

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

Mauro Menegazzo, 1020312
Tesi Magistrale, Aprile 2014

Metodo Innovativo per la Valutazione delle Prestazioni di una Turbina Eolica Darrieus ad Asse Verticale utilizzando Simulazioni Bidimensionali di Fluidodinamica Computazionale (CFD)

Relatore:

Prof. Ernesto Benini, Ph.D.



Dipartimento di Ingegneria Industriale
Facoltà di Ingegneria Aerospaziale

Indice

Prima parte: Energia eolica

1.1	Introduzione	5
1.2	Storia	6
1.2.1	I primi sfruttamenti per generare potenza elettrica.....	7
1.3	L'energia eolica	8
1.3.1	Distribuzione della velocità del vento.....	9
1.3.2	Venti d'alta quota	9
1.4	Parchi eolici	10
1.4.1	Eolico on-shore e near-shore.....	11
1.4.2	Eolico off-shore	12
1.4.3	Minieolico e microeolico	13
1.4.4	Eolico d'alta quota.....	13
1.5	Turbina eolica	14
1.5.1	Generatore ad asse orizzontale	15
1.5.2	Principali componenti	16
1.5.2.1	Rotore	16
1.5.2.2	Navicella o gondola.....	16
1.5.2.3	Torre	17
1.6	Generatore ad asse verticale	18
1.7	Eolico magnetico.....	18
1.8	Capacità di energia eolica e produzione	18
1.8.1	Trend di crescita	20
1.8.2	Fattore di capacità.....	21
1.8.3	Penetrazione	22
1.8.4	Variabilità.....	24
1.8.5	Prevedibilità.....	25
1.8.6	Affidabilità	25
1.8.7	Accumulo dell'energia	25
1.8.8	Effetti sull'ambiente	26
1.8.9	Efficienza	27
1.9	Economia	27

1.9.1 Trend dei costi	28
1.9.2 Incentivi e benefici di comunità	29
1.10 Politica	29
1.10.1 Governi centrali	29
1.10.2 Opinione pubblica.....	30
1.10.3 Comunità	31
1.11 Costi mini-eolico	31
1.12 Costi micro-eolico	32

Seconda parte: Turbine eoliche

2.1 Introduzione	37
2.2 Turbine ad asse orizzontale	38
2.2.1 Legge di Betz.....	38
2.2.2 Coefficiente di potenza C_p	42
2.2.3 Momento torcente medio	43
2.3 Turbine ad asse verticale	44
2.3.1 Turbine a resistenza	44
2.3.2 Turbine a portanza	45
2.3.3 Turbina Darrieus	46
2.3.4 Turbina Savonius	47
2.3.5 Turbina Gorlov	48
2.4 Comparazione tra HAWT e VAWT.....	48
2.4.1 Meccanismo di Yaw	48
2.4.2 Direzione dell'asse.....	49
2.4.3 Azionamento diretto	49
2.5 Costruzione	49
2.6 Meccanica strutturale	50
2.7 Aerogeneratori di piccola potenza	50
2.8 Turbine ad asse verticale in ambiente urbano.....	51
2.9 Turbina analizzata in questo lavoro	51
2.10 Principio di funzionamento di una VAWT	52

Terza parte: Fondamenti di fluidodinamica computazionale

3.1 Introduzione	57
3.2 La fluidodinamica computazionale	57
3.3 Metodi di discretizzazione	58
3.3.1 Procedura di analisi.....	58
3.4 La strategia della CFD.....	59
3.5 Metodo delle differenze finite.....	60
3.6 Discretizzazione attraverso il metodo dei volumi finiti	61
3.6.1 Assemblaggio del sistema discreto e applicazione delle condizioni al contorno	63
3.6.2 Soluzione di un sistema discreto	64
3.6.3 Convergenza della griglia	65
3.7 Gestione della non-linearità.....	66
3.7.1 Solutori diretti e iterativi	67
3.7.2 Convergenza iterativa	67
3.8 Stabilità numerica.....	68
3.9 Schemi espliciti ed impliciti	69
3.10 Modellazione dei flussi turbolenti incompressibili.....	70
3.10.1 Modellazione della turbolenza.....	70
3.11 Proprietà dei flussi turbolenti.....	72
3.12 Dinamica dei flussi turbolenti.....	74
3.12.1 Operazione di media	74
3.13 Equazioni di Reynolds.....	77
3.14 Modelli algebrici degli sforzi di Reynolds	79
3.15 Equazione dell'energia cinetica turbolenta.....	80
3.16 Equazioni di Navier-Stokes mediate	82
3.17 Modello k - ϵ standard.....	83
3.17.1 Modelli vicino a parete	85
3.18 Modelli k - ω	86
3.18.1 Calcolo delle condizioni al contorno per il modello k - ω	87
3.18.2 Il modello k - ω di Wilcox.....	87

Quarta parte: Studio CFD

4.1 Introduzione	89
4.2 Modello.....	89
4.3 Discretizzazione spaziale.....	89
4.4 Discretizzazione temporale.....	90
4.5 Mesh di base	91
4.6 Analisi di sensitività	96

Prima parte: Energia eolica

1.1 Introduzione

Le macchine eoliche, così come quelle idrauliche, sono state i primi sistemi concepiti per la produzione di lavoro senza l'impiego di forza umana o animale.

Con il termine *turbina eolica* si intende una turbomacchina motrice a flusso non confinato, costituita da un unico rotore, senza cassa o elementi statorici di altro tipo per la guida e il condizionamento della corrente in ingresso.

Grandi parchi eolici sono costituiti da centinaia di singoli aerogeneratori collegati alla rete di trasmissione di energia elettrica. L'eolico off-shore è più stabile, fornisce più energia e possiede un minor impatto visivo, tuttavia i costi di realizzazione e manutenzione sono notevolmente più alti. Piccoli impianti eolici on-shore forniscono elettricità a luoghi isolati. Le società elettriche acquistano sempre di più elettricità in eccesso prodotta da piccoli aerogeneratori domestici.



Figura 1: Impianto eolico a Frigento.

L'energia eolica è un'energia alternativa ai combustibili fossili, abbondante, rinnovabile e a sostegno dell'economia verde, ampiamente distribuita, pulita, non produce emissioni di gas serra durante il funzionamento e richiede una superficie di terra non eccessivamente elevata. Gli effetti sull'ambiente sono in genere meno problematici rispetto a quelli provenienti da altre fonti di energia. A partire dal 2011, la Danimarca genera più di un quarto della sua energia elettrica dal vento e 83 paesi di tutto il mondo utilizzano l'energia eolica commercialmente. Nel 2010 la produzione di energia eolica è stata di oltre il 2,5% di tutto il consumo elettrico mondiale, con una crescita stimata del 25% annuo. Il costo monetario per unità di energia prodotta è simile al costo rapportabile ai nuovi impianti a gas naturale e a carbone.

L'energia eolica è una fonte stabile di anno in anno, ma ha una variazione significativa su scale di tempo più brevi. L'intermittenza del vento crea raramente problemi quando essa viene utilizzata per fornire fino al 20% della domanda totale di energia elettrica, ma se la richiesta è superiore vi è necessità di particolari accorgimenti alla rete di distribuzione e una capacità di produzione convenzionale. Alcune metodi per la gestione della potenza prodotta, come quella di possedere sistemi di stoccaggio (come stazioni di pompaggio), turbine geograficamente distribuite, fonti alternative, accordi di esportazione e importazione di energia per aree limitrofe o la riduzione della domanda quando la produzione eolica è bassa, possono ridurre notevolmente questi problemi. Inoltre, le previsioni del tempo consentono alla rete elettrica di essere preparata tempestivamente a seconda delle variazioni previste nella produzione [1][2].

1.2 Storia

Per migliaia di anni, barche a vela e velieri hanno utilizzato l'energia eolica mentre gli architetti hanno usato la ventilazione naturale negli edifici fin dai tempi antichi. L'uso del vento per fornire energia meccanica è tuttavia iniziato un po' più avanti nella storia. La ruota a vento progettata dall'ingegnere greco Erone di Alessandria nel 1° secolo è il primo esempio noto di utilizzo dell'energia eolica per alimentare una macchina [3][4].



Figura 2: Un antico mulino a vento.

I primi mulini a vento furono in uso in Iran almeno dal 9° secolo e forse già dal 7° secolo [5]. L'impiego di mulini a vento si diffuse subito dopo in tutto il Medio Oriente e nell'Asia centrale e più tardi anche in Cina e in India [6]. Si ha notizia che, a partire dal 1000, i mulini a vento furono utilizzati, sia in Cina che in Sicilia per pompare acqua di mare per estrarre il sale [7]. A partire dal 1180 furono ampiamente utilizzati in Europa nord-occidentale per macinare la farina [8], mentre le pompe a vento furono utilizzate per drenare i terreni per favorire l'agricoltura e per l'edilizia. I primi immigrati nel Nuovo Mondo portarono con loro queste tecnologie.

L'energia eolica veniva sfruttata per trasportare acqua o per muovere macine e tritare i cereali, in particolare in Olanda era utilizzata per pompare l'acqua dei polder (che sono delle parti di terra sotto il livello del mare), migliorando notevolmente il drenaggio dopo la costruzione delle dighe. I mulini olandesi erano i più grandi del tempo, divennero e

rimasero il simbolo della nazione. Questi mulini erano formati da telai in legno sui quali era fissata la tela che formava così delle vele spinte in rotazione dal vento; l'asse di rotazione era orizzontale, come per quasi tutti i mulini europei (i mulini cinesi avevano invece, in genere, asse di rotazione verticale).

Negli Stati Uniti, lo sviluppo delle pompe a vento fu il fattore principale che permise la coltivazione e l'allevamento in vaste aree altrimenti prive di acqua facilmente accessibile. Queste pompe contribuirono inoltre all'espansione della rete ferroviaria mondiale, grazie ai sistemi di pompaggio dai pozzi necessari per fornire l'indispensabile acqua per le locomotive a vapore. La turbina eolica a più pale posizionata in cima a una torre in legno o in acciaio, fu per oltre un secolo una presenza fissa nei panorami dell'America rurale.

Nel 1881, Lord Kelvin propose di usare l'energia eolica quando "il carbone fosse finito". Nello stesso periodo fu proposto anche lo sfruttamento dell'energia solare.

1.2.1 I primi sfruttamenti per generare potenza elettrica

Nel luglio 1887, un accademico scozzese, il professor James Blyth, costruì una turbina eolica nel giardino della sua casa delle vacanze a Marykirk e utilizzò l'energia elettrica prodotta per ricaricare gli accumulatori che alimentavano le luci nel suo cottage. I suoi esperimenti portarono, nel 1891, alla

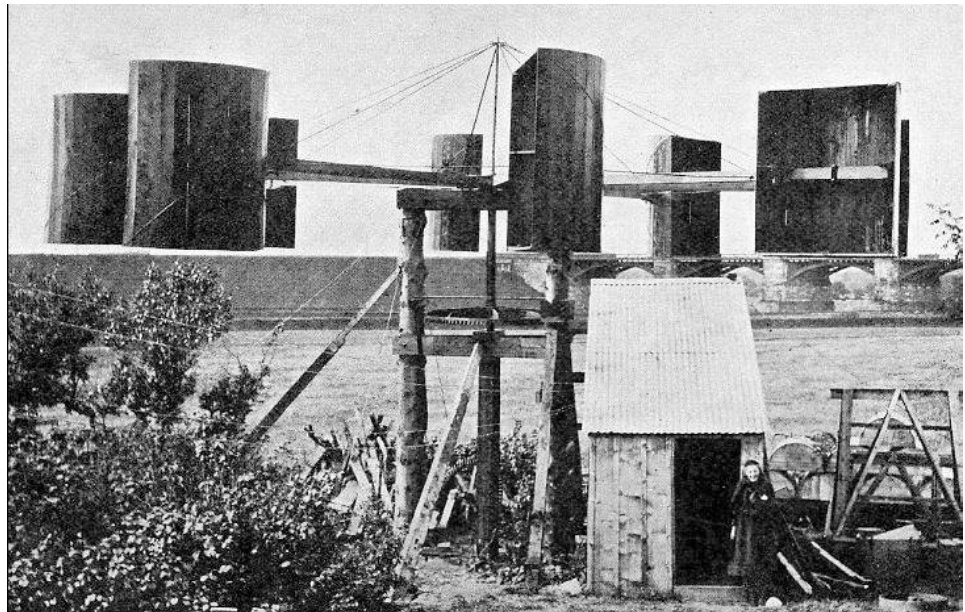


Figura 3: La turbina eolica di Blyth.

formalizzazione di un brevetto. Durante

l'inverno del 1887-1888, l'inventore statunitense Charles F. Brush produsse energia elettrica utilizzando un generatore alimentato dal vento che fornì la sua casa e il suo laboratorio fino al 1900. Nel 1890, lo scienziato e inventore danese Poul la Cour, costruì turbine eoliche per produrre energia elettrica, che venne poi utilizzata per la produzione di idrogeno e ossigeno per elettrolisi. La Cour fu il primo a capire che la rotazione veloce delle turbine con un minor numero di pale del rotore era la soluzione più efficiente nella produzione di energia elettrica. Nel 1904 fondò la Society of Wind Electricians.

Verso la metà degli anni 1920, alcune aziende come la Parris-Dunn e la Jacobs Wind-electric realizzarono turbine tra gli 1 e i 3 kilowatt che trovarono una larga diffusione nelle grandi pianure dell'Ovest degli Stati Uniti. Tuttavia, a partire dagli anni 1940 la domanda sempre crescente di potenza elettrica e la diffusione di una rete di distribuzione più capillare, rese questi piccoli generatori obsoleti.

Nel 1931 l'ingegnere aeronautico francese, George Darrieus, ottenne il brevetto per la turbina eolica Darrieus che utilizzava profili alari per generare la rotazione e a Yalta, in Unione Sovietica, fu installato un prototipo da 100 kW di generatore eolico orizzontale. Nel 1956 Johannes Juul, un ex studente di La Cour, realizzò una turbina da 200 kW a tre pale a Gedser in Danimarca. Questo progetto influenzò il design di molte turbine successive.

Nel 1975 il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti d'America ha finanziato un progetto per sviluppare turbine eoliche a grande scala. Il progetto si è concretizzato con la realizzazione di tredici turbine sperimentali da parte della NASA che hanno aperto la strada per gran parte della tecnologia utilizzata oggi. Da allora, le turbine hanno aumentato notevolmente le loro dimensioni con la Enercon E-126 in grado di erogare fino a 7,5 megawatt (MW).



Figura 4: Il *Brazos Wind Farm*, un moderno parco eolico del Texas.

Limitatamente all'uso dell'energia eolica come fonte di energia elettrica, tra il 2000 e il 2006, la capacità mondiale installata è quadruplicata. Nel 2005 la nuova potenza installata è stata di 11.000 megawatt, nel 2006 di 15.000 e nel 2007 di 20.000 megawatt. Nonostante la crisi economica, il 2008 è stato un anno record per l'energia eolica, con oltre 27.000 megawatt di nuova potenza installata in tutto il mondo.

Da allora una grande crescita esponenziale ha portato ad avere già alla fine del 2008 una potenza cumulata totale di oltre 120 gigawatt, producendo elettricità pari ad oltre l'1,5% del fabbisogno mondiale di energia.

1.3 L'energia eolica

Il termine eolico deriva da Eolo (in greco antico Αἴολος), il dio dei venti nella mitologia greca. Energia eolica è l'energia cinetica prodotta dall'aria in movimento, e solitamente prende il nome di vento. Il totale di energia eolica che fluisce attraverso una superficie immaginaria A durante il tempo t è:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(Avt\rho)v^2 = \frac{1}{2}At\rho v^3 \quad (1.1)$$

dove ρ è la densità dell'aria, v è la velocità del vento; Avt è il volume di aria che passa attraverso A (che è considerato perpendicolare alla direzione del vento); $Avtp$ è quindi la massa m che passa per l'unità di tempo.

La potenza è l'energia per unità di tempo, per l'energia eolica incidente su A (ad esempio uguale all'area del rotore di una turbina eolica) è:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2}A\rho v^3 \quad (1.2)$$

L'energia eolica in una corrente d'aria aperta è quindi proporzionale alla terza potenza della velocità del vento: la potenza disponibile aumenta quindi di otto volte se la velocità del vento raddoppia. Turbine eoliche per la produzione di energia elettrica devono quindi essere particolarmente efficienti a una maggiore velocità del vento.

Il vento è il movimento dell'aria sulla superficie terrestre, tra zone di alta pressione e bassa pressione. La superficie della Terra è riscaldata in modo non uniforme dal Sole, a seconda di fattori come l'angolo di incidenza dei suoi raggi sulla superficie (che differisce con la latitudine e l'ora del giorno) e se la zona è aperta o fitta di vegetazione. Inoltre, grandi masse d'acqua, come ad esempio gli oceani si riscaldano e si raffreddano più lentamente della terra. Le differenze di temperature quindi generano differenze di pressione. La presenza di due punti con differente pressione atmosferica origina una forza, detta forza del gradiente di pressione o forza di gradiente, che agisce premendo sulla massa d'aria per tentare di ristabilire l'equilibrio e dunque dando luogo al fenomeno del vento. La rotazione della Terra, inoltre, trascina l'atmosfera intorno ad essa causando turbolenze (Forza di Coriolis). Questi effetti si combinano portando ad una costante variabilità dei venti.

La quantità totale di energia economicamente estraibile dal vento è molto maggiore rispetto a quella attualmente fornibile da tutte le altre fonti. Axel Kleidon del Max Planck Institute in Germania, ha effettuato un calcolo della quantità di energia eolica disponibile in toto, concludendo che potrebbero essere estratti dai 18 ai 68 TW. Cristina Archer e Mark Z. Jacobson, in un calcolo differente da Kleidon, hanno calcolato che ad un'altitudine di 100 metri sopra la terra e il mare, vi sono 1700 TW di energia eolica. Di questi "tra 72 e 170 TW potrebbe essere estratti in modo pratico ed economicamente competitivo". In seguito le stime si sono ridotte a 80 TW. Tuttavia una ricerca effettuata presso l'Università di Harvard stima 1 Watt/m² in media e tra i 2 e i 10 MW/km² la capacità per i parchi eolici di grandi dimensioni, il che suggerisce che queste stime del totale delle risorse eoliche mondiali siano troppo alte per un fattore di circa 4.

1.3.1 Distribuzione della velocità del vento

La forza del vento è variabile e un valore medio per un determinato luogo non è in grado di indicare da solo la quantità di energia che potrebbe produrre una turbina eolica lì posizionata. Per valutare la frequenza delle velocità del vento ad una posizione particolare, una funzione di densità di probabilità è spesso usata per descrivere i dati osservati. Luoghi diversi avranno diverse distribuzioni di velocità del vento. Il modello di Weibull rispecchia da vicino l'effettiva distribuzione di ogni ora/dieci minuti la velocità del vento. Il fattore di Weibull è spesso vicino a 2 e quindi una distribuzione di Rayleigh può essere utilizzata come un modello meno accurato ma più semplice.

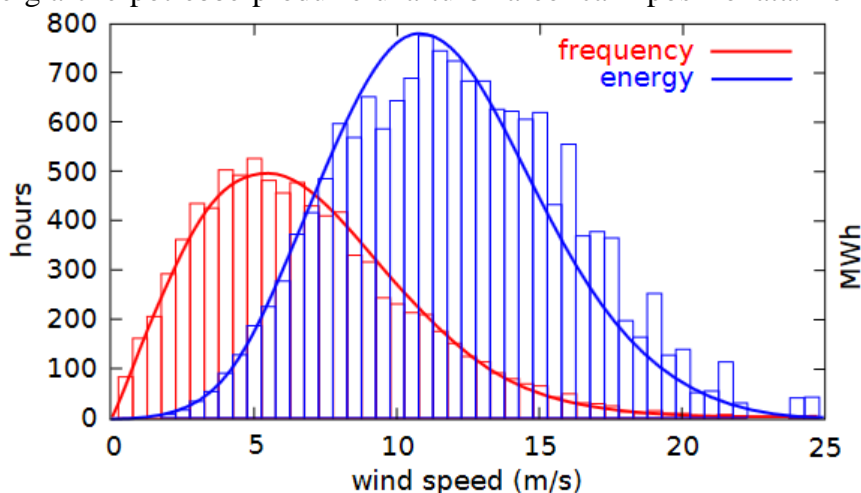


Figura 5: Distribuzione della velocità del vento (rosso) e dell'energia (blu) per tutto il corso del 2002 presso l'impianto del *Lee Ranch facility* in Colorado. L'istogramma mostra i dati misurati, mentre la curva è modello di distribuzione di Rayleigh per la stessa velocità media del vento.

1.3.2 Venti d'alta quota

La produzione di energia elettrica di solito proviene da venti molto vicini alla superficie terrestre. Tuttavia i venti in alta quota sono più forti e più stabili e possono avere una capacità globale di 380 TW. Negli ultimi anni si sono visti significativi progressi nelle tecnologie destinate a produrre energia elettrica da queste correnti ventose.

1.4 Parchi eolici

Un parco eolico è un insieme di aerogeneratori (comunemente detti torri o pale eoliche) localizzati in un territorio delimitato e interconnessi tra loro che producono energia elettrica sfruttando l'energia eolica del vento. La generazione di energia elettrica varia in funzione del vento e della capacità generativa degli aerogeneratori.

In un parco eolico le singole turbine sono interconnesse tra loro con una linea di collegamento a media tensione (generalmente 34,5 kV) e con un sistema di comunicazione (per il cosiddetto remote monitoring). L'energia a media tensione viene poi convertita in alta tensione tramite un trasformatore in una sottostazione elettrica di trasformazione ed immessa nella rete elettrica di trasmissione in corrispondenza di una cabina primaria.



Figura 6: Impianto eolico on-shore.

Le potenze nominali generate dall'impianto variano da installazione a installazione e dipendono strettamente dalle condizioni di ventosità del sito e dal numero e tipo di aerogeneratori, funzioni a sua volta dalle potenze desiderate o dei vincoli di sito. In molti casi riescono a coprire il fabbisogno elettrico dei comuni ospitanti garantendo anche un surplus energetico da cui l'operatore trae il profitto dell'investimento.

Un parco eolico può essere on-shore (sulla terraferma) oppure off-shore (sul mare). I primi sono posti tipicamente in zone aperte o su rilievi collinari o montuosi, i secondi sul mare vicino a zone costiere. Sono spesso oggetto di contestazione per l'impatto paesaggistico, l'inquinamento acustico in alcuni casi e l'azione di disturbo sull'avifauna.

Il progetto di un'installazione eolica prevede una fase iniziale di valutazione delle caratteristiche di ventosità del sito scelto attraverso il monitoraggio dell'intensità e della costanza/regolarità del vento con installazione di anemometri per un tempo statisticamente significativo (almeno un anno). Tale fase fa parte dunque dello studio di fattibilità tecnico-economico volto a garantire l'efficacia del progetto in termini di ritorno dell'investimento. Una volta validato il sito si passa alla fase di pianificazione e dimensionamento cioè alla scelta del tipo di impianto ovvero del numero di

aerogeneratori, del loro posizionamento ottimizzato sull'area di interesse in funzione delle caratteristiche di ventosità e di non interferenza tra generatori, del tipo di aerogeneratore, dell'altezza della torre, della dimensione del rotore ecc... concludendosi con la fase di realizzazione vera e propria. Completano l'infrastruttura gli inevitabili componenti elettrici per l'allaccio alla rete elettrica (cavi elettrici) fino alla cabina elettrica con le relative opere civili o gli eventuali sistemi di accumulo.

In Italia alcuni dei più notevoli parchi eolici sono quelli di Poggio Imperiale (in Puglia) i numerosi parchi eolici ubicati nel basso Molise e quelli di Montemurro (in Basilicata).

1.4.1 Eolico on-shore e near-shore

Si tratta dell'eolico più diffuso, anche per motivi storico-tecnologici. Le caratteristiche dell'eolico on-shore sono tipiche di impianti posizionati su località in genere distanti almeno 3 km dalla più vicina costa, tipicamente su colline, alture o comunque in zone aperte e ventose. Questi impianti coprono un range di potenze prodotte molto esteso (da 20 Kw a 20 MW) e possono essere connessi sia alla rete "pubblica", per esempio l'ENEL, sia che su una rete isolata per alimentare utilizzatori locali. Una delle configurazioni più diffuse è la "grid-connected" Nel caso del near-shore si tratta invece di impianti distanti meno di 3 Km dalla costa, tipicamente sull'entroterra, oppure sul mare ma con distanze che non superano i 10 km dalla costa. Il sottoinsieme che è installato sulla terraferma ha caratteristiche simili alla on-shore in termini di range di produzione (da 20 Kw a 20 MW) mentre l'insieme in ambiente marino tipicamente garantisce potenze prodotte nell'ordine dei MW in configurazione "grid-connected".



Figura 7: Una panoramica della *Whitelee Wind Farm*.

Molti dei più grandi parchi eolici onshore operativi sono situati negli Stati Uniti. A partire dal 2012, l'Alta Wind Energy Center è il più grande parco eolico onshore nel mondo con una produzione di 1020 MW, seguito dai Shepherds Flat Wind Farm (845 MW) e la Roscoe Wind Farm (781,5 MW). A partire da settembre 2012, il Sheringham Shoal Offshore Wind Farm e il Thanet Wind Farm nel Regno Unito sono i più grandi parchi eolici off-shore del mondo con 317 MW e 300 MW rispettivamente, seguiti da Horns Rev II (209 MW), in Danimarca.

1.4.2 Eolico off-shore

Con l'espressione "eolico off-shore" si intendono gli impianti installati ad alcune miglia dalla costa di mari o laghi, per meglio utilizzare la forte esposizione alle correnti di queste zone. La Spagna ha effettuato uno studio di fattibilità della durata di un anno sull'intero territorio nazionale per determinare le aree maggiormente ventilate e con continuità, e quindi i siti candidati all'installazione di centrali di taglia medio-grande. La



Figura 8: Middelgrunden, impianto eolico da 40 MW nello stretto di Oresund al largo di Copenaghen.

Spagna ha esteso le misurazioni mediante centraline fisse e mobili anche a tutta la costa, oltre che a zone collinari e di montagna, preferendo l'eolico off-shore. Dopo aver diffuso microimpianti nelle singole abitazioni, e un decentramento energetico, ora si realizzano pochi impianti centralizzati per la produzione di alcuni gigawatt per parco eolico.

Ad Havsui, in Norvegia, sorgerà il più grande impianto eolico off-shore al mondo, che potrà fornire 1,5 gigawatt di potenza elettrica. Nel Regno Unito verrà realizzata un'estesa serie di generatori off-shore in grado entro il 2020 di produrre abbastanza corrente elettrica da alimentare le utenze domestiche. Il piano prevede impianti per 20 gigawatt che si aggiungeranno agli 8 gigawatt di impianti già deliberati. Nel 2008 il Fondo di inversioni della corona britannica, che possiede le aree marittime della Gran Bretagna, fino a circa 20 km dalla costa, con il programma Clipper's Britannia Project, ha deciso di investire in grandi aerogeneratori off-shore di potenza superiore ai 5 megawatt.

Le turbine offshore flottanti potranno essere installate anche nei siti marini molto profondi. Imitando la tecnologia delle piattaforme petrolifere, le turbine eoliche galleggianti vengono installate in mare aperto e sfruttano i venti costieri. Il progetto usa un sistema di ancoraggio a tre punti (cavi in acciaio ancorati al fondale), simile a quello utilizzato nelle piattaforme petrolifere. La Hydro, società norvegese che opera nel settore energia, ha collocato un prototipo di questa turbina vicino Karmøy, isola a sud est della Norvegia ed eventualmente vicino ad una installazione petrolifera con l'obiettivo di rifornirla di energia rinnovabile.

1.4.3 Minieolico e microeolico



Figura 9: Un generatore minieolico.

Si tratta di impianti di piccola taglia, adatti ad un uso domestico o per integrare il consumo elettrico di piccole attività economiche tipicamente in modalità stand-alone, cioè sotto forma di singoli generatori, connesse poi alla rete elettrica (con contributo alla cosiddetta generazione distribuita) o ad impianti di accumulazione.

Di solito questi impianti sono costituiti da aerogeneratori del tipo ad asse orizzontale con diametro del rotore da 3 a 20 metri e

altezza del mozzo da 10 a 20 metri.

Solitamente per minieolico si intendono

impianti con una potenza nominale fra 20 kW e 200 kW, mentre per microeolico si intendono impianti con potenze nominali inferiori ai 20 kW.

Per questi impianti di piccole dimensioni il prezzo di installazione risulta più elevato, attestandosi attorno ai 1500-3000 euro per kW installato, in quanto il mercato di questo tipo di impianti è ancora poco sviluppato; tra le cause le normative che, a differenza degli impianti fotovoltaici, in quasi tutta Europa non ne sostengono la diffusione. Questi impianti possono sfruttare le specifiche condizioni del sito in cui si realizza l'installazione. Sono impianti adattabili, che riescono a sfruttare sia venti deboli che forti e che riescono ad intercettare le raffiche improvvise tipiche dell'Appennino.

Per la valutazione dell' idoneità del luogo non si effettua solitamente una campagna di misure in sito (come avviene per installazioni medio-grandi), per l'elevata incidenza che tale costo potrebbe avere sull'investimento globale. La valutazione, nel caso si ritenga sufficiente la disponibilità di vento (come velocità e continuità), deve considerare altri fattori quali: l'interferenza con altre strutture, l'inquinamento acustico, la lunghezza del percorso elettrico, eventuali vincoli ecologici (presenza di specie protette) o storico-archeologici.

1.4.4 Eolico d'alta quota

Vi sono alcune proposte alternative, ma tuttora esclusivamente sperimentali, per la realizzazione di un parco eolico d'alta quota. Una turbina eolica d'alta quota è un concetto di design per una turbina eolica che è situata in aria senza una torre, [9] beneficiando così della velocità più elevata del vento quasi costante ad alta quota, evitando la spesa di costruzione di torri, [10] o la necessità di contatti rotanti o meccanismi di imbardata. Le sfide per un tale progetto comprendono la garanzia di avere una sospensione sicura in grado di mantenere turbine a centinaia di metri da terra a forti venti e tempeste, trasferendo la potenza generata a terra. Inoltre potrebbero esserci delle interferenze con l'attività aviatoria.



Figura 10: *Twind Technology*, un concept design per una turbina d'alta quota.

1.5 Turbina eolica

I generatori eolici a partire dal 1985 hanno migliorato drasticamente il rendimento, dimensioni e costi. Tali generatori sono riusciti a passare da una produzione di pochi kilowatt di potenza a punte di 3 megawatt per i più efficienti e una potenza installata tipica di mercato pari a circa 1,5 MW, con una velocità del vento minima di 3-4 m/s.

Lo sfruttamento del vento è attuato tramite macchine eoliche divisibili in due gruppi distinti in funzione del tipo di modulo base adoperato definito generatore eolico o aerogeneratore:

- Generatori eolici ad asse orizzontale, in cui il rotore va orientato (attivamente o passivamente) parallelamente alla direzione di provenienza del vento;
- Generatori eolici ad asse verticale, indipendenti dalla direzione di provenienza del vento.

Un generatore sia ad asse verticale che orizzontale richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3–5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12–14 m/s. Ad elevate velocità (20–25 m/s, velocità di cut-off) l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il bloccaggio può avvenire con freni che bloccano il rotore o con metodi che si basano sul fenomeno dello stallo e "nascondono le pale al vento".

Esistono anche generatori a pale mobili che seguono l'inclinazione del vento, mantenendo costante la quantità di elettricità prodotta dall'aerogeneratore, e a doppia elica, per raddoppiare la potenza elettrica prodotta. I generatori eolici possono essere silenziosi; il problema principale è la dimensione delle pale e la mancanza di generatori a micropale non visibili a occhio nudo che risolverebbero l'impatto negativo sul paesaggio.

I giri al minuto del rotore dell'aerogeneratore sono molto variabili, come lo è la velocità del vento; in genere si utilizzano delle scatole d'ingranaggi (planetari) per aumentare e rendere costante la velocità del rotore del generatore e per permettere un avvio più facile con venti deboli.

La frequenza immessa nella rete deve essere costante a 50 hertz in Europa (in America sono 60 Hz), perciò il rotore del generatore è collegato a una serie di convertitori prima di immettere l'energia in rete.

La cinematica del generatore eolico è caratterizzata da bassi attriti, moderato surriscaldamento che necessita di un sistema di refrigeranti (olio oppure acqua che disperdono il calore grazie a radiatori) e un costo di manutenzione relativamente basso (pressoché nullo soprattutto per il magnetoeolico).

I principali produttori mondiali di aerogeneratori sono aziende americane, cinesi, danesi, tedesche, spagnole: Vestas, Enercon, Siemens, Gamesa Eólica, GE Wind Energy (ex Enron Wind), Liberty, Nordex, NedWind. Sono circa 26 le aziende che producono gli aerogeneratori.

1.5.1 Generatore ad asse orizzontale

Un generatore eolico ad asse di rotazione orizzontale al suolo (HAWT, in inglese Horizontal Axis Wind Turbines) è formato da una torre in acciaio di altezze tra i 60 e i 100 metri sulla cui sommità si trova un involucro (gondola) che contiene un generatore elettrico azionato da un rotore a pale lunghe tra i 20 e i 60 metri. Esso genera una potenza molto variabile, che può andare da pochi kW fino a 5-6 MW, in funzione della ventosità del luogo e del tempo.



Figura 11: Generatore ad asse orizzontale tripala composto da torre, navicella, rotore e pale

Come i generatori ad asse verticale anche quelli ad asse orizzontale richiedono una velocità minima di 3–5 m/s ed erogano la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12–14 m/s. Ad elevate velocità (20/25 m/s) l'aerogeneratore viene invece bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il mulino a vento è un esempio storico di generatore ad asse orizzontale.

Gli aerogeneratori tradizionali hanno, quasi senza eccezioni, l'asse di rotazione orizzontale. Questa caratteristica è il limite principale alla realizzazione di macchine molto più grandi di quelle attualmente prodotte: i requisiti statici e dinamici che bisogna rispettare non consentono di ipotizzare rotori con diametri molto superiori a 100 metri e altezze di torre maggiori di 180 metri. Queste dimensioni riguardano macchine per esclusiva installazione off-shore. Le macchine on-shore più grandi hanno diametri di rotore di 70 metri e altezze di torre di 130 metri. In una macchina così costruita il raggio della base supera i 20 metri. La velocità del vento cresce con la distanza dal suolo; questa è la principale ragione per la quale i costruttori di aerogeneratori

tradizionali spingono le torri a quote così elevate. La crescita dell'altezza, insieme al diametro del rotore che essa rende possibile, sono la causa delle complicazioni statiche dell'intera macchina, che

impone fondazioni complesse e costose e strategie sofisticate di protezione in caso di improvvise raffiche di vento troppo forte.

1.5.2 Principali componenti

1.5.2.1 Rotore

I rotori sono ad asse orizzontale, del tipo:

- monopala, con contrappeso: sono le più economiche e meno diffuse. Essendo sbilanciate generano rilevanti sollecitazioni meccaniche e rumore;
- bipala: hanno due pale poste a 180° tra loro ovvero nella stessa direzione e verso opposto. Hanno caratteristiche di costo e prestazioni intermedie rispetto alle altre due tipologie; sono le più diffuse per installazioni minori;
- tripala: hanno tre pale poste a 120° una dall'altra: sono costose, ma essendo bilanciate, non causano sollecitazioni scomposte e sono affidabili e silenziose affidabili e silenziose



Figura 12: Componenti di una turbina eolica ad asse orizzontale (cambio, albero rotore e freno) vengono posizionati sulla gondola.

L'albero del rotore che trasmette il moto è chiamato "albero lento" o principale. Le pale più utilizzate sono realizzate in fibra di vetro o lega di alluminio ed hanno un profilo simile ad un'ala di aereo.

1.5.2.2 Navicella o gondola

È posizionata sulla cima della torre e può girare di 180° sul proprio asse orientandosi nella direzione opportuna secondo quella del vento. Nella cabina sono ubicati i vari componenti di un aerogeneratore:

- il moltiplicatore di giri. Per sistemi interfacciati a reti locali o nazionali, la velocità dell'asse del rotore non è sufficiente perché il generatore elettrico produca elettricità alla frequenza della rete elettrica (50 Hz in Europa), quindi un sistema di moltiplicazione trasferisce il movimento a un "albero veloce", dotato di freno per lo stazionamento.
- il generatore elettrico, azionato dall'albero veloce. Negli impianti di piccola taglia non collegati alla rete possono essere del tipo a corrente continua, o a corrente alternata, senza vincoli restrittivi di costanza della frequenza. Nel caso di sistemi interfacciati con reti, locali o nazionali, servono alternatori sincroni o asincroni a frequenza costante.
- il sistema di controllo. Dispositivo di interfaccia del generatore con la rete e/o con eventuali sistemi di accumulo; controlla il funzionamento della macchina, e gestisce l'erogazione dell'energia elettrica e l'arresto del sistema oltre certe velocità del vento per motivi di

sicurezza dovuti al calore generato dall'attrito del rotore sull'asse e/o a sollecitazioni meccaniche della struttura.

Gli aerogeneratori di piccola taglia, in condizioni di normale regime, si autodirezionano attraverso un semplice timone. Solo nei più sofisticati sono installate pale a passo variabile, in modo da poter adeguare la loro inclinazione in base alla velocità del vento per migliorarne la resa. Nelle macchine di piccola taglia il sistema di controllo è solitamente di tipo passivo, senza servomotori che agiscono sull'angolo di calettamento delle pale e sull'angolo tra la navicella e il vento:

- Controllo di stallo: le pale sono costruite “svergolate”, in modo che a velocità elevate del vento inizi uno stallo sulle pale, a partire dalla punta propagandosi verso il centro. L'area attiva delle pale cala, facendo così calare anche la potenza.
- Controllo di imbardata passivo: il sistema è dimensionato in modo da abbandonare automaticamente l'assetto frontale, oltre una certa spinta del vento.

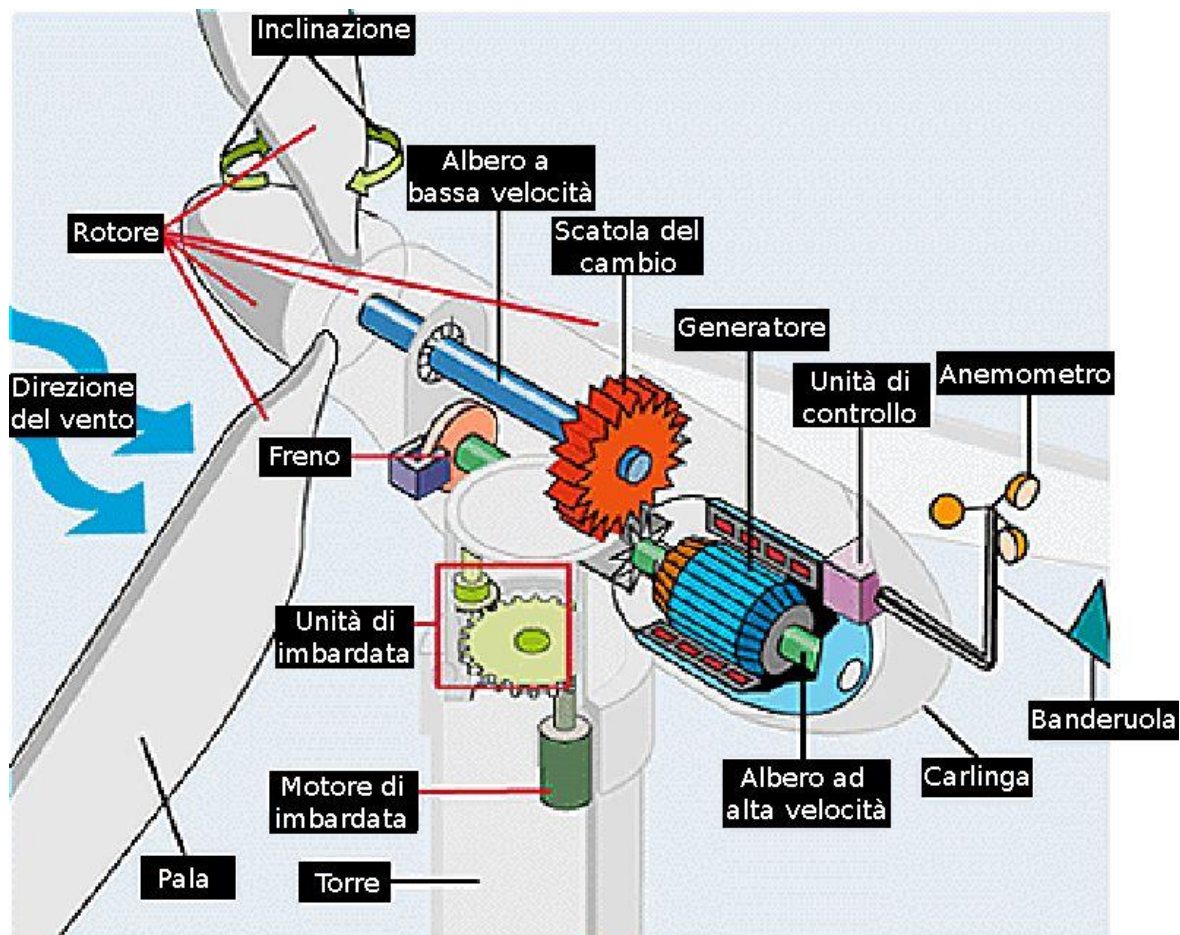


Figura 13: Schema dei componenti di una turbina ad asse orizzontale.

1.5.2.3 Torre

L'ultimo elemento dell'aerogeneratore è la torre per la sospensione del rotore e della navicella. La torre può raggiungere dimensioni notevoli in altezza fino anche a 180 metri; tipicamente tanto più alta è la torre tanto migliori sono le condizioni di ventosità in termini di intensità e costanza, tanto più grande può essere il rotore con aumento dell'energia prodotta, tanto più larga è la sezione, tanto

più stabile e ben progettata deve essere la fondazione nel terreno, tanto maggiori sono i costi e peggiore è l'impatto paesaggistico. I materiali utilizzati sono frequentemente di tipo metallico che garantiscono la massima robustezza a stress interni meccanici dovuti alle sollecitazioni esterne durante il funzionamento dell'aerogeneratore.

1.6 Generatore ad asse verticale

Un generatore eolico ad asse di rotazione verticale al suolo (VAWT, in inglese Vertical Axis Wind Turbines) è un tipo di macchina eolica contraddistinta da una ridotta quantità di parti mobili nella sua struttura, il che le conferisce un'alta resistenza alle forti raffiche di vento e la possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza doversi orientare di continuo. È una macchina molto versatile, adatta sia all'uso domestico che alla produzione centralizzata di energia elettrica nell'ordine del megawatt (una sola turbina soddisfa il fabbisogno elettrico mediamente di circa 1000 case).

Macchine eoliche ad asse verticale sono state concepite e realizzate fin dal 1920. La sostanziale minore efficienza rispetto a quelle con asse orizzontale (30%) ne ha di fatto confinato l'impiego nei laboratori. L'unica installazione industriale oggi esistente è quella di Altamont Pass in California, realizzata dalla FloWind nel 1997. L'installazione è in fase di smantellamento, a causa delle difficoltà economiche del costruttore, che è in bancarotta.

Si è cercato di ottimizzare molto queste macchine, rendendole molto competitive; gli ultimi prototipi, funzionando in molte più ore l'anno rispetto a quelle ad asse orizzontale, hanno un rendimento complessivo maggiore.

La turbina a vento di Savonius è un tipo di turbina a vento ad asse verticale, utilizzata per la conversione di coppia dell'energia del vento su un albero rotante. Inventata dall'ingegnere finlandese Sigurd J. Savonius nel 1922 e brevettata nel 1929, è una delle turbine più semplici.

1.7 Eolico magnetico

Un promettente sviluppo dell'energia eolica è quella eolico-magnetica cioè prodotta con qualche tipo di aerogeneratore magnetoeolico con effetto di riduzione dell'attrito sperimentato dal rotore e dell'asse e del pignone principale del rotore con guadagno notevole di efficienza e minor costo di manutenzione.

1.8 Capacità di energia eolica e produzione

Verso la fine del 2012, nel mondo vi erano più di duecentomila turbine eoliche in funzionamento, con una capacità nominale complessiva di 282.482 MW. La sola Unione europea passò i circa 100.000 MW di capacità nominale nel settembre 2012, mentre gli Stati Uniti la Cina hanno superato i 50.000 MW nel mese di agosto 2012.

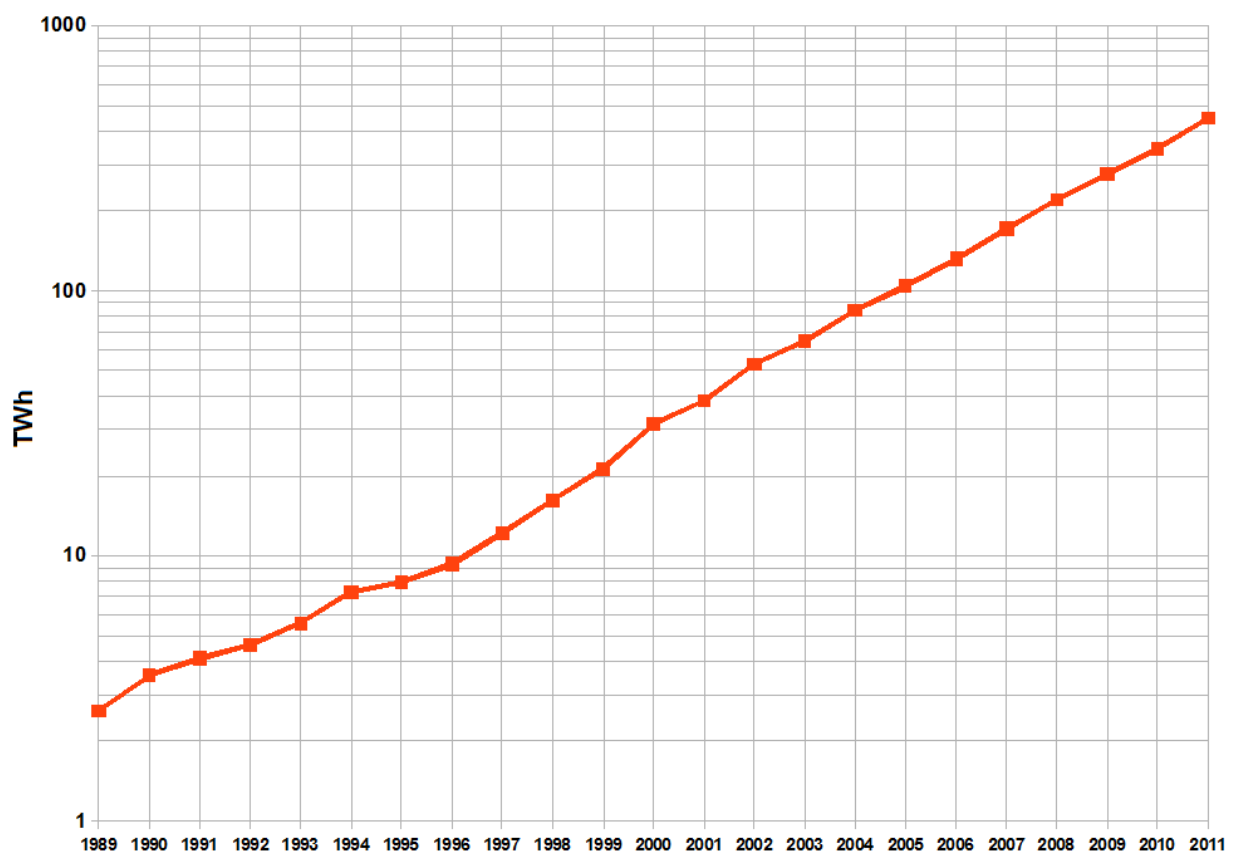
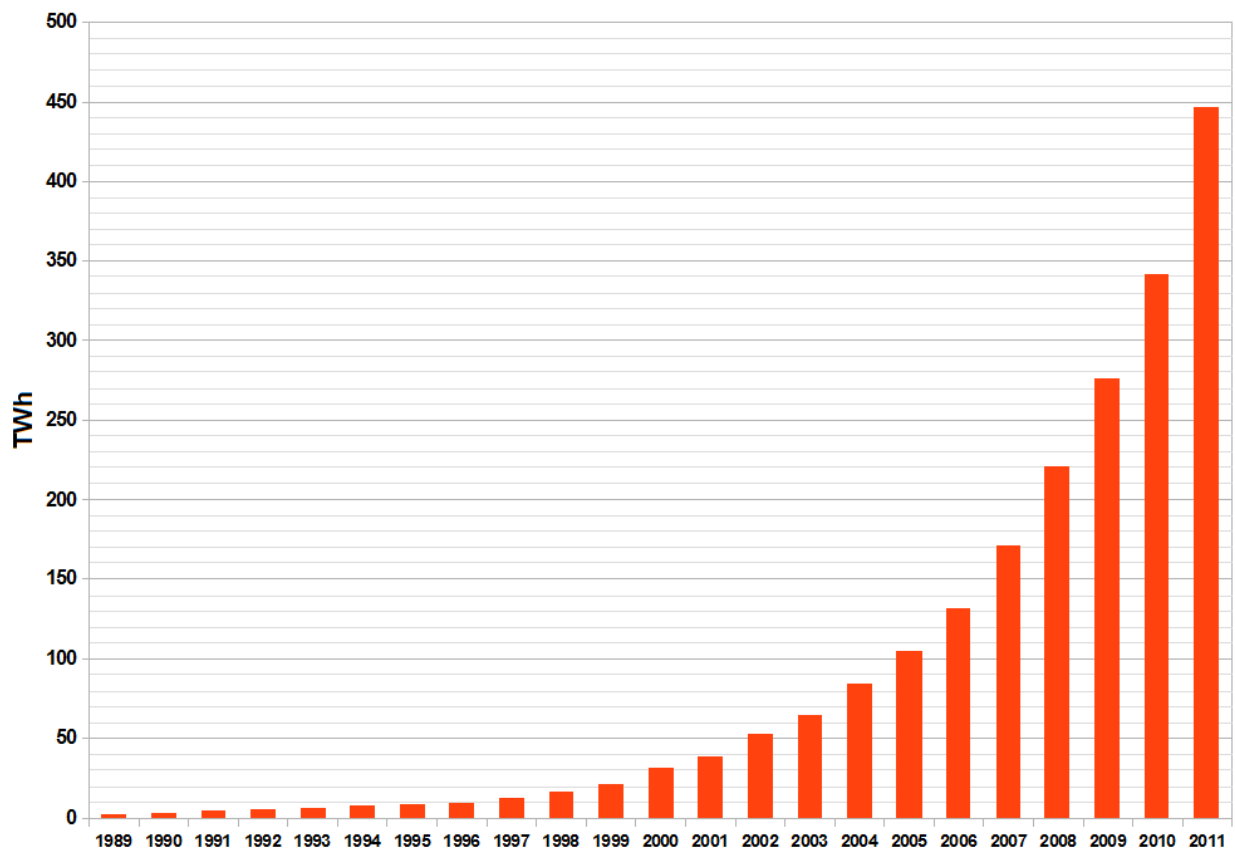


Figura 14: Produzione di energia eolica nel mondo fino al 2010.

La capacità mondiale di generazione eolica è più che quadruplicata tra il 2000 e il 2006, raddoppiando circa ogni tre anni. Gli Stati Uniti hanno aperto la strada ai parchi eolici, ma nel 1997 la capacità installata della Germania aveva superato quella statunitense per poi essere tuttavia superata nel 2008. La Cina ha iniziato l'edificazione dei suoi impianti eolici verso la fine del 2000 per poi superare nel 2010 gli Stati Uniti nel 2010 e diventare leader mondiale.

Alla fine del 2012, la capacità mondiale nominale di generatori eolici era di 282 gigawatt (GW), in crescita di 44 GW rispetto all'anno precedente. Secondo la World Wind Energy Association, un'organizzazione di settore, nel 2010 l'energia eolica aveva generato 430 TWh, pari a circa il 2,5% di tutta l'energia elettrica utilizzata a livello mondiale. Nel 2008 essa copriva appena l'1,5% e nel 1997 solo lo 0,1% nel 1997. Tra il 2005 e il 2010 la crescita media annua dei nuovi impianti è stata del 27,6%. La penetrazione dell'energia eolica nel mercato dovrebbe raggiungere il 3,35% entro il 2013 e l'8% entro il 2018 [11].

Diversi paesi hanno già raggiunto livelli relativamente elevati, come il 28% della produzione di energia elettrica in Danimarca (2011), il 19% in Portogallo (2011), il 16% in Spagna (2011), il 14% in Irlanda (2010) e l'8% in Germania (2011). A partire dal 2011, 83 paesi di tutto il mondo usavano energia eolica su base commerciale.

Nel 2009 l'Europa possedeva il 48% della capacità mondiale di produzione di energia eolica totale. Nel 2010, la Spagna è diventata il principale produttore europeo, raggiungendo i 42.976 GWh. La Germania tiene il primo posto in Europa in termini di capacità installata, con un totale di 27.215 MW registrati al 31 dicembre 2010.

1.8.1 Trend di crescita

Nel 2010, più della metà di tutta la nuova potenza eolica è stata installata al di fuori dei mercati tradizionali europei e nord americani. Ciò è stato dovuto in particolare alla forte crescita di installazioni in Cina che hanno rappresentato quasi la metà dei nuovi impianti eolici (16,5 GW).

Le cifre fornite dal Global Wind Energy Council (GWEC) mostrano che nel 2007 si è registrato un incremento di potenza installata di 20 GW, portando il totale della capacità installata di energia eolica a 94 GW, contro i 74 GW del 2006. Nonostante i vincoli che affrontano le industrie di produzione delle turbine eoliche, il mercato annuale ha continuato a crescere ad un tasso stimato del 37%, dopo una crescita del 32% nel 2006. In termini di valore economico, il settore eolico è diventato uno dei principali attori dei mercati energetici, con un valore totale delle nuove apparecchiature installate nel 2007 di 36 miliardi di dollari.

Anche se l'industria eolica ha risentito della crisi finanziaria globale nel 2009 e del 2010, la crescita ha continuato fino al 2013. Negli ultimi cinque anni la crescita media di nuovi impianti è stata del 27,6% all'anno. La previsione per il 2013 attestava il tasso di crescita annuo medio al 15,7%. Più di 200 GW di nuova capacità eolica potrebbero entrare in produzione entro la fine del 2013. Il potere di penetrazione dell'eolico nel mercato dovrebbe raggiungere il 3,35% entro il 2013 e l'8% entro il 2018.

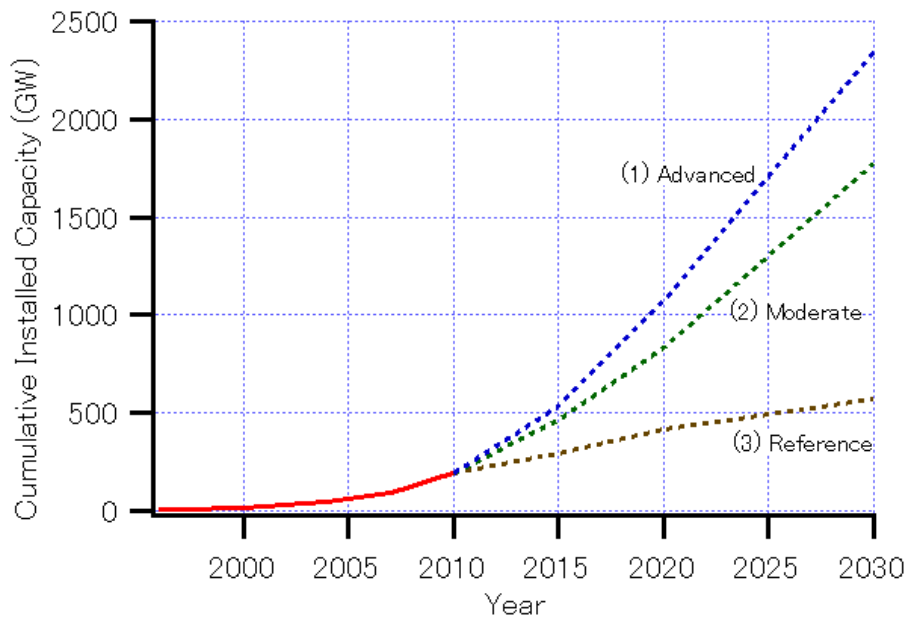


Figura 15: WorPrevisione della capacità di potenza installata (Fonte: Global Wind Energy Council).

1.8.2 Fattore di capacità

Dal momento che la velocità del vento non è costante, la produzione annua di energia di una centrale eolica non è mai uguale a quella della capacità nominale del generatore moltiplicato per il tempo di un anno. Il rapporto di effettiva produttività annuale rispetto a questo massimo teorico è chiamato "fattore di capacità". Fattori di capacità tipici sono nell'ordine del 15-50%, con valori al limite superiore in siti favorevoli e grazie ai miglioramenti tecnologici delle turbine più moderne [12].

Alcuni dati sono disponibili per alcune località e il fattore di capacità può essere così calcolato dalla produzione annuale [13][14]. Ad esempio, a livello nazionale, il fattore di capacità della Germania, analizzato su tutto il 2012, era di poco inferiore al 17,5% ($45.867 \text{ GW}\cdot\text{h}/\text{anno} / (29,9 \text{ GW} \times 24 \times 366) = 0,1746$) mentre il fattore di capacità per i parchi eolici scozzesi arrivava, tra il 2008 e il 2010, alla media del 24% [15].

La valutazione del fattore di capacità è tuttavia influenzata da diversi parametri, tra cui la variabilità del vento nel sito, ma anche dalla dimensione del generatore. Un piccolo generatore sarebbe più economico e in grado di raggiungere un fattore di capacità superiore ma produrrebbe meno elettricità (e quindi meno profitto) nel caso di venti forti. Viceversa, un grande generatore costerebbe più ma nel caso di bassa velocità del vento genererebbe poca potenza, così che un fattore di capacità ottimale sarebbe di circa il 40-50%.

In uno studio del 2008 pubblicato dallo statunitense Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, il fattore di capacità raggiunto dalle turbine eoliche presenti nel paese si è dimostrato di essere in aumento, grazie soprattutto ai miglioramenti tecnologici. Il fattore di capacità raggiunto nel 2010 dalle nuove turbine eoliche ha raggiunto quasi il 40% [16].

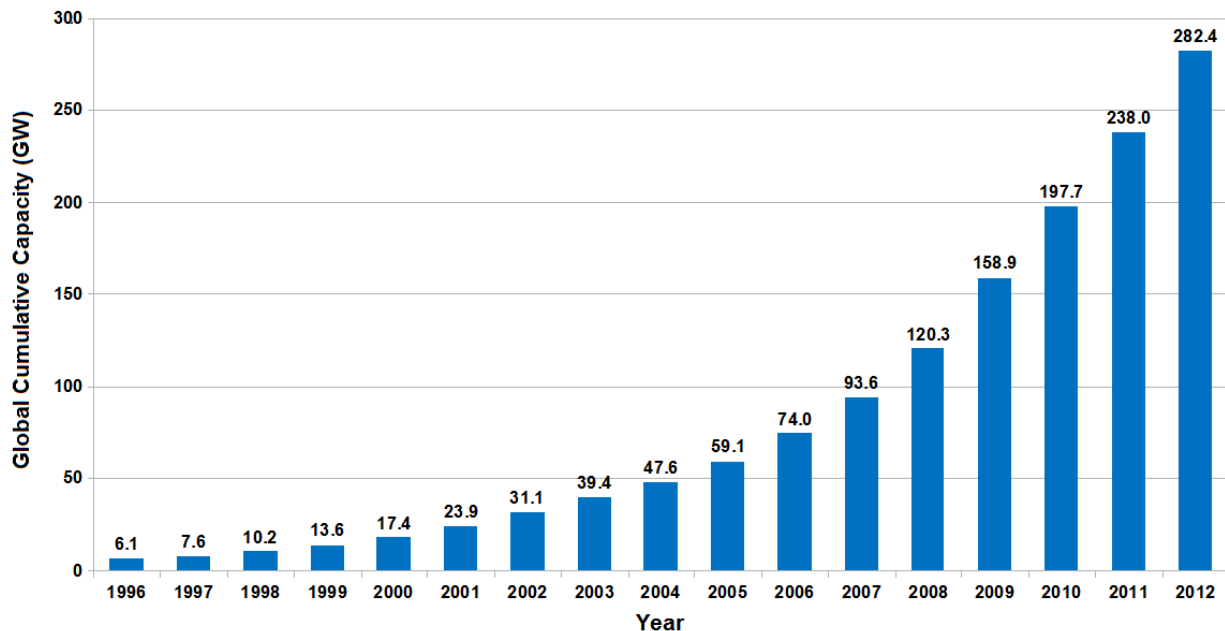


Figura 16: Capacità installata di energia eolica nel mondo (Fonte: GWEC)

1.8.3 Penetrazione

Per penetrazione dell'energia eolica ci si riferisce alla percentuale di energia prodotta dal vento, rispetto alla capacità totale di produzione disponibile. Non esiste un livello massimo generalmente accettato per quanto riguarda l'eolico. Il limite per una particolare zona dipenderà dalle centrali esistenti, dai meccanismi di tariffazione, dalla capacità di stoccaggio di energia, dalla gestione della domanda e da altri fattori.

Una rete elettrica interconnessa comprenderà già la possibilità di generare elettricità di riserva e la capacità di ovviare ai vari guasti che potrebbero accadere alle apparecchiature. Questa capacità di riserva può anche servire per compensare la variabilità di generazione di energia prodotta da impianti eolici. Gli studi hanno indicato che il 20% del consumo di energia elettrica totale annuo può essere raggiunto con minime difficoltà. Questi studi sono stati effettuati per luoghi dove gli impianti eolici erano dislocati geograficamente, vi era una certa possibilità di stoccaggio dell'energia (ad esempio tramite stazioni di pompaggio) e interconnessioni elettriche su vasta scala che permettono all'occorrenza di importare elettricità. Superato il 20% vi sono pochi limiti tecnici, ma le implicazioni economiche diventano più significative. Vi sono continui studi sugli effetti della penetrazione a larga scala dell'eolico per determinarne la stabilità e l'economia del sistema [17][18][19][20].

Un modello di penetrazione dell'energia eolica può essere specificato per diversi periodi di tempo. Su base annua, a partire dal 2011, poche sistemi elettrici possedevano livelli di penetrazione superiori al 5%: Danimarca - 26%, Portogallo - 17%, Spagna - 15%, Irlanda - 14%, e Germania - 9%. Per gli Stati Uniti, nel 2011, il livello di penetrazione è stato stimato intorno al 2,9%. Per ottenere un ipotetico 100% annuale dall'energia eolica, sarebbe necessario un sistema di accumulo dell'energia molto esteso. Su base mensile, settimanale, giornaliera o oraria, il vento può essere in grado di il 100% o più dell'uso corrente, con il resto conservato o esportato. L'industria può

usufruire dei periodi di scarso utilizzo dell'energia eolica, come di notte quando l'energia prodotta può essere superiore alla domanda. Tali settori industriali possono includere la produzione di silicio, di alluminio, di acciaio o di idrogeno. La produzione di quest'ultimo può permettere, grazie ad una sua successiva riconversione nelle celle a combustibile, uno stoccaggio dell'energia a lungo termine, facilitando il raggiungimento del 100% di produzione di energia da fonti rinnovabili.

La General Electric ha installato un prototipo di turbina eolica con una batteria integrata equivalente a 1 minuto di produzione. Nonostante la piccola capacità, si è resa sufficiente per garantire una potenza costante, indipendentemente dalle condizioni atmosferiche. Una maggior prevedibilità dei consumi e delle condizioni meteo, possono portare a rendere conveniente una penetrazione da parte dell'energia eolica fino al 30%-40%. Il costo della batteria può essere ripagato con la vendita di energia su richiesta e sulla riduzione del fabbisogno di ricorrere a impianti a gas di supporto [21].

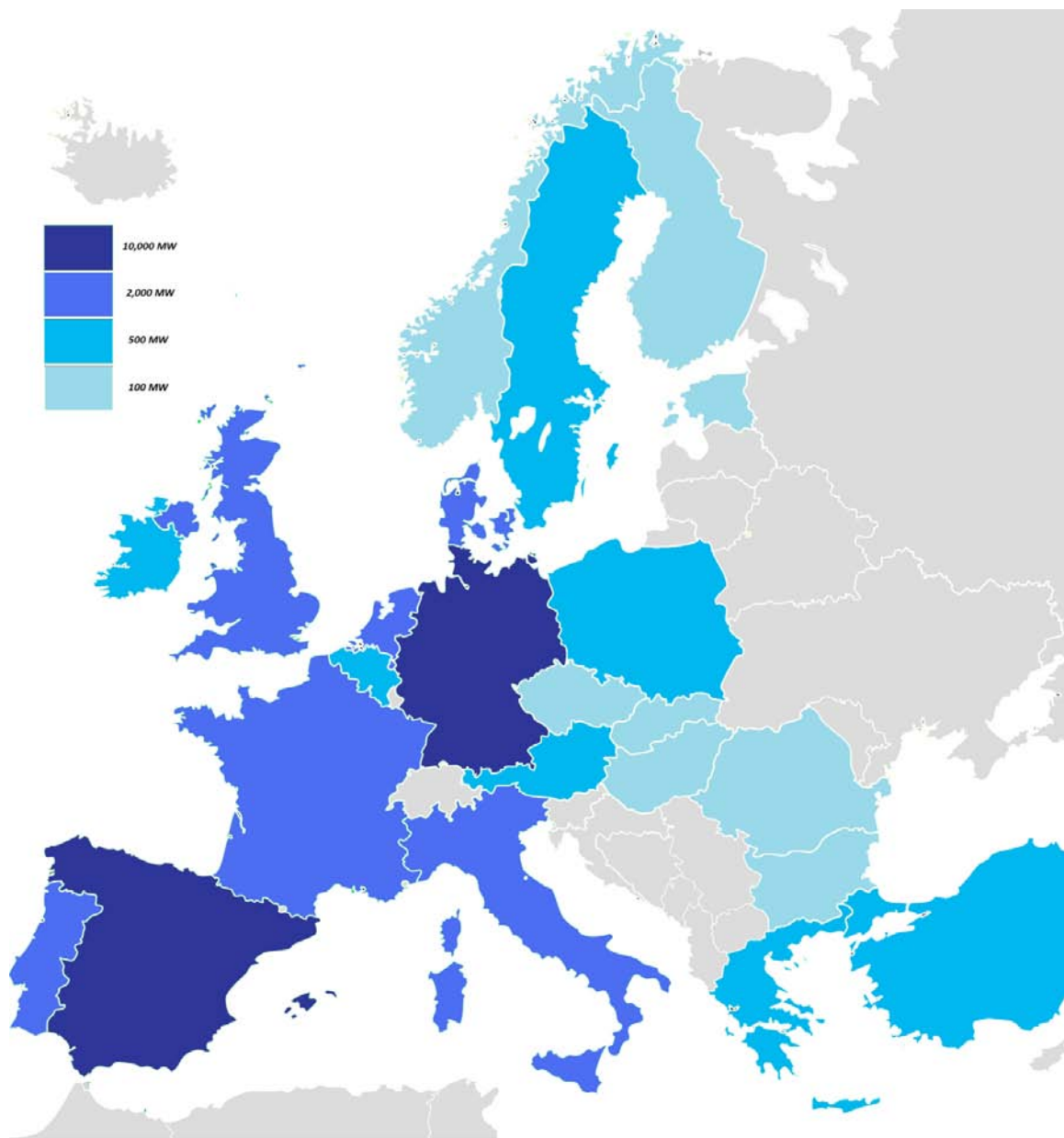


Figura 17: Energia eolica installata in Europa nel 2010.

1.8.4 Variabilità

La produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, può essere altamente variabile su diverse scale temporali: oraria, giornaliera o stagionale. Variazioni annuali possono anche verificarsi, ma non sono così significative.

Poiché la generazione istantanea di energia elettrica e i consumi devono rimanere in equilibrio per mantenere la stabilità della rete, questa variabilità può presentare difficoltà considerevoli per integrare grandi quantità di energia eolica in un sistema strutturato. L'Intermittenza della produzione può comportare costi aggiuntivi per la regolamentazione e, ad alti livelli di penetrazione, potrebbe rendersi necessaria un aumento della complessità del sistema, il ricorso a soluzioni di stoccaggio e l'interconnessione con sistemi *High Voltage Direct Current* (HVDC).

Come detto, l'energia eolica è molto variabile, ma durante i periodi di mancanza di vento essa può essere sostituita da altre fonti di alimentazione. Attualmente, le reti di trasmissione possono far fronte alle interruzioni nella produzione e alle variazioni giornaliere della domanda elettrica. Attualmente, i sistemi di distribuzione energetica con grande penetrazione dell'eolico, richiedono la presenza di centrali a gas naturale in grado di sopperire alla perdita totale di energia elettrica nel caso in cui le condizioni non siano favorevoli per la produzione dal vento [22]. Quando vi è una bassa penetrazione degli impianti eolici, questi problemi risultano minori.

Un'analisi effettuata in Danimarca, ha osservato che la loro rete di energia eolica aveva fornito meno dell'1% della domanda media per 54 giorni nel corso del 2002. I sostenitori dell'eolico ritengono che questi periodi di bassa ventosità possono essere affrontati riavviando le centrali a combustibili fossili già presenti o ricorrendo alle interconnessioni HVDC [23].

Tuttavia la risposta delle centrali termoelettriche ad un bisogno di energia è piuttosto lento e perciò è necessario avere la disponibilità anche di impianti di generazione di energia idroelettrica. Secondo uno studio del 2007 della Stanford University pubblicato sul *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, l'interconnessione di dieci o più impianti eolici può permettere di produrre il 33% dell'energia totale in maniera affidabile, a condizione che siano rispettati i criteri minimi come la velocità e l'altezza della turbina.

Al contrario, nelle giornate particolarmente ventose, anche con livelli di penetrazione del 16%, la produzione di energia eolica si è dimostrata in grado di superare tutte le altre fonti di energia elettrica. In Spagna, il 16 aprile 2012, la produzione di energia eolica ha raggiunto la più alta percentuale di produzione di energia elettrica mai raggiunta, con gli impianti eolici che hanno coperto il 60,46% della domanda energetica totale.

Un forum per l'energia condotto nel 2006, ha presentato i costi per la gestione dell'intermittenza, in funzione della quota di energia eolica totale per diversi paesi, ciò è mostrato nella tabella a destra. Tre studi emessi nel 2009 sulla variabilità del vento nel Regno Unito concordano sul fatto che la variabilità del vento deve essere presa in considerazione, ma tuttavia ciò non rende il sistema ingestibile. I costi aggiuntivi, che sono comunque modesti, possono essere quantificati.

L'energia solare tende ad essere complementare a quella eolica [24]. Le zone ad alta pressione tendono a portare cielo sereno e bassi venti di superficie, mentre le aree di bassa pressione tendono

ad essere più ventose e più nuvolose. Su scale temporali stagionali, vi si registrano picchi di energia solare in estate, mentre in molte zone l'energia eolica è più bassa in estate ma più performante nella stagione invernale [25].

In questo modo le intermittenze tra energia eolica e solare tendono ad annullarsi a vicenda. Nel 2007 l'Istituto per l'energia solare Tecnologia di approvvigionamento dell'Università di Kassel, ha testato un impianto pilota combinato di energia solare, eolica, biogas e hydrostorage allo scopo di fornire energia elettrica in modo costante per tutto il giorno tutto l'anno, interamente da fonti rinnovabili.

1.8.5 Prevedibilità

Alcuni metodi di previsione vengono utilizzati per la produzione di energia eolica, ma la prevedibilità di un particolare parco eolico è comunque bassa in una breve scala temporale. Per ogni particolare generatore, vi è un 80% di probabilità che la sua produzione cambi per meno del 10% in un'ora e una probabilità del 40% che cambi più del 10% in 5 ore.

Così, mentre la produzione di una singola turbina può variare notevolmente e rapidamente, più turbine collegate tra di loro su aree più grandi, la potenza media diventa meno variabile e più prevedibile.

La velocità del vento può essere prevista con precisione su grandi aree e quindi il vento può considerarsi una fonte di energia prevedibile per l'immissione in una rete elettrica. Tuttavia, a causa della variabilità e sebbene prevedibile, la disponibilità di energia eolica deve essere programmata.

1.8.6 Affidabilità

Raramente l'energia eolica soffre di guasti tecnici, dato che un malfunzionamento di un singolo aerogeneratore comporta un relativamente basso impatto sulla potenza erogata complessiva in grandi parchi eolici. Altre metodologie di produzione di energia elettrica, possono risentire, anche in maniera grave, di interruzioni imprevedibili.

1.8.7 Accumulo dell'energia

In generale, l'energia eolica e l'energia idroelettrica si integrano molto bene. Quando il vento soffia con forza, le centrali idroelettriche possono temporaneamente pompare indietro la loro acqua e quando il vento cala, il rilascio a valle dell'acqua può rapidamente compensare la mancanza di energia, mantenendo stabile l'offerta.

Le centrali Idroelettriche di pompaggio o altre forme di immagazzinamento dell'energia possono stoccare l'energia sviluppata in periodi particolarmente ventosi e rilasciarla quando vi è la necessità [26]. L'immagazzinamento necessario dipende dal livello di penetrazione dell'energia eolica nel sistema: una bassa penetrazione richiede uno stoccaggio a breve termine, mentre una alta penetrazione necessita di stoccaggio sia a breve che lungo termine, fino a un mese o più. L'energia immagazzinata aumenta il valore economico dell'energia eolica in quanto può essere utilizzata durante i periodi di picco della domanda e cioè quando il suo costo è più elevato. Questo guadagno può compensare i costi e le perdite dovute all'immagazzinamento. Il costo dello stoccaggio

energetico può arrivare a incrementare del 25% il costo dell'energia eolica prodotta, ma ciò tenderebbe a diminuire nel caso di grandi produzioni energetiche. Ad esempio, nel Regno Unito, la Dinorwig Power Station da 1,7 GW è in grado di uniformare i picchi di domanda elettrica e garantire ai fornitori di energia elettrica di far funzionare i propri impianti al massimo del loro rendimento. Anche se i sistemi di pompaggio presentano solo circa il 75% di efficienza e hanno alti costi di installazione, i loro bassi costi di gestione e la capacità di ridurre la richiesta di energia da fonti combustibili possono far abbassare i costi totali di generazione elettrica [27].

In particolare in alcune regioni geografiche, il picco di velocità del vento può non coincidere con i picchi di richiesta di energia elettrica. Ad esempio, in California e in Texas, i caldi giorni estivi sono caratterizzati da una bassa velocità del vento e da una forte domanda elettrica per via dell'utilizzo dell'aria condizionata. Alcune sovvenzioni per l'acquisto di pompe di calore geotermiche, al fine di ridurre la domanda di energia elettrica nei mesi estivi, ha reso l'aria condizionata fino al 70% più efficiente. Un'altra opzione è quella di interconnettere aree geografiche ampiamente disperse con sistemi di rete HVDC. Si stima che negli Stati Uniti aggiornamento del sistema di trasmissione in tal senso richiederebbe un investimento di almeno \$ 60 miliardi [28].

La Germania ha una capacità installata di eolico e di solare che supera la domanda giornaliera e sta esportando la potenza di picco nei paesi vicini. Una soluzione più pratica sarebbe l'installazione di un sistema di stoccaggio sufficiente per almeno 30 giorni, in grado di fornire l'80% della domanda. Proprio come l'Unione europea che impone ai paesi membri di mantenere 90 giorni di riserve strategiche di petrolio, si può prevedere che i paesi vadano a installare sistemi di stoccaggio di energia elettrica.

1.8.8 Effetti sull'ambiente



Figura 18: Secondo il direttore di questo parco eolico, il bestiame ignora le turbine eoliche, e continua a pascolare come prima ne che avvenisse l'installazione.

Rispetto all'impatto ambientale delle fonti energetiche tradizionali, l'impatto dell'energia eolica è relativamente minore in termini di inquinamento. L'energia eolica non consuma carburante e non emette inquinante atmosferico, a differenza di fonti di energia fossili. L'energia consumata per produrre e trasportare i materiali utilizzati per costruire un impianto eolico è uguale alla nuova energia prodotta dall'impianto nei primi mesi. Mentre un parco eolico può coprire una vasta area di terreno, molti usi del suolo, come l'agricoltura e il pascolo sono compatibili, con solo piccole aree occupate dalle fondazioni delle turbine e delle infrastrutture non le rendono disponibili per l'uso.

Vi sono segnalazioni di un incremento di mortalità tra gli uccelli e i pipistrelli per via delle turbine eoliche, ma sono paragonabili con le altre strutture artificiali che si possono trovare. L'entità dell'impatto ecologico può o non può essere significativo, a seconda delle circostanze specifiche. Anche se tutte le strutture artificiali possono uccidere gli uccelli, l'energia eolica ha un effetto elevato su alcune specie di uccelli in via di estinzione, come le precarie popolazioni di aquila reale degli Stati Uniti. Un gruppo particolarmente vulnerabile sono i rapaci. Tuttavia anche se ha un effetto trascurabile sulla maggior parte degli uccelli, in alcune località non vi sono stati dimostrati effetti estremamente negativi su alcuni uccelli di interesse conservazionistico.

Tuttavia, una grande meta-analisi di 616 studi individuali sulla produzione di energia elettrica e dei suoi effetti sulla mortalità aviaria hanno concluso che gli effetti più visibili della tecnologia eolica non sono necessariamente i più evidenti. Le turbine eoliche sembrano costituire una minaccia significativa, in quanto tutte le loro esternalità negative sono concentrate in un unico luogo, mentre quelle provenienti dai cicli convenzionali e nucleari sono sparsi in tutto lo spazio e il tempo. La mortalità aviaria e l'energia eolica ha di conseguenza ricevuto molta più attenzione e ricerca rispetto ai decessi associati all'uso del carbone, petrolio, gas naturale e generatori di energia nucleare. Alcuni studi suggeriscono che addirittura l'energia eolica può essere la meno dannosa per gli uccelli.

Un'oculata scelta del posizionamento delle turbine eoliche può mitigare il numero dei decessi della fauna selvatica. Vi sono state anche segnalazioni di effetti negativi dovuti al rumore sulle persone che vivono molto vicino alle turbine eoliche. Studi peer-reviewed non hanno generalmente sostenuto queste preoccupazioni [29].

1.8.9 Efficienza

L'efficienza massima di un impianto eolico può essere calcolata utilizzando la Legge di Betz, che mostra come l'energia massima che un generatore qualunque possa produrre (ad esempio una pala eolica) sia il 59,3% di quella posseduta dal vento che gli passa attraverso. Tale efficienza è il massimo raggiungibile, e un aerogeneratore con un'efficienza compresa tra il 40% al 50% viene considerato ottimo.

Gli impianti eolici consentono grosse economie di scala, che abbattano il costo del chilowattora elettrico con l'utilizzo di pale lunghe ed efficienti dalla produzione di diversi megawatt ciascuna. Una maggiore potenza elettrica in termini di megawatt significa grossi risparmi sui costi di produzione, ma anche pale più lunghe e visibili da grandi distanze, con un maggiore impatto ambientale sul paesaggio. Un colore verde, nel tentativo di mimetizzare gli aerogeneratori all'interno del paesaggio, attenua in minima parte il problema, date le altezze degli impianti. Per questo motivo, nonostante la suddetta maggiore economicità ed efficienza degli impianti di grossa scala, per lo più si decide per una soluzione di compromesso tra il ritorno economico, che spinge verso impianti più grandi, e l'impatto paesaggistico.

1.9 Economia

A circa a metà degli anni 2000, l'energia eolica ha raggiunto la grid parity rispetto alle altre fonti tradizionali, ovvero il punto in cui la sua produzione ha lo stesso prezzo dell'energia prodotta

tramite fonti di energia tradizionali. Inoltre i costi in continua discesa fanno supporre che l'energia eolica diventerà la fonte di energia più economica tra quelle disponibili su larga scala [30]. Tuttavia, una quantità significativa di risorse di energia eolica del Nord America rimane sopra la grid parity a causa delle lunghe distanze di trasmissione.

1.9.1 Trend dei costi

Il costo di produzione dell'energia eolica è in costante ribasso, ma presenta comunque un discreto investimento iniziale [31]. Una volta che l'impianto è stato costruito, il costo è stimato in meno di 1 cent per kW·h [32]. Tale costo tende a ridursi ulteriormente grazie al miglioramento della tecnologia delle turbine. Ora gli impianti dispongono di pale più lunghe e più leggere e turbine più efficienti e migliori in termini di prestazione. Inoltre i costi di manutenzione degli impianti sono in continua decrescita.

Il costo medio stimato per unità, comprende il costo di costruzione delle turbine e degli impianti di trasmissione, il costo del reperimento dei fondi e della tutela del rischio, nonché la manutenzione dell'impianto che generalmente ha una vita utile superiore ai 20 anni. Le stime dei costi energetici sono fortemente dipendenti da questi dati e possono differire in modo sostanziale da impianto a impianto. Nel 2004, l'energia eolica costa un quinto rispetto a quanto costava nel 1980, e alcune previsioni vedono un trend al ribasso con la produzione di grandi turbine su larga scala [33]. A partire dal 2012 i costi di investimento per i parchi eolici sono sostanzialmente inferiori rispetto al 2008-2010 ma sono ancora al di sopra dei livelli del 2002.

Una relazione della British Wind Energy Association ha fornito il costo medio per la generazione di energia eolica onshore a circa 3,2 pence (tra i 5 e i 6 dollari statunitensi) per kW·h (2005). Il costo per unità di energia prodotta è stata stimata nel 2006 essere paragonabile al costo della generazione elettrica per gli Stati Uniti mediante il carbone e il gas naturale. Il costo dell'eolico è stato stimato a 55,80 dollari per MW·h, il carbone a \$ 53,10 per MW·h e il gas naturale a \$ 52,50. Risultati simili comparativi con il gas naturale sono stati ottenuti in uno studio governativo promosso nel Regno Unito ed effettuato nel 2011 [34]. Uno studio sull'energia eolica risalente al 2009 effettuato in Spagna dalla re Juan Carlos University ha concluso che per ogni MW installato di energia eolica ha portato alla perdita di 4,27 posti di lavoro. Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ha espresso forti perplessità sullo studio, giudicandolo gravemente carente e con conclusioni non supportate dalle evidenze. Il ricorso all'energia eolica, anche se sovvenzionata, è in grado di ridurre i costi per i consumatori (5000000000 €/anno in Germania), riducendo il prezzo marginale e l'utilizzo di costose centrali tradizionali.

Nel 2004, l'energia eolica costava un quinto di quello che costava nel 1980, e alcuni prevedono che questo trend al ribasso possa continuare grazie alla produzione di turbine dalle dimensioni sempre maggiori. A partire dal 2012 i costi di capitale per le turbine eoliche sono sostanzialmente inferiori al biennio 2008-2010 ma sono ancora al di sopra dei livelli del 2002. Un rapporto del 2011 della American Wind Energy Association ha dichiarato: "I costi dell'energia eolica sono diminuiti nel corso degli ultimi due anni, nel range di 5-6 centesimi per chilowattora, circa 2 centesimi in meno rispetto alla produzione elettrica tramite carbone... i produttori di apparecchiature possono anche consegnare i prodotti nello stesso anno in cui vengono ordinati invece di aspettare fino a tre anni per le tradizionali centrali... con i nuovi 5.600 MW di nuova

capacità installata negli Stati Uniti, il trenta per cento di tutte le nuove generazione di energia nel 2005 è venuta dal vento. I fornitori di energia sono sempre più attratti dal vento come una vantaggiosa copertura contro gli imprevedibili movimenti di prezzo delle materie prime" [35].

Il costo di installazione in Italia, facendo riferimento ad impianti con una potenza nominale superiore ai 600 kilowatt; il prezzo varia secondo la complessità dell'orografia del terreno in cui l'impianto è installato, della classe di macchina installata, della difficoltà di connessione alla rete elettrica. Una centrale di 10 megawatt, allacciata alla rete in alta tensione, costerebbe tra i 15 e i 20 milioni di euro, mentre per una centrale allacciata alla rete di media tensione (3-4 megawatt) il costo si comprime tra 1,2 e 1,5 milioni di euro al megawatt. Gli unici capitoli di spesa totale riguardano l'installazione e la manutenzione, dato che non ci sono costi di approvvigionamento della fonte produttrice di energia.

1.9.2 Incentivi e benefici di comunità

I proprietari terrieri negli Stati Uniti, in genere ricevono dai 3.000 ai 5.000 dollari all'anno di reddito per la locazione di ogni turbina eolica, mentre gli agricoltori continuano a coltivare o pascolare il bestiame fino ai piedi delle turbine. Alcune delle oltre 6.000 turbine eoliche nel Altamont Pass Wind Farm, in California, Stati Uniti si sono sviluppate nel corso di un periodo di incentivi fiscali del 1980, questo parco eolico ha più turbine di qualsiasi altro negli Stati Uniti [36].

L'industria eolica statunitense genera decine di migliaia di posti di lavoro e miliardi di dollari di attività economica. Progetti di parchi eolici forniscono tasse locali o entrate che rafforzano l'economia delle comunità rurali, fornendo reddito degli agricoltori tramite l'affitto per il posizionamento di turbine eoliche sulla loro terra. L'energia eolica in molte giurisdizioni riceve un sostegno finanziario o altro per favorire il suo sviluppo. Molte giurisdizioni propongono vantaggi per l'installazione di parchi eolici, sia per aumentare l'attrattiva o per compensare le sovvenzioni che ricevono altre forme di produzione che hanno significative esternalità negative.

1.10 Politica

1.10.1 Governi centrali

I combustibili fossili sono sovvenzionati da molti governi, e queste sovvenzioni sono spesso erogate anche all'energia eolica e alle altre forme di energia rinnovabili. Ad esempio, uno studio del 2009 dalla Environmental Law Institute ha valutato la dimensione e la struttura dei sussidi energetici degli Stati Uniti nel periodo 2002-2008. Lo studio stima che i sussidi alle fonti basate su combustibili fossili fossero pari a circa 72 miliardi di dollari mentre quelli dati alle fonti di energia rinnovabile fossero stimabili in 29 miliardi di dollari. Negli Stati Uniti, il governo federale ha pagato 74 miliardi di dollari per sussidi energetici per sostenere la ricerca e sviluppo per l'energia nucleare (50 miliardi di dollari) e per combustibili fossili (24 miliardi di dollari) tra il 1973 e il 2003. Durante questo stesso periodo di tempo, le tecnologie per le energie rinnovabili e l'efficienza energetica hanno ricevuto un totale di 26 miliardi di dollari. È stato suggerito che uno spostamento delle sovvenzioni aiuterebbe i settori energetici crescenti cioè solare, eolica e biocarburanti. La storia dimostra che nessun settore energetico è stato sviluppato senza sovvenzioni.

Negli Stati Uniti, il settore dell'energia eolica ha recentemente aumentato di molto i suoi sforzi di lobbying, spendendo circa 5 milioni di dollari nel 2009, dopo anni di relativa oscurità a Washington. A titolo di confronto, l'industria nucleare degli Stati Uniti da sola spende oltre 650 milioni dollari in dieci anni per attività di lobbying [37][38][39].

Dopo gli incidenti nucleari giapponesi 2011, il governo federale tedesco sta lavorando a un nuovo piano per aumentare l'efficienza energetica e la commercializzazione delle energie rinnovabili, con un focus particolare sui parchi eolici offshore. Nell'ambito del piano delle grandi turbine eoliche saranno erette lontano dalle coste, dove il vento soffia più coerentemente di quanto non faccia sulla terra e dove le enormi turbine non daranno fastidio agli abitanti. Il piano mira a ridurre la dipendenza della Germania dall'energia derivata dal carbone e dalle centrali nucleari.

1.10.2 Opinione pubblica

Indagini sull'opinione pubblica effettuati in tutta Europa e in molti altri paesi, mostrano un forte sostegno per l'energia eolica. L'80% dei cittadini europei sostengono l'energia eolica. In Germania, dove l'energia eolica vanta un alto grado di accettazione sociale, centinaia di migliaia di persone hanno investito in impianti eolici in tutto il paese e migliaia di piccole e medie imprese sono state create avendo successo impiegando 90.000 persone e generando l'8% dell'energia elettrica del paese. Anche se l'energia eolica è una forma popolare di generazione di energia, la costruzione di parchi eolici non è universalmente accolta, spesso per motivi estetici.

In Spagna, con alcune eccezioni, non vi è stata opposizione all'installazione di parchi eolici terrestri. Tuttavia, i progetti per la costruzione di parchi off-shore sono stati più controversi. In particolare, la proposta di costruire il più grande impianto di produzione offshore di energia eolica nel mondo, nel sud ovest della Spagna, sulla costa di Cadice dove nel 1805 avvenne la Battaglia di Trafalgar, è stata accolta con una forte opposizione, sia per le ricadute negative per il turismo che per la pesca perché la zona è considerata un cimitero di guerra.

In un sondaggio condotto da Angus Reid Strategies nell'ottobre del 2007, l'89 per cento degli intervistati ha dichiarato che l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, come l'energia eolica o solare è stato positivo per il Canada, perché queste fonti hanno migliorato l'ambiente. Solo il 4% considera l'utilizzo di fonti rinnovabili come negativo dal momento che possono essere inaffidabili e costose. Secondo un sondaggio della Consulting San effettuato nell'aprile del 2007, l'energia eolica è stata la fonte di energia alternativa con più consenso nel pubblico per lo sviluppo del Canada. Per contro, 3 canadesi su 4 si sono opposti allo sviluppo nucleare.

Un sondaggio del 2003 effettuato su residenti scozzesi che vivono intorno a 10 parchi eolici esistenti ha dimostrato alti livelli di accettazione della comunità e un forte sostegno per l'energia eolica, soprattutto da chi viveva più vicino agli impianti. I risultati di questo studio supportano quelli di un sondaggio precedente che evidenziava come gli scozzesi fossero a favore di energia da fonti rinnovabili e che considerassero il vento come la migliore. Un sondaggio condotto nel 2005 ha mostrato che il 74% degli scozzesi concordano sul fatto che le centrali eoliche siano necessarie per soddisfare le esigenze energetiche attuali e future. Un'indagine del 2010 ha anche mostrato che il 52% non era d'accordo con l'affermazione che le centrali eoliche siano "una brutta macchia sul paesaggio". Il 59% conveniva che le centrali eoliche erano necessarie e che il loro aspetto era poco

importante. La Scozia sta progettando di ottenere il 100% di elettricità da fonti rinnovabili entro il 2020.

1.10.3 Comunità

Molte aziende eoliche lavorano con le comunità locali per ridurre i problemi ambientali e altri disturbi degli impianti eolici. Procedure di consultazione, pianificazione e approvazione da parte degli organi amministrativi aiutano a ridurre al minimo i rischi ambientali. Alcune comunità possono ancora opporsi ai parchi eolici, ma, secondo The Institute in Australia, le loro preoccupazioni devono essere valutate rispetto alla necessità di affrontare le minacce poste dai cambiamenti climatici e dalle opinioni di comunità più ampie [41].

In America, i progetti di parchi eolici sono correlati all'aumento della base imponibile locale, contribuendo così a pagare scuole, strade e ospedali. I progetti eolici rilanciano anche l'economia delle comunità rurali, fornendo reddito stabile per gli agricoltori e gli altri proprietari terrieri.

Nel Regno Unito, sia per il National Trust che la Campaign to Protect Rural England hanno espresso preoccupazione per gli effetti sul paesaggio rurale causati dalle turbine eoliche impropriamente installate e dai parchi eolici [42].

Alcuni parchi eolici sono diventati attrazioni turistiche. La Whitelee Wind Farm Visitor Centre dispone di una sala espositiva, un centro di apprendimento, di una caffetteria con una piattaforma di osservazione e anche di un negozio. Essa è gestita dal Glasgow Science Centre.

Nonostante questo supporto generale, l'opposizione locale spesso esiste e talvolta ha ritardato o interrotto una serie di progetti [43][44][45].

Mentre le questioni estetiche sono soggettive e alcuni trovano parchi eolici piacevoli o simboli di indipendenza energetica e di prosperità locale, gruppi di protesta si sono spesso formati per tentare di bloccare nuovi siti eolici per vari motivi [46][47]. Questo tipo di opposizione è spesso descritto come NIMBYismo, ma la ricerca effettuata nel 2009 ha rilevato che vi sono prove a sostegno della convinzione che i residenti contestano solo per impianti di energia rinnovabili.

1.11 Costi mini-eolico

Negli Stati Uniti il costo della potenza installata per impianti micro-eolici e mini-eolici varia da 3000 a 5000 \$ per kilowatt [48]. Molto spesso le turbine domestiche vengono installate in luoghi e posizioni inadeguate, che comportano una bassa resa (5-15%), comunque in generale, a maggiore altezza si ha un maggiore fattore di capacità.

Se un'utenza come una villa o fondo agricolo installa un aerogeneratore da 20 kW [49] (con un costo complessivo tra generatore, torre e allacciamento di circa 40.000-100.000 euro) e questo fornisce un output pari al 20% della potenza nominale avremo un costo effettivo di 40.000-100.000 euro per 4 kW medi di potenza media effettiva (10.000-25.000 euro/kilowatt). Questo costo della potenza media corrisponde a circa 2-10 volte quello del nucleare (Il mini-eolico non beneficia della produzione di massa, inoltre necessita di molta manutenzione, e il costo dell'energia elettrica effettivamente prodotta dall'eolico tende ad essere ancora meno conveniente), ma per un'utenza

domestica non industriale potrebbe essere accettabile in quanto consente l'autosufficienza energetica. Con il conto energia si possono recuperare 5.000-10.000 euro all'anno, se l'apparato viene posizionato in una zona adeguata, su di un pilone molto alto.

Per l'ottimizzazione economica dell'impianto micro o mini-eolico è necessario scegliere un'altezza adeguata dell'asse delle pale (l'ideale va dai 30 ai 100 metri in pianura, ma può essere minore su di un colle). Le zone dove è stata misurata la maggiore costanza di venti economicamente sfruttabili sono la Sardegna, la Sicilia, l'Appennino tosco-emiliano, l'Appennino nella Basilicata e nella zona di confine tra Campania, Calabria, Molise, Puglia [50].

1.12 Costi micro-eolico

Sono in corso di sviluppo nuovi sistemi di aerogeneratori "da tetto", di basso costo (500 \$) e bassa resa (40 kilowattora al mese) come quello di Chad Maglaque, che non necessita del costoso inverter e che dunque può essere collegato alla rete elettrica domestica, alimentando direttamente altri apparecchi elettrici a basso consumo[51][52].

Riferimenti

- [1] Reg Platt. Wind power delivers too much to ignore (<http://www.newscientist.com/article/mg21729000.200-wind-power-delivers-too-much-to-ignore.html>), New Scientist, 21 January 2013
- [2] Beyond the Bluster why Wind Power is an Effective Technology – Institute for Public Policy Research August 2012 (http://www.ippir.org/images/media/files/publication/2012/08/beyond-the-bluster_Aug2012_9564.pdf)
- [3] Dietrich Lohrmann, "Von der östlichen zur westlichen Windmühle", Archiv für Kulturgeschichte, Vol. 77, Issue 1 (1995), pp.1–30 (10f.)
- [4] A.G. Drachmann, "Heron's Windmill", Centaurus, 7 (1961), pp. 145–151
- [5] Ahmad Y Hassan, Donald Routledge Hill (1986). Islamic Technology: An illustrated history, p. 54. Cambridge University Press. ISBN 0-521-42239-6.
- [6] Donald Routledge Hill, "Mechanical Engineering in the Medieval Near East", Scientific American, May 1991, p. 64-69. (cf. Donald Routledge Hill, Mechanical Engineering (<http://home.swipnet.se/islam/articles/HistoryofSciences.htm>))
- [7] Mark Kurlansky, Salt: a world history, Penguin Books, London 2002 ISBN 0-14-200161-9, pg. 419
- [8] Dietrich Lohrmann, "Von der östlichen zur westlichen Windmühle", Archiv für Kulturgeschichte, Vol. 77, Issue 1 (1995), pp.1–30 (18ff.)
- [9] Michael Specter, "Wind Power Takes Flight", The New Yorker May 20, 2013 behind paywall (http://www.newyorker.com/reporting/2013/05/20/130520fa_fact_specter)
- [10] Michael Specter, "Wind Power Takes Flight", The New Yorker May 20, 2013 behind paywall (http://www.newyorker.com/reporting/2013/05/20/130520fa_fact_specter)
- [11] BTM Consult (2009). International Wind Energy Development World Market Update 2009 (<http://www.btm.dk/documents/pressrelease.pdf>)
- [12] Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow? (http://www.ceere.org/rerl/about_wind/RERL_Fact_Sheet_2a_Capacity_Factor.pdf). Retrieved 24 January 2008.
- [13] Massachusetts Maritime Academy -Bourne, Mass (<http://view2.fatspaniel.net/FST/Portal/LighthouseElectrical/maritime/HostedAdminView.html>)
- [14] Wind Power in Ontario (<http://www.ieso.ca/imoweb/marketdata/windpower.asp>)
- [15] (6 April 2011) Report Questions Wind Power's Ability to Deliver Electricity When Most Needed (<http://www.jmt.org/news.asp?s=2&cat=Campaigning&nid=JMT-N10561>) John Muir Trust and Stuart Young Consulting, Retrieved 26 March 2013

[16] WindpoweringAmerica.gov (http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/20_percent_wind_2.pdf), 46. U.S. Department of Energy;

Energy Efficiency and Renewable Energy "20% Wind Energy by 2030"

[17] The UK System Operator, National Grid (UK) have quoted estimates of balancing costs for 40% wind and these lie in the range £500-1000M per annum. "These balancing costs represent an additional £6 to £12 per annum on average consumer electricity bill of around £390."

[18] A study commissioned by the state of Minnesota considered penetration of up to 25%, and concluded that integration issues would be manageable and have incremental costs of less than one-half-cent (\$0.0045) per kW·h.

[19] ESB National Grid, Ireland's electric utility, in a 2004 study that, concluded that to meet the renewable energy targets set by the EU in 2001 would "increase electricity generation costs by a modest 15%"

[20] Sinclair Merz Growth Scenarios for UK Renewables Generation and Implications for Future Developments and Operation of Electricity Networks BERR Publication URN 08/1021 June 2008

[21] Bullis, Kevin. " Wind Turbines, Battery Included, Can Keep Power Supplies Stable (<http://www.technologyreview.com/news/514331/wind-turbines-battery-included-can-keep-powersupplies-stable/>)" Technology Review, May 7, 2013.

[22] <http://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49019.pdf> Spinning reserve is required more frequently as the amount of wind increases in the grid portfolio page 11.

[23] Realisable Scenarios for a Future Electricity Supply based 100% on Renewable Energies (http://www.risoe.dk/rispubl/reports/ris-r-1608_186-195.pdf) Gregor Czisch, University of Kassel, Germany and Gregor Giebel, Risø National Laboratory, Technical University of Denmark

[24] Wind + sun join forces at Washington power plant (http://blog.oregonlive.com/pdxgreen/2008/01/wind_sun_join_forces_at_washin.html).

[25] This study measured up to four times as much average wind power during winter as in summer for the test site.

[26] Mitchell 2006.

[27] The Future of Electrical Energy Storage: The economics and potential of new technologies 2/1/2009 ID RET2107622

[28] Wind Energy Bumps Into Power Grid's Limits (http://www.nytimes.com/2008/08/27/business/27grid.html?_r=2&oref=slogin&oref=slogin) Published: 26 August 2008

[29] W. David Colby, Robert Dobie, Geoff Leventhall, David M. Lipscomb, Robert J. McCunney, Michael T. Seilo, Bo Søndergaard. "Wind Turbine Sound and Health Effects: An Expert Panel Review" (http://www.canwea.ca/pdf/talkwind/Wind_Turbine_Sound_and_Health_Effects.pdf), Canadian Wind Energy Association, December 2009.

- [30] "Onshore wind to reach grid parity by 2016" (<http://www.businessgreen.com/bg/news/2124487/onshore-wind-reach-grid-parity-2016>), BusinessGreen
- [31] E. Lantz, M. Hand, and R. Wiser (13–17 May 2012) "The Past and Future Cost of Wind Energy," (<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54526.pdf>) National Renewable Energy Laboratory conference paper no. 6A20-54526, page 4
- [32] "Wind and Solar Power Systems — Design, analysis and Operation" (2nd ed., 2006), Mukund R. Patel, p. 303
- [33] Helming, Troy (2004) "Uncle Sam's New Year's Resolution" (<http://web.archive.org/20071118125045/arizonaenergy.org/News&Events/UncleSam'sNewYear'sResolution.htm>)Arizona Energy.org
- [34] (<http://hmccc.s3.amazonaws.com/RenewablesReview/MMLfinalreportforCCC9may2011.pdf>) Costs of low-carbon generation technologies May 2011 Committee on Climate Change
- [35] Salerno, E., AWEA Director of Industry and Data Analysis, as quoted in Shahan, Z. (2011) Cost of Wind Power – Kicks Coal's Butt, Better than Natural Gas (& Could Power Your EV for \$0.70/gallon)" (<http://cleantechnica.com/2011/05/01/cost-of-wind-power-kicks-coals-butt-better-than-natural-gas-could-power-your-ev-for-0-70gallon/>) CleanTechnica.com
- [36] American Wind Energy Association (2009). Annual Wind Industry Report, Year Ending 2008 (<http://www.slideshare.net/Calion/awea-annual-wind-report-2009>) p. 11
- [37] Nuclear Industry Spent Hundreds of Millions of Dollars Over the Last Decade to Sell Public, Congress on New Reactors, New Investigation Finds (http://www.ucsusa.org/news/media_alerts/nuclear-industry-spent-millions-to-sell-congress-on-new-reactors-0343.html), Union of Concerned Scientists, 1 February 2010.
- [38] Ward, Chip. Nuclear Power – Not A Green Option (<http://articles.latimes.com/2010/mar/05/opinion/la-oe-ward5-2010mar05>), Los Angeles Times, 5 March 2010.
- [39] Pasternak, Judy. Nuclear Energy Lobby Working Hard To Win Support (<http://investigativereportingworkshop.org/investigations/nuclear-energy-lobbying-push/story/nuclear-energy-working-hard-win-support/>), McClatchy Newspapers co-published with the American University School of Communication, 24 January 2010.
- [40] Public Attitudes to Windfarms (<http://www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/47133/0014639.pdf>)
- [41] The Australia Institute (2006). Wind Farms The facts and the fallacies (http://www.tai.org.au/documents/dp_fulltext/DP91.pdf) Discussion Paper Number 91, October, ISSN 1322-5421, p. 28.
- [42] "Wind farm to be built near a Northamptonshire heritage site" (<http://www.bbc.co.uk/news/uk-england-northamptonshire-17367028>), BBC News, 14 March 2012. Retrieved 20 March 2012.

- [43] Understanding 'local' opposition to wind development in the UK: How big is a backyard? (http://www.shef.ac.uk/polopoly_fs/1.88117!/file/Understanding-wind-farm-opposition---Dr-Chris-Jones-PDF-674K-.pdf)
- [44] Tilting at Windmills: Public Opinion Toward Wind Energy (<http://www.wind-works.org/articles/tilting.html>)
- [45] Testing the Waters: Gaining Public Support for Offshore Wind (<http://www.ecomagination.com/testing-the-waters-gaining-public-support-for-offshore-wind>)
- [46] Gourlay, Simon. Wind Farms Are Not Only Beautiful, They're Absolutely Necessary (<http://www.guardian.co.uk/commentisfree/2008/aug/12/windpower.alternativeenergy>), The Guardian, 12 August 2008.
- [47] Aldred, Jessica. Q&A: Wind Power (<http://www.guardian.co.uk/environment/2007/dec/10/windpower.renewableenergy>), The Guardian, 10 December 2007.
- [48] How much do wind turbines cost (<http://www.windustry.org/how-much-do-wind-turbines-cost>)
- [49] Renova - Enerwind 20 kW (<http://www.re-novawindenergy.it/downloads/ProductBrochures/brochure-enerwind-20kw.pdf>)
- [50] Diapositiva 1 (http://www.termofluido.univpm.it/materialecongressi/energia_del_vento/Zanchini.pdf)
- [51] Rooftop wind turbine invention seeks support in Google contest (<http://www.physorg.com/news152460451.html>)
- [52] Maglaque e Googlewind (http://seattletimes.nwsources.com/html/localnews/2008670567_googlewind26m.html)

Bibliografia

- Luca Rubini, Silvia Sangiorgio, *Le energie rinnovabili*, Milano, Hoepli, 2012. ISBN 978-88-203-4814-4.
- (EN) Ahmad Y Hassan, Donald Routledge Hill, *Islamic Technology: An illustrated history*, Cambridge University Press, 1986. ISBN 0-521-42239-6.
- (EN) Mark Kurlansky, *Salt: a world history*, Londra, Penguin Books, 2002. ISBN 0-14-200161-9.

Fonti

- www.wikipedia.it

Seconda parte: Turbine eoliche

2.1 Introduzione

La turbina eolica è una macchina solo apparentemente semplice. Una descrizione rigorosa del funzionamento fluidodinamico e il progetto della macchina stessa, sono in realtà complessi. Ad esempio, non essendo chiusa in una cassa, non esiste un limite fisico che definisca il contorno esterno del flusso. Inoltre le pale possiedono un notevole sviluppo in lunghezza, con conseguente consistente variazione dell'iterazione fluidodinamica lungo la pala, mentre hanno dimensioni ridotte rispetto all'area coperta dal disco battuto.

La combinazione della rotazione, del vento laterale e della flessibilità della pala, portano a problemi di *aeroelasticità*. Sulle pale della turbina eolica infatti, agiscono forze armoniche permanenti e forzanti occasionali. Le prime hanno due cause: la turbina non è immersa in un flusso uniforme di vento, ma in un "profilo di velocità" prodotto dall'attrito con il suolo; e sono presenti fenomeni turbolenti. Le forzanti occasionali invece sono dovute alle affiche di vento, sia orizzontali che verticali.

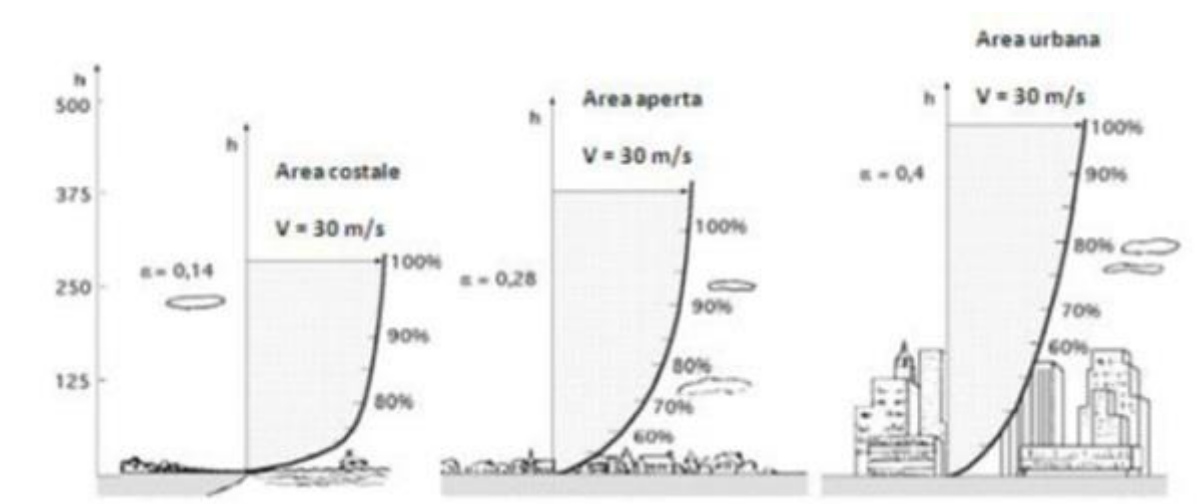


Figura 19: Profilo di velocità del vento.

La pala oltre che essere aerodinamicamente efficiente, deve anche essere strutturalmente resistente, in grado cioè di sopportare gli sforzi meccanici prodotti dall'azione simultanea del vento e della rotazione.

Le tipologie di turbine eoliche sono principalmente due: ad asse orizzontale (HAWT, *Horizontal Axis Wind Turbine*), il tipo più diffuso, e ad asse verticale (VAWT, *Vertical Axis Wind Turbine*), trattata in questo studio. Le turbine ad asse verticale possono essere ulteriormente suddivise in tre macroclassi: Darreius, Savonius e Gorlov; mentre le turbine ad asse orizzontale possono essere divise in Up-wind e Down-wind. Tale divisione è riassunta in Figura 20:

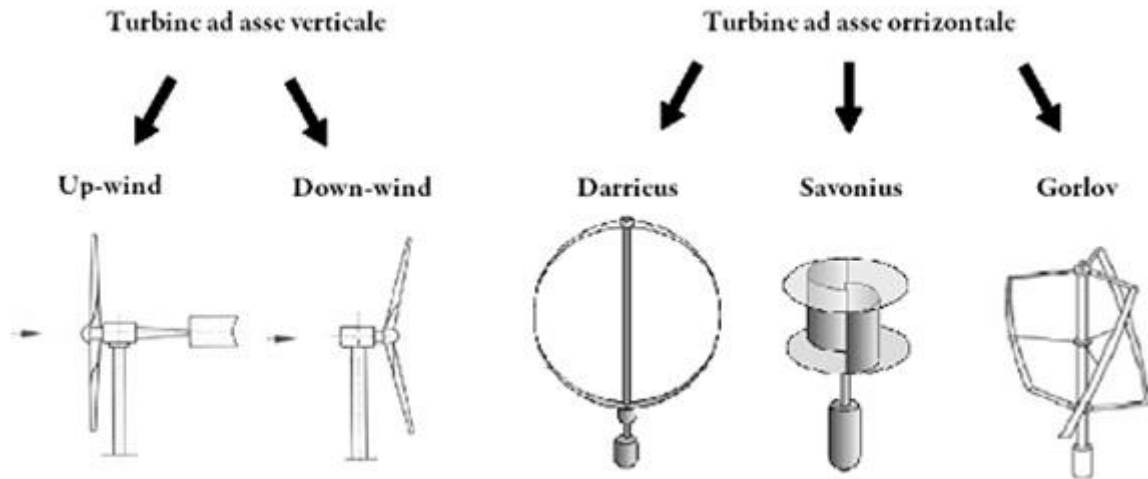


Figura 20: Tipologie di turbine eoliche.

2.2 Turbine ad asse orizzontale

Sono le turbine simbolo dell'immaginario collettivo, nonché quelle più diffuse al mondo: è possibile asserire che esse rappresentino il 99% delle turbine con potenza nominale maggiore di 10 kW.

Queste turbine possono essere classificate come:

- Up-wind: sono la quasi totalità delle turbine ad asse orizzontale. In queste turbine si ha, seguendo il percorso seguito dal vento, il rotore, il bulbo ed infine il meccanismo di orientamento.
- Down-wind: il funzionamento di queste turbine è sostanzialmente contrario alle orizzontali, in sostanza il vento fluisce prima attorno al bulbo e poi investe il rotore; il sistema di direzionamento è generalmente posto prima del rotore.

2.2.1 Legge di Betz

Per poter definire i coefficienti utili per la misura e la comparazione dell'efficienza aerodinamica, si introduce il modello descritto da Albert Betz. Esso viene utilizzato per determinare la potenza estratta da una turbina eolica ideale avente a disposizione una potenza del vento espressa come

$$P = \frac{dK}{dt} = \frac{1}{2} qu^2 \quad (2.1)$$

dove K è l'energia cinetica posseduta da una massa d'aria m ad una velocità u , mentre q è la portata di massa. Quindi tanto più energia viene estratta dal vento tanto più quest'ultimo risulterà rallentato.

Ipotesi alla base della teoria di Betz sono:

- l'insieme delle pale del rotore eolico è assimilabile ad un disco poroso di spessore nullo,
- la massa d'aria che investe il disco rimane separata da quella che la circonda,

- la massa d'aria fluisce solo in direzione longitudinale,
- il rallentamento dell'aria sul disco è distribuito uniformemente sulla sezione del disco,
- nelle sezioni infinitamente a monte e a valle delle pale la pressione è pari a quella atmosferica,
- il flusso eolico non incontra ostacoli oltre la turbina, né a monte, né a valle,
- il vento è stazionario e di intensità costante con la quota,
- non ci sono effetti rotatori sulla massa d'aria,
- si trascura la comprimibilità dell'aria.

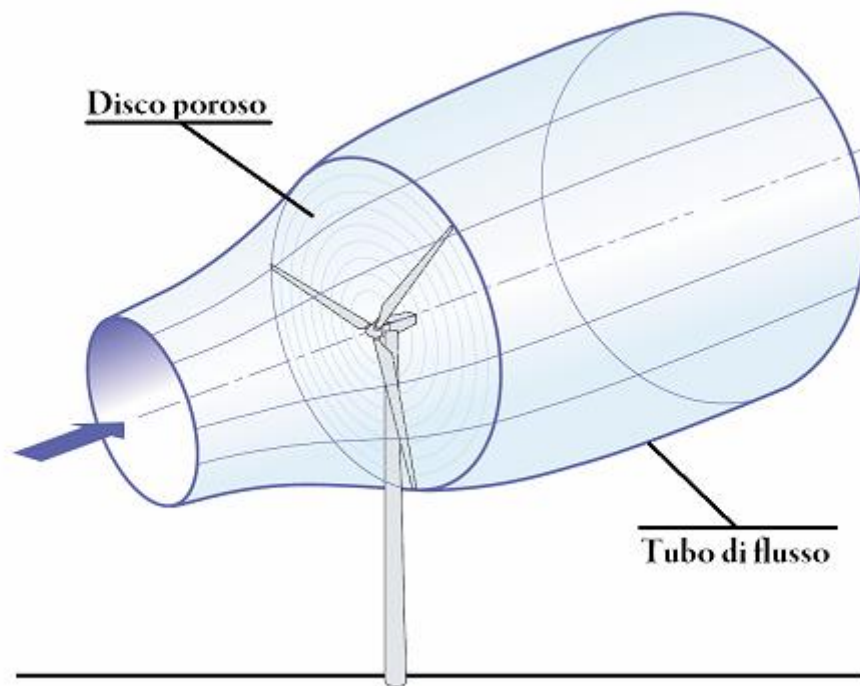


Figura 21: Tubo di flusso in base alle ipotesi di Betz.

Poichè la densità rimane costante e la velocità cala, dal momento che la portata di massa rimane costante in base alle ipotesi sopra elencate, si ha come risultato che l'area deve aumentare come si può vedere in figura. Inoltre, la diminuzione graduale di velocità porta ad avere un picco di pressione, la quale crolla a livello del disco per poi riadattarsi lentamente con quella circostante.

Indicando con:

- p_1 , u_1 e A_1 le condizioni all'inizio del tubo di flusso;
- p_2 , u_2 e A_2 le condizioni alla fine del tubo di flusso;
- p_3 e p_4 le condizioni immediatamente prima e immediatamente dopo il disco poroso;
- u la velocità in corrispondenza del piano del rotore;

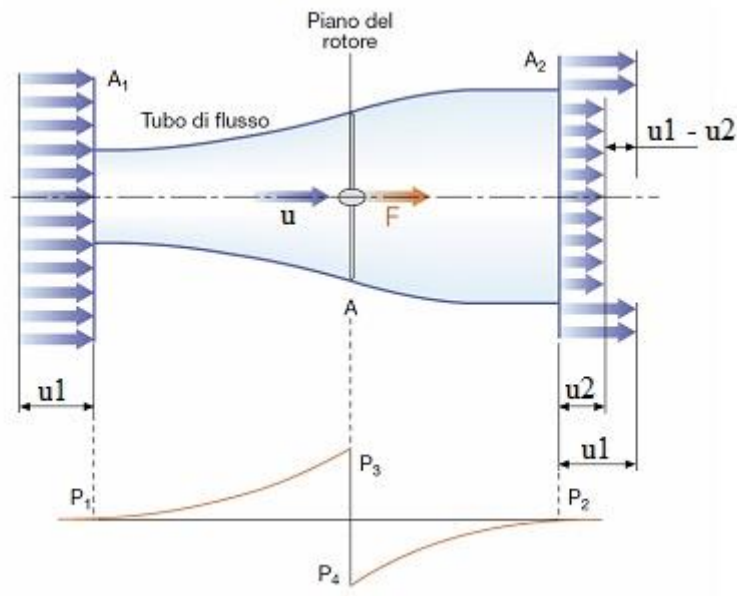


Figura 22: Visione bidimensionale del tubo di flusso con evidenziate le grandezze fluidodinamiche direttamente misurabili.

allora, nell'ipotesi che non vi siano variazioni di energia potenziale e che non vi siano scambi termici o estrazione di lavoro tra A_1 e A , possiamo scrivere l'equazione di Bernoulli come:

$$p_1 + \rho \frac{u_1^2}{2} = p_3 + \rho \frac{u^2}{2} \quad (2.2)$$

$$p_4 + \rho \frac{u^2}{2} = p_2 + \rho \frac{u_2^2}{2} \quad (2.3)$$

tra A e A_2 . La variazione di pressione sul disco può essere scritta come

$$\Delta p = p_3 - p_4 = \rho \frac{u_1^2 - u_2^2}{2} \quad (2.4)$$

La forza assiale F nella direzione del vento, sul disco attuatore di sezione A è data da

$$F = A\Delta p = A\rho \frac{u_1^2 - u_2^2}{2} \quad (2.5)$$

Tale forza, per il teorema dell'impulso, è uguale alla variazione della quantità di moto della corrente d'aria:

$$F = F_3 - F_4 = \dot{m}(u_1 - u_2) \quad (2.6)$$

Riprendendo ora la definizione di portata di massa e sostituendola nella precedente si ottiene

$$F = \rho Au(u_1 - u_2) \quad (2.7)$$

eguagliando ora 2.5 con 2.7 si ottiene la velocità nella sezione del disco attuatore

$$u = \frac{1}{2}(u_1 + u_2) \quad (2.8)$$

Come si può notare il rallentamento del vento avviene per metà nel tratto a monte e per metà nel tratto a valle del disco. Si ricorda che il fattore d'interferenza a , rapporto tra

$$a = \frac{u_1 - u}{u_1} = 1 - \frac{u}{u_1} \quad (2.9)$$

rappresenta la diminuzione di velocità davanti al disco. Si può quindi esprimere la velocità u e la velocità u_2 come

$$u = u_1 - au_1 = (1-a)u_1 \quad (2.10)$$

$$u_2 = 2u - u_1 = 2(1-a)u_1 - u_1 = (1-2a)u_1 \quad (2.11)$$

La potenza che arriva alla pala sarà quindi

$$P = Fu = [\rho Au(u_1 - u_2)]u \quad (2.12)$$

e tenendo conto della 2.8 si arriva a:

$$P = \left(\rho A \frac{u_1 + u_2}{2} \right) \left(\frac{u_1^2 - u_2^2}{2} \right) \quad (2.13)$$

In conclusione si ha che la potenza estratta dalla pala è proporzionale sia alla portata massica che attraversa il rotore sia alla differenza di energia cinetica tra sezione di ingresso e uscita. Si può riscrivere la potenza come

$$P = 2\rho Au_1^3 a(1-a)^2 \quad (2.14)$$

da cui si possono trarre le seguenti conclusioni:

- a causa della proporzionalità di ρ , la potenza è ridotta in climi caldi o montani;
- essendo u al cubo, i posti molto ventosi sono i siti migliori;
- vi è una dipendenza anche rispetto alla velocità in uscita u_2 attraverso il fattore a .

In particolare esiste un valore di u_2 ottimale per il quale si ha P_{max} , cioè la potenza massima, esso si trova ponendo a sistema le due equazioni seguenti:

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 2\rho Au_1^3 (3a^2 - 4a + 1) \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 0 \quad (2.16)$$

da cui si ottiene:

$$(3a^2 - 4a + 1) = 0 \quad (2.17)$$

Risolvendo ora l'equazione di secondo grado l'unica soluzione accettabile è $1/3$, cioè:

$$u_2 = \frac{1}{3}u_1 \quad (2.18)$$

quindi

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A u_1^3 \quad (2.19)$$

ossia il 59.2% dell'energia totale.

2.2.2 Coefficiente di potenza C_p

Ora è possibile definire il coefficiente di prestazione, o di potenza, cioè il rapporto fra la potenza che la turbina eolica estrae dal vento e quella effettivamente disponibile. Tenendo conto del limite di Betz, il quale asserisce che la potenza disponibile è al massimo il 59.2% di quella totale del vento. Quindi

$$C_p = \frac{P}{P_{\text{disponibile}}} = \frac{2\rho A u_1^3 a(1-a)^2}{\frac{1}{2}\rho A u^3} = 4a(1-a)^2 \quad (2.20)$$

Facendo variare C_p al variare di a si ottiene il grafico di Figura 23:

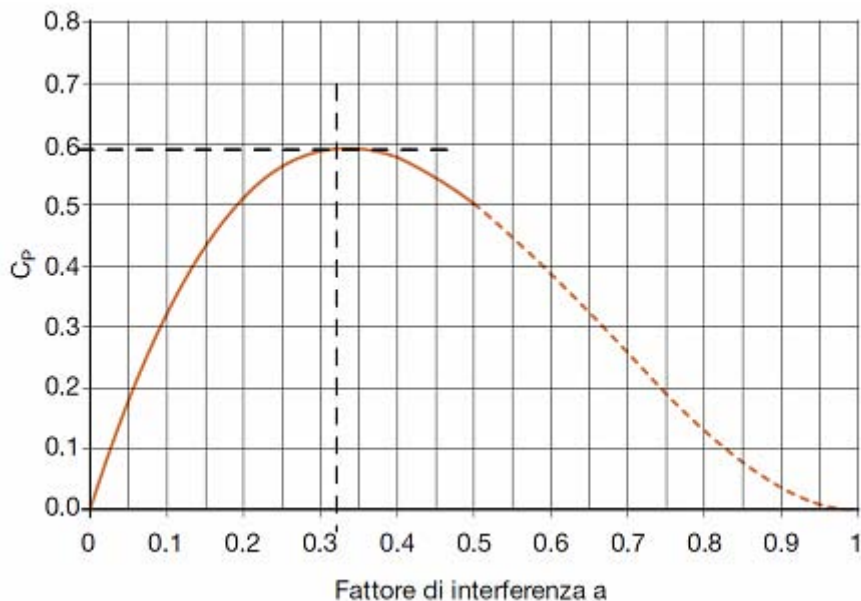


Figura 23: Variazione di C_p al variare di a .

Da notare che con $a > 1/2$ il grafico perde senso a livello fisico, perchè si avrebbe velocità negativa nella sezione di uscita. Per le turbine VAWT l'area A è l'area proiettata della turbina.

Le turbine HAWT presentano un C_p prossimo al 50% mentre le VAWT arrivano solo al 40%, infatti si deve sempre considerare che: in ogni giro le pale oltre a non produrre sempre momento torcente positivo (esse infatti devono percorrere anche la parte down-wind) sono forzate a muoversi attraverso il fluido turbolento, che viene lasciato dalle pale precedenti. Questo induce a fluttuazioni sul carico della pala e accresce la resistenza.

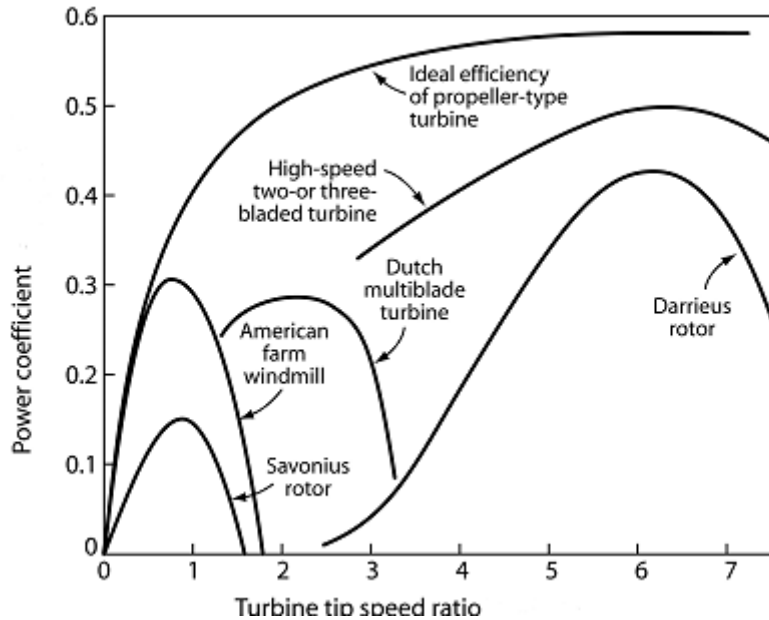


Figura 24: Confronto delle prestazioni delle varie turbine.

2.2.3 Momento torcente medio

Si comincia calcolando l'angolo di attacco α , perchè al movimento del rotore corrisponde una variazione dell'angolo di attacco di ogni pala. Quindi

$$\alpha = \arctg \left[\frac{\sin \theta}{\frac{\lambda u_\infty}{u_i} + \cos \theta} \right] \quad (2.21)$$

dove θ è l'angolo di azimut, preso come spostamento della pala dal punto iniziale al punto dove si sta calcolando α , e V_i/V_∞ è il rapporto della velocità indotta e quella del flusso all'infinito.

Dopo aver calcolato l'angolo d'attacco, e avendo ottenuto i coefficienti di portanza C_l e resistenza C_d in maniera empirica, è possibile ottenere il coefficiente della forza (o spinta) tangenziale:

$$C_t = C_l \sin \alpha - C_d \cos \alpha \quad (2.22)$$

e il coefficiente di spinta assiale:

$$C_a = C_l \cos \alpha + C_d \sin \alpha \quad (2.23)$$

Moltiplicando per la pressione dinamica il coefficiente appena trovato, si ottiene la forza tangenziale:

$$F = \frac{1}{2} C_t \rho c h w^2 \quad (2.24)$$

dove w è il vento reativo, h l'altezza del rotore e c è la lunghezza della corda. Tuttavia si ha così un'equazione valida per un solo angolo azimutale, rendendo necessario quindi integrare su tutto un giro della pala per ottenere la forza completa di una pala:

$$F_{media} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F(\theta) d\theta \quad (2.25)$$

Ora, moltiplicando per il numero di pale N e per il raggio equatoriale, si ottiene il momento torcente totale:

$$\tau = r N F_{media} \quad (2.26)$$

2.3 Turbine ad asse verticale

Esistono molti modelli di turbina ad asse verticale, che possono essere classificati in due categorie in base principio utilizzato per produrre coppia di rotazione: turbine *a resistenza* e turbine *a portanza*.

2.3.1 Turbine a resistenza

Una resistenza D esercitata dal vento su una parete disposta asimmetricamente rispetto all'asse di rotazione determina una coppia rispetto all'asse e quindi una rotazione. Nel momento in cui la parete viene a trovarsi nella posizione opposta, tuttavia, la resistenza provoca una coppia con verso contrario. Se la parete invece è curva, la resistenza D_1 è maggiore di quella D_3 , dal momento che nella posizione 1 la parete offerta al vento è concava mentre nella posizione 2 è convessa (i coefficienti di resistenza sono rispettivamente 1.33 e 0.34 [2]). La differenza $D_1 - D_3$ è di conseguenza sempre positiva nel senso della rotazione. Nel caso in cui le pareti curve si limitino a due e disposte emisimmetricamente, si ha il modello Savonius.

Naturalmente per condurre un'analisi più rigorosa si dovrebbero prendere in considerazione tutte le posizioni della parete curva durante una rotazione di 360° . Infatti, sebbene le azioni più efficaci siano quelle di resistenza D esercitate nelle posizioni 1 e 3, vi sono anche dei piccoli contributi di portanza L , evidenziati nelle posizioni 2 e 4, anch'essi favorevoli al moto.

Per il fatto che la coppia motrice è generata da una differenza di resistenze, l'efficienza di queste turbine è molto bassa, come è evidenziato in Figura 25.

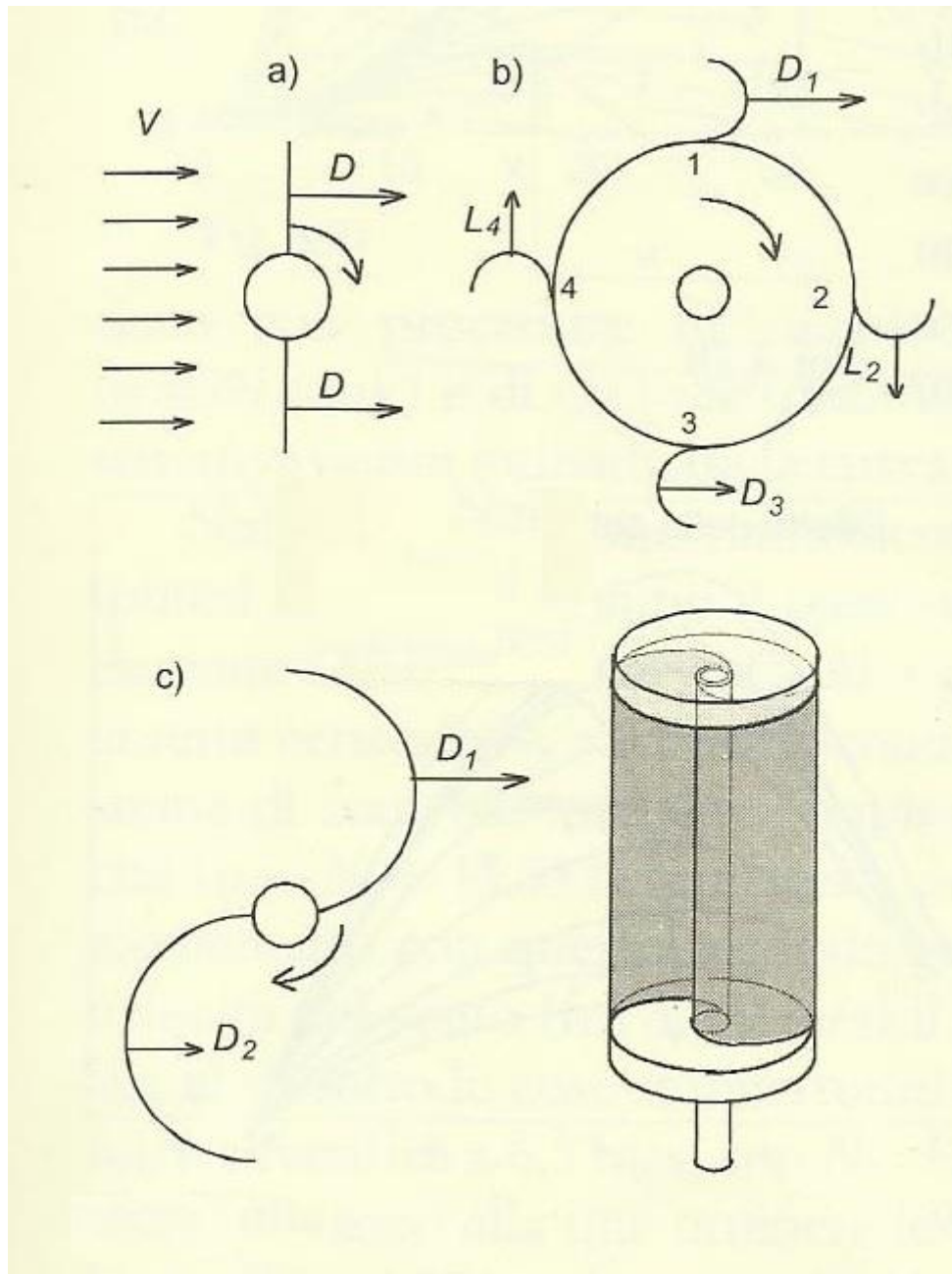


Figura 25: Schema di un rotore verticale a resistenza.

2.3.2 Turbine a portanza

Nelle turbine a portanza, le pareti sono sostituite da profili aerodinamici disposti in un piano orizzontale e liberi di ruotare attorno all'asse verticale. Nonostante il diverso grado di libertà di rotazione, questo tipo di turbina è analogo a quello ad asse orizzontale e vengono utilizzate le stesse teorie aerodinamiche esposte in precedenza. Tuttavia lo studio delle turbine ad asse verticale si presenta più complesso rispetto a quelle ad asse orizzontale, dal momento che durante la rotazione la disposizione dei profili alari rispetto alla direzione del vento cambia ciclicamente.

Nel caso delle turbine ad asse verticale il disco battuto dall'elica viene sostituito da una superficie di discontinuità energetica che ha la forma data dall'ingombro frontale della turbina durante la rotazione. In Figura 26 sono raffigurate le forme più frequenti.

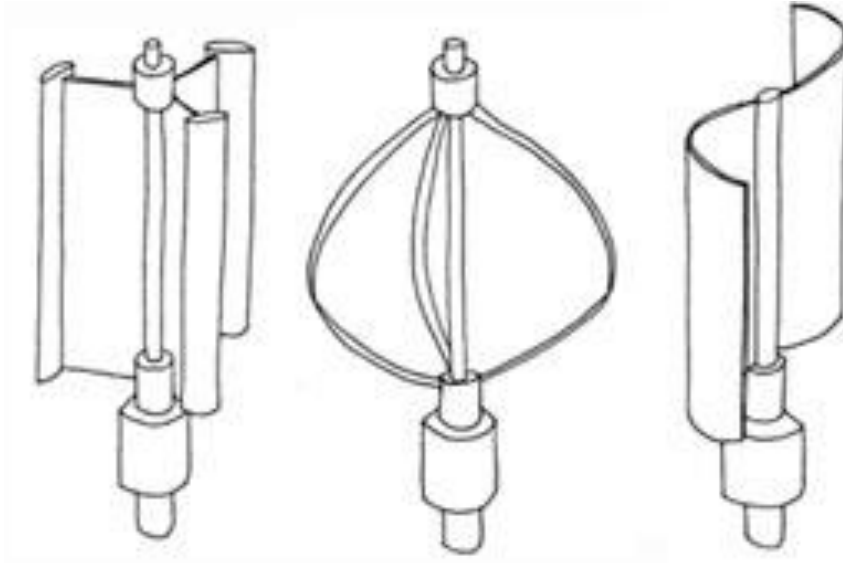


Figura 26: Forme più frequenti di turbine ad asse verticale.

Chiamata A l'area della superficie così definita, il coefficiente di potenza e quello di coppia sono così definiti:

$$C_p = P / \frac{1}{2} \rho A u_\infty^3 \quad (2.27)$$

$$C_M = M / \frac{1}{2} \rho A u_\infty^2 R \quad (2.28)$$

dove R è una dimensione di riferimento, in genere il raggio massimo della turbina. Chiamata u la velocità locale del vento si riottengono le 2.9, 2.10, 2.11, 2.13 e 2.14.

Il problema più serio delle turbine ad asse verticale a pale fisse del tipo detto a portanza è quello dell'avviamento, in quanto la coppia ottenuta con turbina ferma è nulla qualunque sia l'intensità del vento. Perciò la turbina non è in grado di avviarsi spontaneamente, ma richiede un motore ausiliario che la porti ad una velocità di rotazione minima per l'autosostentamento. Ciò è essenzialmente conseguenza del fatto che a basse velocità di rotazione, la pala entra in stallo in qualche settore della circonferenza. Come detto precedentemente, quando l'angolo di incidenza supera il valore di stallo (intorno ai 14-15° nei profili simmetrici) il valore della portanza del profilo crolla a fronte di un consistente aumento della resistenza. Accade in questo caso che il termine sottrattivo dovuto alla resistenza che compare nella spinta tangenziale (si veda in seguito) diventa preponderante e viene perciò meno la spinta tangenziale favorevole alla rotazione.

2.3.3 Turbina Darrieus

Questa turbina è stata sviluppata ponendo una serie di profili alari in direzione verticale, vincolati ad un albero anchesso verticale. L'idea è stata brevettata dall'ingegnere aeronautico francese Georges Jean Darrieus nel 1931.

Nel progetto iniziale i profili sono stati calettati tutti con angolo nullo e sono stati disposti simmetricamente. Quando il sistema comincia a ruotare, il profilo avanza con velocità pari a quella

tangenziale di rotazione; sommando vettorialmente questa velocità con la velocità del vento si ottiene l'angolo di attacco per il profilo. In questomodo si genera portanza, che proiettata in direzione tangenziale al moto fornisce la coppia motrice che fa ruotare la turbina.

2.3.4 Turbina Savonius

È un sistema di conversione dell'energia eolica inventato dall'ingegnere Sigur J. Savonius nel 1922, ma brevettato solo nel 1929. Questo sistema cerca di ovviare al problema delle altre tipologie di V AWT, cioè mentre una pala gira concorde alla direzione del vento, l'altra gira in opposizione; questo vale per una turbina bi-pala, ma il concetto è applicabile anche per turbine con un numero di pale superiore. Si sfrutta la resistenza e non la portanza, esso è costituito da due o più pale di forma semicilindrica. Esse funzionano accogliendo il fluido nella parte concava e facendolo scivolare nella parte convessa. Quindi il fluido trova maggior resistenza su un lato rispetto a quello opposto, questa differenza di resistenza permette di far ruotare la turbina.

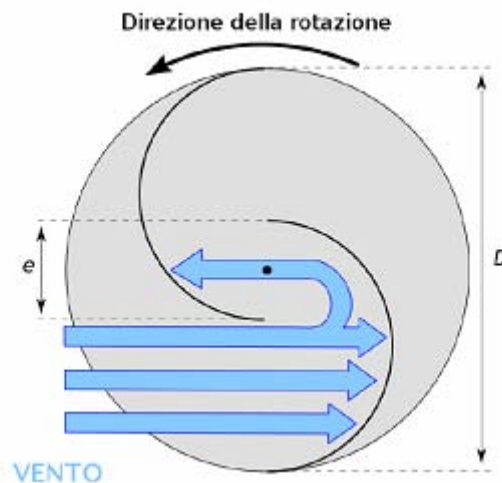


Figura 27: Meccanismo di distribuzione del fluido su una turbina Savonius.

Le pale generalmente sono posizionate in maniera tale che parte del fluido che viene accolto fluisca nella pala opposta, inizialmente questa era di:

$$\frac{e}{D} = \frac{1}{3} \quad (2.29)$$

dove e è lo spazio compreso tra le due estremità delle pale sovrapposte e D il diametro della circonferenza teorica ottenuta prolungando la curvatura della pala. Si ha tuttavia un notevole incremento delle prestazioni con un rapporto di:

$$\frac{e}{D} = \frac{1}{6} \quad (2.30)$$

La turbina può essere costruita con due o più semigusci ma la versione più efficiente è quella a due semigusci, dove l'altezza del rotore è doppia rispetto al diametro. Tuttavia, oltre che soffrire della minore efficienza propria delle turbine a resistenza, gran parte del rotore si trova vicino al suolo, dove la velocità del vento è inferiore, e quindi il bacino energetico dal quale attingere energia

è minore. Da sottolineare comunque, che le turbine di tipo Savonius vengono impiegate usualmente come avviamento di turbine Darrieus.

2.3.5 Turbina Gorlov

Questo tipo di turbina è stata inventata dal professor AlexanderM. Gorlov e brevettata tra il 1995 e il 2001. Questa turbina nasce fondamentalmente come miglioramento della turbina Darrieus. La variazione è riassumibile nell'aggiunta di un twist delle pale del rotore, quindi se nel modello Darrieus le pale corrono come meridiani lungo un'ipotetica sfera, ora si avvolgono lungo di essa. Questa modifica introduce alcuni cambiamenti nel funzionamento, quali:

- una migliore coppia rotante con minori effetti di inversione e una curva di coppia meccanica più regolare;
- un'importante riduzione dei problemi di avviamento.

La turbina Gorlov viene tuttora impiegata per sfruttare le correnti marine e le maree: sembra infatti che essa lavori meglio con fluidi compatti e numeri di Reynolds alti.

2.4 Comparazione tra HAWT e VAWT

Qui di seguito verranno prese in considerazione le turbine HAWT e VAWT di tipo Darrieus, in quanto esse sono le turbine utilizzate per la produzione elettrica su larga scala.

2.4.1 Meccanismo di Yaw

La differenza maggiore tra le turbine VAWT e HAWT risiede nella capacità delle turbine ad asse verticale di poter accettare il vento da ogni direzione esso provenga: esse sono infatti considerate omni-direzionali. Questo è un vantaggio enorme, infatti esse non necessitano di un sistema di puntamento, sistema dal costo rilevante e soggetto alla possibilità di rottura durante il ciclo produttivo della turbina. Il sistema di puntamento comprende usualmente un sistema di controllo e un meccanismo di guida, i costi di questo sistema sono associati al costo del materiale stesso, a quello di installazione a quello di mantenimento in perfetto funzionamento. Come vantaggio aggiuntivo bisogna considerare che durante una manovra di puntamento la turbina non produce energia, vi sono quindi dei picchi nella fornitura di energia che le turbine ad asse verticale non presentano.

Le turbine ad asse verticale possono essere costruite dove il vento cambia spesso direzione e il flusso risulta turbolento, come ad esempio, aree montane o dove il vento è burrascoso. Bisogna però aggiungere che le turbine di tipo Darrieus, a doppia pala, non possono avviarsi in maniera autonoma, in quanto indipendentemente dalla velocità del vento la coppia d'avviamento è nulla: tale turbina necessita quindi un dispositivo ausiliario, oppure essere accoppiata con una turbina di tipo Savonius.

2.4.2 Direzione dell'asse

La particolare direzione dell'asse di rotazione delle turbine VAWT permette di posizionare il generatore ai piedi della struttura. Questo fa sì che le operazioni di installazione e mantenimento siano nettamente più facili e inoltre permette che il generatore sia costruito per essere efficiente senza dover tener conto delle dimensioni; dimensioni che nelle turbine ad asse orizzontale devono essere ridotte per questioni di peso e di volume occupato.

Un ulteriore vantaggio è dato dal fatto che non esiste il bulbo, la parte che nelle HAWT contiene gli organi meccanici e i generatori elettrici, e quindi la struttura portante risulta più leggera, in quanto i carichi da sopportare sono inferiori.

2.4.3 Azionamento diretto

L'azionamento diretto è un sistema che prevede il collegamento diretto, tramite un albero di trasmissione, del rotore al generatore. I vantaggi sono quelli di non avere una scatola del cambio, la quale è spesso associata a fenomeni di rottura, richiede costante manutenzione ed in aggiunta rende il sistema più complesso da produrre. Di conseguenza avremo una riduzione delle perdite, quindi un sistema che risulterà più efficiente in termini assoluti. Se poi si accoppia direttamente il rotore con il generatore, si ha una reazione della turbina più veloce ai cambi di intensità del vento e quindi ai carichi che vi sono applicati.

A livello strutturale un azionamento diretto riduce i vincoli torsionali imposti all'albero dalle frequenze proprie di vibrazione e pertanto possiamo avere un albero più sottile.

2.5 Costruzione

In generale la costruzione di pale di tipo HAWT e Darrieus è molto costosa: poichè le pale sono molto grandi e non mantengono lo stesso profilo lungo tutta la loro lunghezza devono essere prodotte forzatamente con la tecnica dell'infusione della resina (sacco a vuoto), che nonostante presenti un costo tecnologico bassissimo, richiede manodopera altamente qualificata per una qualità costante del prodotto e tempi lunghi di realizzazione.

L'unico tipo di pala che non presenta variazione del profilo è quella delle turbine ad asse verticale con conformazione ad H, dove essa è rettilinea e con profilo costate nella direzione della lunghezza.

Le turbine di tipo Darrieus usualmente vengono costruite con l'utilizzo di tiranti per irrobustirne la struttura, pertanto l'installazione delle VAWT di tipo Darrieus è più laborioso soprattutto quando si parla di installazioni off-shore.

Un'ultima considerazione riguarda la costruzione delle fondamenta: le turbine di tipo Darrieus richiedono fondamenta molto meno profonde rispetto a quelle delle HAWT. Questa differenza nelle dimensioni deriva anche dal fatto che le HAWT possiedono il bulbo nella parte più alta della struttura, il quale come detto precedentemente contiene organi meccanici e i sistemi di conversione dell'energia.

2.6 Meccanica strutturale

Le pale delle turbine HAWT sono soggette a sforzi causati dalla gravità nei punti di giuntura, cosa che non accade invece per le turbine VAWT; questi sforzi sono tra le cause principali dell'impossibilità di creare pale per le turbine HAWT di dimensioni maggiori di quelle tuttora esistenti. Inoltre esse soffrono del fenomeno del wind shear, ossia dei cambi di intensità e direzione del vento quando essi avvengono in maniera repentina, fenomeno che causa ulteriori sforzi sui giunti dove sono calettate le pale.

Differentemente nelle turbine di tipo Darrieus durante la rotazione viene a crearsi un momento flettente, ma questo fenomeno tende a diminuire all'accrescersi delle dimensioni della turbina, quindi la dimensione massima raggiungibile dipende dal materiale delle pale e non dai giunti.

Le turbine VAWT soffrono inoltre della fluttuazione della coppia, causata dal continuo cambio dell'angolo di attacco tra le pale e il vento. Questo fenomeno va ad influenzare negativamente la durata del meccanismo di trasmissione e di conseguenza la qualità dell'energia prodotta, portando alla necessità di passare da due ad un numero superiore di pale per mitigarne gli effetti. Questi cicli di stress aerodinamico portano al fenomeno della fatica e danneggiano prematuramente le pale, oggi realizzate in materiale composito invece che alluminio proprio per aumentarne la durata.

2.7 Aerogeneratori di piccola potenza

Gli aerogeneratori di piccola potenza vengono adoperati per l'alimentazione elettrica in località isolate, dove la connessione alla rete elettrica è troppo costosa o semplicemente impossibile. In tali applicazioni sono più economici di altri sistemi, quali ad esempio il diesel ed il fotovoltaico, ma l'irregolarità del vento e le difficoltà dell'accumulo elettrico in genere impongono la realizzazione di sistemi ibridi integrati.

Le potenze di queste macchine vanno da poche centinaia di watt ai 100 kW, e a seconda dell'uso e del costo variano non solo la tipologia (asse orizzontale o verticale), ma anche i materiali impiegati per la realizzazione e la tecnologia utilizzata.

Gli aerogeneratori di piccola potenza ad asse orizzontale si sono avvantaggiati del progresso delle macchine di grande taglia, sempre più efficienti ed affidabili, raccogliendone tutte le innovazioni, compatibilmente con i costi, anche per quanto riguarda i sistemi di controllo e gli ausiliari elettronici. I più diffusi cadono nel campo di potenze compreso fra 1 e 10 kW, e vengono adoperati per uso specifico ed applicazione individuali, ad esempio abitazioni, mentre quelli di potenza maggiore tendono a coprire i bisogni delle piccole reti.

A differenza delle macchine di grande taglia, si è sviluppata la tendenza dell'impiego in ambiente urbano (specialmente per quanto riguarda le turbine ad asse verticale), facilitata dal modesto impatto ambientale e incentivata da una ricerca estetica che consenta una migliore integrazione visiva fra gli edifici.

2.8 Turbine ad asse verticale in ambiente urbano

I motivi per cui una turbina ad asse verticale non è presa in considerazione per la produzione di grandi potenze elettriche sono l'affidabilità, a causa del frequente collasso delle pale per fatica prodotta dalle vibrazioni, e l'efficienza, sia perchè il coefficiente di potenza è minore, sia soprattutto perchè, sviluppandosi in verticale, e per questo non potendo essere installate sopra un'alta torre, lavorano all'interno della parte bassa dello strato limite e raccolgono molta meno energia di una turbina orizzontale di pari diametro posta più in alto.

Tuttavia in ambiente urbano, scarsa rumorosità e facilità di manutenzione, sono aspetti molto importanti. Ma anche negli impieghi montani, con venti molto intensi e frequenti raffiche, l'asse verticale risulta preferibile, dato che le turbine ad asse orizzontale presentano limiti dovuti alle inerzie delle grandi masse in movimento tangenziale (rotazione) e verticale (imbardata), mentre la turbina ad asse verticale è indifferente alla direzione del vento. Questo ha importanti implicazioni, perchè elimina la dinamica orizzontale della macchina e le corrispondenti sollecitazioni sulle strutture di sostegno, che possono essere allegerite.

La turbina verticale di piccola potenza non presenta i limiti di altezza di quella di grande potenza: le sollecitazioni sono relativamente modeste e le turbine possono pertanto essere poste sopra un palo lungo o sulla cima di strutture o edifici già esistenti. Inoltre la velocità di avviamento è molto bassa e la macchina può produrre energia anche in ambienti a bassa intensità ventosa, com'è tipicamente quello urbano.

La configurazione consente di tenere fisso il generatore elettrico, che viene montato in basso sotto l'albero della turbina: questo semplifica la manutenzione e rappresenta un grande vantaggio per le macchine di piccola potenza, che sono gestite privatamente e richiedono bassi costi di manutenzione.

2.9 Turbina analizzata in questo lavoro

La turbina analizzata di seguito fa parte della famiglia delle VAWT, in particolare è una turbina di tipo Darrieus. Le sue caratteristiche principali sono quelle di avere un diametro di circa 2 metri e un profilo alare della serie NACA-0012 realizzato in alluminio (7075-T6) ad alta resistenza. La forma è approssimata ad una geometria troposchiana (cioè una forma geometrica costituita da due parti rettilinee e un'arco di cerchio), come visibile nella Figura 28.

Facendo riferimento alla nomenclatura utilizzata: $2Z_m$ corrisponde ad un'altezza di 2 m, mentre il raggio equatoriale R_m , ha un valore di 0.98 m.

La parte rotante della struttura è collegata all'apparato di potenza e alla strumentazione attraverso: un trasduttore di momento torcente; una trasmissione ad angolo retto, con rapporto di trasmissione di 2:1; ed infine un motore/generatore da 3.7 kW con controllo della velocità.

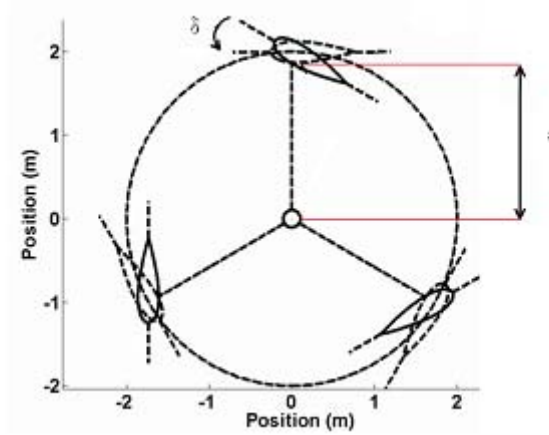


Figura 30: Parametri geometrici di una VAWT.

Di verranno utilizzati i numeri complessi per descrivere le posizioni della pala come punti del piano cartesiano z . Si assume che $\alpha = 0$ e la velocità del fluido non sia disturbata dal moto del rotore.

$$z = re^{i\beta} \quad (2.31)$$

Imponendo che la turbina stia girando con velocità angolare ω costante, è possibile ottenere il vettore della velocità tangenziale della pala da:

$$u_{pala} = ri \frac{d\beta}{dt} e^{i\beta} = i\omega z \quad (2.32)$$

Il vento relativo percepito dalle pale sarà quindi dato dal numero complesso

$$w_{pala} = u_0 - i\omega z \quad (2.33)$$

Il vettore tangente lungo la pala nella sua forma complessa è

$$l = iz \quad (2.34)$$

A questo punto è possibile definire due parametri unidimensionali: la solidità s e la *tip speed ratio* λ , o TSR:

$$s = \frac{Nc}{r} \quad (2.35)$$

$$\lambda = \frac{r\omega}{u_0} \quad (2.36)$$

dove c è la corda della pala mentre N è il numero di pale. La velocità minima per avviare una VAWT e consentire il suo autosostentamento corrisponde ad un λ minimo in genere compreso fra 2.5 e 3 [1], ed è quindi proporzionale alla velocità del vento ed inversamente proporzionale al raggio. L'angolo d'attacco visto dalle pale lo si può ricavare da:

$$\vartheta = \arccos \left(l \frac{\overline{w_{apparent}}}{|l| |w_{apparent}|} \right) \quad (2.37)$$

la barra sopra w indica il complesso coniugato.

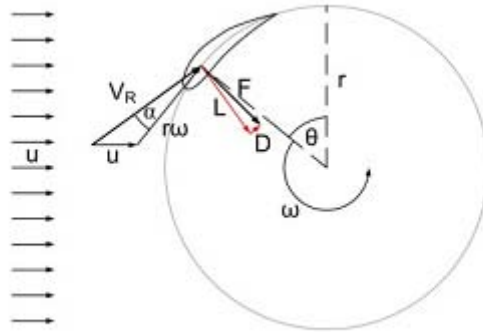


Figura 31: Disposizione dei vettori per una generica posizione del profilo durante la rotazione.

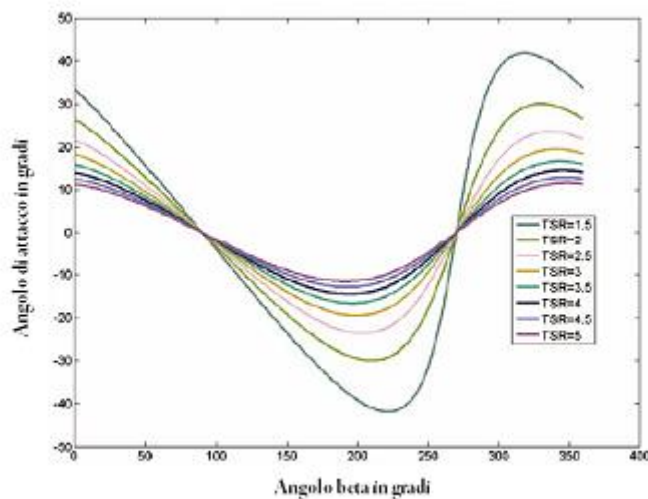


Figura 32: Angoli di attacco di una pala a diversi TSR.

Come si può notare dall'immagine c'è una zona, compresa fra 90° e 270° , nella quale l'angolo di attacco è negativo. Questo accade perchè la portanza, che si genera perpendicolarmente alla velocità relativa del vento, punta verso l'interno della turbina. Essa può essere scomposta nella direzione tangente e nella direzione perpendicolare alla pala: la parte decomposta in direzione tangenziale fornisce il momento torcente. Nelle restanti configurazioni angolari dell'angolo β , cioè tra 0° e 90° e tra 270° e 360° , la portanza punta al di fuori del rotore.

Se si mantiene valida la "non perturbabilità" del fluido, entrambe le configurazioni danno il loro contributo alla creazione di momento torcente. Si possono quindi definire due coefficienti: quello tangenziale, C_T , e quello normale, C_N , come segue:

$$C_T = \frac{T}{\rho \frac{u_0^2}{2} c} \quad (2.38)$$

$$C_N = \frac{N}{\rho \frac{u_0^2}{2} c} \quad (2.39)$$

dove T e N sono rispettivamente la forza tangenziale e quella normale, ρ è la densità del fluido e c è la corda del profilo alare.

Riferimenti

[1] <http://www.consulente-energetico.it/consulenza-energetica/generatore-mini-eolico/>

[2] Pallabazzer R., (2004), *Sistemi Eolici*, Rubbettino Editore

Bibliografia

- Pallabazzer R., (2004), *Sistemi Eolici*, Rubbettino Editore

Terza parte: Fondamenti di fluidodinamica computazionale

3.1 Introduzione

La fluidodinamica è lo studio del moto dei fluidi. Le equazioni base che governano tale moto sono conosciute da oltre 150 anni e sono chiamate *equazioni di Navier-Stokes* e governano il moto di un fluido viscoso e conduttore di calore. Esistono numerose semplificazioni di queste equazioni dipendentemente da quali effetti possono essere considerati insignificanti. Altrettanto numerosi parametri adimensionali, quali numero di Mach, numero di Reynolds e numero di Prandtl, caratterizzano la relativa importanza di vari effetti.

3.2 La fluidodinamica computazionale

La fluidodinamica computazionale o numerica (brevemente detta CFD, Computational Fluid Dynamics in inglese) è la tecnica che permette lo studio dei problemi di fluidodinamica mediante l'utilizzo del computer.

Viene utilizzata nel campo dell'industria e della ricerca per tutte le problematiche che coinvolgono l'azione di fluidi (forze aerodinamiche, motori, pompe, impianti chimici, comfort ambientale, ecc.). Esistono oggi numerosi software commerciali che risolvono in questa maniera le equazioni della fluidodinamica. Tra i più noti troviamo CFX, Fluent, KIVA, NUMECA, Phoenix, STAR-CD, STAR-CCM+, CFD++, Floworks ed altri open source come Code Saturne e OpenFOAM.

Il principale utilizzo della CFD è quello di risolvere le equazioni di Navier-Stokes e le equazioni ad esse collegate. La risoluzione per via analitica di queste equazioni è fattibile solamente in casi semplici con flussi laminari, e geometrie semplici (sfere, lastre piane), mentre le risoluzioni di casi reali, in cui compaiono di frequente flussi turbolenti, richiedono per forza un approccio numerico. Esistono quindi diversi metodi per risolvere le equazioni di Navier-Stokes, e poiché generalmente sono operazioni dall'elevato costo computazionale, si sono sviluppati approcci via via più raffinati basati su modelli:

- *Direct Numerical Solution* (Soluzione Numerica Diretta: DNS): è l'approccio concettualmente più semplice, si discretizzano lo spazio e il tempo con griglie della dimensione voluta e si eseguono i calcoli su esse. È l'approccio che restituisce i risultati più accurati ma ha un costo computazionale elevatissimo, devono essere impiegati dei supercomputer. Per le applicazioni industriali risulta quindi troppo dispendioso.
- *Reynolds Averaged Navier-Stokes* (Equazioni mediate alla Reynolds: RANS): si basano sull'assunzione che si possa vedere il moto turbolento come formato da un moto medio e da una sua fluttuazione nel tempo. Le grandezze delle equazioni di partenza vengono mediate in un certo intervallo di tempo; così facendo i tempi di calcolo vengono notevolmente ridotti in quanto le scale del moto medio risultano essere notevolmente maggiori di quelle del moto turbolento. Richiedono l'utilizzo di ulteriori equazioni (ad esempio il modello k- ϵ) per la chiusura del problema.

- *Large Eddy Simulation (LES)*: consiste nel calcolare numericamente il comportamento delle scale turbolente più grandi e modellare opportunamente le scale più piccole (Sub-grid Scale o scale di Kolmogorov). Per operare questa suddivisione si introducono filtri numerici creati ad-hoc. Fornisce risultati più accurati delle RANS e ha al contempo un costo computazionale notevolmente inferiore a quello della DNS, per questo motivo è un metodo in forte sviluppo.

In molti casi devono essere risolte anche altre equazioni contemporaneamente alle equazioni di Navier-Stokes e alle equazioni del modello di turbolenza. Esse possono comprendere quelle relative alla concentrazione di specie diverse (flusso multicomponente), di reazioni chimiche (flussi reagenti), irraggiamento termico, ecc.. Problemi più complessi richiedono la modellazione di ulteriori fenomenologie, come nel caso dei flussi bifase (ad esempio gas / liquido) o nel caso di fluidi non Newtoniani.

3.3 Metodi di discretizzazione

- Metodo ai volumi finiti: è l'approccio standard utilizzato nella maggior parte dei codici commerciali per la CFD. Le equazioni vengono risolte in un volume di controllo discreto (cella).
- Metodo agli elementi finiti: questo metodo (il cui acronimo inglese è FEM) è generalmente utilizzato nell'analisi strutturale, ma viene applicato a volte anche allo studio dei fluidi laddove i numeri di Reynolds siano dell'ordine delle decine di migliaia.
- Metodo alle differenze finite: è stato il primo adottato nell'ambito della fluidodinamica. Oggi viene comunque usato solo in alcuni codici specializzati.

3.3.1 Procedura di analisi

L'approccio tipico richiede di discretizzare il dominio fluido in celle elementari così da ottenere una griglia di calcolo (anche detta mesh), sulla quale applicare dei metodi di risoluzione iterativi al fine di risolvere le equazioni di Navier-Stokes o le equazioni di Eulero. Nei diversi approcci evidenziati la procedura di analisi risulta sempre, per grandi linee, simile:

1. Viene definita la geometria (o dominio fisico) del problema da analizzare.
2. Il volume occupato dal fluido viene discretizzato, cioè suddiviso in un gran numero di celle elementari generando una griglia di calcolo.
3. Viene definito il modello fisico (ad esempio, le equazioni del moto + l'equazione dell'energia + le equazioni delle specie) e quindi quello numerico (metodo di discretizzazione delle equazioni, algoritmi per la risoluzione delle equazioni).
4. Vengono definite le condizioni al contorno, ossia vengono specificate le proprietà del fluido nel dominio di calcolo. Per problemi dipendenti dal tempo devono essere specificate le condizioni iniziali.
5. Vengono risolte le equazioni in maniera iterativa. Il calcolo viene interrotto una volta che sia stato raggiunto il grado di accuratezza desiderato.
6. I risultati prodotti vengono visualizzati con un post-processore.
7. Si effettua, infine, l'analisi dei risultati.

Va sottolineato che l'integrazione iterativa fra i risultati dell'analisi fluidodinamica e quelli strutturali ad elementi finiti permette di valutare non solo gli effetti dei flussi attorno ai solidi ma anche le loro deformazioni, permettendo di valutare approfonditamente anche effetti variabili nel tempo delle pressioni su una superficie.

3.4 La strategia della CFD

Volendo descrivere il processo molto rudemente, la strategia della CFD è quella di rimpiazzare il dominio continuo del problema con un dominio discreto utilizzando una griglia. In un dominio continuo, ogni variabile del campo fluido è definita in ogni punto all'interno del dominio. Ad esempio, la pressione p in un dominio continuo mono-dimensionale (1D), mostrato nella figura sotto, sarebbe data da:

$$p = p(x); 0 < x < 1$$

In un dominio discreto, diversamente, ogni variabile del campo fluido sarebbe definita solamente nei punti della griglia. Quindi nel dominio discreto mostrato sotto, la pressione sarebbe definita negli N punti della griglia.

$$p_i = p(x_i); i = 1, 2, 3, \dots, N$$



Figura 33: Confronto fra dominio continuo e discreto.

Una simulazione CFD risolve solamente le variabili rilevanti del flusso nei punti della griglia. I valori nelle altre posizioni sono determinati attraverso interpolazione dei risultati. Le equazioni differenziali che governano il comportamento del dominio fluido e le condizioni al contorno sono definite in termini delle variabili continue p, \vec{V} ecc. Queste sono approssimate nel dominio discreto dalle variabili discrete p_i, \vec{V}_i ecc. Il sistema discreto è costituito da una serie di equazioni algebriche nelle variabili discrete. Per impostare il sistema discreto e risolverlo (un semplice problema di inversione di matrice) comporta un'enorme quantità di calcoli ripetitivi eseguiti dal computer. Questo principio può essere esteso a qualsiasi problema e dominio. La figura sottostante mostra la griglia utilizzata per risolvere il flusso attorno un profilo alare.

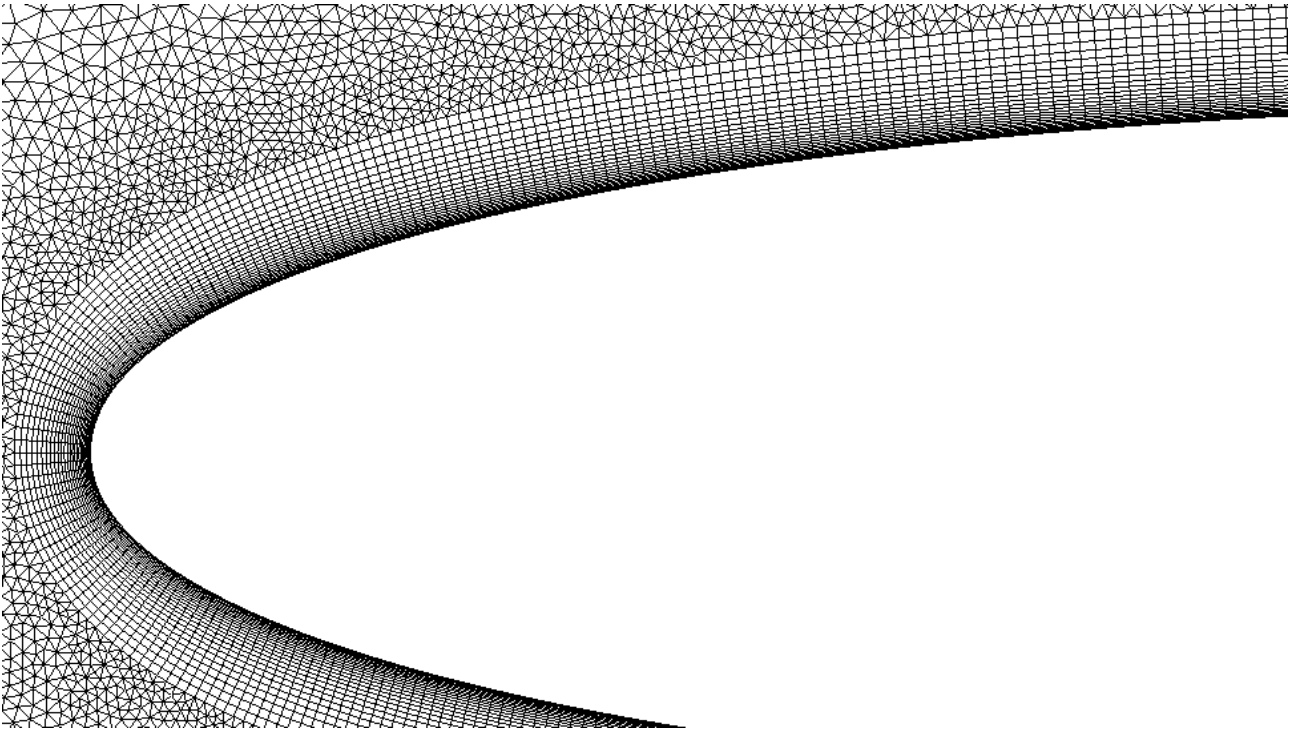


Figura 34: Particolare della griglia attorno ad un profilo alare (Mod100).

3.5 Metodo delle differenze finite

Per mantenere la descrizione semplice, verranno illustrate le idee fondamentali applicandole alla seguente semplice equazione 1D:

$$\frac{du}{dx} + u^m = 0 \quad (3.1)$$

con $0 \leq x \leq 1$ e $u(0) = 1$. Si considera dapprima il caso $m = 1$ quando l'equazione è lineare. Considerando la griglia seguente:

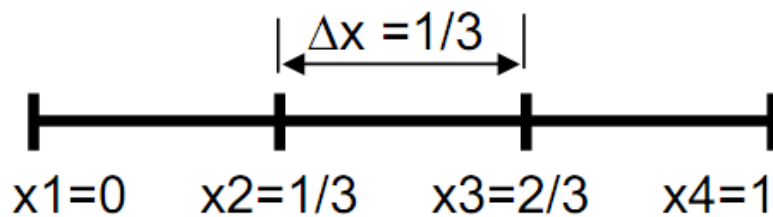


Figura 35: Esempio di griglia a quattro punti.

La griglia presenta 4 quattro punti equispaziati dove Δx è lo spazio che intercorre fra punti successivi. Siccome le equazioni che governano il moto sono valide ad ogni punto, si ha:

$$\left(\frac{du}{dx} \right)_i + u_i = 0 \quad (3.2)$$

dove il pedice i rappresenta il valore nel punto della griglia x_i . Per ottenere un'espressione per u_{i-1} in serie di Taylor:

$$u_{i-1} = u_i - \Delta x \left(\frac{du}{dx} \right)_i + O(\Delta x^2) \quad (3.3)$$

Riarrangiando:

$$\left(\frac{du}{dx} \right)_i = \frac{u_i - u_{i-1}}{\Delta x} + O(\Delta x^2) \quad (3.4)$$

L'errore in $(du/dx)_i$ dovuto ai termini trascurati nella serie di Taylor è chiamato errore di troncamento. Utilizzando la 3.2 e la 3.4 ed escludendo i termini di ordine superiore si ottiene la seguente equazione discreta:

$$\frac{u_i - u_{i-1}}{\Delta x} + u_i = 0 \quad (3.5)$$

Da notare come si è passati da una equazione differenziale ad una algebrica. Questo metodo di derivazione di una equazione discreta utilizzando l'espansione in serie di Taylor è chiamato metodo delle differenze finite. Tuttavia molti dei codici commerciali CFD utilizzano i metodi dei volumi finiti o degli elementi finiti, che sono più adatti per la modellazione di flussi attorno a geometrie complesse. Ad esempio FLUENT utilizza il metodo dei volumi finiti mentre IDEAS quello degli elementi finiti.

3.6 Discretizzazione attraverso il metodo dei volumi finiti

Osservando la griglia attorno al profilo alare mostrata prima, si nota che consiste di quadrilateri. Nel metodo dei volumi finiti, ci si riferisce a questi quadrilateri come "celle", e ai punti della griglia come "nodi". In 2D è possibile avere anche celle triangolari, come sono visibili al di fuori dello strato limite sempre in Figura 34. In 3D, le celle sono di solito esaedri, tetraedri o prismi. Nell'approccio proprio dei volumi finiti, la forma integrale delle equazioni di conservazione è applicata al volume di controllo definito dalla singola cella per ottenere le equazioni discrete per la cella stessa. Ad esempio, la forma integrale dell'equazione di continuità per un flusso stazionario e incomprimibile si riduce a:

$$\int_S \vec{V} \cdot \hat{n} dS = 0 \quad (3.6)$$

L'integrazione è effettuata sopra la superficie S del volume di controllo e \hat{n} è la normale alla superficie verso l'esterno. Si consideri la cella rettangolare mostrata sotto:

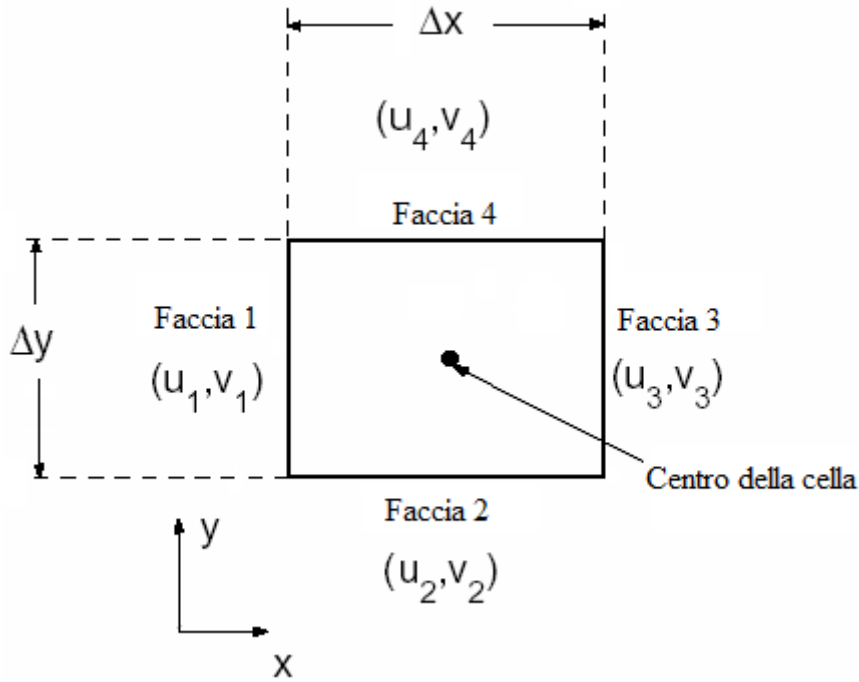


Figura 36: Cella rettangolare.

La velocità sulla faccia i è considerata pari a $\vec{V}_i = u_i\hat{i} + v_i\hat{j}$. Applicando l'equazione della conservazione della massa 3.6 al volume di controllo definito dalla cella fornisce:

$$-u_1\Delta y - v_2\Delta x + u_3\Delta y + v_4\Delta x = 0 \quad (3.7)$$

Questa è la forma discreta dell'equazione di continuità per la cella. Solitamente i valori al centro della cella sono memorizzati. I valori sulle facce u_1, u_2 ecc sono ottenuti interpolando. Similmente è possibile ottenere equazioni discrete per la conservazione della quantità di moto e dell'energia per la cella, qualunque sia la sua forma, equivalentemente in 2D o 3D. Quando si utilizza FLUENT o altri codici ai volumi finiti, è importante ricordare che essi stanno cercando una soluzione tale che massa, quantità di moto, energia ed altre quantità rilevanti, siano conservate all'interno della cella.

3.6.1 Assemblaggio del sistema discreto e applicazione delle condizioni al contorno

L'equazione discreta ottenuta utilizzando il metodo delle differenze finite era:

$$\frac{u_i - u_{i-1}}{\Delta x} + u_i = 0 \quad (3.8)$$

Riarrangiando si ha che $-u_{i-1} + (1 + \Delta x)u_i = 0$. Applicando questa equazione alla griglia 1D mostrata precedentemente ai punti $i = 2, 3, 4$ si ottiene:

$$\begin{aligned} -u_1 + (1 + \Delta x)u_2 &= 0 \\ -u_2 + (1 + \Delta x)u_3 &= 0 \\ -u_3 + (1 + \Delta x)u_4 &= 0 \end{aligned} \quad (3.9)$$

L'equazione discreta non può essere applicata al limite sinistro ($i = 1$) dal momento che u_{i-1} non è definita in quella posizione. Invece si utilizza l'equazione al contorno per avere:

$$u_1 = 1 \quad (3.10)$$

Le equazioni 3.9 e 3.10 formano un sistema di quattro equazioni algebriche nelle quattro incognite u_1, u_2, u_3 e u_4 . Risulta molto conveniente scrivere il sistema in forma matriciale:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 + \Delta x & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 + \Delta x & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 + \Delta x \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Generalmente si applicano le equazioni discrete ai punti di griglia (o alle celle nel metodo dei volumi finiti) all'interno del dominio. Per i punti di griglia (o celle) vicino o in corrispondenza dei bordi, si applicano simultaneamente le equazioni discrete e le condizioni al contorno. Si ottiene così un sistema di equazioni algebriche con un numero di equazioni uguale al numero di variabili discrete indipendenti. FLUENT, come ogni altro codice CFD commerciale, offre una vasta varietà di opzioni per le condizioni al contorno (*velocity inlet, pressure inlet, pressure outlet* ecc.). È molto importante specificare la condizione al contorno più appropriata per avere un problema ben definito. Una singola condizione al contorno errata può portare ad un risultato completamente sbagliato.

3.6.2 Soluzione di un sistema discreto

Il sistema discreto 3.11 per il semplicistico esempio 1D può essere facilmente invertito per ottenere i valori delle incognite nei punti della griglia. Risolvendo per u_1, u_2, u_3 e u_4 ed utilizzando $\Delta x = 1/3$ si ottiene:

$$u_1 = 1, u_2 = 3/4, u_3 = 9/16, u_4 = 27/64 \quad (3.12)$$

L'esatta soluzione per l'esempio 1D è data da $u_{\text{esatta}} = \exp(-x)$. La figura sotto mostra il confronto fra la soluzione discreta ottenuta con la griglia di 4 punti e la soluzione esatta. L'errore è maggiore per $x = 1$ dove è pari a 14.7%.

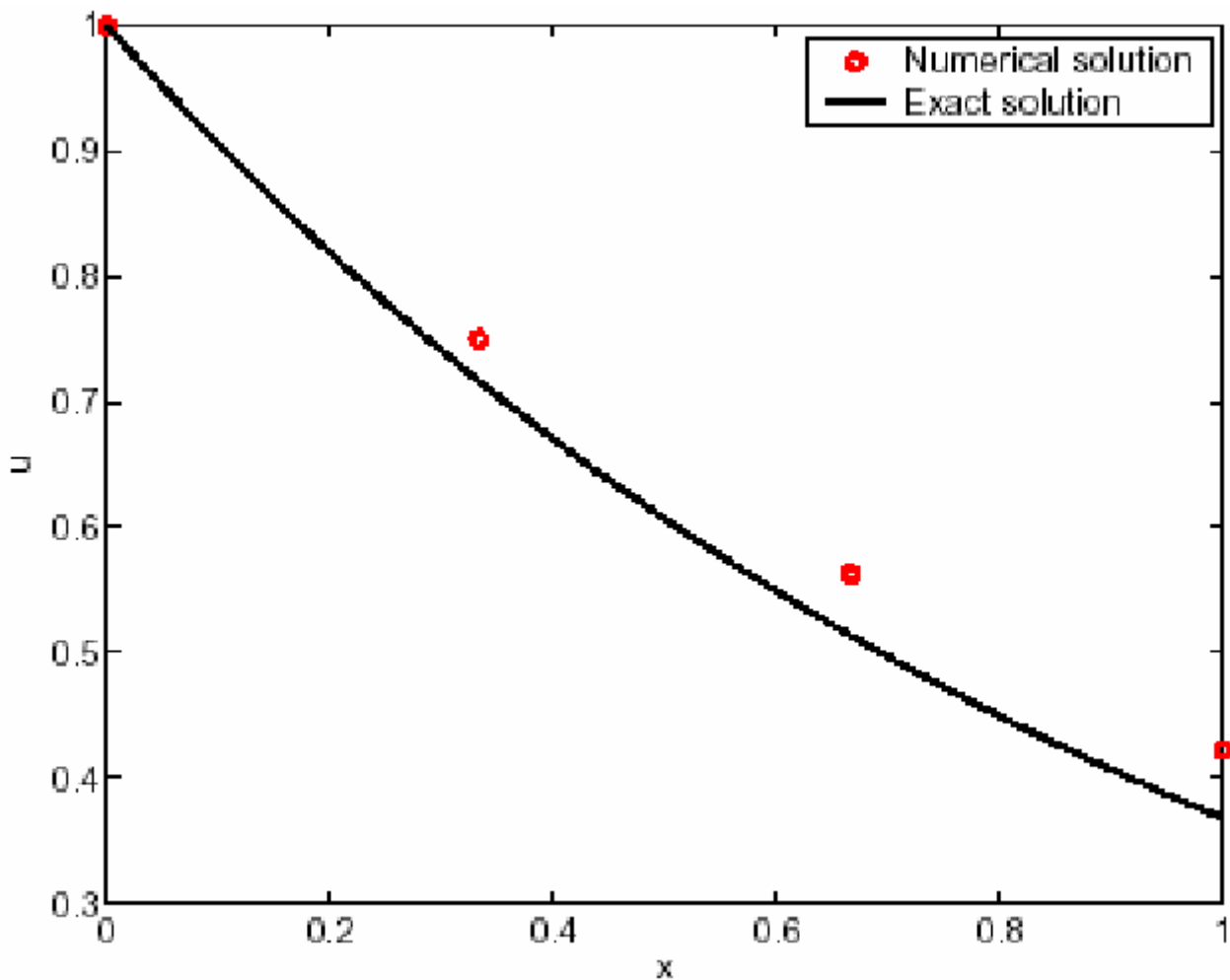


Figura 37: Differenza fra soluzione discreta e soluzione esatta.

In una applicazione CFD è possibile avere centinaia o addirittura milioni di incognite in un sistema discreto, per cui utilizzare, ad esempio, una procedura di eliminazione Gaussiana per invertire la matrice richiederebbe elevati tempi di calcolo. L'ottimizzazione dell'inversione della matrice è quindi un processo molto importante affinché questi siano minimizzati e la memoria richiesta. Fortunatamente molte delle entrate della matrice da invertire sono nulle, per cui un codice CFD dovrà tenere solo i valori diversi da zero. Utilizzerà inoltre un processo iterativo per invertire la matrice, per cui maggiore è il numero delle iterazioni, più sarà possibile avvicinarsi alla soluzione vera.

3.6.3 Convergenza della griglia

Durante l'esposizione dell'approssimazione del metodo delle differenze finite per l'esempio 1D, si è visto che l'errore di troncamento nel sistema discreto analizzato è $O(\Delta x)$. Quindi è logico aspettarsi che aumentando il numero di punti e diminuendo Δx , l'errore della soluzione numerica diminuisca e migliori l'affinità con la soluzione esatta. Si consideri quindi l'effetto dell'incremento del numero di punti di griglia N : impostando $N = 8$ e $N = 16$ e ripetendo il procedimento illustrato prima, si osserva che l'errore numerico diminuisce. In Figura 38 sono comparati i risultati ottenuti con le tre griglie (comprensive della $N = 4$) con la soluzione esatta.

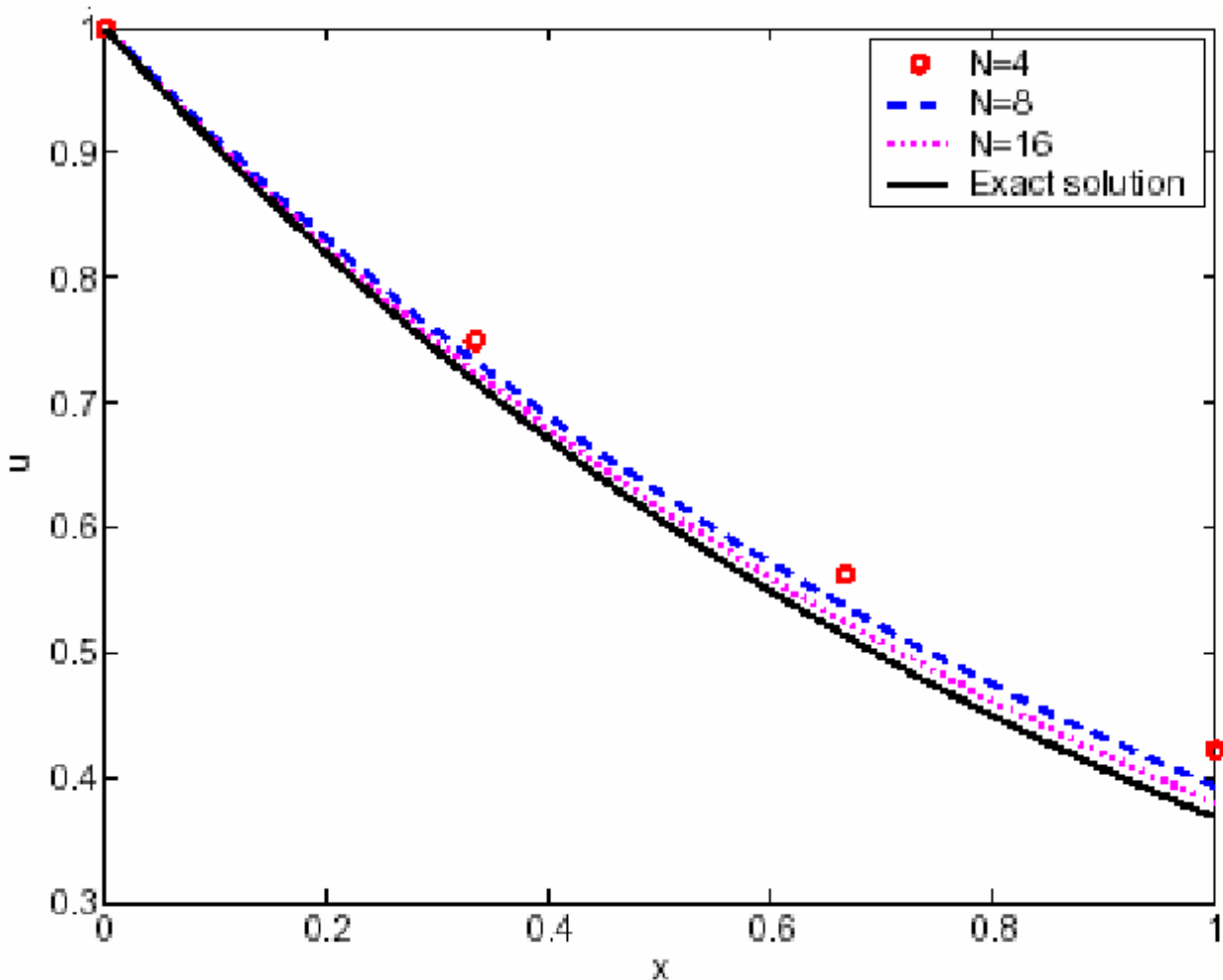


Figura 38: Confronto fra i risultati ottenuti con le tre griglie e la soluzione esatta.

Come previsto, l'errore numerico diminuisce se si aumentano i punti della griglia. Quando le soluzioni numeriche ottenute utilizzando diverse griglie sono in accordo, entro un certo livello di tolleranza specificato dall'utilizzatore e variabile a seconda del problema, si parla di convergenza della griglia. Questo concetto si applica anche all'approccio dei volumi finiti dove la soluzione numerica, se corretta, diventa indipendente dalla griglia anche se la dimensione delle celle è ridotta ulteriormente. Investigare l'effetto della risoluzione della griglia sui risultati ottenuti è molto importante per il livello di confidenza che si vuole attribuire ad essi.

3.7 Gestione della non-linearità

L'equazione della conservazione della quantità di moto per un fluido non è lineare, a causa del termine convettivo:

$$(\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} \quad (3.13)$$

Inoltre fenomeni come la turbolenza o le reazioni chimiche possono introdurre non-linearità addizionali. La natura altamente non lineare delle equazioni governanti il moto di un fluido rendono complicata l'accurata soluzione numerica dei complicati flussi di interesse pratico. Si può dimostrare l'effetto della non-linearità ponendo $m = 2$ nell'esempio 1D esposto sopra:

$$\frac{du}{dx} + u^2 = 0; 0 \leq x \leq 1; u(0) = 1 \quad (3.14)$$

Una approssimazione alle differenze finite del primo ordine per questa equazione, analogamente a quanto fatto in 3.8 per $m = 1$ risulta:

$$\frac{u_i - u_{i-1}}{\Delta x} + u_i^2 = 0 \quad (3.15)$$

Questa è un'equazione algebrica non lineare con il termine u_i^2 causa della non-linearità. La strategia adottata per trattarla è quella di linearizzare le equazioni con un valore stimato della soluzione ed iterare fino a che l'ipotesi non è in accordo con la soluzione entro uno specificato livello di tolleranza. Con riferimento all'esempio 1D si procede dunque come segue.

Sia u_{gi} il valore ipotizzato per u_i , e sia $\Delta u_i = u_i - u_{gi}$. Riarrangiando ed elevando al quadrato questa equazione si ha:

$$u_i^2 = u_{gi}^2 + 2u_{gi}\Delta u_i + \Delta u_i^2 = 0 \quad (3.16)$$

Assumendo che $\Delta u_i \ll u_{gi}$, è possibile trascurare il termine Δu_i^2 per avere:

$$u_i^2 \approx u_{gi}^2 + 2u_{gi}\Delta u_i = u_{gi}^2 + 2u_{gi}(u_i - u_{gi}) \quad (3.17)$$

e quindi:

$$u_i^2 \approx 2u_{gi}u_i - u_{gi}^2 \quad (3.18)$$

L'approssimazione alle differenze finite dopo la linearizzazione diventa:

$$\frac{u_i - u_{i-1}}{\Delta x} + 2u_{gi}u_i - u_{gi}^2 = 0 \quad (3.19)$$

Dal momento che l'errore dovuto alla linearizzazione è $O(\Delta u^2)$, esso tende a zero quando $u_g \rightarrow u$. Per calcolare la 3.19 è necessario ipotizzare un valore u_g nei punti di griglia. Si comincia

con un valore ipotizzato iniziale nella prima iterazione. Per ogni iterazione successiva, il valore di u ottenuto nelle iterazioni precedenti è utilizzato come valore ipotizzato.

Iterazione 1: $u_g^{(1)} = \text{valore ipotizzato}$

Iterazione 2: $u_g^{(2)} = u^{(1)}$

.

.

Iterazione n: $u_g^{(n)} = u^{(n-1)}$

Le iterazioni continuano finchè non convergono. Si discuterà come valutare la convergenza successivamente. Questo rappresenta essenzialmente il processo utilizzato nei codici CFD per linearizzare i termini non lineari delle equazioni di conservazione, con la variazione di piccoli dettagli a seconda del codice.

3.7.1 Solutori diretti e iterativi

Si è visto che si deve iterare per gestire i termini non lineari delle equazioni. Il sistema risultante dall'approssimazione

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1+2\Delta x \cdot u_{g2} & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1+2\Delta x \cdot u_{g3} & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1+2\Delta x \cdot u_{g4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \Delta x \cdot u_{g2}^2 \\ \Delta x \cdot u_{g3}^2 \\ \Delta x \cdot u_{g4}^2 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

In un problema pratico, si hanno di solito milioni di punti di griglia o celle quindi ogni dimensione della matrice sopra sarebbe nell'ordine del milione (comunque con molti degli elementi pari a zero). Invertire una simile matrice direttamente richiederebbe una quantità di memoria enorme. In realtà proibitiva. Quindi si utilizza uno schema iterativo discusso di seguito.

$$u_i = \frac{u_{i-1} + \Delta x \cdot u_{gi}^2}{1 + 2\Delta x \cdot u_{gi}} \quad (3.21)$$

$$u_i^m = \frac{u_{g(i-1)}^{(m)} + \Delta x \cdot u_{gi}^{(m)2}}{1 + 2\Delta x \cdot u_{gi}^{(m)}} \quad (3.22)$$

3.7.2 Convergenza iterativa

Si ricordi che per $u_g \rightarrow u$ gli errori della linearizzazione e della matrice di inversione tendono a zero. Quindi si continua il processo di iterazione finchè la misura della differenza fra u_g e u , a cui ci

si riferisce come residui, è “piccola abbastanza”. È possibile definire il residuo R come il valore RMS della differenza fra u e u_g sulla griglia:

$$R = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (u_i - u_{gi})^2}{N}} \quad (3.23)$$

È utile scalare questo residuo con il valore medio di u nel dominio. Un residuo non scalato di, ad esempio, 0.01, sarebbe relativamente piccolo se la media del valore di u nel dominio è 5000, ma sarebbe relativamente grande se il valore medio fosse 0.1. Questa procedura assicura che il residuo sia una misura relativa piuttosto che assoluta. Scalando il residuo scritto sopra dividendolo per il valore medio di u fornisce:

$$R = \left(\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (u_i - u_{gi})^2}{N}} \right) \left(\frac{N}{\sum_{i=1}^N u_i} \right) = \frac{\sqrt{N \sum_{i=1}^N (u_i - u_{gi})^2}}{\sum_{i=1}^N u_i} \quad (3.24)$$

Per l'esempio 1D non lineare, si considera il valore iniziale ipotizzato in tutti i punti della griglia come uguale al valore sul contorno sinistro, ossia $u_g^{(1)} = 1$. In ogni iterazione, si aggiorna il valore di u_g , poi passando da destra a sinistra della griglia i valori, a turno, di u_4 , u_3 e u_2 , utilizzando la 3.22 e si calcolano i residui con 3.24. Le iterazioni terminano quando i residui cadono al di sotto di 10^{-9} (valore scelto come criterio di convergenza). Si può facilmente verificare che la soluzione esatta è data da:

$$u_{esatta} = \frac{1}{x+1} \quad (3.25)$$

La soluzione ottenuta dopo la convergenza può non essere in perfetto accordo con la soluzione esatta, soprattutto se si utilizza una griglia grezza per la quale gli errori di troncamento sono relativamente grandi. L'errore della convergenza del processo iterativo è dell'ordine di 10^{-9} è swamped out da un errore di troncamento dell'ordine di 10^{-1} . Quindi portare i residui al di sotto di 10^{-9} quando l'errore di troncamento è dell'ordine di 10^{-1} è uno spreco di risorse computazionali. Per questo entrambi gli errori dovrebbero essere comparabili e inferiori della tolleranza scelta dall'utilizzatore. L'accordo fra la soluzione esatta e quella numerica dovrebbe migliorare raffinando la griglia com'era per il caso $m = 1$.

3.8 Stabilità numerica

Nel precedente esempio 1D, le iterazioni convergeranno molto rapidamente, con i residui inferiori al criterio di convergenza stabilito a 10^{-9} . In problemi più complessi, la convergenza è ottenuta molto più lentamente, e in alcuni casi nemmeno raggiunta. Per determinare a priori se uno schema numerico converge, è necessario condurre un'analisi di stabilità dello stesso. Sfortunatamente non è possibile eseguire una esatta analisi di stabilità per le equazioni di Eulero o di Navier-Stokes, ma lo studio di un modello più semplice può fornire utili informazioni e

condizioni approssimative per raggiungerla. Come menzionato in precedenza, una strategia comune utilizzata per problemi stazionari è quella di risolvere le equazioni non stazionarie e lasciare che le iterazioni proseguano finché la soluzione non converge ad uno stato stazionario. Un'analisi di stabilità è di solito condotta in questo contesto: si è interessati unicamente ad ottenere accurati comportamenti asintotici in tempi lunghi. Quindi sarebbe desiderabile utilizzare il time step più ampio possibile per raggiungere lo stato stazionario col minor numero di time steps. Di solito esiste un massimo valore del time step Δt_{\max} oltre il quale lo schema numerico risulta instabile. Se $\Delta t > \Delta t_{\max}$, gli errori numerici tendono a crescere esponenzialmente nel tempo portando alla divergenza della soluzione dal risultato stazionario. Il valore di Δt_{\max} dipende dalla discretizzazione dello schema numerico utilizzato.

3.9 Schemi espliciti ed impliciti

Esistono due classi di schemi numerici, espliciti ed impliciti, con caratteristiche di stabilità molto diverse. Essi possono essere facilmente illustrati applicandoli all'equazione d'onda:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + c \frac{\partial u}{\partial x} = 0 \quad (3.26)$$

dove c è la velocità dell'onda. Un possibile modo per discretizzare quest'equazione al punto i e al tempo n è:

$$\frac{u_i^n - u_i^{n-1}}{\Delta t} + c \frac{u_i^{n-1} - u_{i-1}^{n-1}}{\Delta x} = O(\Delta x, \Delta t) \quad (3.27)$$

Un aspetto cruciale da notare è che la derivata spaziale è valutata nel tempo $n - 1$. Risolvendo per u_i^n fornisce:

$$u_i^n = \left[1 - \left(\frac{c\Delta t}{\Delta x} \right) \right] u_i^{n-1} + \left(\frac{c\Delta t}{\Delta x} \right) u_{i-1}^{n-1} \quad (3.28)$$

Questa è un'espressione esplicita, ossia il valore di u_i^n in ogni punto della griglia può essere calcolato direttamente da questa espressione senza il bisogno di utilizzare alcuna matrice di inversione. Dal momento che il valore di u_i^n in ogni punto della griglia può essere aggiornato indipendentemente, è facile implementare uno schema simile su un computer. Tuttavia questo schema è stabile solamente quando

$$C \equiv \frac{c\Delta t}{\Delta x} \leq 1 \quad (3.29)$$

dove C rappresenta il numero di Courant. Questa condizione è chiamata condizione di *Courant-Friedrichs-Lewy* o condizione CFL. Si può notare che il coefficiente di u_i^n in 3.28 cambia segno se $C > 1$ o $C < 1$ portando a due diversi comportamenti nei due casi. La condizione CFL pone un limite importante su Δt_{\max} . In uno schema implicito

$$\frac{u_i^n - u_i^{n-1}}{\Delta t} + c \frac{u_i^{n-1} - u_{i-1}^{n-1}}{\Delta x} = O(\Delta x, \Delta t) \quad (3.30)$$

non è possibile aggiornare il termine u_i^n in ogni punto della griglia indipendentemente. Si deve necessariamente risolvere un sistema di equazioni algebriche per calcolarsi i valori in ogni punto della griglia contemporaneamente. Si può dimostrare che questo schema è sempre stabile così che gli errori numerici vengono smorzati indipendentemente da quanto grande è il time step. Per le equazioni di Eulero o Navier-Stokes gli schemi impliciti non sono però incondizionatamente stabili, data la presenza delle non linearità. Essi permettono comunque un numero di Courant molto maggiore rispetto agli schemi espliciti, e il suo valore massimo è dipendente dal problema.

È importante notare che:

1. I codici CFD permettono di stabilire il numero di Courant. Utilizzare time steps molto grandi può dare una convergenza veloce negli stati stazionari, quindi è vantaggioso stabilire il numero di Courant più grande possibile nei limiti della stabilità;
2. Un numero di Courant più basso può essere richiesto durante le fasi iniziali di una simulazione dal momento che i cambiamenti nella soluzione sono altamente non lineari.

3.10 Modellazione dei flussi turbolenti incomprimibili

Esistono due stati del flusso radicalmente diversi e facilmente identificabili e distinguibili: flusso laminare e flusso turbolento. I flussi laminari sono caratterizzati da limitate variazioni, sia spaziali che temporali, del campo di velocità. Questi flussi hanno origine quando la viscosità è sufficientemente elevata da smorzare qualsiasi perturbazione causata da azioni esterne o altre irregolarità. Quindi con valori bassi o moderati del numero di Reynolds, mentre con valori elevati si hanno flussi turbolenti. Essi sono caratterizzati da grandi e casuali fluttuazioni di velocità e pressione sia nel tempo che nello spazio.

3.10.1 Modellazione della turbolenza

Le equazioni del moto di fluidi viscosi caratterizzati da scale delle lunghezze sufficientemente piccole e velocità sufficientemente basse, nel senso che il numero di Reynolds non è troppo elevato, hanno soluzioni, di solito stazionarie, che possono essere ottenute o per via analitica o per via numerica. L'evoluzione di questi flussi è influenzata principalmente dalla diffusione viscosa della quantità di moto e della vorticità. I moti fluidi che hanno queste caratteristiche sono chiamati *laminari*. Oltre un certo valore del numero di Reynolds, che dipende dalla configurazione del dominio fluido, l'entità delle forze di inerzia supera quella delle forze viscosi e il moto laminare diventa instabile. Cominciano ad apparire fluttuazioni rapide delle velocità e delle pressioni ed il flusso diventa tridimensionale e non stazionario. Raggiunto un certo valore del numero di Reynolds il moto diventa turbolento.

Nei casi dei flussi pienamente sviluppati fra due piani paralleli ed in un tubo cilindrico, ad esempio, il moto resta laminare se i numeri di Reynolds basati sulla distanza tra i piani e sul raggio del tubo, sono minori, rispettivamente, di 1500 e 2300.

La grande maggioranza dei flussi che si incontrano nelle applicazioni pratiche sono turbolenti; per ottenere informazioni quantitative sui campi di velocità e pressione risulta, quindi, di fondamentale importanza sviluppare modelli matematici che simulino la fisica della turbolenza.

Se si indicano con u e p la velocità e la pressione del fluido, e con ρ e ν la densità e la viscosità cinematica del fluido, i campi di moto turbolenti di fluidi omogenei, incomprimibili e con viscosità costante sono completamente descritti dalle seguenti equazioni di Navier-Stokes:

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \nabla^2 \mathbf{u} \quad (3.31)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0. \quad (3.32)$$

Tuttavia, una soluzione numerica diretta sufficientemente accurata di tali equazioni richiede la simulazione di quasi tutti i vortici turbolenti, e poichè i più piccoli di questi hanno lunghezze e tempi caratteristici di molti ordini di grandezza inferiori a quelle dei vortici più grandi, è impossibile ottenere soluzioni numeriche dirette delle equazioni 3.31 e 3.32 nel caso di flussi turbolenti. Infatti, indicando con l' e t' la scala delle lunghezze e quella dei tempi dei più piccoli vortici turbolenti, e con l^* e t^* le corrispondenti scale dei vortici più grandi, sperimentalmente si osserva che:

$$\frac{l'}{l^*} \approx Re^{-\frac{3}{4}}, \frac{t'}{t^*} \approx Re^{-\frac{1}{2}}. \quad (3.33)$$

Se si considera, ad esempio, un volume ideale cubico, di lato $L = 0.1$ m, attraversato da un flusso turbolento d'aria avente una velocità media $V = 15$ m/s e $Re = 10^6$, e tenendo conto che i vortici turbolenti più grandi hanno dimensioni paragonabili a quelle del dominio fluido, si ottiene:

$$\frac{l'}{l^*} \approx Re^{-\frac{3}{4}} \Rightarrow \frac{l'}{L} \approx (10^6)^{-\frac{3}{4}} \Rightarrow \frac{l'}{L} \approx 3.16 \times 10^{-4} \quad (3.34)$$

da cui risulta che per risolvere numericamente il moto dei più piccoli vortici si deve suddividere il volume in 3.2×10^{13} celle. In altri termini, il numero di celle è proporzionale a $Re^{2.25}$. Per quanto riguarda l'entità degli intervalli temporali, poichè il tempo caratteristico del flusso medio è $T = L/V$, pari a 6.7×10^{-3} s ed è anch'esso paragonabile a quello dei vortici più grandi, si ha:

$$\frac{t'}{t^*} \approx Re^{-\frac{1}{2}} \Rightarrow \frac{t'}{T} \approx (10^6)^{-\frac{1}{2}} \Rightarrow t' \approx 6.7 \times 10^{-6} \text{ s}. \quad (3.35)$$

In conclusione, la soluzione numerica diretta del moto dei più piccoli vortici richiederebbe un numero di celle ed un valore del passo temporale tali da renderla impraticabile con le attuali risorse di calcolo.

3.11 Proprietà dei flussi turbolenti

Un flusso turbolento è un moto irregolare, le cui variabili hanno le seguenti caratteristiche:

- hanno un ampio intervallo di scale significative,
- sono descrivibili con grandezze e leggi statistiche.

Un moto irregolare è un moto aperiodico che non può essere descritto completamente con uno sviluppo in serie finito di funzioni. I moti irregolari sono molto sensibili alle condizioni iniziali e a quelle al contorno: piccole variazioni di tali condizioni provocano grandi variazioni delle traiettorie delle particelle fluide. Le scale dei tempi e delle lunghezze dei flussi turbolenti sono associate alle frequenze e alle lunghezze d'onda fornite dallo sviluppo in serie di Fourier del campo di velocità e pressione.

I principali fenomeni fisici della turbolenza possono essere descritti considerando solo il moto dei vortici con le maggiori dimensioni che hanno anche il maggiore contenuto energetico. Questi vortici provocano consistenti scambi di quantità di moto con il flusso medio sotto forma di sforzi turbolenti, che possono essere enormemente maggiori degli sforzi viscosi. I vortici turbolenti più piccoli e a minor contenuto energetico, caratterizzati anche da intensi valori di vorticità, trasferiscono energia al moto molecolare che la trasforma in aumento di temperatura.

Le analisi delle soluzioni delle equazioni di Navier-Stokes mostrano che la turbolenza si sviluppa a partire da una instabilità dei flussi laminari come descritto in Figura 39. Da un punto di vista matematico, per un fluido reale viscoso, le instabilità del campo di moto sono dovute principalmente all'interazione del termine non lineare inerziale, $(\mathbf{u} \cdot \nabla)\mathbf{u}$, con quello viscoso, $u\nabla^2\mathbf{u}$, delle equazioni di Navier-Stokes. Queste interazioni sono molto complesse poichè sono rotazionali, tridimensionali e dipendenti dal tempo.

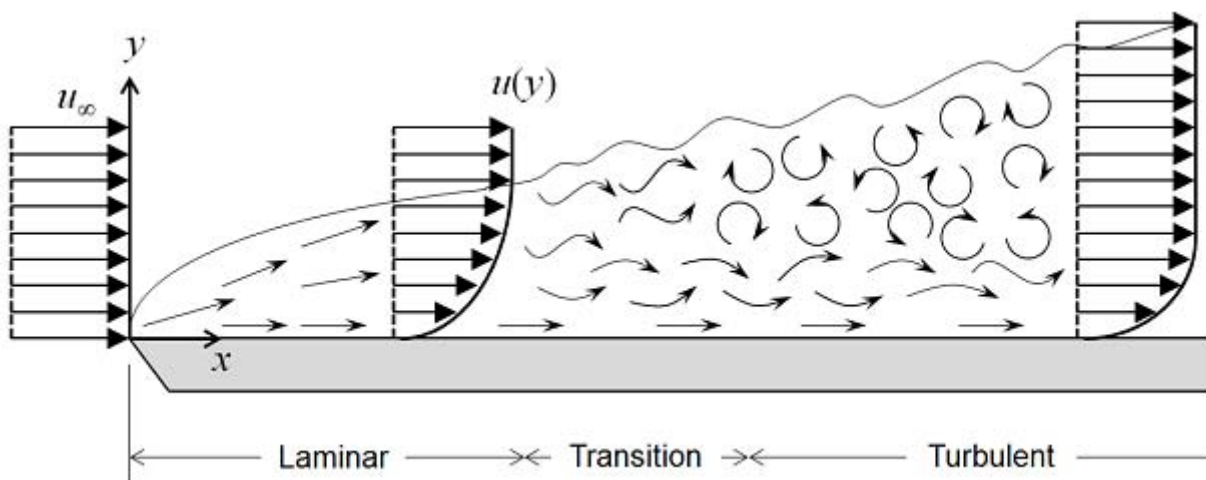


Figura 39: Instabilità dei flussi laminari.

La non linearità dell'equazione di Navier-Stokes descrive le interazioni tra fluttuazioni di differenti lunghezze d'onda e direzione. Queste lunghezze d'onda si estendono da un valore massimo comparabile con l'ampiezza del campo fluido ad un valore minimo determinato dai meccanismi di dissipazione viscosa dell'energia. Il processo fisico principale che sparge il moto su

un ampio intervallo di lunghezze d'onda è lo "stiramento dei vortici". La turbolenza guadagna energia se i vortici sono orientati principalmente in una direzione lungo la quale i gradienti della velocità media possono stirarli. Il fenomeno dello stiramento dei vortici incrementa la vorticità e la tridimensionalità della turbolenza. Infatti, se si considera un vortice avente momento d'inerzia I e velocità di rotazione ω , come quello schematizzato in Figura 40, poichè il flusso medio ed i vortici turbolenti non si scambiano momenti della quantità di moto si ha:

$$I\omega \equiv \text{cost} \Rightarrow I_1\omega_1 = I_2\omega_2 \Rightarrow \omega_2 = \frac{I_1}{I_2}\omega_1 \quad (3.36)$$

dove gli indici 1 e 2 indicano rispettivamente i valori prima e dopo lo stiramento. Dal momento che la massa del vortice è costante e che dopo lo stiramento il diametro diminuisce, ne consegue che anche I diminuisce e la velocità di rotazione e vorticità aumentano. Per quanto riguarda l'energia cinetica risulta:

$$K_1 = \frac{1}{2}I_1\omega_1^2 = \frac{1}{2}\omega_1(I\omega) < K_2 = \frac{1}{2}I_2\omega_2^2 = \frac{1}{2}\omega_2(I\omega) \quad (3.37)$$

da cui si vede che lo stiramento aumenta anche l'energia cinetica dei vortici.

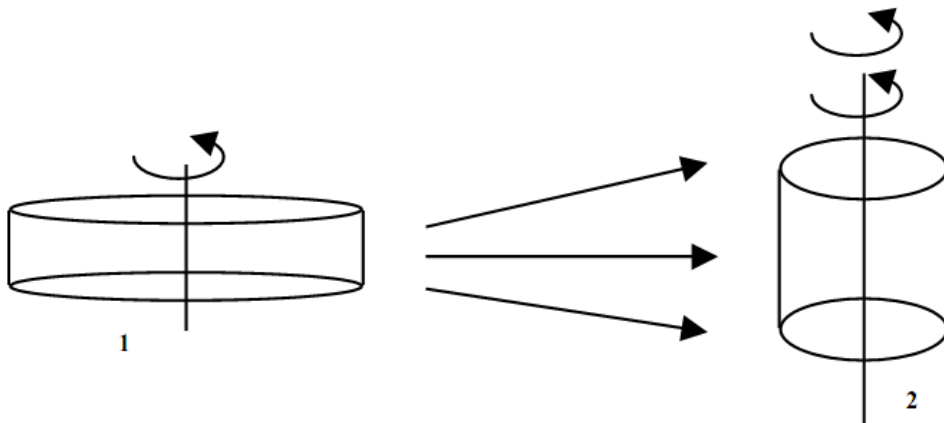


Figura 40: Rappresentazione schematica dello stiramento dei vortici.

Il moto medio interagisce soprattutto con i vortici che hanno dimensioni non troppo piccole rispetto alle sue. Per questo motivo i vortici più grandi del moto turbolento hanno, come detto in precedenza, il maggior contenuto di energia cinetica e sono i principali responsabili dell'aumento di diffusività e della comparsa degli sforzi turbolenti. In altri termini, i vortici del flusso principale stirano i vortici più grandi del flusso turbolento fornendogli energia; questo meccanismo si ripete poi tra vortici turbolenti di diversa dimensione fino ad arrivare ai più piccoli vortici turbolenti i quali trasferiscono energia al moto molecolare che, a sua volta, la dissipa per effetto della viscosità.

La velocità con cui l'energia viene dissipata dipende solo dall'interazione, all'inizio del processo di cascata, tra il moto medio e i più grandi vortici turbolenti. I flussi turbolenti, quindi, sono sempre dissipativi, come tutti i flussi viscosi. Inoltre, i vortici più piccoli, poichè dopo il loro stiramento raggiungono dimensioni molto ridotte, hanno valori di vorticità maggiori dei vortici più grandi.

Un'altra importante caratteristica dei flussi turbolenti è lo spostamento all'interno del campo di moto dei vortici più grandi; questi vortici hanno una vita così lunga che, prima di essere dissipati, possono percorrere distanze pari a trenta volte una dimensione caratteristica del campo fluido. Lo stato di un flusso turbolento in un certo punto dello spazio dipende, pertanto, dalla storia del campo di moto, e non può, quindi, essere descritto unicamente dai valori locali dei gradienti della velocità media, come avviene nei flussi laminari.

L'aspetto più importante della turbolenza è, dal punto di vista applicativo, l'aumento della diffusività del flusso. La diffusività turbolenta aumenta notevolmente i trasferimenti di massa, quantità di moto, ed energia. Gli sforzi apparenti che governano questi trasferimenti sono molto spesso parecchi ordini di grandezza maggiori degli sforzi viscosi.

3.12 Dinamica dei flussi turbolenti

Nel paragrafo precedente si è visto che per un flusso turbolento non è possibile ottenere le velocità e le pressioni istantanee dalle equazioni di Navier-Stokes. L'unica alternativa è definire delle grandezze alternative che abbiano variazioni spaziali e temporali molto minori delle corrispondenti grandezze istantanee. Allo scopo si utilizza una procedura di tipo statistico che consiste nell'esprimere tutte le variabili del flusso come somma di un contributo medio e di un contributo fluttuante o turbolento. Introducendo questa decomposizione nelle equazioni di Navier-Stokes, ed applicando una operazione di media ad ognuno dei suoi termini, si ottengono le equazioni che governano il moto medio di un qualunque flusso turbolento; queste equazioni sono chiamate equazioni di Reynolds.

Come verrà visto nel seguito il termine non lineare delle equazioni di Navier-Stokes provoca la comparsa di flussi di quantità di moto turbolenta, che agiscono nei confronti del moto medio come sforzi turbolenti. Per ottenere un sistema di equazioni che, assieme alle equazioni di Reynolds risulti chiuso, è indispensabile introdurre dei modelli degli sforzi turbolenti. Le fluttuazioni turbolente non possono essere considerate come delle piccole perturbazioni rispetto al moto medio. L'entità delle fluttuazioni turbolente deve essere valutata per simulare correttamente il comportamento del flusso medio. Nei paragrafi successivi verranno illustrati alcuni metodi statistici per modellare il moto medio e l'effetto, su di questo, del moto fluttuante.

3.12.1 Operazione di media

Una generica grandezza di un flusso turbolento può essere sottoposta a diversi tipi di operazioni di media. Nel campo della modellazione dei flussi turbolenti le tre operazioni di media più utilizzate sono la media temporale, la media spaziale, e la media completa. L'applicabilità di una operazione di media dipende implicitamente dalla costanza dei valori medi che si ottengono.

L'operazione di media temporale, illustrata in Figura 41, è appropriata per flussi turbolenti che in media non variano con il tempo; flussi turbolenti di questo tipo sono chiamati stazionari. Indicando con $a(\mathbf{x}, t)$ una variabile istantanea del flusso turbolento il suo valore medio temporale è definito come

$$\bar{a}_T(\mathbf{x}) = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T a(\mathbf{x}, t) dt. \quad (3.38)$$

La media temporale è la più comune operazione di media poiché la maggior parte dei flussi turbolenti di interesse applicativo sono stazionari. Importanti eccezioni sono, per esempio, i flussi turbolenti all'interno di macchine rotanti e alternative.

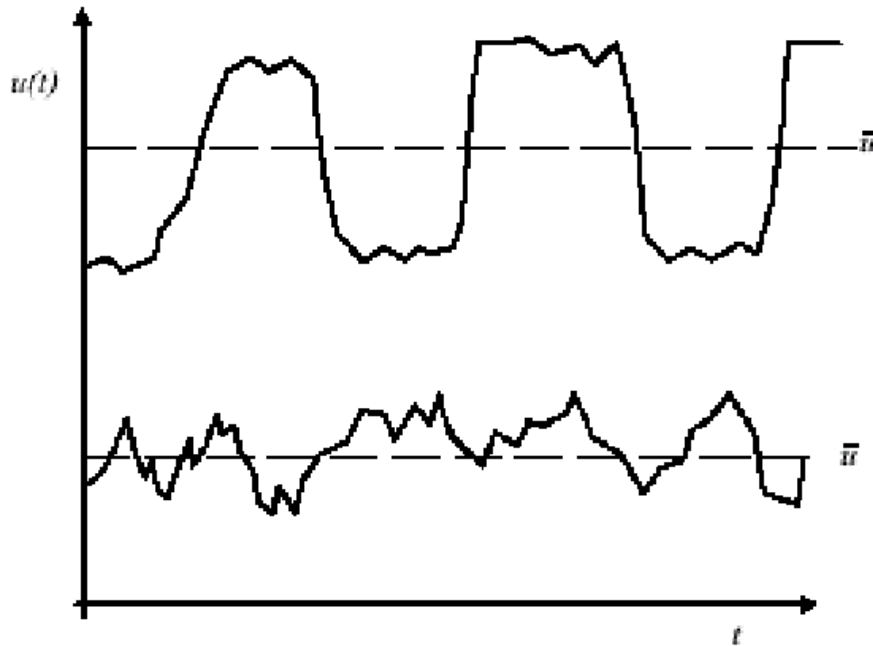


Figura 41: Media temporale.

La media spaziale può essere utilizzata per flussi turbolenti omogenei, i quali mediamente non variano lungo una qualunque direzione dello spazio. Il risultato di questa operazione è dato da

$$\bar{a}_V(t) = \lim_{V \rightarrow \infty} \frac{1}{V} \int_V a(\mathbf{x}, t) dV. \quad (3.39)$$

La media completa è la più generale operazione di media applicabile ad un flusso turbolento. Si considerino N misure $a_i(\mathbf{x}, t)$ della stessa grandezza ottenute da N identici esperimenti le cui condizioni iniziali ed al contorno differiscono solo per le fluttuazioni turbolente, la media completa è definita nel seguente modo:

$$\bar{a}(\mathbf{x}, t) = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i(\mathbf{x}, t). \quad (3.40)$$

Per flussi turbolenti stazionari si può assumere che la media temporale coincida con quella completa; analogamente per flussi omogenei la media spaziale può essere assunta uguale a quella completa.

Data una qualunque grandezza istantanea, $a(\mathbf{x}, t)$, di un flusso turbolento la sua parte fluttuante o turbolenta, $a'(\mathbf{x}, t)$, è:

$$a'(\mathbf{x}, t) = a(\mathbf{x}, t) - \bar{a}(\mathbf{x}, t) \quad (3.41)$$

in altri termini una qualunque grandezza istantanea può sempre essere espressa come:

$$a(\mathbf{x}, t) = \bar{a}(\mathbf{x}, t) + a'(\mathbf{x}, t). \quad (3.42)$$

Di seguito si introducono una serie di importanti proprietà comuni a tutte e tre le operazioni di media precedentemente definite.

- La media è un'operazione lineare. Siano, infatti, a e b due arbitrarie grandezze istantanee di un flusso turbolento, e siano C_1 e C_2 due arbitrarie costanti; è immediato dimostrare che

$$\overline{C_1 a + C_2 b} = C_1 \bar{a} + C_2 \bar{b}. \quad (3.43)$$

- La media di una grandezza media coincide con la grandezza media:

$$\overline{\bar{a}} \equiv \bar{a}. \quad (3.44)$$

- La media di una grandezza fluttuante è identicamente nulla. Ricordando le due precedenti proprietà risulta, infatti:

$$\bar{a} = \overline{\bar{a} + a'} = \bar{a} + \overline{a'} = \bar{a} + \overline{a'} \Rightarrow \overline{a'} \equiv 0. \quad (3.45)$$

- La media del prodotto di due qualunque grandezze del flusso turbolento è uguale alla somma del prodotto delle medie e della media del prodotto delle parti fluttuanti. La dimostrazione si ottiene utilizzando le precedenti proprietà:

$$\overline{ab} = \overline{(\bar{a} + a')(\bar{b} + b')} = \overline{\bar{a}\bar{b} + \bar{a}b' + a'\bar{b} + a'b'} = \bar{a}\bar{b} + \overline{\bar{a}b'} + \overline{a'\bar{b}} + \overline{a'b'} = \bar{a}\bar{b} + \overline{a'b'}. \quad (3.46)$$

Poiché due qualunque grandezze istantanee di un flusso turbolento sono legate tra di loro dalle equazioni di Navier-Stokes le loro parti fluttuanti non varieranno indipendentemente l'una dall'altra e, quindi, la media del loro prodotto non sarà, in generale, nulla. Le due grandezze fluttuanti si dicono, in questo caso, correlate. Se invece la media del prodotto di due grandezze fluttuanti è nulla le grandezze fluttuanti si dicono non correlate.

Per le operazioni di media è semplice dimostrare che valgono anche le seguenti due proprietà.

- La media della derivata parziale di una arbitraria grandezza istantanea rispetto ad una qualunque direzione coincide con la derivata parziale rispetto alla stessa direzione della grandezza media:

$$\overline{\frac{\partial a}{\partial x_i}} \equiv \frac{\partial \bar{a}}{\partial x_i}. \quad (3.47)$$

- La media della derivata parziale di una arbitraria grandezza istantanea rispetto al tempo coincide con la derivata parziale rispetto al tempo della grandezza media:

$$\overline{\frac{\partial a}{\partial t}} \equiv \frac{\partial \bar{a}}{\partial t}. \quad (3.48)$$

Per ricavare le equazioni della dinamica dei flussi turbolenti e per sviluppare un qualunque modello di turbolenza non serve precisare quale operazione di media si sta utilizzando.

Per non perdere di generalità è sufficiente ammettere che l'operazione di media che si impiega rispetti tutte le proprietà sopra enunciate. Pertanto solo nel caso in cui il flusso turbolento sia effettivamente stazionario l'operazione di media coinciderà quella temporale.

3.13 Equazioni di Reynolds

Si considera un flusso viscoso turbolento incomprimibile, dove tutte le grandezze costitutive sono costanti; le equazioni che governano il moto fluido sono quelle, già viste, della quantità di moto e di continuità:

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \bullet \nabla) \mathbf{u} = -\frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \nabla^2 \mathbf{u} \quad (3.49)$$

$$\nabla \bullet \mathbf{u} = 0. \quad (3.50)$$

Nell'equazione della quantità di moto il contributo delle forze di gravità, spesso trascurabile, è stato conglobato nella pressione. Tenuto conto dell'equazione di continuità, è utile richiamare la seguente relazione matematica:

$$\nabla \bullet (\mathbf{u}\mathbf{u}) = \nabla \mathbf{u} \bullet \mathbf{u} + (\nabla \bullet \mathbf{u}) \mathbf{u} \quad (3.51)$$

la quale fornisce la seguente forma dell'equazione della quantità di moto:

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \nabla \bullet (\mathbf{u}\mathbf{u}) = -\frac{1}{\rho} \nabla p + \nu \nabla^2 \mathbf{u}. \quad (3.52)$$

Per quanto visto in precedenza la velocità e la pressione istantanee che compaiono in questa equazione possono essere decomposte come somma di una grandezza media e di una grandezza fluttuante:

$$\mathbf{u}(\mathbf{x}, t) = \bar{\mathbf{u}}(\mathbf{x}, t) + \mathbf{u}'(\mathbf{x}, t) \quad (3.53)$$

$$p(\mathbf{x}, t) = \bar{p}(\mathbf{x}, t) + p'(\mathbf{x}, t). \quad (3.54)$$

Se si applica, inoltre, un'operazione di media avente tutte le proprietà introdotte in precedenza ad ambo i membri della equazione 3.52 si ottiene:

$$\frac{\partial \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + \nabla \bullet (\bar{\mathbf{u}}\bar{\mathbf{u}}) + \nabla \bullet (\overline{\mathbf{u}'\mathbf{u}'}) = -\frac{1}{\rho} \nabla \bar{p} + \nu \nabla^2 \bar{\mathbf{u}}. \quad (3.55)$$

Il terzo termine del primo membro rappresenta la media della derivata spaziale, o convettiva, della quantità di moto turbolenta dovuta alla turbolenza e, come detto in precedenza, il suo effetto può essere rappresentato con degli opportuni sforzi turbolenti. Riutilizzando la formula 3.51 la precedente relazione può essere riscritta nella forma

$$\frac{\partial \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla) \bar{\mathbf{u}} = -\frac{1}{\rho} \nabla \bar{p} + \nu \nabla^2 \bar{\mathbf{u}} - \nabla \cdot (\overline{\mathbf{u} \mathbf{u}}). \quad (3.56)$$

La quantità $\rho \overline{\mathbf{u} \mathbf{u}}$ viene chiamata tensore degli sforzi di Reynolds e, nel seguito, viene indicata con $\boldsymbol{\tau}$; in altri termini si pone:

$$\boldsymbol{\tau} = \overline{\rho \mathbf{u} \mathbf{u}} \quad (3.57)$$

Da quanto appena detto risulta evidente che il tensore degli sforzi di Reynolds è simmetrico ed ha, pertanto, sei componenti indipendenti; ciò implica che, come anticipato nel precedente paragrafo, il flusso turbolento non trasmette momenti. Introducendo questa definizione nella relazione 3.56 e applicando la decomposizione 3.53 e l'operazione di media all'equazione di continuità 3.50, si ottengono le equazioni di Reynolds per un arbitrario flusso turbolento di un fluido omogeneo, incomprimibile e con viscosità costante:

$$\frac{\partial \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla) \bar{\mathbf{u}} = -\frac{1}{\rho} \nabla \bar{p} + \nu \nabla^2 \bar{\mathbf{u}} - \frac{1}{\rho} \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} \quad (3.58)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0. \quad (3.59)$$

L'equazione di continuità del flusso medio è identica a quella del flusso istantaneo una volta che vi si sostituisce la velocità istantanea con quella media. Sottraendo all'equazione 3.50 l'equazione 3.59 si ha:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} - \nabla \cdot \bar{\mathbf{u}} = \nabla \cdot (\mathbf{u} - \bar{\mathbf{u}}) = \nabla \cdot \mathbf{u}' = 0 \quad (3.60)$$

la quale mostra che anche il campo delle velocità fluttuanti ha le stesse caratteristiche cinematiche del campo delle velocità istantanee e medie. Per quanto riguarda l'equazione della quantità di moto media 3.58, invece, l'unica differenza formale con la corrispondente equazione della quantità di moto istantanea 3.52 è la presenza del tensore degli sforzi di Reynolds.

Si è ottenuto, in conclusione, un sistema di quattro equazioni scalari alle derivate parziali, nelle dieci incognite costituite dalle tre velocità medie, dalla pressione media e, dalle sei componenti indipendenti del tensore degli sforzi di Reynolds. Il problema affrontato dai modelli di turbolenza consiste, proprio, nel riuscire a collegare gli sforzi di Reynolds alle velocità medie, sfruttando principalmente l'osservazione, precedentemente fatta, che il moto turbolento aumenta la diffusività del flusso. Si sottolinea fin d'ora che i modelli di turbolenza, poiché hanno come scopo quello di chiudere le equazioni di Reynolds, non possono che fornire i soli valori medi delle grandezze che descrivono il flusso turbolento.

3.14 Modelli algebrici degli sforzi di Reynolds

Nei primi paragrafi si è visto che i vortici turbolenti più grandi agiscono sul flusso medio prelevando energia cinetica, e che tale energia viene trasferita, attraverso i vortici più piccoli, al moto molecolare che la trasforma in aumento di temperatura. In altri termini, il moto turbolento aumenta la dissipazione del flusso medio. Queste osservazioni portano ad ipotizzare l'esistenza di un'analogia tra gli sforzi di Reynolds e quelli viscosi. La più semplice relazione algebrica degli sforzi di Reynolds basata su tale analogia è il seguente modello proposto da Boussinesq:

$$\boldsymbol{\tau} = \frac{2}{3} \rho k \mathbf{I} - 2\mu_t \bar{\mathbf{s}} \quad (3.61)$$

dove

$$k = \frac{1}{2} \overline{\mathbf{u}' \cdot \mathbf{u}'} \quad (3.62)$$

rappresenta l'energia cinetica media per unità di massa del moto fluttuante, chiamata per brevità energia cinetica turbolenta, μ_t è la viscosità turbolenta, e $\bar{\mathbf{s}}$ indica il tensore della velocità di deformazione del flusso medio definito come

$$\bar{\mathbf{s}} = \frac{1}{2} (\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) \Rightarrow \bar{s} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.63)$$

Il modello di Boussinesq degli sforzi turbolenti è analogo al modello di Stokes degli sforzi viscosi. È importante sottolineare che la viscosità turbolenta è una proprietà del flusso turbolento e dipende, quindi, dai meccanismi di trasporto della quantità di moto turbolenta. La presenza del contributo isotropo nell'equazione 3.61 è indispensabile per ottenere la coincidenza della traccia del primo membro con quella del secondo; si ha infatti:

$$\sum_{i=1}^3 \tau_{ii} = \sum_{i=1}^3 \overline{\rho u'_i u'_i} = 2\rho k = \frac{2}{3} \rho k 3 - 2\mu_t \nabla \cdot \bar{\mathbf{u}} = 2\rho k \quad (3.64)$$

La relazione 3.61 deve essere completata da un modello della viscosità turbolenta e da un modello dell'energia cinetica turbolenta. Per quanto riguarda la viscosità turbolenta, poiché si è osservato che le interazioni più significative sul flusso medio sono dovute ai vortici più grandi del flusso turbolento, se si indicano con u^* e t^* , rispettivamente, una opportuna scala delle velocità ed un opportuna scala dei tempi di tali vortici, si può assumere che:

$$\mu_t = \rho \nu_t = \rho C_\mu^* u^{*2} t^* \quad (3.65)$$

Se, inoltre, si osserva che i vortici più grandi del flusso turbolento contengono quasi tutta la sua energia cinetica, la precedente relazione diventa:

$$\mu_t = \rho C_\mu k t^* \quad (3.66)$$

dove C_μ è un coefficiente adimensionale che dipende dalla tipologia del flusso turbolento. Sostituendo questa relazione nel modello algebrico 3.61 si ottiene:

$$\tau = \frac{2}{3} \rho \kappa I - 2 \rho C_\mu k t^* \bar{s} \quad (3.67)$$

dalla quale risulta che è necessario modellare almeno due grandezze turbolente una delle quali è l'energia cinetica turbolenta.

Il modello di Boussinesq utilizzato con un valore costante di C_μ è particolarmente preciso nell'analisi di flussi turbolenti confinati, nei quali l'effetto degli sforzi di Reynolds di taglio è predominante. L'accuratezza delle sue previsioni, invece, può drasticamente diminuire nei flussi caratterizzati da:

- zone di transizione,
- forti gradienti di pressione,
- forti accelerazioni e decelerazioni,
- velocità di deformazioni di taglio non predominanti,
- forze di massa,
- separazioni e ricircolazioni,
- zone di ristagno e riattacco,
- moti secondari,
- effetti tridimensionali,
- effetti di comprimibilità e onde d'urto,
- reazioni chimiche e irraggiamento,
- fasi e componenti multipli.

Nonostante le numerose limitazioni, il modello di Boussinesq è ancora il più utilizzato nelle applicazioni tecniche e nella progettazione fluidodinamica a causa della sua robustezza ed efficienza numerica. Le due più importanti alternative a tale modello sono costituite dai cosiddetti *modelli algebrici non lineari degli sforzi di Reynolds* e dai modelli basati sulla soluzione dell'equazione differenziale di trasporto degli sforzi di Reynolds.

3.15 Equazione dell'energia cinetica turbolenta

L'equazione del trasporto dell'energia cinetica turbolenta è l'equazione fondamentale dei metodi basati sui modelli algebrici degli sforzi di Reynolds. Questa equazione descrive l'andamento dell'energia cinetica turbolenta all'interno del flusso medio.

L'energia cinetica media per unità di massa di un flusso turbolento, K , è data dalla somma dell'energia cinetica del moto medio \bar{k} e dell'energia cinetica turbolenta k :

$$k = \frac{1}{2} \overline{\mathbf{u} \bullet \mathbf{u}} = \frac{1}{2} \overline{(\bar{\mathbf{u}} \bullet \bar{\mathbf{u}} + 2\bar{\mathbf{u}} \bullet \mathbf{u}' + \mathbf{u}' \bullet \mathbf{u}')} = \frac{1}{2} \bar{\mathbf{u}} \bullet \bar{\mathbf{u}} + \frac{1}{2} \overline{\mathbf{u}' \bullet \mathbf{u}'} = \bar{k} + k \quad (3.68)$$

Se si moltiplica scalarmente l'equazione di Reynolds (29) per la velocità media:

$$\left(\frac{\partial \bar{\mathbf{u}}}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla) \bar{\mathbf{u}} \right) \cdot \bar{\mathbf{u}} = \left(-\frac{1}{\rho} \nabla \bar{p} + u \nabla^2 \bar{\mathbf{u}} - \frac{1}{\rho} \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} \right) \cdot \bar{\mathbf{u}} \quad (3.69)$$

e si sviluppano tutti i termini si ottiene l'equazione del trasporto dell'energia cinetica del moto medio:

$$\frac{\partial \bar{k}}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla) \bar{k} = -\frac{1}{\rho} \nabla \cdot (\bar{p} \bar{\mathbf{u}}) - \nabla \cdot (\boldsymbol{\tau} \cdot \bar{\mathbf{u}}) + 2u \nabla \cdot (\bar{\mathbf{s}} \cdot \bar{\mathbf{u}}) + \frac{1}{\rho} \boldsymbol{\tau} : \bar{\mathbf{s}} - 2u \bar{\mathbf{s}} : \bar{\mathbf{s}} \quad (3.70)$$

I termini dell'equazione sono, nell'ordine da sinistra a destra:

- 1) La variazione locale dell'energia cinetica del moto medio;
- 2) La variazione spaziale dell'energia cinetica del moto medio;
- 3) Il trasporto (o lavoro esterno) del flusso medio dovuto alla pressione media;
- 4) Il trasporto (o lavoro esterno) del flusso medio dovuto agli sforzi di Reynolds;
- 5) Il trasporto (o lavoro esterno) dell'energia cinetica media dovuta agli sforzi viscosi;
- 6) Il lavoro interno fatto dagli sforzi di Reynolds;
- 7) Il lavoro interno fatto dagli sforzi viscosi.

Analogamente a quanto appena fatto, sottraendo all'equazione di Navier-Stokes 3.55 l'equazione di Reynolds 3.58, moltiplicando scalarmente per la velocità fluttuante ed eseguendo un'operazione di media, si ricava l'equazione dell'energia cinetica turbolenta:

$$\frac{\partial k}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla) k = -\frac{1}{\rho} \nabla \cdot (\overline{p \mathbf{u}'}) - \nabla \cdot \left(\frac{1}{2} \rho \overline{(\mathbf{u}' \cdot \mathbf{u}') \mathbf{u}'} \right) + u \nabla^2 k - \frac{1}{\rho} \boldsymbol{\tau} : \bar{\mathbf{s}} - 2u \overline{\nabla \mathbf{u}' : \nabla \mathbf{u}'} \quad (3.71)$$

I sette termini, da sinistra a destra rappresentano:

- 1) La variazione locale dell'energia cinetica turbolenta;
- 2) La variazione spaziale dell'energia cinetica turbolenta;
- 3) Il trasporto del flusso turbolento dovuto alla pressione fluttuante;
- 4) Il trasporto del flusso turbolento dovuto agli sforzi di Reynolds;
- 5) Il trasporto dell'energia cinetica turbolenta dovuta agli sforzi viscosi;
- 6) Il lavoro interno fatto dagli sforzi di Reynolds;
- 7) Il lavoro interno fatto dagli sforzi viscosi.

Il lavoro fatto dagli sforzi di Reynolds è presente, cambiato di segno, in entrambe le equazioni dell'energia cinetica; in quasi tutti i flussi turbolenti il suo valore è positivo nell'equazione 3.71 mentre è negativo nella 3.70. Questo fatto è conseguenza del meccanismo di trasferimento dell'energia cinetica dal moto medio a quello turbolento che provoca una "produzione" di energia cinetica turbolenta a scapito di quella del moto medio. Il lavoro degli sforzi viscosi sul flusso turbolento è sempre negativo ed è il risultato della conversione di energia cinetica turbolenta in aumento di temperatura del fluido. Tale termine è dello stesso ordine di grandezza del lavoro degli sforzi di Reynolds e quindi non può mai essere trascurato.

Introducendo nell'equazione dell'energia cinetica turbolenta il modello degli sforzi di Reynolds 3.61 risulta:

$$\frac{\partial k}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \cdot \nabla)k = -\frac{1}{\rho} \nabla \cdot \left(\overline{p' \mathbf{u}'} + \frac{1}{2} \rho \overline{(\mathbf{u}' \cdot \mathbf{u}') \mathbf{u}} \right) + u \nabla^2 k + 2C_{\mu} k \bar{s} : \bar{s} - 2u \overline{\nabla \mathbf{u}' : \nabla \mathbf{u}'} \quad (3.72)$$

3.16 Equazioni di Navier-Stokes mediate

Le equazioni di Navier-Soker mediate, alle quali ci si riferisce come equazioni RANS (*Reynolds-averaged Navier-Stokes equations*) sono equazioni di Navier-Stokes dove le grandezze risultano non più istantanee, ma mediate in un certo periodo di tempo, sufficientemente piccolo rispetto ai fenomeni che si vogliono seguire, ma sufficientemente grande rispetto ai disturbi della turbolenza.

Lo strumento principale per la derivazione delle equazioni RANS è la decomposizione di Reynolds, una tecnica matematica per separare le parti medie e fluttuanti di una quantità. Ad esempio, per una quantità \mathbf{u} la decomposizione sarebbe:

$$\mathbf{u}(x, y, z, t) = \overline{\mathbf{u}(x, y, z)} + \mathbf{u}'(x, y, z, t) \quad (3.73)$$

dove $\bar{\mathbf{u}}$ rappresenta la media rispetto al tempo di \mathbf{u} (anche chiamata componente stazionaria) e \mathbf{u}' la parte fluttuante (o perturbazione). Le perturbaioni sono definite in modo tale che la loro media nel tempo è zero. Questo rende possibile la semplificazione delle equazioni di Navier-Stokes sostituendo la somma delle componenti stazionarie e delle perturbazioni al profilo di velocità e prendendo il valore medio. L'equazione risultante conterrà quindi un termine non lineare conosciuto come *Reynolds stress* che da "origine" alla turbolenza.

Le proprietà degli operatori di Reynolds sono utili per la derivazione delle equazioni RANS. Utilizzando queste proprietà, le equazioni di Navier-Stokes per il moto, espresse in notazione tensoriale, sono (per un fluido newtoniano incomprimibile):

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.74)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = f_i - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_i \partial x_j} \quad (3.75)$$

Dove f_i rappresenta il vettore delle forze esterne. Ogni quantità istantanea può essere scomposta nelle sue componenti mediate nel tempo e fluttuanti ottenendo:

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.76)$$

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \overline{u'_j \frac{\partial u'_i}{\partial x_j}} = \bar{f}_i - \frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_i \partial x_j} \quad (3.77)$$

L'equazione della conservazione della quantità di moto può anche essere scritta come:

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} = \bar{f}_i - \frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_i \partial x_j} - \overline{\frac{\partial u'_i u'_j}{\partial x_j}} \quad (3.78)$$

Che, dopo ulteriori riarrangiamenti porta a:

$$\rho \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \rho \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} = \rho \bar{f}_i + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[-\bar{p} \delta_{ij} + 2\mu \bar{S}_{ij} - \overline{\rho u'_i u'_j} \right] \quad (3.79)$$

dove:

$$\bar{S}_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \quad (3.80)$$

È la media del tensore delle tensioni. Infine, siccome l'integrazione rispetto al tempo elimina la dipendenza da esso dei termini risultanti, la derivata rispetto al tempo deve essere eliminata, conducendo alla:

$$\rho \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} = \rho \bar{f}_i + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[-\bar{p} \delta_{ij} + 2\mu \bar{S}_{ij} - \overline{\rho u'_i u'_j} \right] \quad (3.81)$$

Per chiudere l'equazione dell'energia cinetica turbolenta è indispensabile modellare i termini di trasporto delle pressioni fluttuanti e degli sforzi di Reynolds, il termine che rappresenta il lavoro interno degli sforzi viscosi e, inoltre, scegliere e modellare una nuova grandezza turbolenta che consenta di descrivere la scala dei tempi t^* . In questo modo il modello degli sforzi di Reynolds 3.67 risulterà chiuso.

3.17 Modello k-ε standard

Il modello k-ε standard è di gran lunga il modello di turbolenza più utilizzato, soprattutto in campo industriale. Questo modello è numericamente robusto ed efficiente e, in molti casi, fornisce previsioni che possono essere considerate ragionevolmente realistiche.

L'equazione dell'energia cinetica turbolenta può essere riscritta come

$$\frac{\partial k}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \bullet \nabla) k = P - \varepsilon + D + u \nabla^2 k \quad (3.82)$$

nella quale

$$P = 2C_\mu k t^* \bar{s} : \bar{s}, \varepsilon = 2u \overline{\nabla \mathbf{u}' : \nabla \mathbf{u}'}, D = -\nabla \bullet \left(\frac{1}{\rho} \overline{p' \mathbf{u}'} + \frac{1}{2} \overline{(\mathbf{u}' \bullet \mathbf{u}') \mathbf{u}'} \right) \quad (3.83)$$

Il modello k-ε standard utilizza un'equazione del trasporto della velocità di dissipazione sia per risolvere l'equazione di k sia per definire la scala dei tempi t^* nel modo seguente

$$t^* = \frac{k}{\varepsilon} \quad (3.84)$$

Inserendo questa relazione nell'espressione algebrica degli sforzi di Reynolds ed in quella della produzione si ottengono:

$$\boldsymbol{\tau} = \frac{2}{3} \rho \kappa \mathbf{I} - 2\rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \bar{\mathbf{s}} \quad (3.85)$$

$$\mathbf{P} = 2C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \bar{\mathbf{s}} : \bar{\mathbf{s}} \quad (3.86)$$

L'ultima quantità che resta da modellare è la diffusione turbolenta. Allo scopo si ipotizza che ci sia un'analogia tra i meccanismi di diffusione turbolenta e quella molecolare. Da ciò risulta che il trasporto di una grandezza fluttuante (o molecolare) ϕ' dovuto al moto fluttuante (o molecolare) u' può essere espresso, a meno del segno, come il prodotto di un coefficiente di diffusione λ_t per il gradiente della grandezza media (o macroscopica) $\bar{\phi}$ corrispondente a ϕ' . In altri termini si ha:

$$\overline{\phi' u'} = -\lambda_t \nabla \bar{\phi} \quad (3.87)$$

Applicando tale relazione al trasporto dovuto agli sforzi di Reynolds si ottiene il modello della diffusione turbolenta. Per quanto riguarda il trasporto dovuto alla pressione, poichè è molto difficile da misurare, i suoi effetti vengono modellati calibrando opportunamente il valore del coefficiente di diffusione. In conclusione si ha:

$$\frac{1}{\rho} \overline{p' u'} + \frac{1}{2} \overline{(u' \bullet u') u'} = -\lambda_t \nabla k = -\frac{v_t}{\sigma_k} \nabla k \quad (3.88)$$

nella quale $v_t = \mu_t / \rho$ è la viscosità cinematica turbolenta, e σ_k è una costante adimensionale che si determina sperimentalmente.

Sostituendo le espressioni 3.88 e 3.86 nell'equazione 3.82 si ottiene la forma finale dell'equazione dell'energia cinetica turbolenta:

$$\frac{\partial k}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \bullet \nabla) k = 2C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \bar{\mathbf{s}} : \bar{\mathbf{s}} - \varepsilon + \nabla \bullet \left[\left(\frac{v_t}{\sigma_k} + u \right) \nabla k \right] \quad (3.89)$$

A differenza dell'equazione di k , l'equazione modellata della velocità di dissipazione ε si basa molto meno sulla derivazione esatta dei singoli termini utilizzando maggiormente considerazioni di carattere empirico. Con qualche difficoltà in più rispetto all'equazione di k è possibile ottenere l'equazione esatta del trasporto di ε . Tuttavia tutti i suoi termini tranne la derivata totale e la diffusione viscosa devono essere modellati. Senza entrare nei dettagli della sua derivazione, la forma finale dell'equazione standard della velocità di dissipazione è:

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + (\bar{\mathbf{u}} \bullet \nabla) \varepsilon = C_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon}{k} \mathbf{P} - C_{\varepsilon 2} \frac{\varepsilon^2}{k} + \nabla \bullet \left[\left(\frac{v_t}{\sigma_\varepsilon} + u \right) \nabla \varepsilon \right] \quad (3.90)$$

Questa equazione è simile a quella ottenuta per l'energia cinetica turbolenta. Infatti i termini di produzione e dissipazione di k compaiono moltiplicati per le costanti dimensionali $C_{\varepsilon 1}$ e $C_{\varepsilon 2}$ e per la scala dei tempi $t^* = k/\varepsilon$. Il lavoro fatto dagli sforzi di Reynolds e il lavoro degli sforzi viscosi hanno un andamento molto simile in quasi tutti i flussi turbolenti. L'equazione di ε è stata ottenuta assumendo che gli effetti degli sforzi di Reynolds e di quelli viscosi siano proporzionali ai corrispondenti termini dell'equazione dell'energia cinetica. In questo modo l'entità delle variazioni di k è dello stesso ordine di grandezza dell'entità delle variazioni di ε .

I valori di tutte le costanti che compaiono nelle equazioni 3.85, 3.89 e 3.90 si determinano dalla media della regressione di dati sperimentali di numerose tipologie di flussi turbolenti. I valori del modello k- ε standard sono:

$$C_{\mu} = 0.09, \sigma_k = 1.00, \sigma_{\varepsilon} = 1.30, C_{\varepsilon 1} = 1.44, C_{\varepsilon 2} = 1.92 \quad (3.91)$$

3.17.1 Modelli vicino a parete

In vicinanza delle pareti solide i flussi turbolenti rallentano bruscamente dando origine a forti gradienti del campo di velocità che richiedono un elevato numero di celle per essere calcolati accuratamente. A causa del forte rallentamento il flusso passa dal regime turbolento a quello laminare rendendo inutilizzabili i modelli di turbolenza descritti in precedenza. Il problema della simulazione del campo di moto in prossimità delle pareti può essere risolto in due modi:

- utilizzando il *metodo delle funzioni di parete standard*,
- o estendendo fino a parete la validità delle equazioni del modello k- ε standard.

Nel primo caso le equazioni dei modelli di turbolenza vengono risolte ad una opportuna distanza dalle pareti, mentre la parte restante del campo di moto è simulata utilizzando alcune relazioni algebriche derivanti dalle equazioni dello strato limite; l'obiettivo è di non risolvere il flusso nella regione vicino a parete maggiormente influenzata dagli effetti viscosi in modo da introdurre minime modifiche ai modelli, e utilizzare un ridotto numero di celle. Nel secondo caso, invece, i modelli di turbolenza vengono opportunamente modificati per poter essere risolti in tutto il campo di moto fino alle pareti.

Per sviluppare entrambe le metodologie è indispensabile considerare lo sviluppo in serie di Taylor in direzione normale alla parete delle velocità fluttuanti. Se si indica con y la coordinata normale alla parete e con x e z le due direzioni a questa tangenti lo sviluppo in serie di punto iniziale $y = 0$ (McLaurin) risulta:

$$u'_i = a_i(x, z, t) + b_i(x, z, t)y + c_i(x, z, t)y^2 + d_i(x, z, t)y^3 + \dots \quad (3.92)$$

La condizione di assenza di scorrimento a parete dà $a_i = 0$, mentre il rispetto dell'equazione di continuità fornisce:

$$\frac{\partial u'_x}{\partial x} + \frac{\partial u'_y}{\partial y} + \frac{\partial u'_z}{\partial z} \equiv 0 \Rightarrow \frac{\partial b_x}{\partial x} y + \frac{\partial c_x}{\partial x} y^2 + b_y + 2c_y y + \frac{\partial b_z}{\partial z} y + \frac{\partial c_z}{\partial z} y^2 + \dots \equiv 0 \Rightarrow b_y = 0 \quad (3.93)$$

Inserendo nell'equazione 3.92 quest'ultime relazioni e ricordando le definizioni di τ , k e ε , si ottengono gli sviluppi:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^+ &= a_{xy}y^{+3} + b_{xy}y^{+4} + \dots, \\ k^+ &= a_k y^{+2} + b_k y^{+3} + c_k y^{+4} + \dots, \\ \varepsilon^+ &= 2a_\varepsilon + 4b_\varepsilon y^+ + c_\varepsilon y^{+2} + \dots\end{aligned}\tag{3.94}$$

nei quali le grandezze adimensionali:

$$y^+ = \frac{u_\tau}{\nu} y, k^+ = \frac{k}{u_\tau^2}, \varepsilon^+ = \frac{\varepsilon \nu}{u_\tau^4}, \tau_{xy}^+ = \frac{\tau_{xy}}{\rho u_\tau^2}\tag{3.95}$$

sono definite esprimendo la velocità di attrito u_τ :

$$u_\tau = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}.\tag{3.96}$$

3.18 Modelli k -omega

Uno dei maggiori problemi nella modellazione della turbolenza è la previsione accurata della separazione del flusso da una superficie liscia. I modelli standard a due equazioni spesso falliscono nello stabilire l'inizio e la quantità della separazione del flusso in presenza di gradiente avverso di pressione. Questo rappresenta però un importante fenomeno in molte applicazioni tecniche, in particolare per l'aerodinamica degli aeroplani dove le caratteristiche dello stallo sono controllate dalla separazione del flusso dal profilo alare.

In generale, i modelli di turbolenza basati sull'equazione ε predicono l'inizio della separazione troppo tardi e successivamente ne sottostimano l'entità. Questo è problematico perchè fornisce, ad esempio, una fin troppo ottimistica stima delle prestazioni del profilo alare. I modelli sviluppati per risolvere questo problema hanno dimostrato un aumento significativo dell'accuratezza della previsione della separazione in moltissime applicazioni industriali.

Attualmente i modello a due equazioni più rilevanti sono il $k - \omega$ e il $k - \omega$ *Shear Stress Transport* (SST) che fornisce una migliore previsione dell'inizio della separazione di flusso e una stima più accurata dell'entità della stessa sotto l'effetto di gradienti di pressione negativi attraverso l'inclusione degli effetti del trasporto nella formulazione della *eddy-viscosity*. La superiorità di questo modello è stata dimostrata in un gran numero di studi di validazione.

Il modello SST è stato sviluppato per sopperire ai difetti dei modelli $k - \omega$ e $k - \omega$ BSL. Di conseguenza si raccomanda di utilizzare il modello SST al loro posto.

Il modello k -omega è un modello a due equazioni, il che significa che include due equazioni di trasporto extra per rappresentare le proprietà turbolente del flusso. La prima variabile di trasporto è

l'energia cinetica k , mentre la seconda è la dissipazione specifica ω . Essa determina la scala della turbolenza, mentre la prima variabile, k , ne determina l'energia.

3.18.1 Calcolo delle condizioni al contorno per il modello k -omega

Uno dei vantaggi della formulazione $k - \omega$ è la gestione del comportamento a parete per le computazioni a basso numero di Reynolds. Il modello non coinvolge le complesse funzioni nonlineari richieste per il modello $k - \varepsilon$ ed è di conseguenza più accurato e robusto. Un modello $k - \varepsilon$ con bassi numeri di Reynolds richiederebbe tipicamente una risoluzione vicino a parete $y^+ < 0.2$, mentre un modello $k - \omega$ richiederebbe $y^+ < 2$.

Il modello $k - \omega$ assume che la viscosità turbolenta è legata all'energia cinetica turbolenta e alla frequenza turbolenta attraverso la relazione:

$$\mu_t = \rho \frac{k}{\omega} \quad (3.97)$$

3.18.2 Il modello k -omega di Wilcox

Il modello sviluppato da Wilcox risolve due equazioni di trasporto, una per l'energia cinetica k e l'altra per la frequenza turbolenta ω . Il tensore degli sforzi è derivato dal concetto della viscosità di eddy. L'equazione dell'energia cinetica:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i k) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_i} \right] + P_k - \beta' \rho k \omega + P_{kb} \quad (3.98)$$

Mentre l'equazione della frequenza:

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho u_i \omega) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \right) \frac{\partial \omega}{\partial x_i} \right] + \alpha \frac{\omega}{k} P_k - \beta \rho \omega^2 + P_{\omega b} \quad (3.99)$$

In aggiunta alle variabili indipendenti, la densità e il vettore velocità sono trattati come quantità conosciute dal metodo Navier-Stokes. Le costanti del modello sono:

$$\beta' = 0.09, \alpha = 5/9, \beta = 0.075, \sigma_k = 2, \sigma_\omega = 2 \quad (3.100)$$

Il tensore degli sforzi di Reynolds è calcolato dalla:

$$-\overline{\rho u_i u_j} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \delta_{ij} \left(\rho k + \mu_t \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \quad (3.101)$$

Fonti

- Ansys FLUENT *user's manual*

Quarta parte: Analisi CFD

4.1 Introduzione

La seguente analisi CFD presenta un modello per la valutazione delle prestazioni della turbina eolica Darrieus descritta nella seconda parte di questo lavoro. Una campagna di simulazioni è stata condotta per l'ottenimento di un risultato indipendente dalla discretizzazione del dominio e dalla dimensione del time step. Successivamente sono state eseguite delle nuove simulazioni per validare il modello attraverso il confronto con i dati sperimentali raccolti dal Sandia National Laboratories.

Il pacchetto commerciale CFD adottato è FLUENT 14.0 che implementa le equazioni RANS 2D utilizzando un solutore basato sul metodo degli elementi finiti. Il fluido è stato considerato incomprimibile, essendo la velocità massima nell'ordine dei 10 m/s.

4.2 Modello

Sono state realizzate delle sezioni trasversali della turbina per l'analisi fluidodinamica 2D. Sfruttando la simmetria del problema, solo le sezioni ad una quota pari o superiore a $z = 1000$ mm sono state prese in considerazione, in modo tale da dimezzare i tempi di calcolo. Le sezioni sono state prese alle quote riportate in Tabella 1, dove sono anche evidenziate le distanze delle corde dei profili dall'albero rotore. Nella rappresentazione bidimensionale non è stata variata la forma geometrica della sezione, che invece è rimasta sempre costante per ognuna delle quote elencate sotto e uguale a quella della quota a 1000 mm.

Quota [mm]	Raggio [mm]
1000	967.01
1125	954.91
1250	917.01
1375	847.91
1500	732.31
1625	553.41
1750	369.01
1875	184.41

Tabella 1: Quote e corrispettivi raggi delle sezioni realizzate.

4.3 Discretizzazione spaziale

Dal momento che si volevano analizzare le prestazioni di una macchina rotante, era necessario utilizzare due griglie in moto relativo l'una rispetto all'altra. La discretizzazione del dominio computazionale in due zone ha quindi portato alla definizione delle due distinte sotto-griglie:

- una rettangolare, a simulare la sezione in piano della galleria del vento, con una apertura circolare centrata sull'asse di rotazione della turbina;

- una circolare, con raggio pari a quello dell'apertura descritta sopra, rotante con velocità angolare ω .

La mesh è stata realizzata utilizzando il software Pointwise V17.0 Release 2.

4.4 Discretizzazione temporale

Come evidenziato da McMullen et al. [1] il calcolo dei flussi non stazionari nelle turbomacchine comporta un gravoso impegno di memoria e lunghi tempi computazionali. Per le simulazioni effettuate, si è deciso di operare una discretizzazione temporale imponendo che il time step fosse tale da consentire al rotore di effettuare una rotazione di 1° . Raciti et al. [2] hanno dimostrato che adottare una migliore discretizzazione temporale non comporta variazioni significative. Anche in questo studio è comunque stata realizzata un'analisi per quantificare la sua influenza verificando quanto fatto in precedenza.

Per tutta la campagna di simulazioni la velocità di rotazione della turbina è stata mantenuta costante e pari a 400 rpm. Il time step scelto per le simulazioni in transitorio è stato scelto pari a 0.0004166667 s in modo tale che ad ogni time step il rotore realizzasse una rotazione di 1° .

Il criterio di convergenza adottato per tutte le simulazioni prevedeva che il coefficiente di coppia medio non superasse una deviazione dell'1% rispetto ai valori del periodo precedente, corrispondente ad una rotazione di 360° . Il criterio di convergenza per i residui per ogni time step è stato fissato a 10^{-5} .

I calcoli sono effettuati in doppia precisione. Il suo utilizzo risulta significativo per il problema analizzato perchè le differenze relative sono significative: la griglia presenta grande differenza fra gli elementi più grandi e gli elementi più piccoli; la geometria è estesa, ma contiene piccoli e significativi particolari; il flusso presenta considerevoli variazioni di pressione e velocità. La doppia precisione, inoltre, è sempre più accurata, anche se richiede più memoria e circa il 30 – 50 % di tempo computazionale in più rispetto alla precisione singola. Tuttavia la singola precisione non ha sufficiente risoluzione per risolvere accuratamente gli elementi più piccoli, e questo può portare a comportamenti instabili del risolutore e a probabili divergenze.

Studi recenti sugli effetti della modellazione della turbolenza per la previsione dello stallo dinamico di un profilo NACA 0012 beccheggianti hanno dimostrato che il modello $k-\omega$ SST risulta essere il più appropriato per le equazioni URANS utilizzate [3]. Quindi si è deciso di utilizzarlo anche per la presente analisi.

Le impostazioni del solutore sono riassunte nella seguente tabella:

Tipo di solutore:	Pressure Based
Modello di turbolenza:	k- ω SST
Schema di soluzione:	Coupled
Discretizzazione spaziale:	Secondo ordine
Discretizzazione temporale:	Secondo ordine
Valore dei residui [-]	0.00001

Dimensione del time-step [s]	0.000416667
-------------------------------------	-------------

Tabella 2: Impostazioni del solutore.

4.5 Mesh di base

Le dimensioni della mesh di base sono riassunte schematicamente nella Figura 42.

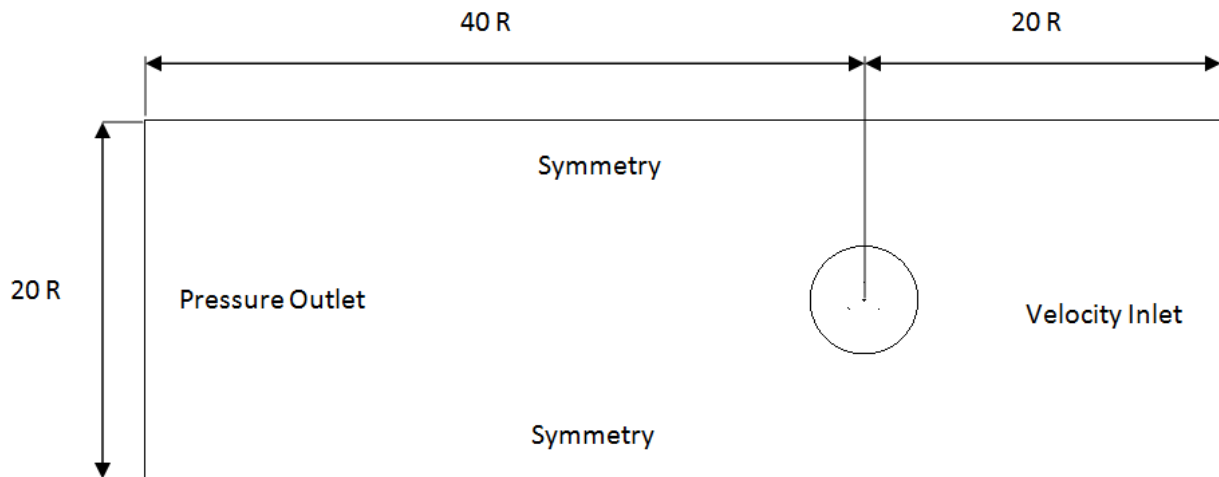


Figura 42: Dominio della mesh di base.

Sono poi illustrate alcune immagini della mesh.

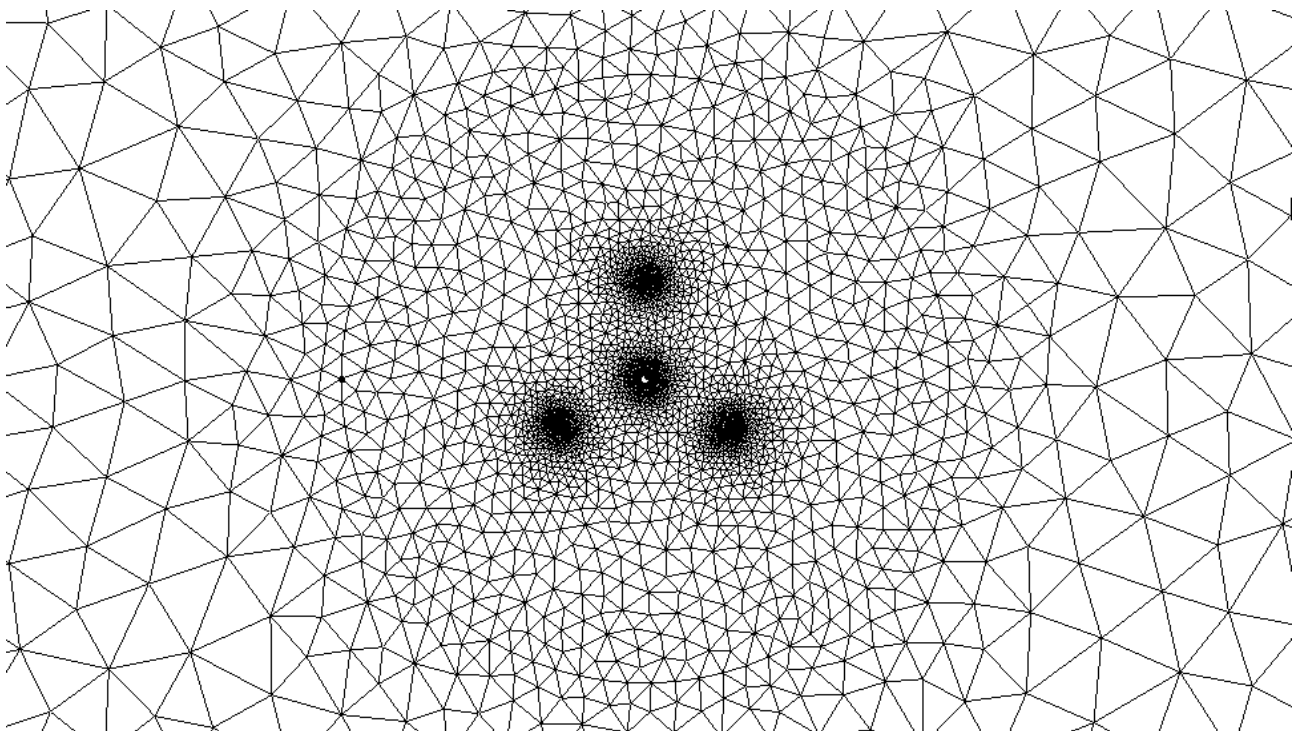


Figura 43: Dettaglio della circonferenza rotante della mesh di base.

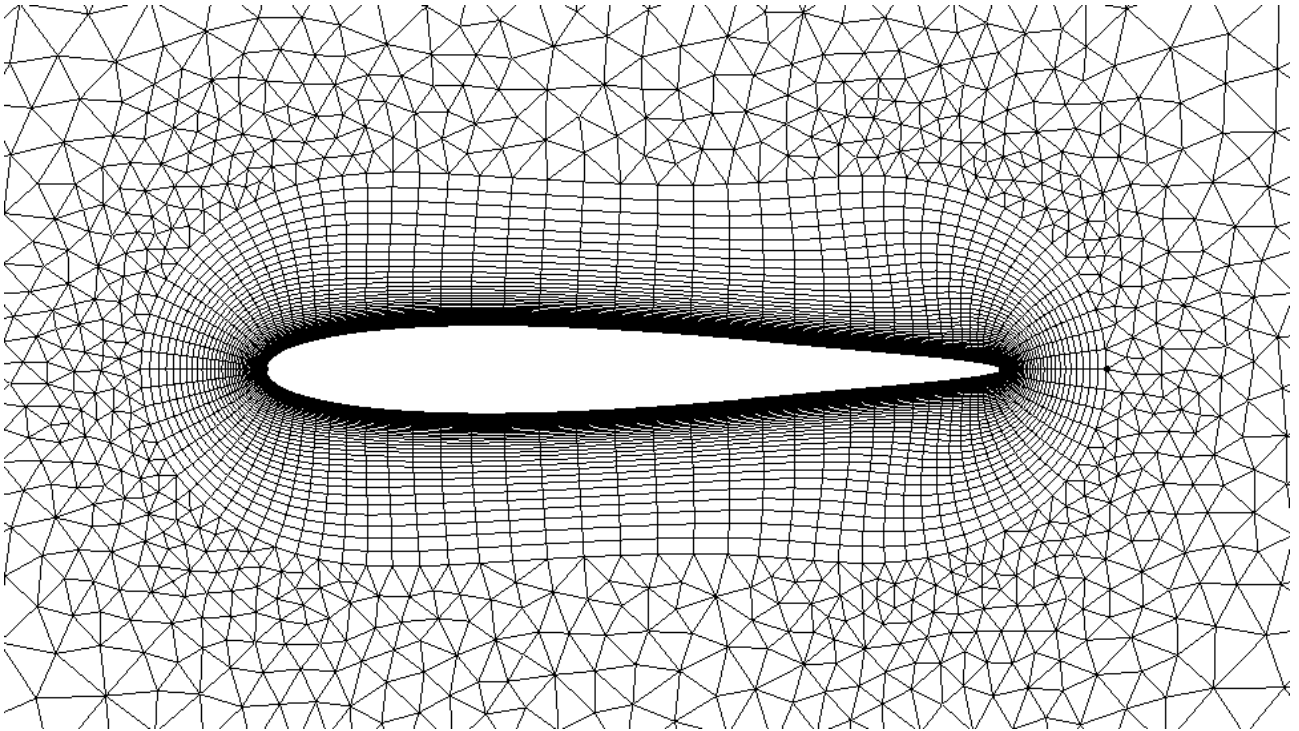


Figura 44: Dettaglio della mesh di base attorno al profilo di una pala.

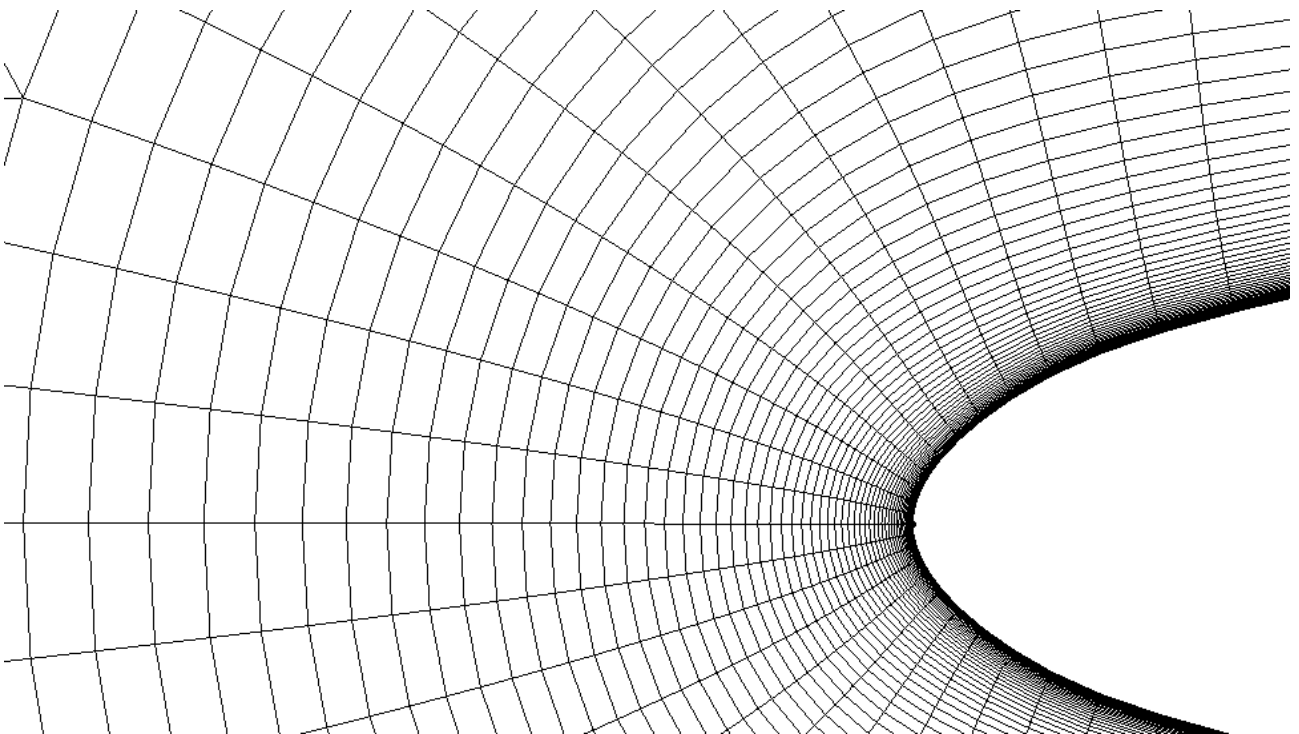


Figura 45: Dettaglio della mesh di base sulla testa del profilo.

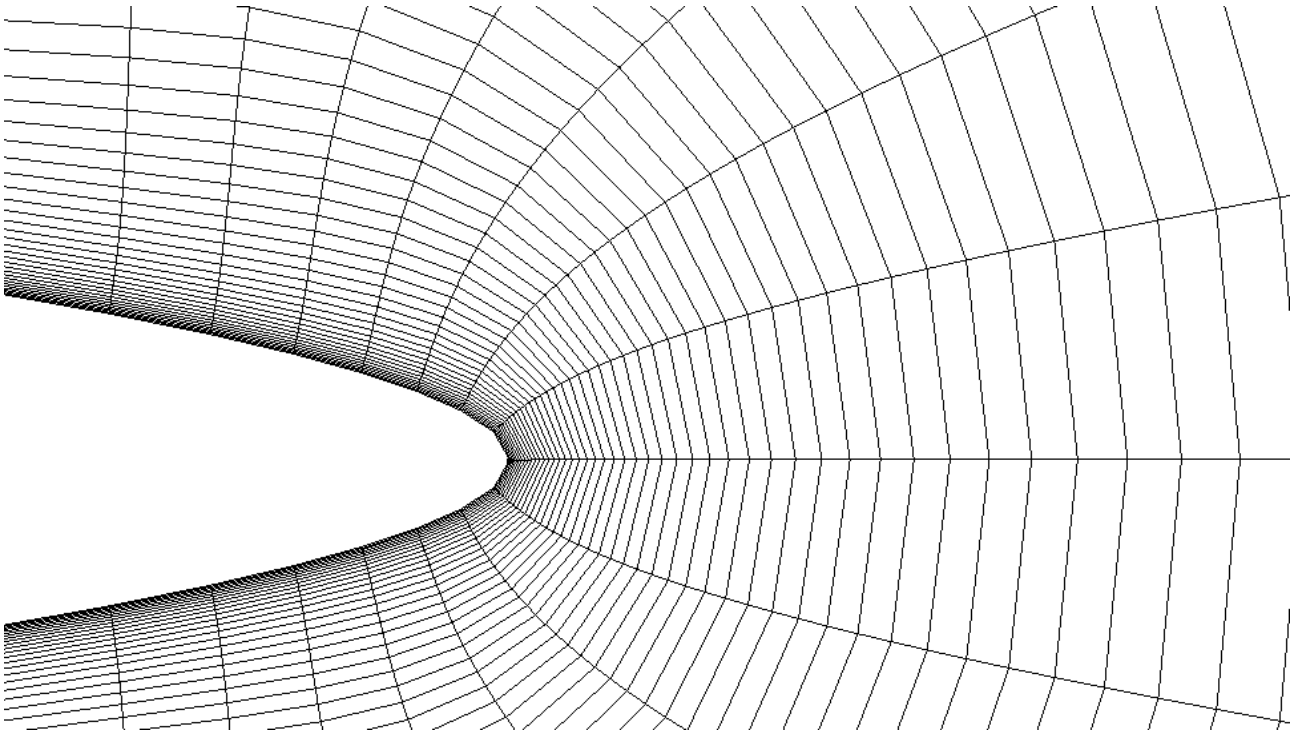


Figura 46: Dettaglio della mesh di base sulla coda del profilo.

Le simulazioni sono state condotte mantenendo costante la velocità di rotazione della turbina, pari a 400 rpm, ma variando la velocità del vento indisturbato imponendo le seguenti velocità come condizioni al contorno per il *Velocity Inlet*.

Velocità [m/s]	λ [-]
5.86	7
6.84	6
8.21	5
10.26	4

Tabella 3: Velocità e rispettivi λ utilizzati per le simulazioni.

Si sono quindi ottenuti i seguenti risultati.

$\lambda = 5$				
Altezza [m]	Raggio [m]	Giri	Coppia [Nm]	Errore percentuale [%]
1	0.967	8	7.0038	0.84
1.125	0.9549	8	6.923237109	0.82
1.25	0.917	8	6.907088416	0.74
1.375	0.8479	7	6.297469032	0.93
1.5	0.7323	5	4.151773263	0.87
1.625	0.5534	4	0.834629926	0.77
1.75	0.369	8	0.01	107.00
1.875	0.1844	8	-0.1	11.00

$\lambda = 6$				
Altezza [m]	Raggio [m]	Giri	Coppia [Nm]	Errore percentuale [%]
1	0.967	9	3.373474006	0.95
1.125	0.9549	9	3.354331756	0.93
1.25	0.917	10	3.472546968	0.81
1.375	0.8479	9	3.3231	0.89
1.5	0.7323	8	3.078580123	0.95
1.625	0.5534	7	1.2503	0.16
1.75	0.369	7	0.0892	0.36
1.875	0.1844	-	-0.0919	3.00

$\lambda = 7$				
Altezza [m]	Raggio [m]	Giri	Coppia [Nm]	Errore percentuale [%]
1	0.967	11	1.3209	1.70
1.125	0.9549	11	1.333	1.65
1.25	0.917	13	1.47736187	0.86
1.375	0.8479	11	1.561159814	0.99
1.5	0.7323	10	1.6511	0.89
1.625	0.5534	8	1.2568	0.44
1.75	0.369	-	0.1	-
1.875	0.1844	-	-0.05	-

$\lambda = 4$				
Altezza [m]	Raggio [m]	Giri	Coppia [Nm]	Errore percentuale [%]
1	0.967	6	13.2411	0.74
1.125	0.9549	6	12.9229	0.68
1.25	0.917	4	10.64577349	0.48
1.375	0.8479	5	7.802076868	0.54
1.5	0.7323	3	2.949461254	0.62
1.625	0.5534	11	0.375408434	0.83
1.75	0.369	-	0	0.00
1.875	0.1844	5	-0.044	0.16

Tabella 4: Risultati ottenuti.

Utilizzando i risultati ottenuti da questa prima campagna di simulazioni, è stato possibile validare il modello attraverso il confronto con i dati sperimentali ricavati dai Sandia National Laboratories e raccolti nel documento *Comparison of Field and Wind Tunnel Darrieus Wind Turbine Data*. Tale confronto mette in evidenza come la curva λ - C_p ricavata numericamente, pur mostrando una forma simile a quella sperimentale, sovrastimi le prestazioni del rotore. Nella Tabella 4 sono raccolti i valori del C_p sperimentale:

λ [-]	C_p sperimentale [-]
3.05	0.08
3.55	0.14
4.1	0.22
4.5	0.28
5	0.315
5.55	0.31
5.9	0.29
6.3	0.27
6.8	0.21
7.3	0.11

Tabella 5: Dati sperimentali.

mentre in Tabella 5 i valori di C_p ricavati dall'analisi CFD per i valori di λ pari a 4, 5, 6 e 7.

λ [-]	C_p [-]
4	0.260315933
5	0.351582737
6	0.344856073
7	0.2711801

Tabella 6: Risultati CFD.

Si può così tracciare il diagramma sottostante che presenta il riassunto grafico dei risultati ottenuti.

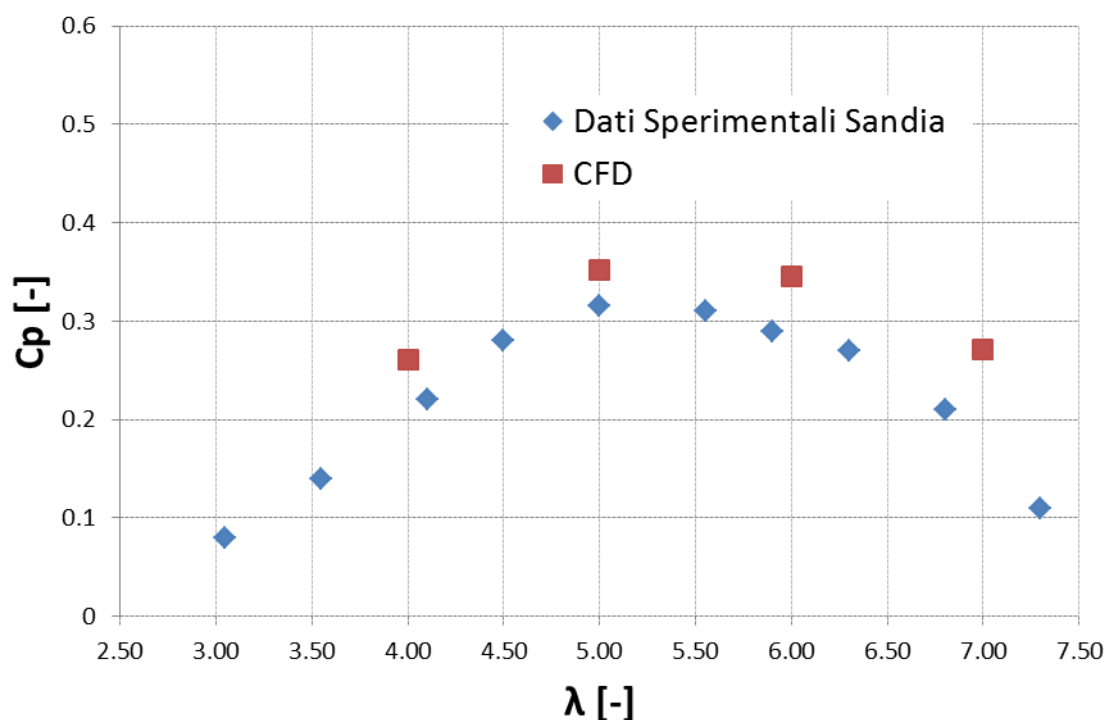


Figura 47: Confronto fra i dati sperimentali raccolti in letteratura e quelli ottenuti dall'analisi CFD.

La sovrastima delle prestazioni può essere imputata ai seguenti motivi:

- curvatura del flusso: il flusso non giace su piani orizzontali poichè presenta una certa inclinazione rispetto ad essi. Tale inclinazione è causata dalla perturbazione introdotta dalla presenza della pala stessa;
- mesh utilizzata: non è scontato che essa rappresenti la fisica del problema, ed è il motivo per cui sarà necessaria un'analisi di sensitività.

4.6 Analisi di sensitività

Sono state provate nove mesh sulla sezione centrale con lo scopo di ottenere un risultato indipendente dalla griglia. Fra tutte le griglie utilizzate si sceglierà quella più grezza per ridurre il tempo computazionale. La tabella 6 raccoglie i parametri principali di ciascuna mesh. Come si può notare sono stati variati: numero di celle a parete, l'altezza della prima cella a parete, il numero di celle nel dominio circolare e il *boundary decay* della zona circolare. Rispetto alla precedente, inoltre, sono state variate sia le dimensioni della galleria che del cerchio. Queste sono state scelte in modo tale che la scia potesse svilupparsi completamente prima di raggiungere la sezione di outlet, e che l'inlet fosse abbastanza lontano da non interferire con il campo di moto. La Figura 48 presenta la schematizzazione appena descritta.

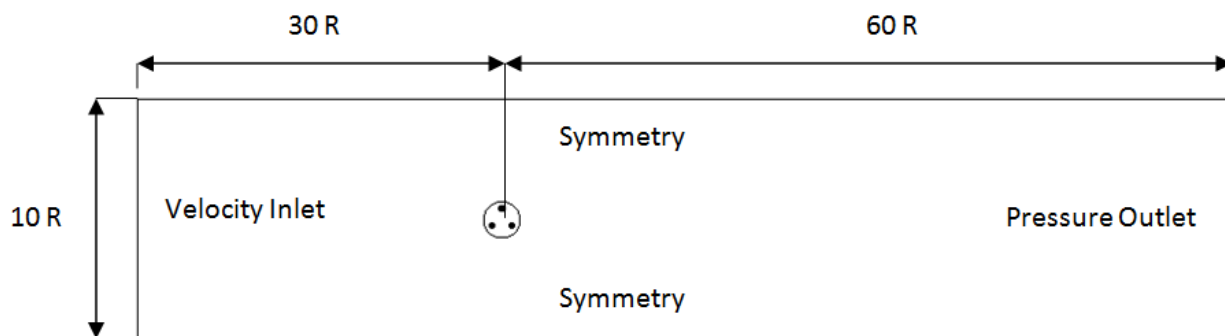


Figura 48: Dominio utilizzato per la creazione delle meshes della serie Mod.

Mod100	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	6 mm
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	780000

Mod101	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	11
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	490000

Mod102	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	20
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	350000

Mod103	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	100
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	280000

Mod102_i200	
Punti sul profilo	400
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	20
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	260000

Mod104	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.0055
Estrusione	32 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	20
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	360000

Mod105	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.0275
Estrusione	39 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	20
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	370000

Mod106	
Punti sul profilo	800
Spacing Constraints	0.075 le, 0.072 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	100
Boundary Decay cerchio	0.8
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	200000

Mod107	
Punti sul profilo	200
Spacing Constraints	0.1 le, 0.1 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	100
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	270000

Mod108	
Punti sul profilo	100
Spacing Constraints	0.1 le, 0.1 te
h0 celle strutturate [mm]	h0 0.011 mm
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	100 mm
Boundary Decay cerchio	0.98
Dimensione media celle galleria [mm]	200 mm
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	270000 celle

Tabella 7: Tabella riassuntiva dei parametri delle mesh della serie Mod. le e te indicano rispettivamente il *leading edge* e il *trailing edge*.

Ci sono alcuni aspetti da mettere in rilievo. La Mod102 presenta una variante Mod102_i200 in cui i punti sul profilo sono passati da 800 a 400 per investigare la sensitività al numero di celle a parete. Nelle Mod104 e Mod105 è stato diminuito il valore dell'altezza della prima cella a parete e di conseguenza è stato aumentato il numero delle celle estruse per avere lo stesso spessore delle celle strutturate a parete. Sono quindi state realizzate delle simulazioni per quantificare l'influenza di h_0 sulle prestazioni della macchina in modo da garantire una indipendenza dal parametro y^+ . Dal momento che l'influenza di tale modifica era nulla, sono state create le Mod106 e Mod107 utilizzando come base i parametri della 102. In Tabella 7 e in Tabella 8 sono riportati rispettivamente i diversi valori di λ utilizzati per le simulazioni e i risultati così ottenuti al variare della mesh.

Velocità [m/s]	λ [-]
6.84	6
8.21	5
10.26	4

Tabella 8: Velocità e rispettivi λ utilizzati per le simulazioni.

Mesh	Giro a convergenza	Coppia media [Nm]	Diff. percentuale [%]
Mod100	10	6.62	-
Mod101	10	6.62	0.00
Mod102	10	6.62	0.00
Mod102_i200	10	6.59	0.45
Mod103	10	6.7	1.21
Mod104	10	6.63	0.15
Mod105	10	6.62	0.00
Mod106	10	6.56	0.91
Mod107	10	5.91	10.73
Mod108	10	6.3	4.83

Tabella 9: Risultati ottenuti con le mesh della serie Mod.

Con la Mod102 è stata inoltre condotta un'analisi di sensitività sulla dimensione del time step, tale per cui permettesse una risoluzione di $\frac{1}{2}$ e $\frac{1}{4}$ di grado durante la rotazione della turbina e si è constatato che la variazione in termini di coppia risulta trascurabile. Si è quindi scelto di continuare ad utilizzare il time step più grande per diminuire i tempi computazionali.

In Figura 49 viene mostrato l'andamento della coppia ricavato utilizzando la mesh Mod102.

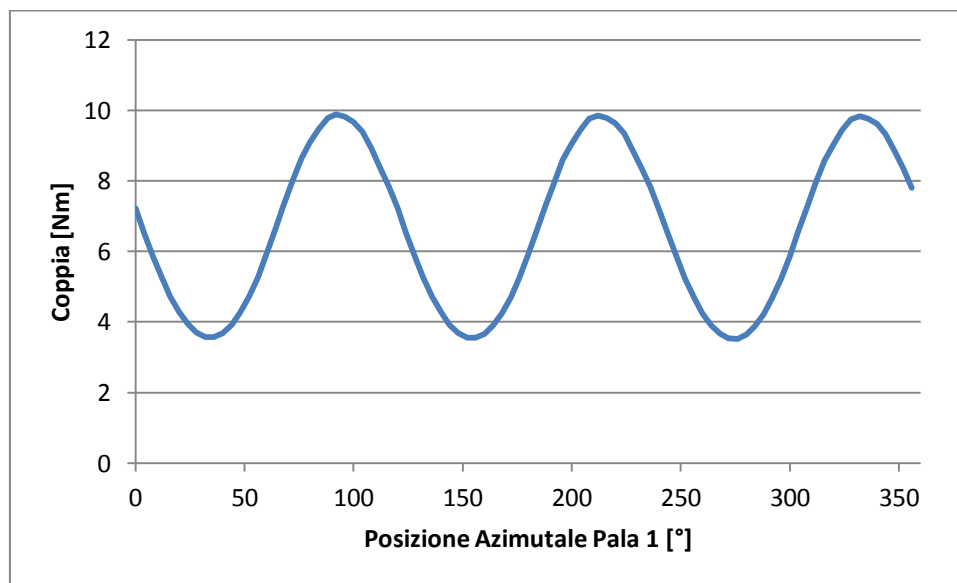


Figura 49: Andamento della coppia rispetto alla posizione azimutale della pala 1.

Le variazioni sulla coppia non sono stati apprezzabili variando il numero e la dimensione delle celle nella circonferenza, così come l'altezza della prima cella a parete; tuttavia sono state rilevate apprezzabili variazioni modificando il numero di punti su intradosso ed estradosso. Proprio per analizzare l'influenza di questo parametro sono state realizzate le mesh Mod107 e Mod108, e le simulazioni condotte utilizzandole hanno portato a sensibili variazioni percentuali della coppia.

Si è così deciso di creare la mesh Mod109 con le seguenti caratteristiche:

Mod109	
Punti sul profilo	400
Spacing Constraints	0.03 le, 0.03 te
h0 celle strutturate [mm]	0.011
Estrusione	25 celle
Growth Rate	1.1
Dimensione media celle cerchio [mm]	100
Boundary Decay cerchio	0.8
Dimensione media celle galleria [mm]	200
Bondary Decay galleria	0.98
Numero totale celle	160000

Tabella 10: Parametri della mesh Mod109.

Questa mesh ha portato ad una coppia media di 6.57 Nm, quindi con una variazione percentuale inferiore all'1% rispetto alla Mod100. Pertanto è stata scelta come mesh da utilizzare nelle successive analisi.

Mesh	Giro a convergenza	Coppia media [Nm]	Diff. percentuale [%]
Mod109	10	6.57	0.76

Tabella 11: Risultati ottenuti con la mesh Mod109.

Di seguito sono mostrate alcune immagini della mesh Mod109, con lo scopo di fornire un confronto visivo qualitativo con la mesh di partenza.

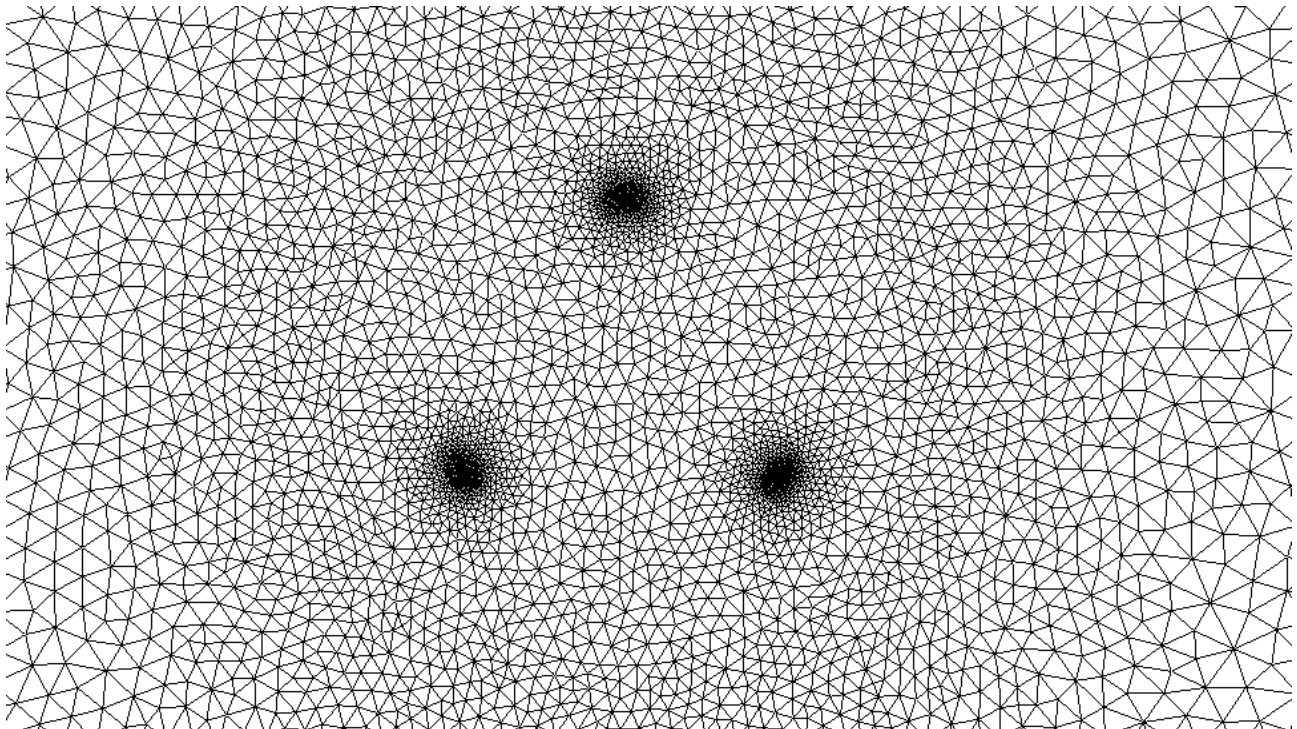


Figura 50: Dettaglio della circonferenza rotante della mesh Mod109.

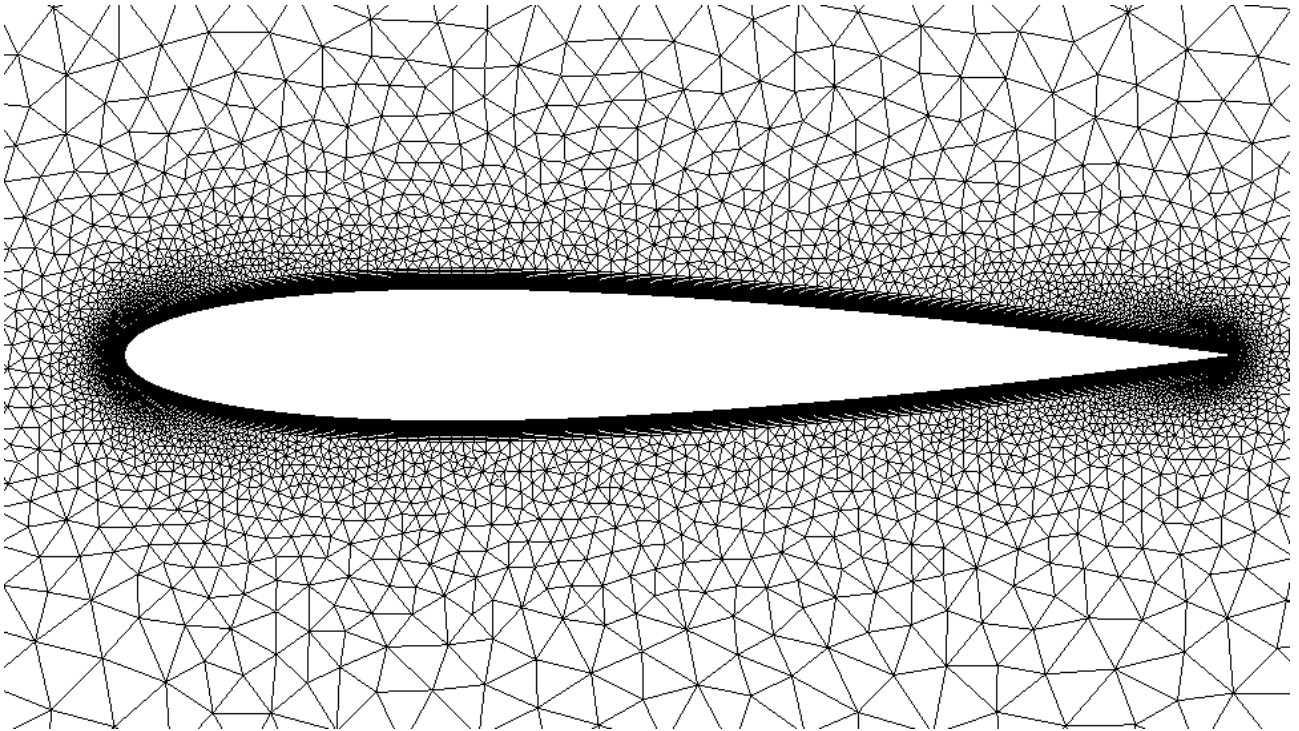


Figura 51: Dettaglio della mesh Mod109 attorno al profilo di una pala.

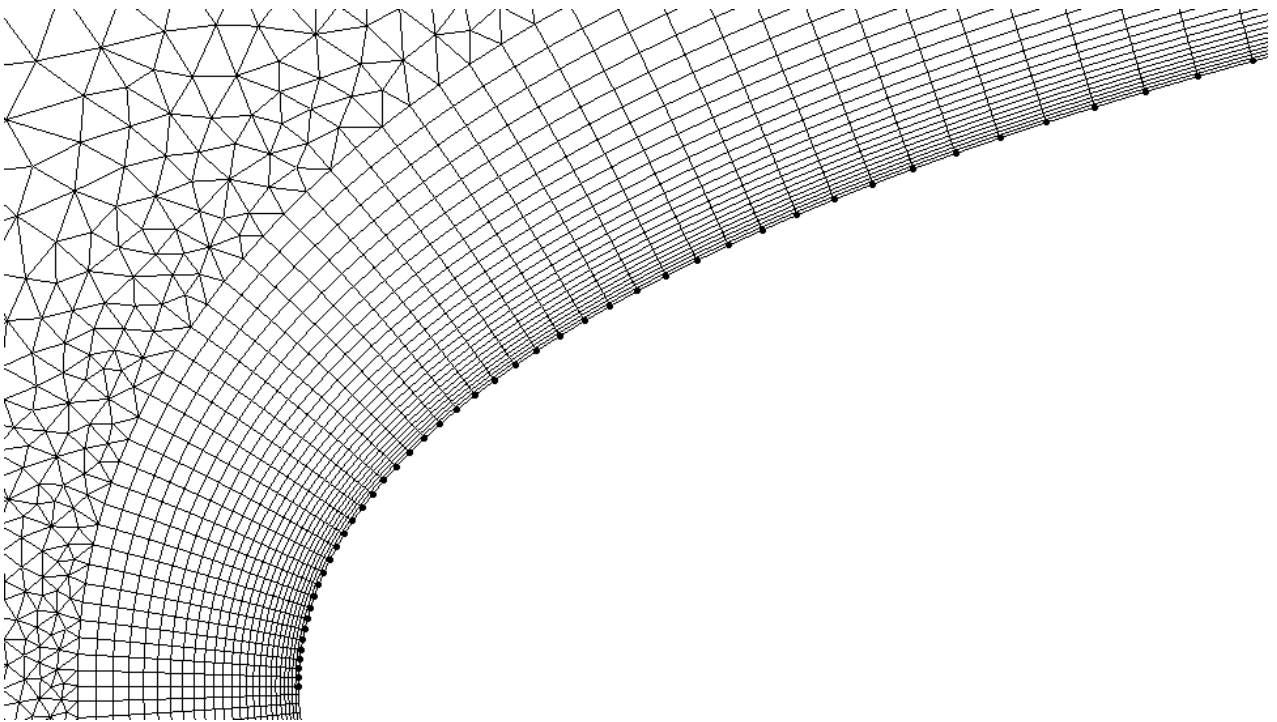


Figura 52: Dettaglio della mesh Mod109 sulla testa del profilo.

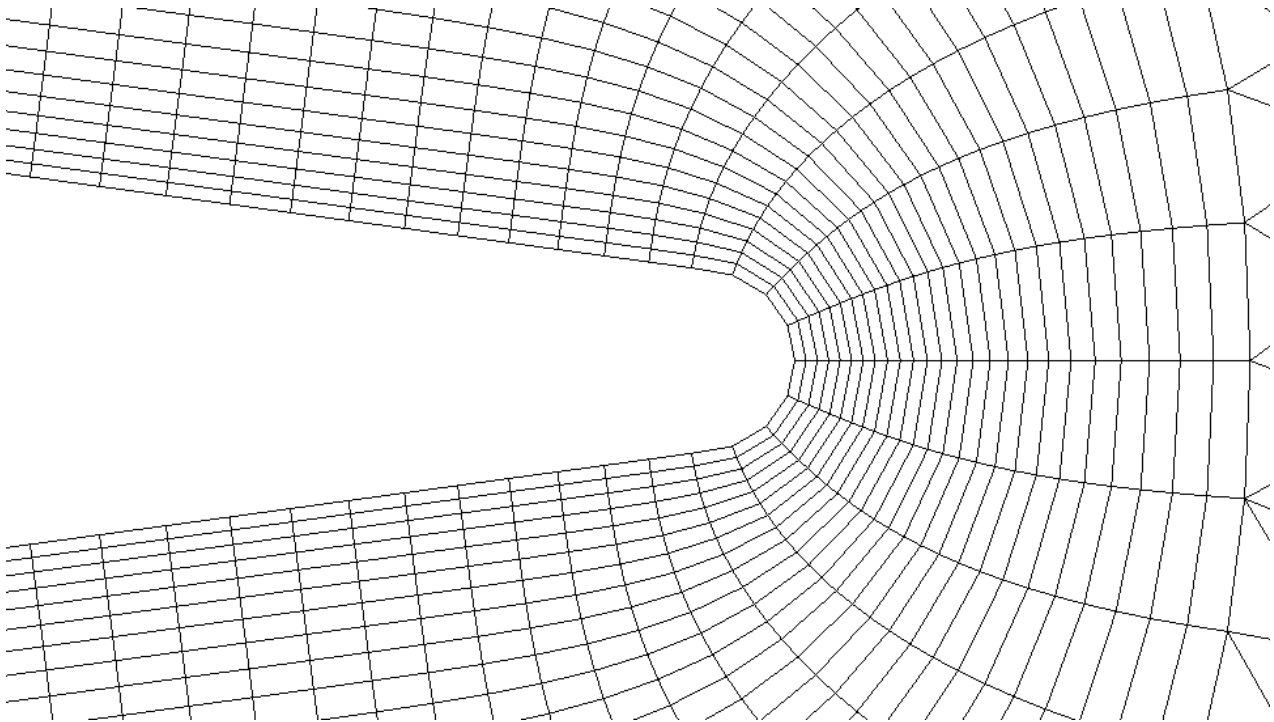


Figura 53: Dettaglio della mesh Mod109 sulla coda del profilo.

Nuovamente le analisi sono state condotte in maniera analoga alle precedenti, i realizzate con la mesh base. Quindi sfruttando nuovamente la simmetria del problema solo la metà superiore della turbina è stata studiata considerando le stesse sezioni equidistanti. I parametri del solutore utilizzati sono gli stessi indicati in Tabella 2.

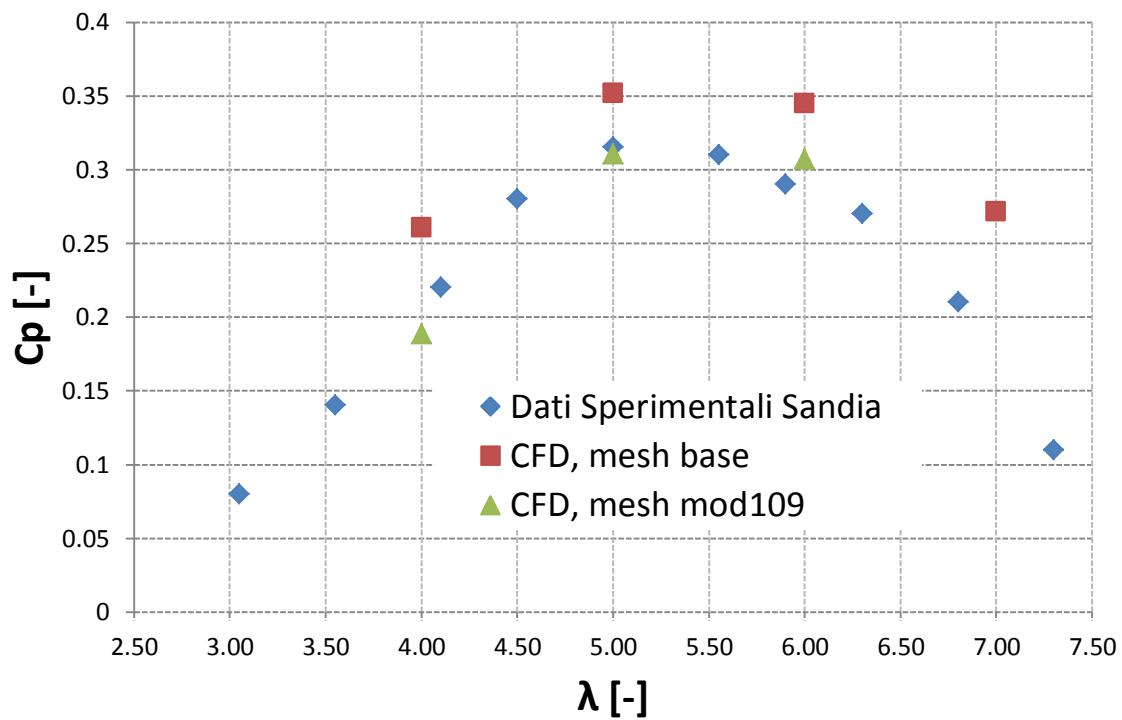


Figura 54: Confronto dei risultati ottenuti con i dati sperimentali.

Come si può vedere dal grafico in Figura 54, i risultati ottenuti utilizzando la mesh Mod109 sono molto vicini ai dati sperimentali raccolti in letteratura. Pertanto la Mod109 risulta essere migliore rispetto alla mesh base, e osservando l'andamento del C_p in funzione di λ così ottenuto, si può concludere che il metodo di discretizzazione della geometria 3D è valido e può essere utilizzato per sviluppi futuri.

Conclusioni

Un metodo per la stima delle prestazioni aerodinamiche di una turbina eolica ad asse verticale di tipologia Darrieus attraverso simulazioni di *Computational Fluid Dynamics* bidimensionali è introdotto con il presente lavoro. Il carattere innovativo di questo metodo risiede nell'adozione di sole simulazioni bidimensionali caratterizzate da un numero globale di celle ridotto rispetto alle analisi tridimensionali dell'intero rotore. Questa peculiarità permette di completare le analisi in tempi e costi computazionali notevolmente minori pur mantenendo l'affidabilità dei risultati.

L'analisi bidimensionale è condotta considerando sezioni indipendenti della pala a rappresentazione dell'intera geometria. Ciascuna pala è suddivisa in 8 sezioni, ciascuna delle quali è sottoposta ad un'indipendente analisi CFD utilizzando le equazioni URANS. La coppia, la potenza e il coefficiente di potenza relativi all'intero rotore sono stati quindi calcolati sommando i contributi delle singole sezioni. La bontà delle simulazioni è stata verificata confrontando i risultati numerici ottenuti per una turbina Darrieus di forma Troposkiana di piccola taglia operante a diverse condizioni di funzionamento con i dati sperimentali derivanti da test sul campo effettuati dai *Sandia National Laboratories*.

La qualità delle simulazioni CFD per ogni singola sezione è strettamente legata alla griglia di calcolo adottata per la risoluzione delle equazioni URANS. Differenti griglie di calcolo sono state considerate in questo elaborato al fine di individuare la combinazione di parametri che permette di ottenere il miglior risultato rispetto ai dati sperimentali. Una mesh precedentemente sviluppata in una tesi di laurea considerante la medesima geometria è stata inizialmente adottata come riferimento per una prima analisi. I risultati ottenuti permettono la corretta stima dei trend delle prestazioni, ma sono comunque caratterizzati da una sovrastima dei valori del coefficiente di potenza. Una maggior precisione nei risultati è tuttavia necessaria per uno studio approfondito dell'aerodinamica del rotore: per questo motivo, uno studio di sensitività sui diversi parametri della griglia è stato condotto sulla sezione centrale del rotore in quanto più rappresentativa, estendendo la scelta a tutte le rimanenti per effettuare una stima delle prestazioni globali. La migliore mesh permette di ottenere una stima della curva di coefficiente di potenza caratterizzata da un errore massimo di solo 8% a fronte di una riduzione del un tempo computazionale del 50% rispetto ad una simulazione tridimensionale caratterizzata da una richiesta di risorse notevolmente superiore.

La metodologia sviluppata evidenzia quindi notevoli vantaggi rispetto all'approccio tradizionale e ne consente l'utilizzo nell'attività di verifica e progettazione in tempi contenuti e con risultati affidabili. In particolare, il tempo computazionale estremamente ridotto rende l'algoritmo particolarmente adatto ad attività di ottimizzazione, permettendo così il miglioramento delle prestazioni aerodinamiche di un rotore dal comportamento fluidodinamico estremamente complesso.

Riferimenti

- [1] McMullen M, Jameson A, Alonso JJ. Acceleration of convergence to a periodic steady state in turbomachinery flows, 39th AIAA aerospace sciences meeting & exhibit. Reno, NV: AIAA; January 8-11, 2001. 2001e0152.
- [2] Raciti Castelli M, Pavesi G, Battisti L, Benini E, Ardizzon G. Modeling strategy and numerical validation for a Darrieus vertical axis micro-wind turbine. Vancouver, British Columbia, Canada: ASME 2010 International Mechanical Engineering Congress & Exposition; November 12e18, 2010. IMECE2010-39548.
- [3] Ahmadi SA, Sharif S, Jamshidi R. A numerical investigation on the dynamic stall of a wind turbine section using different turbulent models. World Academy of Science, Engineering and Technology 2009; 58: 290–296.