio della potenza fornita.

Un grande vantaggio della modulazione PWM è la riduzione significativa della potenza che verrebbe dissipata nel circuito. Infatti in un materiale semiconduttore la potenza elettrica dissipata dipende dalla corrente che vi circola e la tensione ai suoi capi. Grazie a questa modulazione il transistor in un istante conduce completamente, azzerando praticamente la differenza di potenziale ai suoi capi, oppure non consente la conduzione, portando a zero la corrente; così sia in un caso che nell'altro la potenza che viene effettivamente dissipata è quasi nulla. [7]

Variando il duty cycle dell'interruttore si può variare il "livello di carico" della turbina. Un duty cycle pari a zero significa che praticamente non vi è nessun carico collegato; ciò determinerà un'accelerazione del rotore che tenderà a ruotare alla massima velocità di rotazione, senza erogare potenza elettrica. Viceversa, aumentare il duty cycle fa sì che diminuisca l' "impedenza in uscita" del sistema, e quindi aumenti il livello di carico alla turbina rallentando così il rotore; il rotore raggiunge la velocità minima quando il duty cycle è pari a 1. [4]

Il Transistor bipolare a gate isolato è un dispositivo a semiconduttore spesso utilizzato come interruttore in applicazioni nelle quali si richiedono elevate potenze elettriche; infatti esso è perfetto qualora vi fosse l'esigenza di effettuare delle commutazioni in presenza di elevati valori di corrente e di tensioni. Questo interruttore può essere inteso come un collegamento tra un MOSFET ed un semplice transistor bipolare.

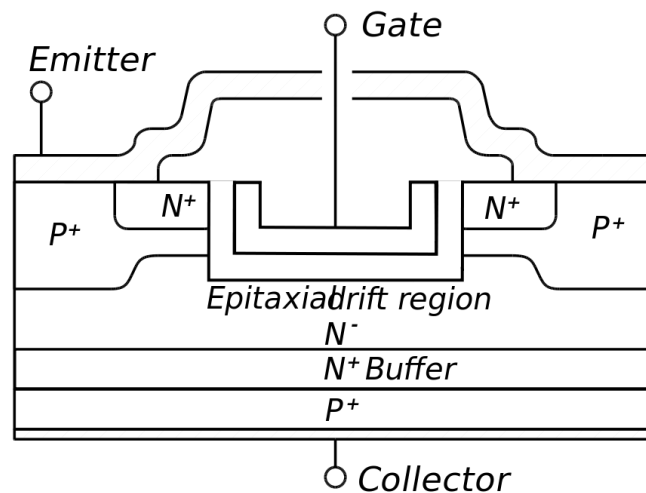


Figura 3.11: Rappresentazione di un IGBT.

Questo interruttore presenta i vantaggi che caratterizzano sia i transistor che i MOSFET; infatti, è capace di operare in presenza di elevate correnti, e oltre a presentare un alto valore di impedenza al suo ingresso come nel caso degli interruttori di tipo MOS presenta anche bassi valori della tensione per cui si manifesta la saturazione come per i transistor.

Nella pratica viene costruito ponendo all'ingresso un MOS caratterizzato da basse potenze che comanda il transistor posto all'uscita, capace invece di trasferire alte potenze. Poiché il MOS risente solo della corrente di base del transistor (valori molto bassi) si può anche rendere più contenute le dimensioni del chip, che solitamente nei MOS di taglia maggiore sono da tenere in considerazione.

I primi esemplari apparsi in commercio risalgono agli inizi degli anni '80; oggi trovano largo impiego nelle applicazioni di commutazione di potenza in cui sono in gioco alte tensioni e correnti: molti degli inverter prodotti recentemente utilizzano questo tipo di dispositivi all'interno dei loro circuiti.

Nel suo funzionamento un transistor bipolare a gate isolato rimane in stato d'interdizione fino al momento in cui la tensione presente tra il gate ed l'emettitore non supera il valore di soglia del componente. Quando si trova in questo stesso stato, la differenza di potenziale tra il collettore e l'emettitore viene assorbita dalla giunzione P/N- la quale, essendo progettata in maniera tale per cui la regione di deriva N- è drogata solo leggermente, è parecchio larga e può sopportare facilmente valori di tensione inversa molto alti, come nel caso dei tiristori, dell'ordine delle centinaia di volt.

Invece, qualora la tensione del gate supera il valore di soglia, la giunzione P/N- viene bypassata dal gate e l'interruttore inizia a condurre. Facendo riferimento alla figura precedente la circolazione di corrente avviene verticalmente, attraversando la regione di deriva; a questo punto si attivano anche le regioni N+ e P sottostanti, le quali con la regione di deriva formano il transistor principale di conduzione. La regione N+ inoltre, invia una quota di portatori di carica nella regione di deriva poco drogata, migliorandone conduttività e migliorando anche il tempo di commutazione del dispositivo. [7]

3.5 Resistenza di frenatura

Alcune situazioni ambientali, ad esempio uragani, sono caratterizzate da condizioni di forte ventosità. In questi casi la turbina potrebbe assumere valori della velocità di rotazione tale da comprometterne l'integrità strutturale o di distruggersi.

Inoltre potrebbe essere necessario fermare la turbina periodicamente per permettere eventuali azioni di manutenzione o nel caso di guasti meccanici e elettrici.

Per queste ragioni è richiesto l'impiego pertanto di opportuni sistemi frenanti.

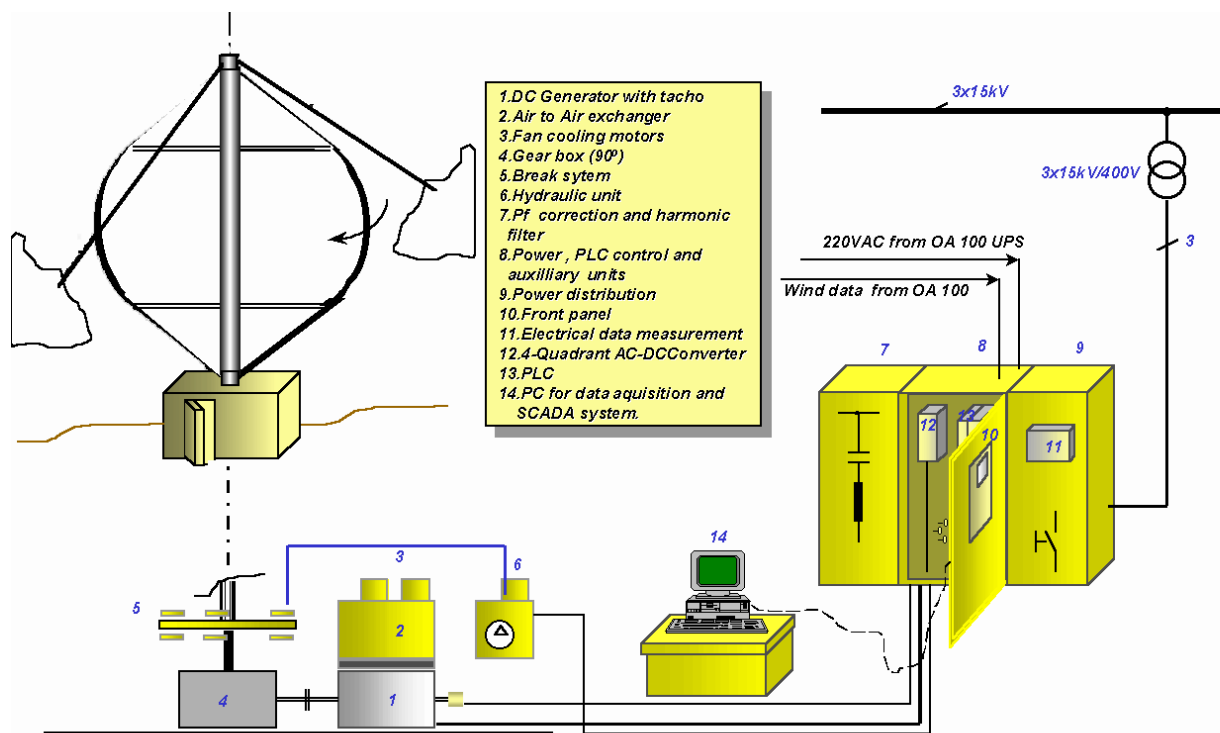


Figura 3.12: Schema rappresentativo di un impianto eolico di questo tipo; si noti la presenza di un freno a disco d'emergenza sottostante il rotore.

Una turbina tipo Darrieus non gode del numero di opzioni per garantire questa funzione delle turbine HAWT; ad esempio non può variare l'angolo di pitch (calettamento) delle pale o agire sul sistema d'imbardata per spostare la turbina rispetto alla traiettoria del flusso d'aria.

Le opzioni che rimangono possibili per le VAWT possono essere i seguenti tipi di freno: aerodinamico, meccanico/elettromeccanico (lato lento), meccanico/elettromeccanico (lato veloce) ed elettrico.

Molti costruttori solitamente utilizzano un freno di tipo meccanico a disco nel lato lento dell'albero (nel caso sia presente il moltiplicatore di giri) senza inserire altri tipi di freni (si noti la figura precedente).

Tuttavia nella pratica si usa essere ridondanti utilizzando generalmente almeno due sistemi per la frenatura, di cui uno d'emergenza. [8]

Nel caso qui analizzato, non essendo presente il moltiplicatore di giri, si considera di utilizzare un freno elettromeccanico a disco per la fermata e l'arresto della turbina, e di una resistenza di

frenatura capace di garantire che la turbina, durante il normale funzionamento, non superi mai un valore limite della velocità di rotazione, scelto per motivi strutturali, pari a 290 rpm.

Nel caso di venti forti e di velocità del vento che determinerebbero un valore di massima potenza per velocità di rotazione superiori a 290 rpm, si può considerare pertanto di utilizzare un carico dissipativo (dump load) collegato al generatore; questa resistenza permetterà il rallentamento del rotore, e considerando la curva di potenza relativa a velocità del vento molto alte (oltre 15 m/s), la turbina può anche "stallare" dal punto di vista aerodinamico. Una volta raggiunta quest'ultima condizione la coppia prodotta è ridotta drasticamente, portando il rotore a ruotare a basse velocità come desiderato.

Un possibile circuito di frenatura così inteso può essere descritto dalla figura successiva.

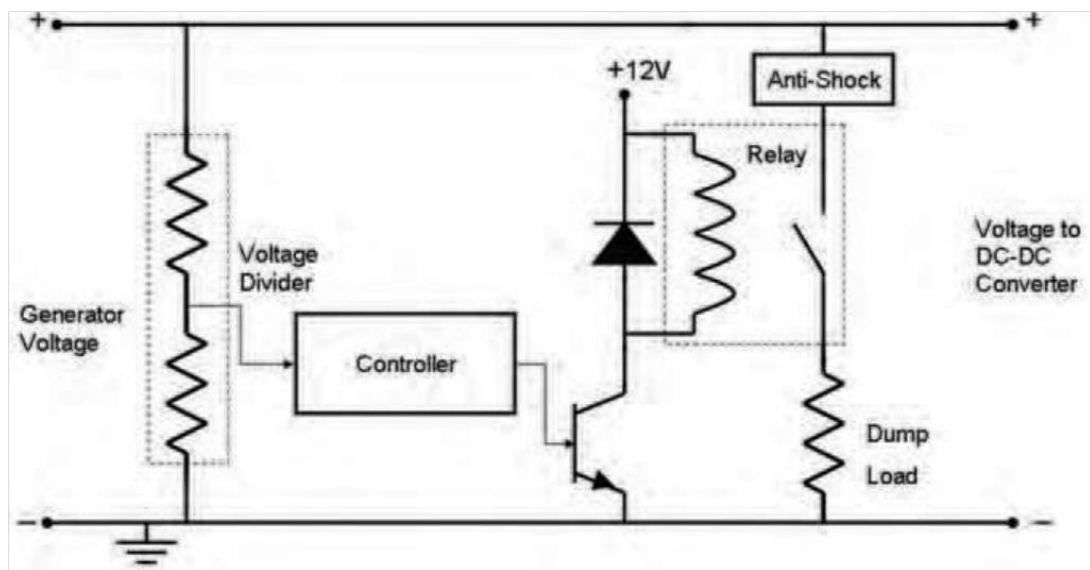


Figura 3.13: Schema di un circuito di frenatura con relè e controller.

Questo sistema dissipativo consiste in un relè che connette il generatore alla resistenza quando attivata. Durante il funzionamento un controller misura continuamente il valore di tensione (legato al numero di giri) all'ingresso del circuito per mezzo di un frazionatore di tensione. Qualora la tensione così misurata eccedesse il valore di soglia, il relè permette la connessione alla resistenza (che generalmente assume un valore piccolo per essere così un carico fortemente dissipativo). Un induttore "anti shock" è inoltre collegato in serie alla resistenza per evitare possibili archi durante i contatti. [4]

Oltre a quello raffigurato da quest'esempio (Controllo ad Isteresi), esiste anche un'altra modalità di controllo per questo tipo di freno: la modulazione PWM.

A differenza del controllo ad isteresi, dove qualora il livello di tensione misurato eccede un valore di soglia si attiva il circuito dissipativo, comportando dei "ripple" (ondulazioni) nei valori della tensione o della corrente, indesiderabili in molte applicazioni, la tecnica PWM fronteggia bene quest'ultima problematica.

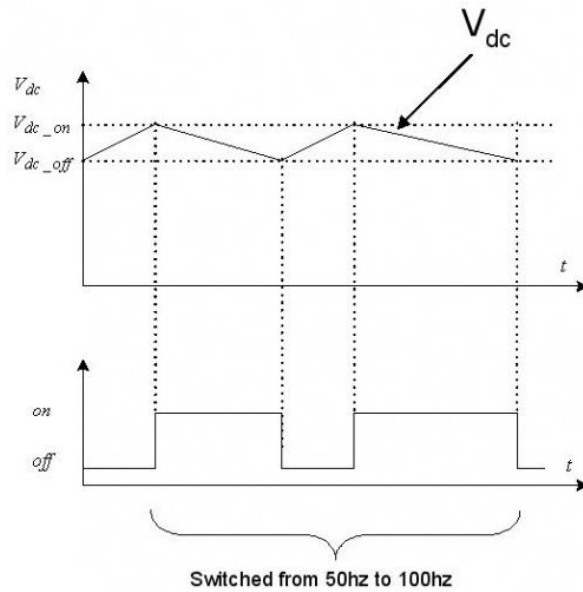


Figura 3.14: Esempio tecnica di controllo per isteresi.

PWM Control

Questo tipo di controllo permette di azionare l'IGBT nel momento in cui il valore di tensione eccede un valore limite, secondo un algoritmo di controllo per l'interruttore caratterizzato da frequenze dell'ordine di 1 kHz. Questa modalità di controllo riesce a eliminare i ripple evidenti nella figura precedente, relativa al controllo per isteresi.

Come già accennato qualche pagina indietro, questa tecnica permette la trasmissione di un'informazione relativa ad un preciso segnale, definito come "segnale modulante".

Nella trasmissione di segnali con questa tecnica il segnale inviato ai componenti come gli interruttori è un segnale a onda quadra, di frequenza e ampiezza fisse, la cui larghezza, ovvero la durata degli impulsi, risulta proporzionale al livello del segnale modulante.

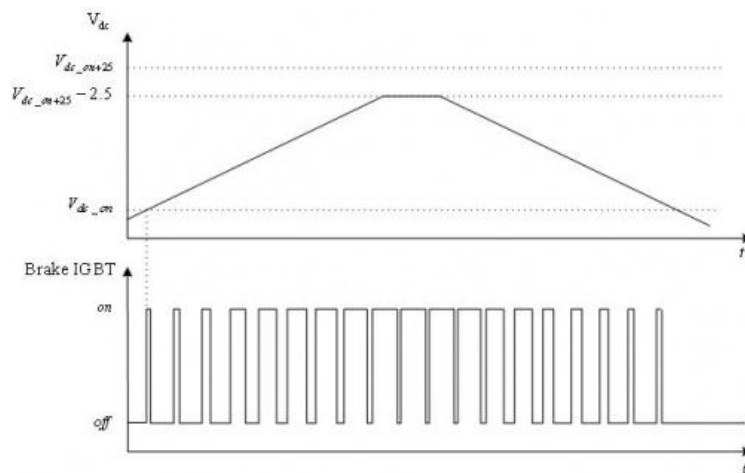


Figura 3.15: Tecnica PWM per l'azionamento dell'interruttore.

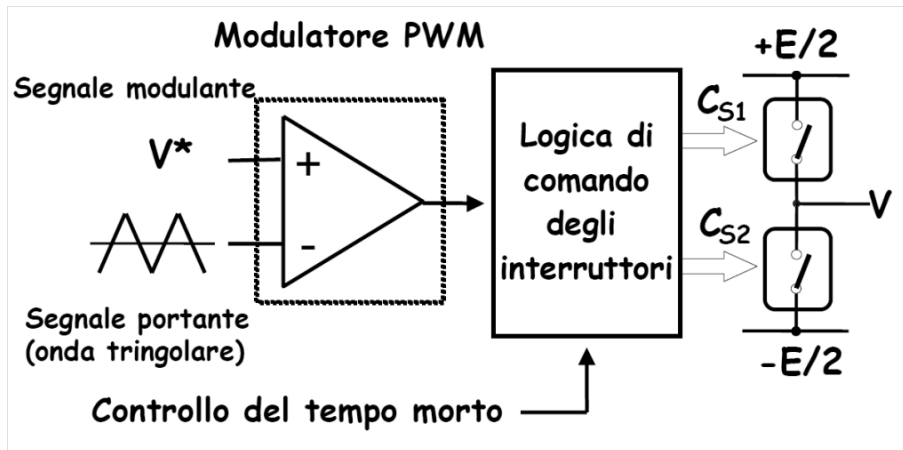


Figura 3.16: Schema semplificato di un modulatore PWM analogico.

In uscita si ottiene un valore della tensione V che dipende dallo stato logico del comparatore, il quale mette a confronto in maniera continua il valore del segnale portante (onda triangolare) con quello modulante.

Normalmente, i livelli di tensione $\pm E/2$, sono normalmente molto più alti di quelli logici in uscita al comparatore (fino qualche centinaia di Volt).

Se il segnale modulante è costante, inoltre, si può notare come in uscita si ottenga un segnale a onda quadra, costante nel tempo in ampiezza e frequenza.

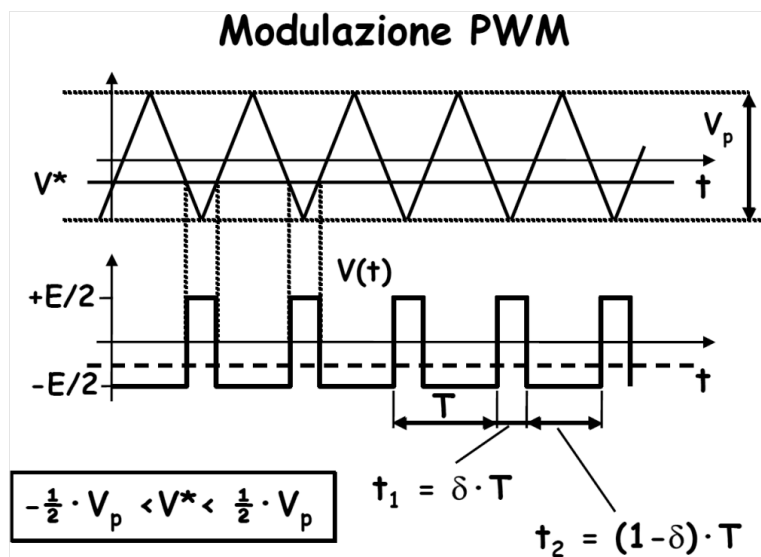


Figura 3.17: Rappresentazione del segnale prodotto e del duty cycle attraverso la modulazione PWM.

Durante il periodo T si alternano le due fasi: t_1 , in cui $V(t)=+E/2$ e t_2 , in cui $v(t)=-E/2$.

La frazione di periodo $\delta = t_1/T$, corrispondente alla fase in cui il valore di tensione in uscita risulta positivo, (interruttore S_1 chiuso), rappresenta la grandezza più volte citata del duty cycle. Calcolando il valore medio della tensione V , nel periodo T , si ottiene:

$$V_{med} = (\delta - 0,5)E = E\left(\frac{V^*}{V_p}\right)$$

Il segnale modulante in ingresso è stato quindi manipolato per dare in uscita questo valore medio appena calcolato, che rispetto al precedente ne risulta proporzionale.

Modificando l'intervallo t_1 dell'impulso positivo tra 0 e T , (ovvero variando δ da 0 a 1), si può variare proporzionalmente la tensione media V_{med} da $-E/2$ a $+E/2$.

In questo modo, la potenza legata al segnale V può essere notevolmente maggiore di quella associata al segnale V^* . Si noti che non sia strettamente necessario che il segnale in ingresso della V^* sia costante; infatti è normale nella pratica riferirsi ai casi in cui tale segnale risulti variabili nel tempo.

Supponendo che tale segnale vari lentamente rispetto a T ; il valore medio in uscita sarà pari a:

$$V_{med}(t) = (\delta(t) - 0,5)E = E \left(\frac{V^*(t)}{V_p} \right)$$

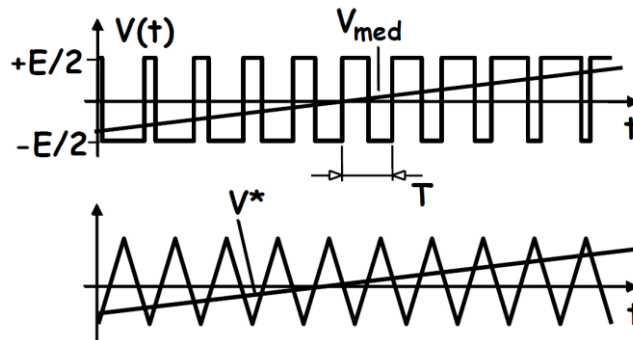


Figura 3.18: Modulazione PWM con V^* non costante.

L'andamento della tensione media V_{med} segue quello del segnale modulante V^* (Figura 3.18).

Modulazione PWM digitale

In questo caso, il segnale modulante corrisponde al duty cycle. I valori di tensione saranno così comparati per originare un segnale d'errore in ingresso al regolatore PID (nel caso analizzato sarà un semplice PI) che darà in uscita poi un valore di riferimento del duty cycle dell'IGBT presente nel circuito frenante (si noti meglio la costruzione di questi blocchi con l'ausilio di Simulink nel successivo capitolo). [13]

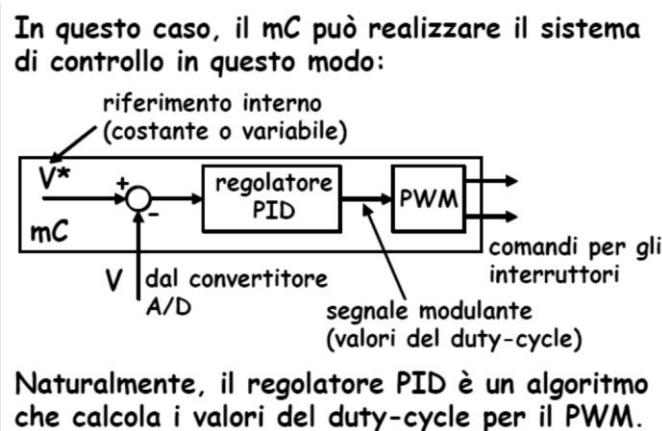
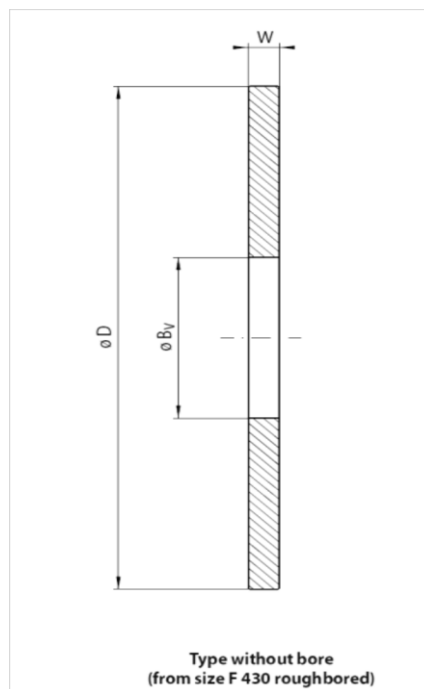


Figura 3.19: Schema rappresentativo della tipologia di modulazione PWM che si intende realizzare per l'azionamento della resistenza di frenatura.

3.6 Freno d'Emergenza

Si riporta in quest'ultimo paragrafo la scelta, e le successive verifiche, di un particolare freno elettromeccanico da inserire in prossimità dell'albero della turbina eolica. Tale freno a differenza della resistenza elettrica, ha la funzione di garantire l'arresto dell'aerogeneratore in caso di emergenza, o di mantenere ferma la struttura nel caso eventuale che fossero richieste delle azioni di manutenzione.

Il particolare freno scelto sarà costituito principalmente da due componenti: il disco e la pinza, che nel caso specifico viene attivata elettromagneticamente. Tali componenti sono stati scelti dai cataloghi relativi all'azienda Ringspann, dai quali sono stati estratti i disegni tecnici ed i dati utili. [16]



Size	D mm	W mm	Type without bore/roughbored		Type with centre bore					Permissible speed min ⁻¹	Inertia moment kgm ²
			Article number	Bore B_y mm	Article number	Bore B_F^{H7} mm	H mm	T mm	Z		
F 125/12,5	125	12,5	2471.125.150	-	2471.125.152	40	9	56	4	14500	0,0022
F 150/12,5	150	12,5	2471.150.150	-	2471.150.152	50	9	66	4	12100	0,0045
F 200/12,5	200	12,5	2471.200.150	-	2471.200.151	63	11	83	8	9100	0,0141
F 250/12,5	250	12,5	2471.250.150	-	2471.250.159	80	11	100	8	7300	0,0345
F 300/12,5	300	12,5	2471.300.150	-	2471.300.155	100	14	122	8	6000	0,072
F 355/12,5	355	12,5	2471.355.150	-	2471.355.152	110	14	132	10	5100	0,140
F 430/12,5	430	12,5	2471.430.150	50	2471.430.157	125	14	147	12	4200	0,302
F 520/12,5	520	12,5	2471.520.150	50	2471.520.158	160	14	182	16	3500	0,646

Figura 3.20: Disco del freno e dimensioni relative alle diverse configurazioni.

Essendo il raggio esterno dell'albero di trasmissione della turbina pari a 54 mm (108 mm di diametro), viene scelto il disco F355/12,5 caratterizzato infatti da un diametro interno di 110 mm ed uno spessore di 12,5 mm.

Per quanto riguarda la pinza è stata scelta quella raffigurata nella prossima scheda tecnica:

Brake Caliper DH 012 FEM (Brake Caliper Spring activated/ Electromagnetically release)

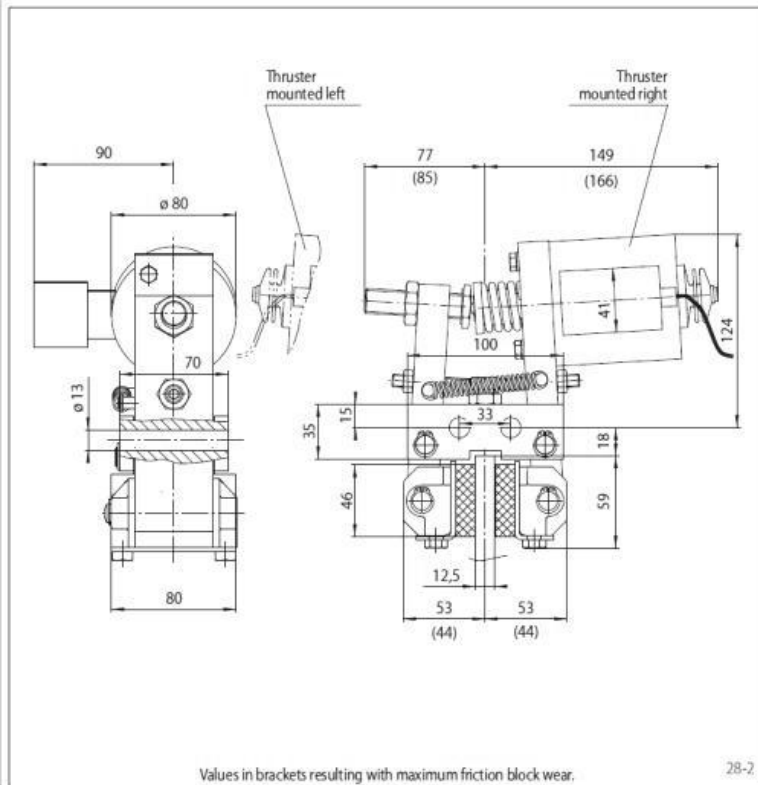


Features	Code
Brake Caliper	D
Mounting to the machine at right angles to the brake disc	H
Frame size 012	012
Spring activated	F
Electromagnetically released	E
Manual adjustment to counter friction block wear	M
Electromagnet for 115 V	410
Electromagnet for 230 V	420
Thruster mounted right or left available	R L
Thickness of brake disc 12,5 mm	12

Example for ordering

Brake Caliper DH 012 FEM, electromagnet for 115 V, thruster mounted right, thickness of brake disc 12,5 mm:

DH 012 FEM - 410 R - 12



Values in brackets resulting with maximum friction block wear.

Technical Data

Brake disc diameter	Brake Caliper DH 012 FEM	
	with magnet 410 for 115 V	with magnet 420 for 230 V
[mm]	[Nm]	[Nm]
200	94	94
250	130	130
300	160	160
355	200	200
430	250	250
520	310	310
Clamping force	1650 N	1650 N
Power consumption in open position	12 W (100% duty factor)	
Fuse rating	6A	
Permissible number	600/h permanent activations at 20° C ambient temperature	
Activation time of Brake Caliper	ca. 130 ms	
Release time of Brake Caliper	ca. 160 ms	
Weight	7 kg	

The braking torques shown in the table are based on a theoretical friction coefficient of 0,4.

Accessories

Universal Transformer see page 70.

Dai dati nella scheda emerge che utilizzando degli appositi elettromagneti ("Magnet 410 for 115V" oppure "Magnet 420 for 230V"), si può fornire una coppia di frenatura fino a 200 Nm, sufficiente a fermare la turbina considerando il massimo valore della coppia aerodinamica prodotta nel caso di velocità di rotazione limitata fino a 290 rpm (circa 70 Nm) moltiplicata per un opportuno coefficiente di sicurezza (1,5-2).

Considerando tale valore di coppia (200 Nm), viene condotta la verifica legata alla massima potenza dissipabile sulla superficie delle pastiglie del freno. Si consideri l'utilizzo di pastiglie sinterizzate.

Essendo la coppia frenante pari a:

$$T = \mu F r_e$$

dove μ è il coefficiente d'attrito (assunto pari a 0,4), F è la forza premente sulle pastiglie ed r_e il raggio effettivo della pastiglia esprimibile secondo la relazione:

$$r_e = \frac{r_0 + r_i}{2} = 150\text{mm}$$

dove r_0 è il raggio esterno della pastiglia pari a 172,5 mm e r_i è il raggio interno pari a 126,5 mm (dalla figura si può considerare che le pastiglie hanno forma rettangolare 46X80 mm² e che la differenza tra raggio esterno del disco e raggio esterno della pastiglia sia circa pari a 5 mm).

Per calcolare il valore massimo della pressione agente sulla pastiglia occorre ricavarlo da quest'espressione, tipica dei freni a disco:

$$\frac{p_{av}}{p_{max}} = \frac{\frac{2r_i}{r_0}}{1 + \frac{r_i}{r_0}}$$

Il valore medio invece della pressione si calcola come (S indica la superficie e il fattore 2 al denominatore indica che la pressione agisce su entrambe le facce del disco):

$$p_{av} = \frac{T}{2\mu r_e S} = 4,53 \text{ bar}$$

$$p_{max} = \frac{p_{av}(r_0 - r_i)}{2r_i} = 5,53 \text{ bar}$$

La massima potenza smaltibile per unità di superficie sarà così calcolabile (ricordando che come valore di riferimento per il valore massimo tollerabile per questo tipo di pastiglie può essere preso il valore di 441 W/cm²):

$$P = \omega p_{max} \mu \frac{r_0^2}{R} = 381 \frac{W}{cm^2}$$

Valore accettabile (<441 W/cm²).

Inoltre essendo la massima temperatura ammissibile per i freni a fine frenata circa pari a 500°C (immaginando di utilizzare per i freni acciaio, densità $\rho=7800 \text{ kg/m}^3$, calore specifico $c=418 \text{ J/(kgK)}$);

il volume del disco sia pari a $V=1,123 \text{ dm}^3$) si calcoli anche la temperatura dei freni una volta che sia stata frenata ed arrestata la turbina.

Essendo l'energia cinetica della turbina a 290 rpm pari a:

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 = 10,262 \text{ kJ}$$

Una volta fermata la turbina, ipotizzando che il freno abbia assorbito l'intera energia cinetica appena calcolata si otterrà un'innalzamento della sua temperatura pari a:

$$\Delta T = \frac{E_{cin}}{\rho c V} = 2,8 \text{ K}$$

Ampiamente accettabile, considerando una temperatura iniziale pari a quella ambiente. [15]

4. Analisi del modello Simulink

In questo capitolo sarà esaminato il modello creato con l'ausilio di Simulink per studiare il comportamento del sistema di conversione dell'energia proposto, evidenziando alla fine i risultati ottenuti da opportune simulazioni.

Il modello in esame è composto principalmente da cinque parti: il modello aerodinamico, il blocco relativo alla soluzione dell'equazione del moto per determinare in ogni istante la velocità di rotazione del rotore, il blocco relativo al calcolo della potenza elettrica calcolata nel bus in continua, il blocco relativo all'implementazione dell'algoritmo "Perturb and Observe", ed infine il blocco relativo alla resistenza di frenatura.

La principale composizione del circuito relativa al generatore ed il convertitore DC-DC (per l'applicazione specifica è stato scelto un buck converter, immaginando come possibile finalità del sistema l'accumulo di energia con delle batterie) è stata sostituita dal modello matematico equivalente. Caratteristiche come la potenza generata e la tensione sul carico sono state espresse in funzione del duty cycle dell'interruttore del circuito del convertitore e della velocità di rotazione del generatore.

I singoli dispositivi presenti nel modello, dei quali si è già parlato nei precedenti capitoli, sono: un generatore sincrono a magneti permanenti, un raddrizzatore a diodi, un convertitore buck ed infine come carico è stata semplicemente scelta una resistenza elettrica.

4.1 Modello Aerodinamico

Il primo passo per costruire il modello è stato implementare il "modello aerodinamico" al fine di ricavare la potenza meccanica e la coppia aerodinamica del rotore a partire dalla conoscenza della velocità del vento e quella di rotazione, e delle caratteristiche geometriche del rotore (raggio ed altezza).

Come si vede dallo schema riportato più avanti, il sottosistema in esame permette di ricavare potenza e coppia meccaniche (output) conoscendo i valori istantanei delle velocità e le dimensioni del rotore (input). Una volta calcolato λ , è possibile ricavare il relativo valore del C_p grazie ad un blocco "Look-up table" che permette di interpolare la curva che relaziona le due grandezze; successivamente il modello calcola la potenza aerodinamica secondo la formula:

$$P = 0,5 \rho A C_p v^3$$

e la coppia dividendo quest'ultima per la velocità di rotazione espressa in rad/s. La densità dell'aria viene assunta costante, pari a 1.225 kg/m^3 .

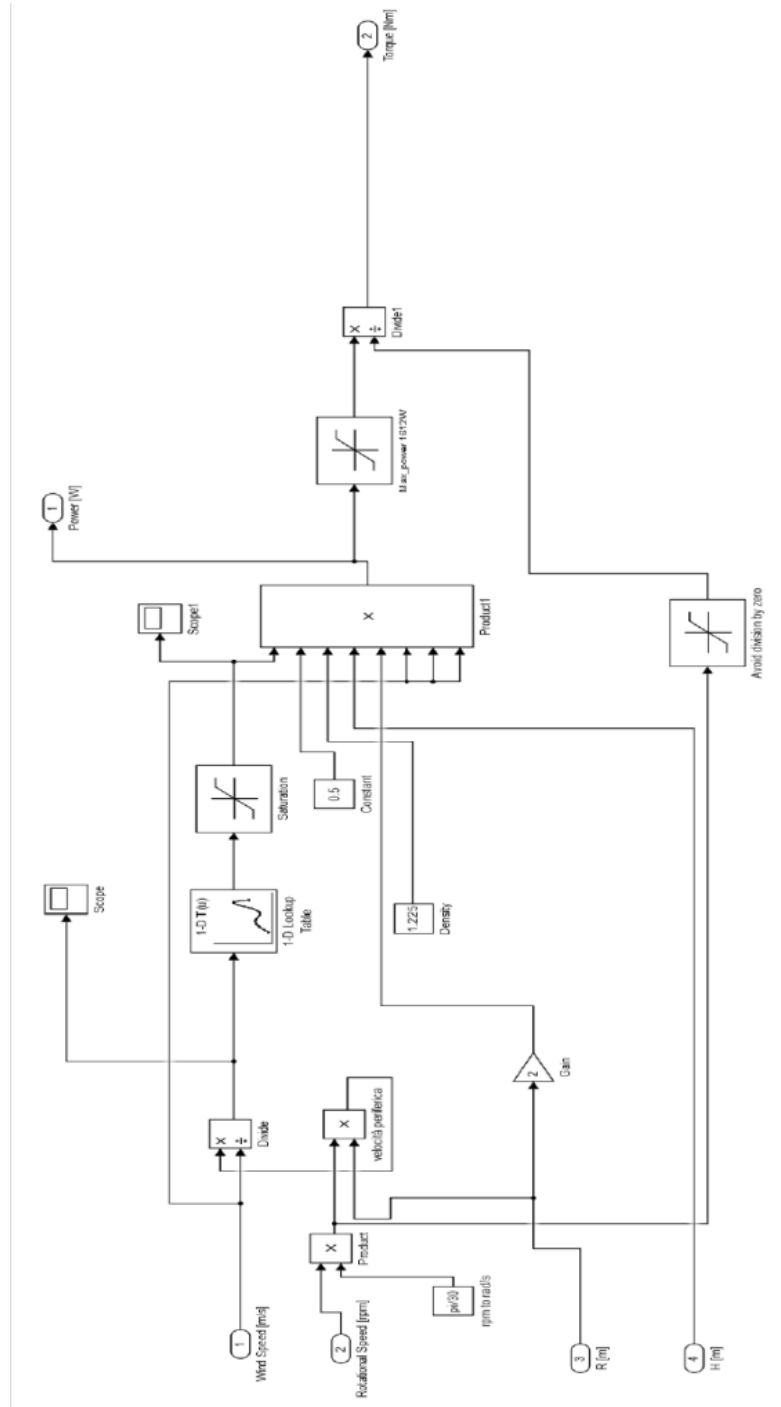
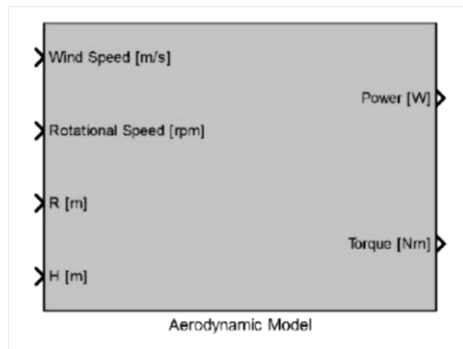


Figura 4.1a,b: Blocchi relativi al sottosistema "Modello Aerodinamico".

4.2 Equazione del moto.

Nel modello aerodinamico una variabile in ingresso era la velocità di rotazione. Per determinare quest'ultima occorre risolvere l'equazione del moto sotto riportata:

$$T - T_r - T_e = J \frac{d\omega}{dt}$$

dove T è la coppia meccanica prodotta dal rotore, T_r è la coppia resistente prodotta quando viene azionata la resistenza di frenatura, T_e la coppia elettromagnetica del generatore, J il momento d'inerzia del sistema rotore-albero-razze, e l'ultimo fattore la derivata temporale della velocità di rotazione.

Come input il sottosistema presenta la coppia resistente (Resistant Torque) intesa come somma della coppia elettromagnetica e la coppia legata alla potenza dissipata sulla resistenza elettrica.

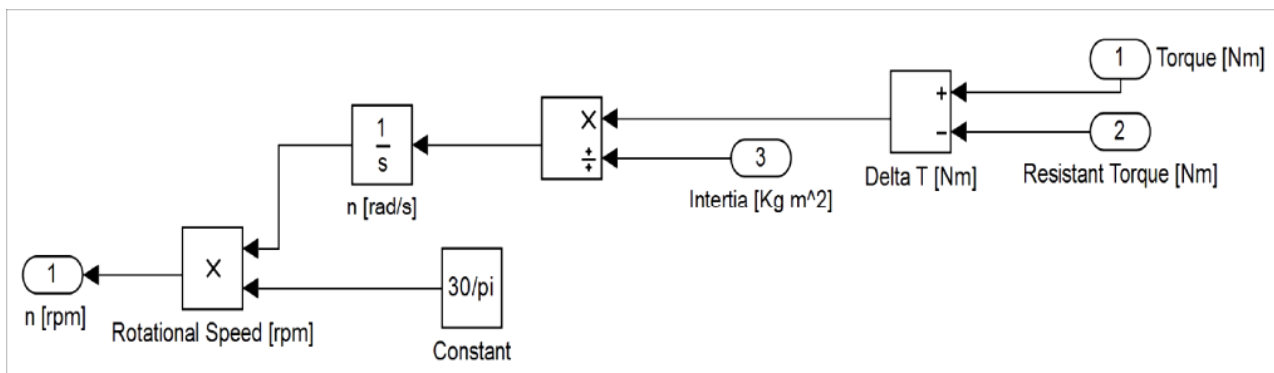
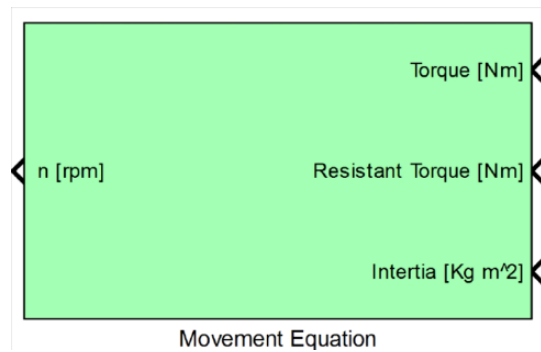


Figura 4.2a,b: Blocchi relativi al sottosistema dell'Equazione del moto.

La differenza tra la coppia meccanica e quella resistente, viene divisa per il momento d'inerzia; la conseguente accelerazione viene integrata per ottenere la nuova velocità di rotazione.

Si potrà notare quando verranno analizzati i risultati delle simulazioni come il circuito di frenatura diventi fondamentale nel limitare la velocità di rotazione al valore desiderato (290 rpm), per velocità del vento alle quali corrisponda un punto di massima potenza estraibile superiore a tale valore limite (il sistema di controllo agirebbe per accelerare il rotore), dissipando la potenza in eccesso, soprattutto nell'eventualità di venti troppo intensi o di guasto delle rete.

4.3 Modello della Resistenza di frenatura

Come si può notare dalla figura riportata nella pagina successiva il sistema relativo alla resistenza di frenatura è composto da un circuito elettrico semplice composto da: un interruttore, una resistenza elettrica ed un blocco utile per misurare le corrente continua circolante, una sezione adibita al calcolo della potenza e della coppia resistente al moto, ed infine uno schema che rappresenta la tecnica con cui viene azionato l'interruttore del circuito elettrico, in questo caso una modulazione PWM.

Per la generazione del segnale del blocco "PWM Generator" viene integrato a questo proposito uno schema di un controllore PI che a seconda della differenza di velocità di rotazione rispetto ad un valore di riferimento (290 rpm) determina il duty cycle del segnale.

Il valore di tensione che si ha nel bus in continua, pari a:

$$V_{dc} = 1,35 V_{L-L}$$

dove V_{L-L} rappresenta il valore di tensione concatenata ai morsetti del generatore; questa tensione continua sarà poi il segnale d'ingresso del blocco "Controlled Voltage Sources" nel circuito elettrico.

L'interruttore per l'azionamento della resistenza è un IGBT (Isolated Gate Bipolar Transistor). Per l'azionamento dell'interruttore si è già detto che si utilizzava un controllore PI per adattare il duty cycle dell'IGBT al caso specifico. Questo controllore è composto da due termini: uno direttamente proporzionale all'errore in ingresso (Δn) e un altro che integra l'errore nel tempo. La differenza della velocità di rotazione viene così utilizzata dal controllore per fornire il valore di riferimento del duty cycle (come nell'equazione successiva); la differenza poi tra quest'ultimo ed il valore secessivamente calcolato sarà integrata al fine di ricavare il valore del duty cycle in ingresso al blocco "PWM Generator DC-DC" che genererà il segnale per azionare l'IGBT.

$$DC_{ref} = K_p \left(1 + \frac{1}{sT_i} \right)$$

In questo studio sono stati scelti dei valori costanti di K_p e di T_i tali da poter ottenere una buona risposta dal controller. Maggiori valori di K_p potrebbero portare a maggiori picchi di velocità mentre maggiori valori di T_i potrebbero portare a maggiori intervalli di tempo perché il sistema si adatti prima di raggiungere uno stato "stazionario". Questi due fattori sono inoltre interdipendenti dal momento che il coefficiente del termine integrativo è dato dal loro rapporto. I valori scelti per il modello sono: $K_p=10$, $T_i=0,001$.

Infine la potenza elettrica (perdite joule) e la coppia resistente si calcoleranno come:

$$P_r = R I^2, \quad T_r = P_r / \omega$$

dove R è la resistenza pari a 42Ω , I la corrente misurata dal blocco "Current Measurement".[10]

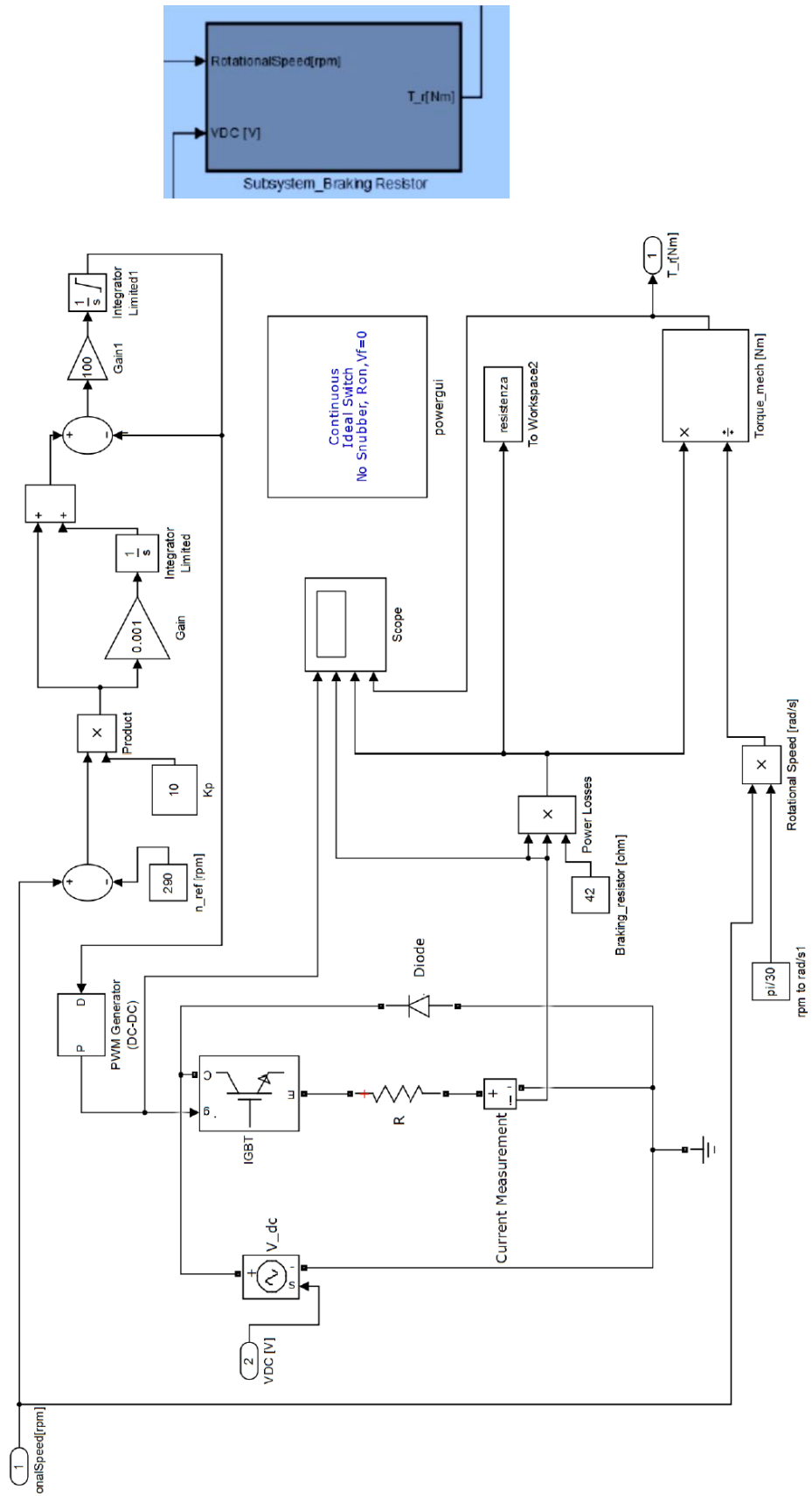


Figura 4.3a,b: Blocchi relativi al sottosistema Resistenza di Frenatura.

4.4 Sistema Elettrico e di Controllo

Verranno ora riportate tutte le equazioni relative alla parte elettrica, costituita dal generatore elettrico, dal raddrizzatore e dal convertitore.

Per quanto riguarda il generatore, la figura successiva raffigura il comportamento di una fase dove la forza elettromotrice E è proporzionale alla velocità di rotazione, X_s è la reattanza sincrona pari al prodotto ωL (dove ω è la velocità di rotazione elettrica, $\omega = \omega_m p$, ω_m è la velocità di rotazione meccanica e p il numero di coppie polari).

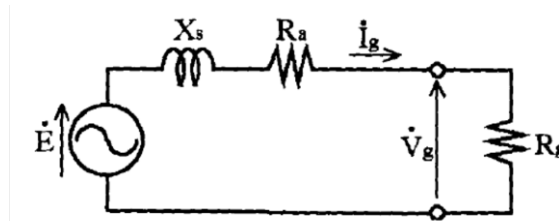


Figura 4.4: Schema monofase del generatore.

La forza elettromotrice indotta è calcolabile come:

$$E = \omega \Lambda$$

dove Λ è la costante di flusso prodotto dai magneti; nel caso del generatore in questione il valore di tale costante è pari a 0,661 Vs.

La tensione di fase ai morsetti del generatore invece può essere espressa come:

$$V_g = \dot{E} - R_a I_g - j X_g \dot{I}_g$$

Nel modello, come primo passo verrà determinata la potenza elettrica generata in funzione di quella meccanica prodotta dalla turbina e del rendimento del generatore scelto di cui è riportata sotto la curva in funzione del numero di giri (curva "Eogen 150/16").

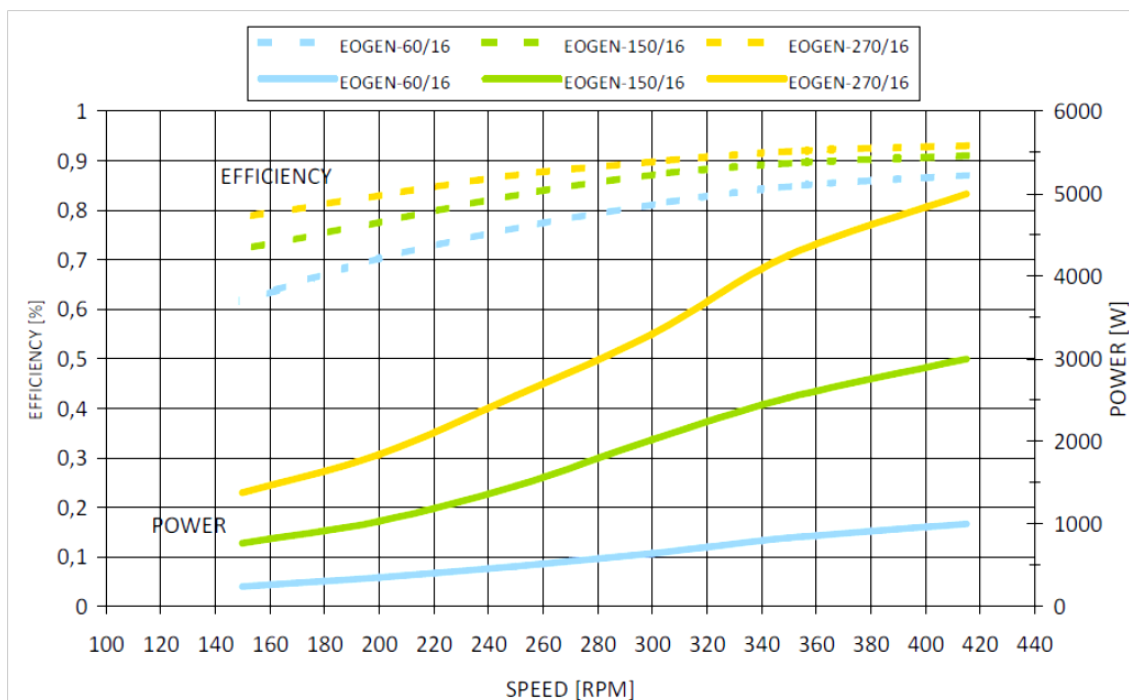


Figura 4.5: Curve di potenza e di efficienza del generatore scelto.

Vengono ora riportati tutti i parametri necessari alla costruzione del modello del generatore in questione.

Costante di flusso Λ	0,661 Vs
Numero di poli $2p$	16
Velocità nominale ω_m	415 rpm
Resistenza avvolgimenti R_a	3,4 Ω
Induttanza avvolgimenti L_a	0,071 H

Il generatore poi, è connesso al raddrizzatore a diodi come nella prossima figura:

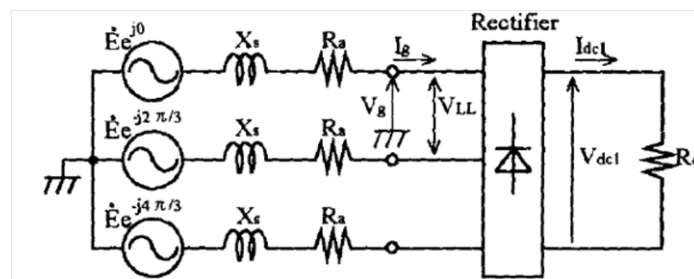


Figura 4.6: Connessione raddrizzatore a diodi-generatore.

Viene assunto che la potenza trifase prodotta dal generatore sia convertita in potenza continua trascurando le perdite legate a quest'ultimo componente. Pertanto si può scrivere:

$$3V_g I_g = V_{dc} I_{dc}$$

dove V_{dc} e I_{dc} sono rispettivamente la tensione e la corrente continua, calcolabili come:

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} \sqrt{6} V_g$$

$$I_{dc} = \frac{\pi}{\sqrt{6}} I_g$$

A valle del raddrizzatore è poi presente il convertitore DC-DC; la tensione ai capi del carico resistivo (V_L) sarà pertanto funzione di V_{dc} e del duty cycle (δ) relativo al convertitore.

$$V_L = \delta V_{dc}$$

La connessione del convertitore e del carico può essere vista dal generatore come una resistenza variabile in funzione del duty cycle; questa resistenza (R_{dc}) che appariva nella precedente figura può essere espressa dalla successiva formula:

$$R_{dc} = \frac{V_{dc}}{I_{dc}}$$

Trascurando le perdite del convertitore, in output otteniamo dei valori di tensione e corrente tali che:

$$R_L = \frac{V_L}{I_L}$$

$$V_{dc} I_{dc} = V_L I_L$$

Inoltre possiamo scrivere:

$$I_L = \frac{I_{dc}}{\delta}$$

$$\frac{V_L}{I_L} = \delta^2 \frac{V_{dc}}{I_{dc}}$$

$$R_L = \delta^2 R_{dc}$$

Introducendo poi R_g per descrivere il valore di resistenza vista ai morsetti del generatore pari al rapporto tra i valori efficaci V_g ed I_g , si otterrà:

$$R_g = \frac{\pi^2}{18} R_{dc}, R_g = \frac{\pi^2 R_L}{18 \delta^2}$$

Sviluppando inoltre l'equazione legata alla potenza elettrica (che è determinata conoscendo la velocità di rotazione, come detto in precedenza), si può ottenere il valore di R_g corrispondente, dal quale a sua volta si può determinare i valori di tensione e corrente ai morsetti del generatore, quelli nel lato in continua.

$$P_e = 3 R_g |I_g^2| = 3 R_g \frac{(\Delta\omega)^2}{(R_g + R_a)^2 + X_s^2}$$

Risolvendo quest'equazione per ricavare il valore di R_g si può poi anche calcolare il valore di duty cycle relativo alla condizione di carico esistente.

La parte del modello che segue questi conti sarà costituita dall'implementazione dell'algoritmo "Perturb and Observe" per variare il dutycycle appena calcolato in modo da lavorare alla velocità di rotazione ottimale, così da estrarre la massima potenza elettrica.

La potenza elettrica calcolabile dal punto di vista del carico è pari infatti a:

$$P_L = \frac{(\delta V_{dc})^2}{R_L}$$

A seconda di come varia la potenza elettrica generata e la velocità di rotazione, il sistema di controllo agirà al fine di variare lo stesso duty cycle per aumentare o diminuire il livello di carico. Si noti dalla figura successiva, che rappresenta qualitativamente l'andamento della potenza elettrica estratta da una turbina eolica in funzione della velocità di rotazione, che quando ci si trovi a sinistra del MPP (Maximum Power Point) si dovrà diminuire il livello di carico per far accelerare il rotore (casi in cui il rapporto $\Delta P/\Delta n > 0$), mentre nel tratto a destra, rispetto allo stesso punto il sistema agirà aumentando il livello di carico così da far decelerare il rotore (casi in cui $\Delta P/\Delta n < 0$).

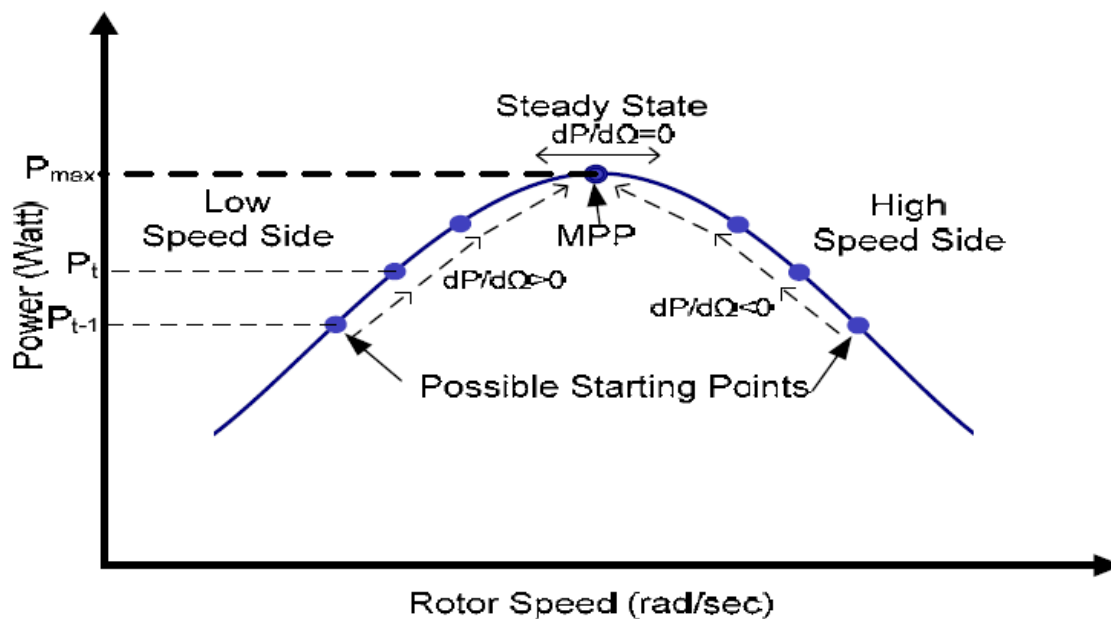


Figura 4.7: Ricerca del MPP.

Tale tecnica di controllo può essere riassunto con questi passaggi, che caratterizzano l'algoritmo utilizzato:

1. Calcolare la potenza elettrica lato continua, R_g, δ
2. Impostare come input del blocco "PO" P_{dc}, ω_n, δ
3. Aggiornare ad ogni step temporale (frazione di secondo) il duty cycle rispetto il valore d'ingresso a seconda del segno del rapporto $\Delta P/\Delta n$
4. Eventualmente limitare in output il valore del duty cycle (D) tra 0,1 e 0,9.

Si riportano di seguito anche i codici di calcoli scritti per i calcoli sopra esposti, presenti in due blocchi "Matlab Function".

Blocco "ResistanceLoad"

```
function [R_g, I_g, V_g, V_dc, I_dc, P_dc, duty] = RESISTANCELOAD(Pel, omegael)
%#codegen
Rload=20; %resistenza elettrica costante [ohm]
flux=0.661; %costante di flusso del generatore [Vs]
r=3.4; %resistenza degli avvolgimenti[ohm]
l=0.071; %induttanza delgi avvolgimenti [H]
p=8; %coppie polari
Xs=omegael*l; %reattanza sincrona [ohm]

omegam=omegael/p %velocità rotazione meccanica

E=flux*omegael; %tensione di fase indotta in una fase di statore

%coefficienti equazione secondo grado
a=Pel;
b=2*r*Pel-3*E^2;
c=(Pel*r^0.5)+Pel*Xs^0.5;

R_g=(-b+sqrt(b*b-4*a*c))/(2*Pel); %resistenza carico vista ai morsetti del
generatore [ohm]

I_g=sqrt(Pel/(3*R_g)); %valore efficace della corrente di fase [A]

V_g=Pel/(3*I_g); %tensione di fase ai morsetti [V]

V_dc=((3*sqrt(6))/pi)*V_g; %tensione lato continua [V]

I_dc=(pi/sqrt(6))*I_g; %corrente lato continua [A]

P_dc=V_dc*I_dc; %potenza lato continua [W]

duty=sqrt(((pi^2)*Rload)/(18*R_g)); %dutycycle corrispondente a Rg
end
```

Blocco "Perturb and Observe"

```
function D = PO(Pdc, n, T, dutycycle)

persistent Po dP d dd no dn i dc;

d=dutycycle/(1-dutycycle);

if isempty(Po)
    Po=0;
end

if isempty(dc)
    dc=0
end
```



```

if isempty(dP)
    dP=0;
end

if isempty(dd)
    dd=0;
end

if isempty(no)
    no=0;
end

if isempty(i)
    i=1;
end

if (T>i*0.01)
    i=i+1;

    dP=Pdc-Po;
    dn=n-no;

    if ((dP<0.01) && (dP>-0.01)) % leave little margin
        dd=0;
        dc=d+dd;
    else
        if ((dP/dn)>0) % positive slop
            dd=-0.1;
            dc=d+dd;
        else % negative and zero slop
            dd=+0.1;
            dc=d+dd;
        end
    end
end

    no=n;
    Po=Pdc;
end
D=dc/(dc+1); % calculate duty

end

```

Si noti infine che il valore del duty cycle (D) viene poi limitato a valori compresi tra 0,1 e 0,9 grazie ad un blocco "Saturation" posto a valle del blocco precedente.

Nella pagina successiva viene riportato il modello complessivo appena descritto nelle sue varie parti di cui è composto. [14]

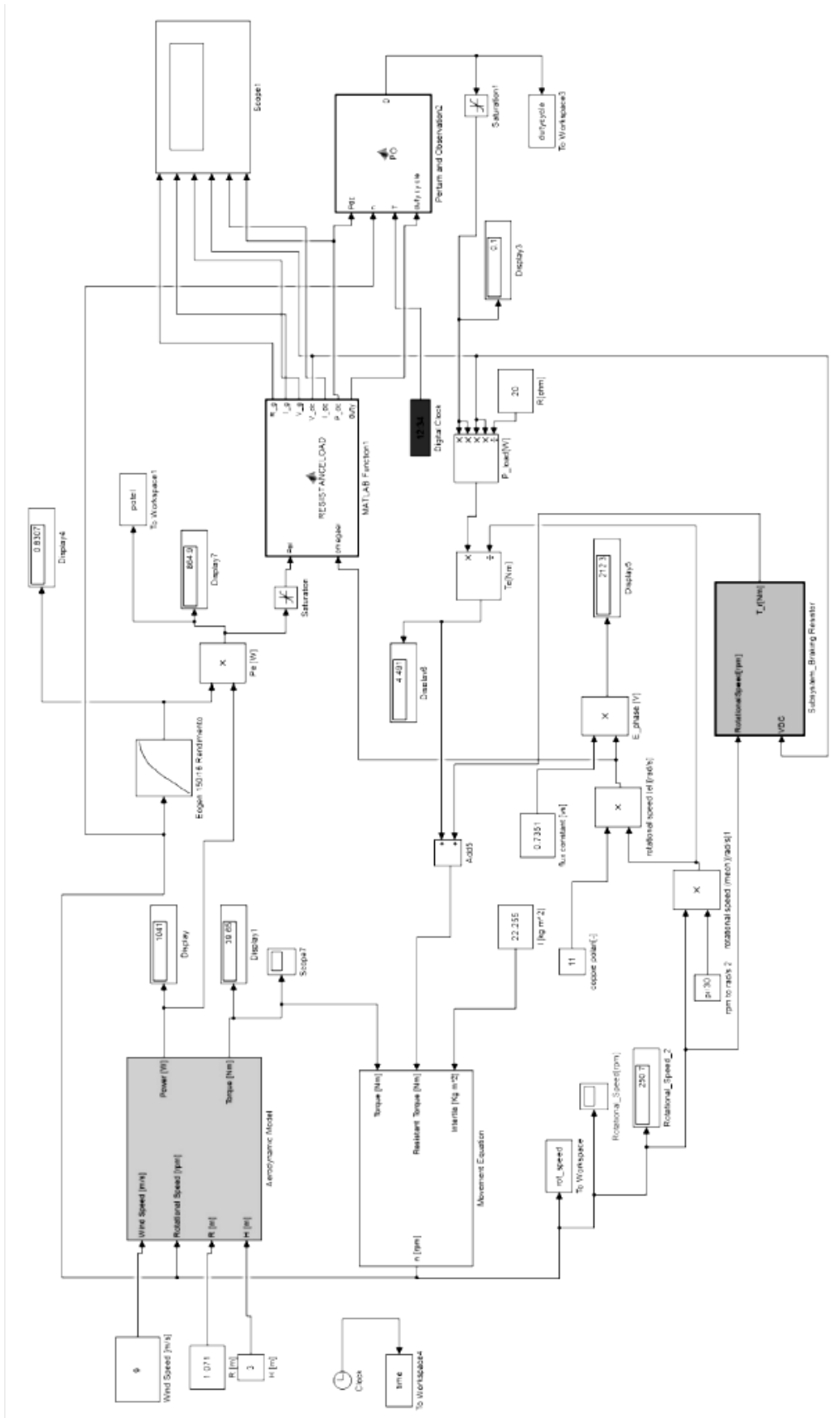


Figura 4.8: Modello complessivo realizzato con Simulink.

4.5 Risultati

Velocità del vento costante pari a 10,4m/s

Questa prova viene condotta iniziando con un valore della velocità di rotazione poco inferiore a 290 rpm, ed assumendo la velocità del vento costante pari a 10,4 m/s. I risultati mostrano come il sistema si adatti alle condizioni di massima efficienza, raggiungendo una condizione stabile per cui la potenza elettrica estratta si aggira attorno a 1390 W, mentre la velocità di rotazione viene mantenuta pari all'incirca a 290 rpm, essendo tale valore della velocità corrispondente al valore per cui si ottiene la massima potenza elettrica proprio in prossimità della velocità di rotazione di 290 rpm.

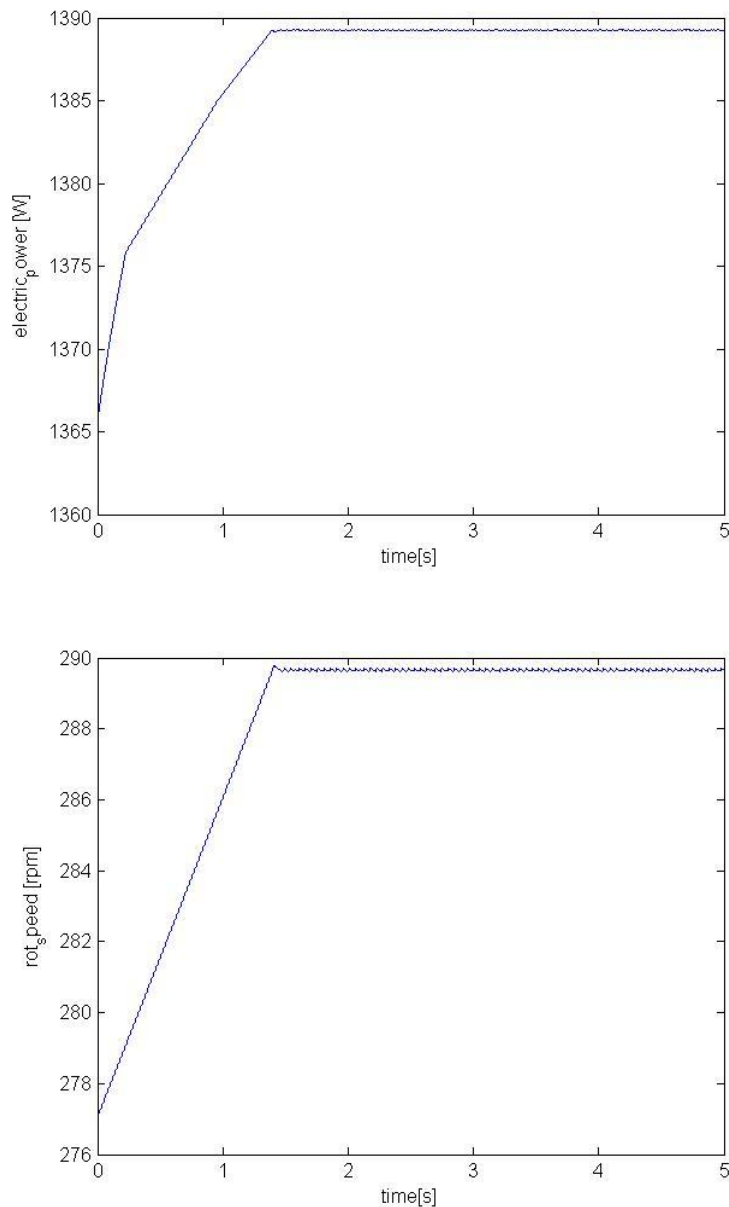


Figura 4.9a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione in prossimità del MPP (velocità del vento pari a 10,4 m/s).

Velocità del vento costante pari a 8 m/s (inferiore al valore nominale)

I risultati mostrano come il sistema si adatti alle condizioni di massima efficienza iniziando le simulazioni ad una velocità ω_m superiore di circa 25 rpm alla velocità nominale. Si nota che anche in questo caso il sistema di controllo agisce per "riportare" il rotore a regime di velocità di rotazione ottimale per l'estrazione della massima potenza (circa 223 rpm), inferiore rispetto al valore iniziale. La potenza si stabilizza attorno 585 W.

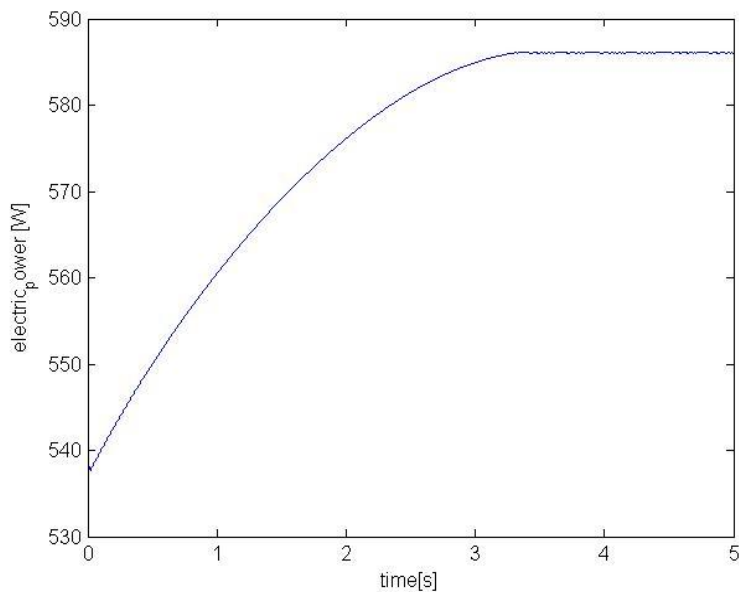


Figura 4.10a: Andamento della potenza elettrica.

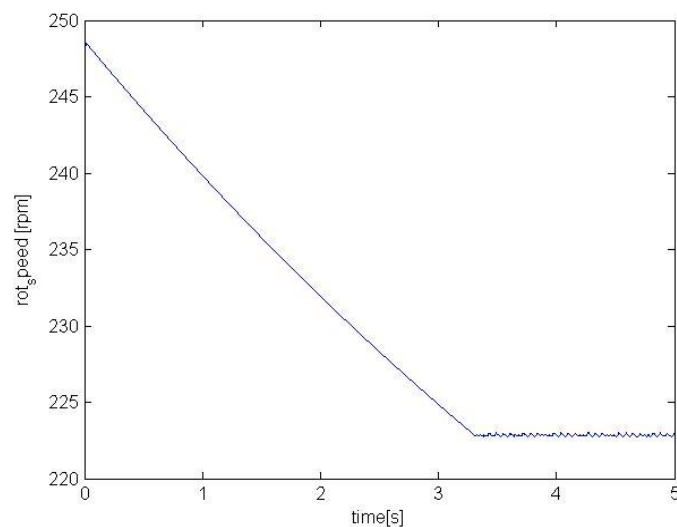


Figura 4.10 b: Andamento della velocità di rotazione.

Velocità di rotazione costante superiore al valore nominale (11 m/s)

Si noti che in questo, essendo il MPP, per velocità del vento superiori a circa 10,4 m/s, ottenibile con velocità di rotazioni maggiori di 290 rpm, subentra in gioco la resistenza elettrica di frenatura che viene azionata con lo scopo di limitare la ω_m a 290 rpm. L'ultimo grafico di questa sezione riporterà proprio la potenza dissipata in un piccolo (ma significativo) intervallo temporale nella resistenza, potendo notare anche i valori contenuti del duty cycle con cui viene azionata la stessa.

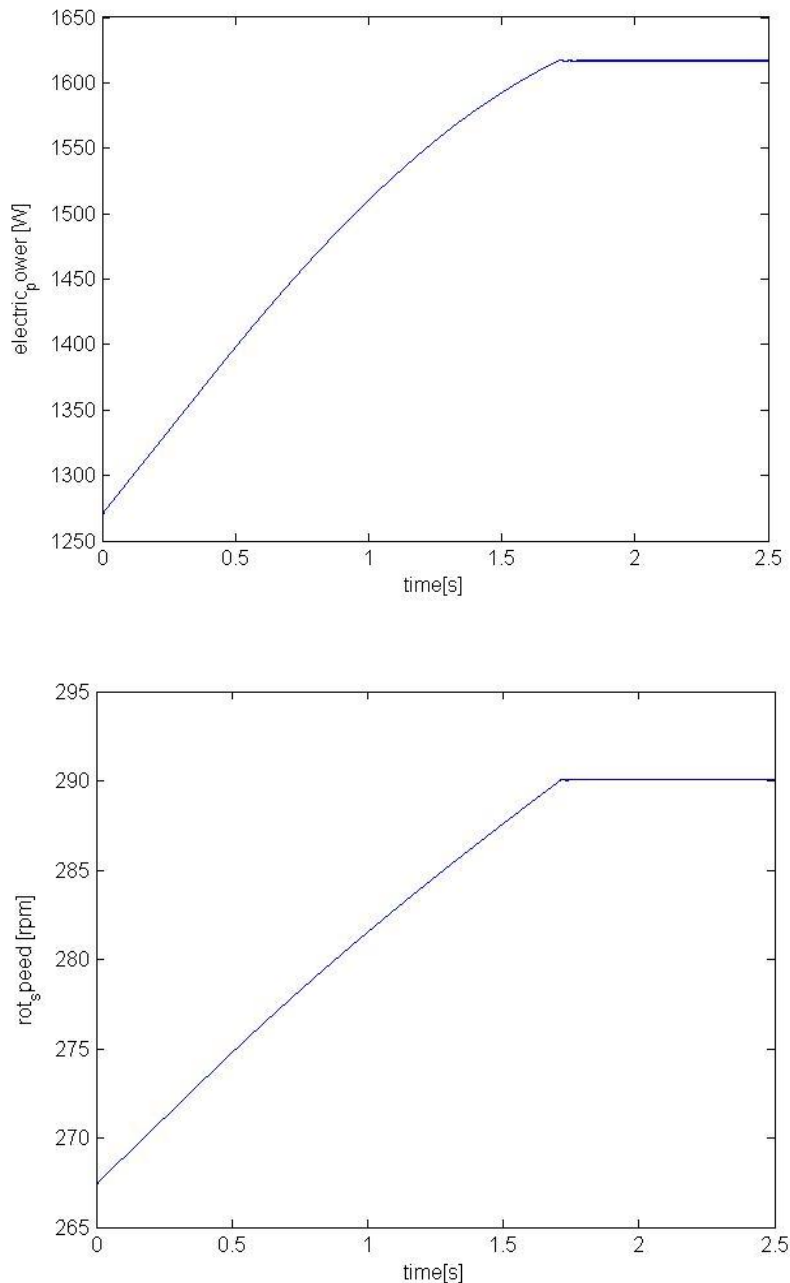


Figura 4.11 a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione per questo caso.

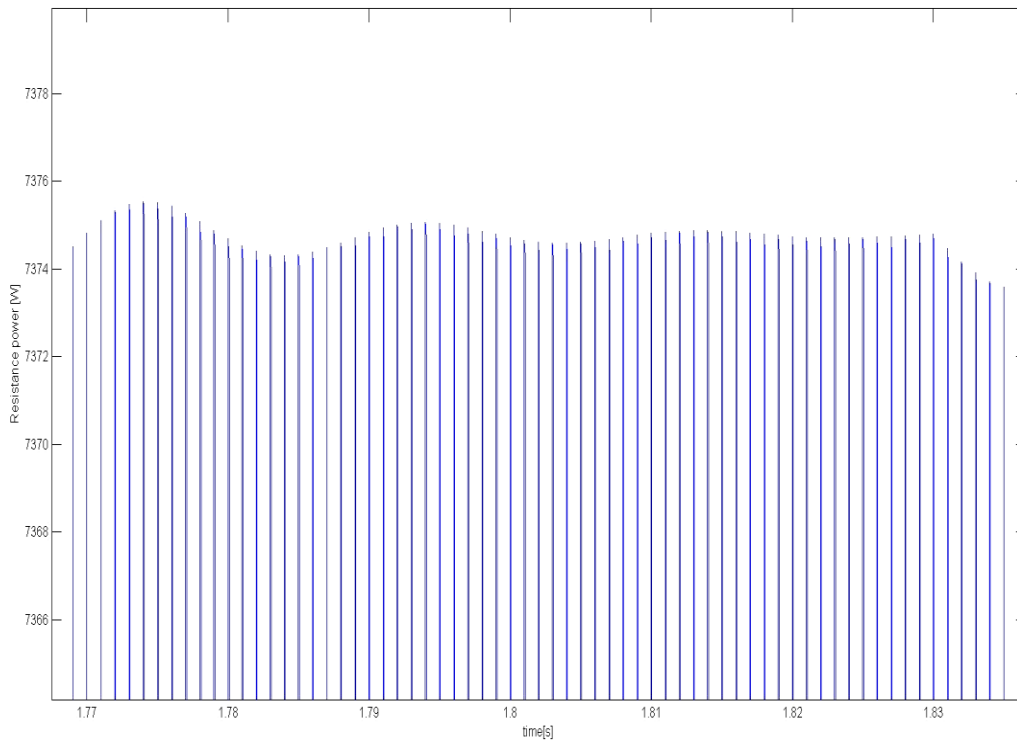


Figura 4.12c: Potenza dissipata nella resistenza di frenatura in un breve intervallo temporale.

Velocità del vento variabile secondo dati derivanti da misurazioni della velocità del vento in un sito possibile per l'ubicazione della stessa turbina

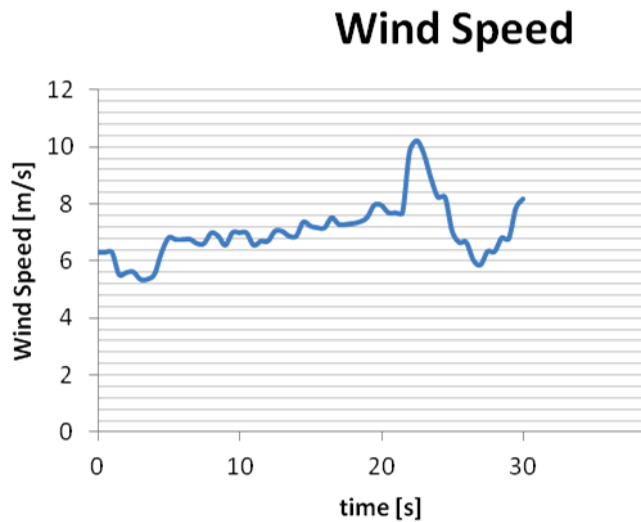


Figura 4.13: Andamento della velocità in un intervallo di 30 secondi significativo. Le velocità oscillano tra un valori inferiori della velocità nominale, e sono assunte costanti in brevi intervalli di 0,5 secondi.

Le figure successive (Figura 4.13 e Figura 4.14) mostrano le variazioni della potenza elettrica estratta e della velocità di rotazione legate alle risposte del sistema di controllo in funzione dei cambiamenti delle velocità del vento.

La simulazione di cui sono riportati i risultati è stata condotta iniziando da una velocità di rotazione maggiore (circa 190 rpm) rispetto a quelle ottimali relative ai valori iniziali di velocità del vento; questo per notare come il sistema si comporti al variare della velocità partendo comunque da una condizione non troppo favorevole.

Si può notare come per variazioni contenute della velocità del vento la curva della potenza elettrica presenti dei brevi intervalli con pendenza positiva, indicando così degli adattamenti del sistema in seguito a variazioni della velocità del vento, che in relazione alla velocità di rotazione appena prima determinata, comportano un repentino calo della potenza elettrica, non trovandosi più perfettamente in corrispondenza del MPP. Nella curva della velocità di rotazione, invece si notano dei tratti "orizzontali", nei quali la turbina opera in corrispondenza del MPP, a seconda della velocità del vento in quei dati istanti. I tratti con pendenze positive o negative invece rappresentano la risposta del sistema di controllo, che una volta sentita la variazione del vento, ricercano le nuove condizioni operative desiderate.

Non essendo mai superata la velocità di rotazione tale da provocare l'azionamento della resistenza di frenatura, questa non entra in azione nella stessa simulazione.

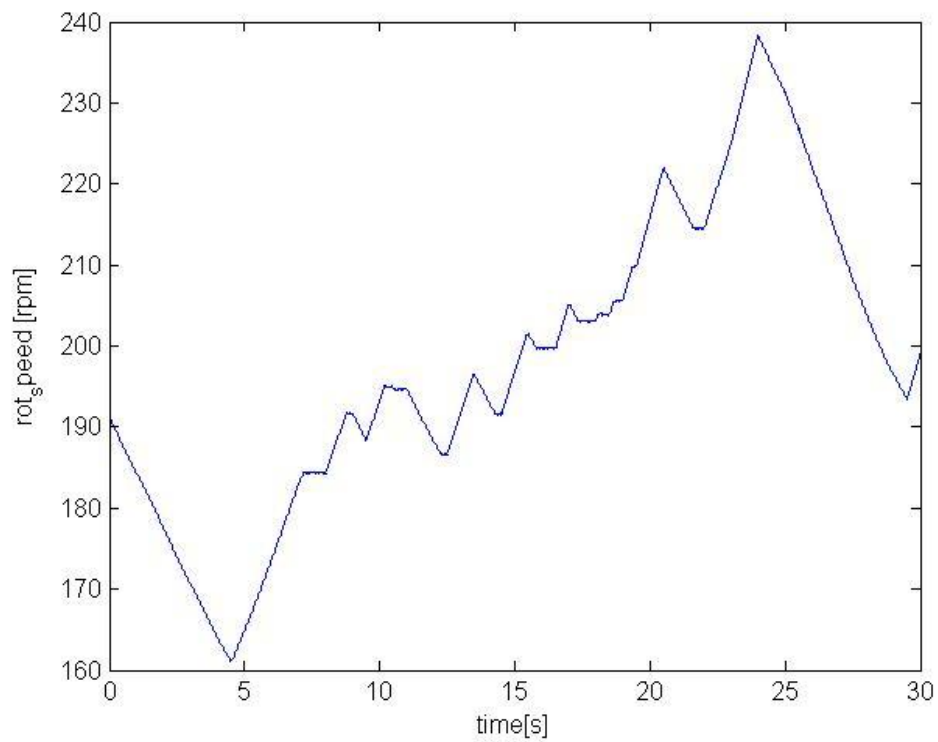
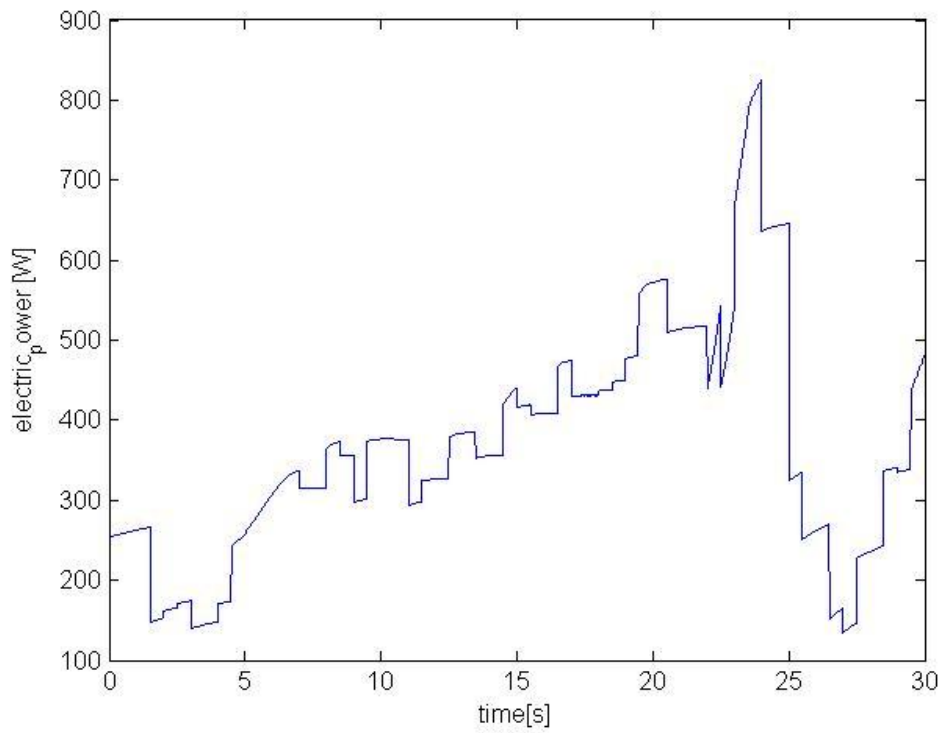


Figura 4.14a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione per la prova a velocità variabile (valori inferiori alla velocità nominale).

Velocità del vento variabile secondo dati derivanti da misurazioni della velocità del vento in un sito possibile per l'ubicazione della stessa turbina (2)

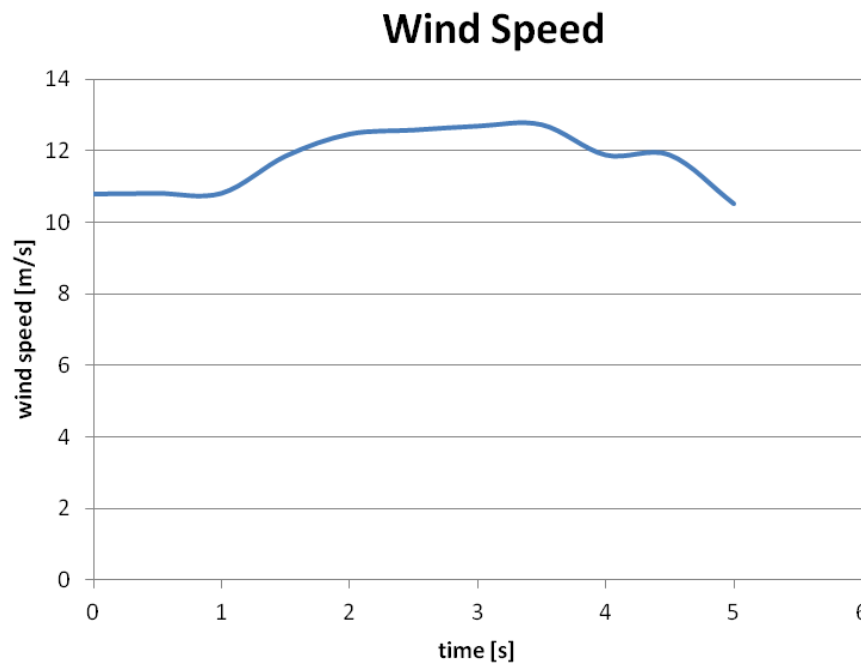


Figura 4.15: Andamento della velocità in un intervallo di 5 secondi nel quale la velocità del vento supera per tutto l'intervallo il valore nominale.

In questa simulazione diventa invece di particolare interesse l'azione della resistenza di frenatura che "frena" la turbina in modo da non superare il valore limite di 290 rpm per la velocità di rotazione, nonostante il sistema di controllo senta come per quelle velocità del vento, il numero di giri ottimale sarebbe maggiore di 290 rpm.

Tra 2 e 4 secondi la potenza elettrica inoltre cala, proprio perché a 290 rpm, salendo con la velocità del vento, la potenza aerodinamica cala.

La velocità di rotazione iniziale è stata fissata poco inferiore a 290 rpm.

Questa simulazione rende pertanto l'idea, insieme alla precedente, del principio di funzionamento del sistema di controllo complessivo analizzato in questa tesi.

Di seguito vengono riportati i grafici relativi alla potenza elettrica estratta e la velocità di rotazione della turbina (Figura 4.16 a,b).

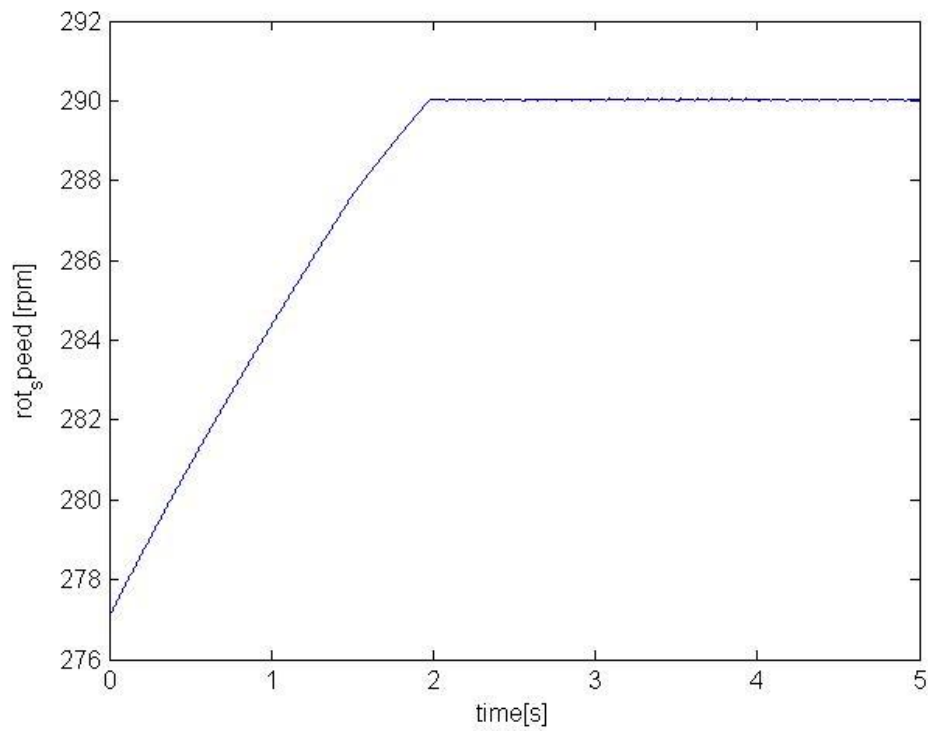
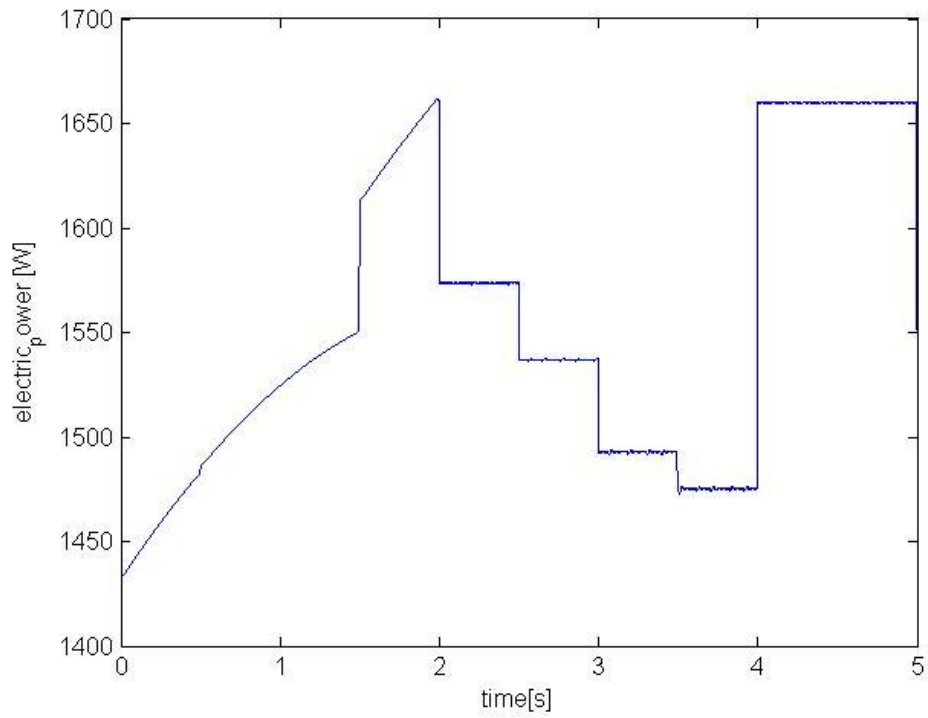


Figura 4.16a,b: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione in un intervallo in cui la velocità del vento supera il valore nominale.

Velocità del vento variabile secondo dati derivanti da misurazioni della velocità del vento in un sito possibile per l'ubicazione della stessa turbina (3)

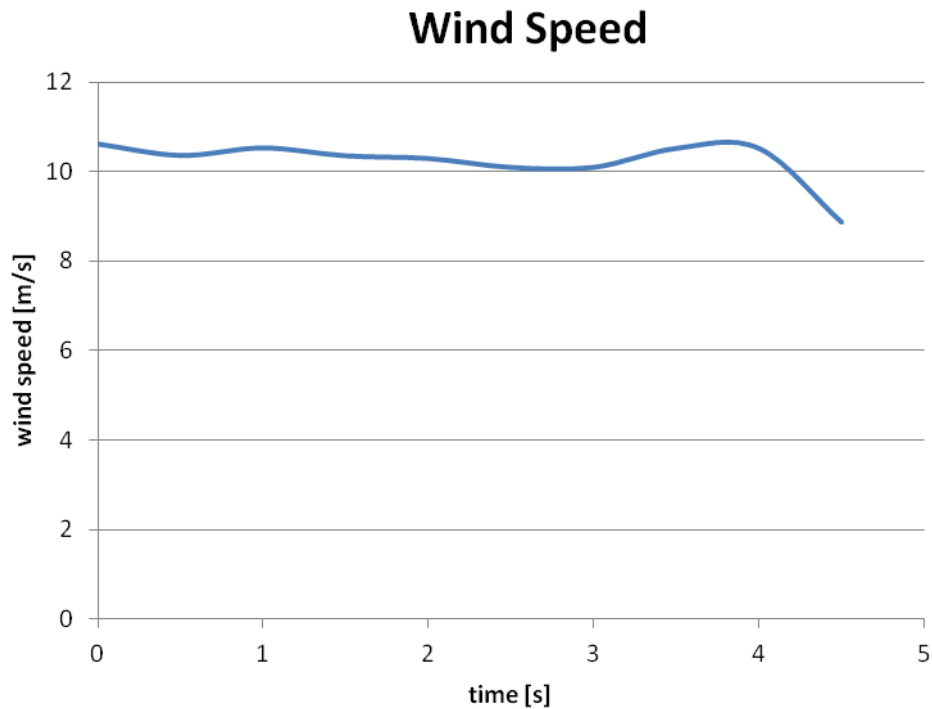


Figura 4.17: Andamento della velocità temporale in un intervallo in cui la velocità del vento supera inizialmente il valore nominale, dopodiché diventa inferiore allo stesso, lo supera nuovamente e si avvia infine ad assumere valori inferiori attorno 9 m/s.

Si riportano i risultati relativi alla simulazione relativa ai valori di velocità del vento relativi alla precedente figura; si notino i tratti in cui è azionata la resistenza di frenatura e quelli in cui il sistema di controllo agisca per ricercare il MPP relativo a casi in cui la velocità ottimale di rotazione è inferiore a 290 rpm.

Questa simulazione è stata condotta inizializzando la velocità di rotazione prossima a 290 rpm; si notino tre intervalli nei quali la velocità del vento diminuendo, rispetto al valore per cui si ottiene il MPP a circa 290 rpm, il sistema di controllo aumenti il duty cycle del convertitore per decelerare il rotore.

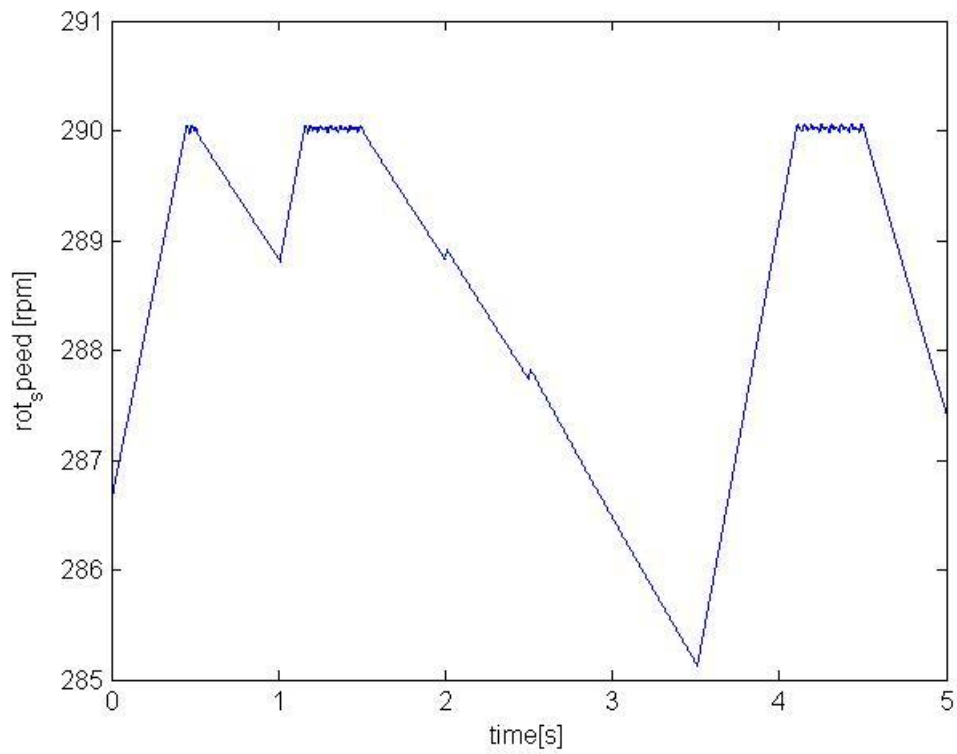
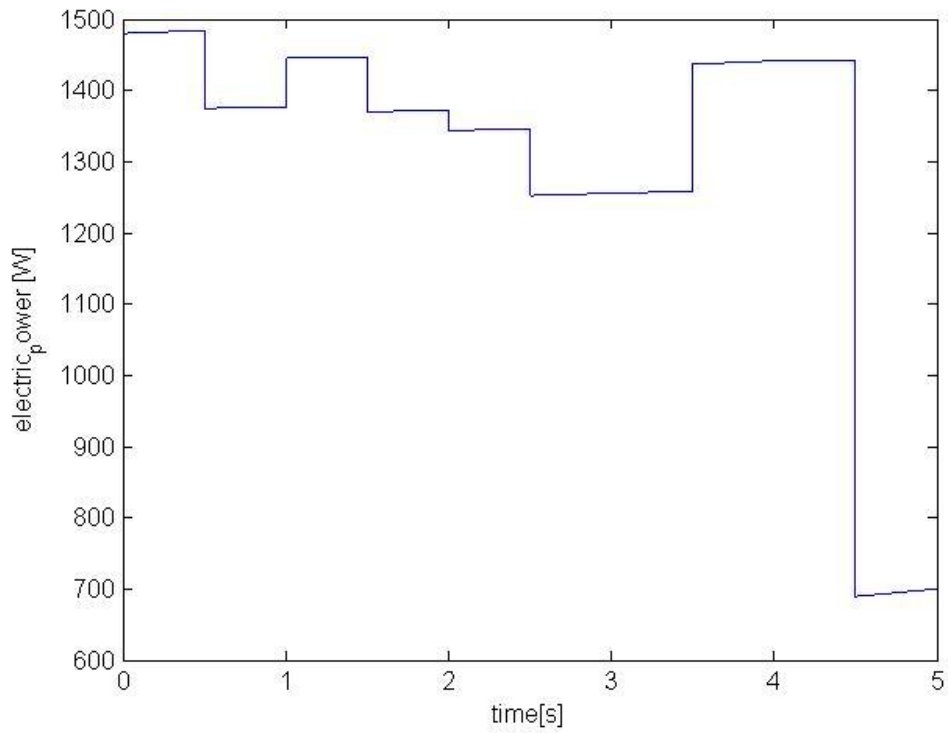


Figura 4.18: Andamenti della potenza elettrica e della velocità di rotazione relativi all'ultima simulazione.

5. Conclusioni

L'obiettivo della tesi è stato lo studio di un possibile sistema di controllo, applicabile ad un impianto eolico di piccola taglia, capace di massimizzarne la produzione di potenza.

Tale sistema di controllo è costituito principalmente da due componenti: un convertitore DC-DC che adatta le caratteristiche del carico alle caratteristiche della turbina durante il normale funzionamento, ed una resistenza di frenatura, la quale viene azionata nel caso si presentino delle velocità del vento piuttosto elevate (maggiori di 10,5 m/s circa, nell'intorno di velocità di rotazione del rotore attorno a 290 rpm) tali da far accelerare il rotore oltre al limite stabilito per ragioni principalmente d'integrità strutturale (290 rpm appunto) .

L'algoritmo di controllo (Perturb&Observe) implementato per variare il duty cycle del convertitore, e quindi il livello di carico percepito dal generatore, è stato scelto per la propria versatilità, non presupponendo la velocità del vento in un dato istante, nè la conoscenza dei parametri costruttivi della macchina, permettendo così di ridurre i costi dovuti all'anemometro

Infine come già accennato, si è inserita una resistenza di frenatura (dump load) azionata per mezzo di un Transistor a Gate Isolato (IGBT), controllato attraverso una tecnica PWM, il cui duty cycle viene calcolato a valle di un controllore PI che riceve in ingresso come segnale la differenza di tensione (o la velocità di rotazione) con un valore di riferimento (290 rpm, valore limite).

I risultati mostrano come questo sistema possa garantire il controllo della turbina, al fine di lavorare nei pressi del MPP (Massimo punto di potenza) sulle curve della potenza elettrica, le quali hanno un andamento simile a quelle della potenza aerodinamica a seconda della velocità del vento (a meno del rendimento del generatore).

Si ricordi invece, che per quanto riguarda l'avviamento della turbina tipo Darrieus si considera l'opzione secondo cui è presente una turbina Savonius coassiale alla stessa capace di produrre la coppia meccanica utile per avviare la turbina eolica.

Riferimenti Bibliografici

- [1] **Energia Eolica**, Appunti dal Corso di Energie Rinnovabili a.a. 2012-2013
- [2] **L'Energia Eolica**, Appunti dal Corso di Tecnica ed Economia dell'Energia a.a. 2010-2011
- [3] **Quaderni di Applicazione Tecnica**, Impianti Eolici, ABB
- [4] **Small Wind Turbine Power Controllers**, Dr. Horizon Gitano-Briggs, University Science Malaysia
- [5] **Design of a Maximum Power Point Tracking System of a Wind Turbine for Battery Charging Application**, Mohammed Sowket et Al., IJAEST
- [6] **Matlab/Simulink PV Model of P&O and DC Link CDC MPPT Algorithm Switch Labview Real Time Monitoring and Control Over P&O Technique**, William Francis, IJAREE
- [7] it.wikipedia.org
- [8] http://www.mrplc.com/kb/Principle-of-Operation-Dynamic-Braking_87.html
- [9] **Seminar Report Electromagnetic Brake**, Carrel Polytechnic
- [10] **Pitch Controlled Variable Speed Wind Turbines**, Matteo Zatti, Gabriele Bedon, Lorenzo Bellemo, RisØ DTU
- [11] http://webuser.unicas.it/tomasso/corsi/sito_conversione1/appuntiDC_link.pdf
- [12] **Dispensa del corso di Azionamenti elettrici**, Silverio Bolognani
- [13] **- Microcontrollori e DSP - Lezione 20** Simone Buso
- [14] **A Maximum Power Control of Wind Generator System Using a Permanent Magnet Synchronous Generator and a Boost Chopper Circuit**, Kenji Amei, Yukichi Takayasu, Masaaki Sakui, Faculty of Engineering Toyama University
- [15] **Mechanical Design**, P.R.N. Childs
- [16] <http://www.ringspann.com/en/Products/Brakes/>

