

# ENERGIA PULITA DALLE CORRENTI MARINE: ASPETTI TECNICI ED ECONOMICI

D. P. Coiro°, S. Melone°, F. Montella°

°Dipartimento di Progettazione Aeronautica (DPA)  
Università Degli Studi di Napoli "Federico II"  
Via Claudio 21 – 80125 Napoli  
[coiro@unina.it](mailto:coiro@unina.it)  
[www.dpa.unina.it/adag/](http://www.dpa.unina.it/adag/)

## SOMMARIO

Il crescente interesse mostrato internazionalmente verso l'inesauribile fonte di energia rappresentata dalle correnti marine e fluviali che nel passato colpevolmente ha ricevuto scarsa attenzione, dimostra che è necessario investire risorse subito in questa direzione affinché l'Italia possa porsi come leader nel campo delle tecnologie per sfruttare questa enorme risorsa di energia pulita. Nel presente lavoro verrà presentata l'esperienza maturata in questo settore grazie al progetto, alla realizzazione ed alla sperimentazione sul campo di una innovativa e brevettata turbina ad asse verticale per lo sfruttamento delle correnti di marea. Saranno illustrati anche gli aspetti economici connessi con i tempi di ritorno di questo tipo di investimento che, se opportunamente incentivato, dimostra come sin da ora è possibile rendere attraenti tali tecnologie ai possibili investitori.

## ENERGIA DALLE CORRENTI DI MAREA

L'esaurimento delle riserve di combustibile fossile unito ad un sempre crescente interesse per la salvaguardia dell'ambiente, ha fatto sì che negli ultimi trenta anni crescesse l'interesse verso nuove fonti di energia alternative, eco-compatibili e rinnovabili. Queste nuove fonti di energia, sebbene ancora oggi non siano in grado di sostituire quelle tradizionali, rappresentano comunque un valido supporto ad esse. Il vento e le correnti di marea rappresentano alcune di queste fonti di energia alternativa ed il loro sfruttamento può consentire di soddisfare una parte del fabbisogno energetico di varie regioni del mondo e l'abbattimento dell'emissione di sostanze inquinanti nell'atmosfera.

Le turbine eoliche/marine rappresentano lo strumento per mezzo del quale è possibile catturare l'energia cinetica del fluido e convertirla in energia meccanica o elettrica. Esse sono classificate in due categorie in base alla direzione del proprio asse di rotazione. Si parla di:

- turbine eoliche/ marine ad asse orizzontale;
- turbine eoliche/ marine ad asse verticale.

Le turbine ad asse orizzontale catturano l'energia cinetica del fluido che le investe per mezzo di un rotore il cui asse di rotazione deve essere sempre disposto nella direzione del flusso tramite un dispositivo di allineamento elettro-meccanico o aerodinamico; per tale motivo, esse sarebbero più adatte per flussi la cui direzione è mediamente costante.

Le turbine ad asse verticale usano rotor a pale diritte (Cicloturbine) o curve (Darrieus) con asse di rotazione ortogonale alla direzione del flusso. La peculiarità di questo tipo di turbina è costituita dalla capacità di catturare l'energia cinetica del fluido da qualunque direzione esso provenga e pertanto sono particolarmente adatte per lo sfruttamento di flussi la cui direzione cambia continuamente nel tempo, come

nel caso delle correnti di marea. Le turbine ad asse verticale presentano quindi un notevole vantaggio rispetto a quelle ad asse orizzontale: non è necessario progettare un meccanismo di allineamento del rotore alla direzione del flusso; ciò ne migliora notevolmente l'affidabilità e la semplicità realizzativa. Per i motivi suddetti i costi di esercizio di tali turbine, che incidono in modo significativo sul costo per Kwh prodotto, possono essere relativamente bassi. Il grosso limite connesso con lo sfruttamento dell'energia cinetica del vento è la sua continua variabilità nel tempo in modo non del tutto predeterminabile. Scelto un sito in cui installare un generatore, non è possibile affermare con certezza quanti kWh all'anno quel sito sarà in grado di produrre. Tale limite può essere facilmente superato sfruttando l'altra fonte di energia alternativa, eco-compatibile e rinnovabile: le correnti di marea e quelle fluviali. Le prime si originano per effetto dell'attrazione gravitazionale della luna, in zone dove, per via della conformazione geografica, sono presenti dei canali, ad esempio tra due isole o tra un'isola ed il continente. Le maree determinano agli estremi del canale un dislivello tra le due masse di acqua, per cui essa comincia a scorrere da un estremo all'altro e, per effetto Venturi, accelera dando origine ad una corrente che inverte il proprio verso due/quattro volte al giorno. Gli stretti con un basso fondale determinano la formazione delle correnti di marea di intensità maggiore. I cicli mensili ed annuali della luna fanno variare l'intensità delle correnti di marea. Questa fonte di energia è indipendente dalle condizioni atmosferiche e dai cambiamenti climatici ed essendo legata esclusivamente alle fasi lunari è possibile conoscerne, per un dato sito, la velocità alle diverse ore del giorno, per ogni giorno dell'anno, potendo in questo modo predire con matematica certezza quanta energia è possibile estrarre in un anno da quel sito con molti anni in anticipo. E' da sottolineare che sebbene la corrente di marea presenta una

velocità massima molto inferiore a quella del vento, rispetto all'aria, l'acqua ha una densità che è circa 800 volte più grande. Per cui se con  $\eta$  si indica il rendimento della turbina, definito come

$$\eta = \frac{\text{Potenza elettrica prodotta}}{\text{Potenza teorica della corrente}} = \frac{\text{Potenza elettrica prodotta}}{0.5 \rho V_{\infty}^3 S}$$

e lo si suppone essere pari a 0.25 (valore tipico di un generatore eolico di media grandezza), con una velocità della corrente (V) di circa 3 m/s ed una superficie frontale (S) intercettata di solo 1 m<sup>2</sup> è possibile produrre 3.375 kW di potenza mentre per poter produrre la stessa potenza con la stessa turbina posta in aria è necessaria una velocità del vento pari a 28 m/s, cioè 101 km/h!

La potenza teoricamente disponibile dalle correnti di marea in Europa è di circa 75 milioni di kW (25 milioni di unità abitative) mentre l'energia sfruttabile è di circa 50 miliardi di kWh/anno che, supponendo un consumo di 4000 kWh/anno per ogni unità abitativa permettono di soddisfare le esigenze di 12.5 milioni di unità. Nonostante l'importanza di questi numeri poca attenzione è stata posta in questa forma di energia. Progetti realizzati in passato per lo sfruttamento delle correnti di marea sono pochi; tra questi forse il più importante è la diga di La Rance, in Francia, che però è del tipo a barriera e quindi ad alto impatto ambientale.

In Italia, nella primavera del 2001, è stata installata nello Stretto di Messina una innovativa turbina marina ad asse verticale con pale diritte e parzialmente libere di oscillare brevettata con il nome *KOBOLD*, nata nell'ambito del progetto ENERMAR. In tale sito la velocità massima della corrente è all'incirca 2 m/s, la profondità del fondale è di circa 20 m e la turbina è ancorata a 150 m dalla costa. La turbina *KOBOLD* è stata sviluppata dalla società Ponte di Archimede S.p.A., proprietaria del brevetto internazionale, in collaborazione con il Dipartimento di Progettazione Aeronautica (DPA) dell'Università "Federico II" di Napoli con lo scopo di dimostrare che lo sfruttamento dell'energia rinnovabile contenuta nelle correnti di marea è un modo conveniente per produrre energia se confrontato con lo sfruttamento di altre fonti di energia alternativa. Questo impianto è servito anche per dimostrare sul campo il limitato impatto ambientale che tale tipo di sfruttamento dell'energia comporta.

## TURBINA MARINA *KOBOLD* - PROGETTAZIONE E COSTRUZIONE DEL PROTOTIPO

La progettazione fluidodinamica e strutturale del prototipo di turbina marina ad asse verticale *KOBOLD* è stato condotto in seguito a numerose prove nella galleria del vento presso il DPA e calcoli numerici su di un modello in scala (Fig. 1) [1].



Fig. 1 – Modello di turbina ad asse verticale in galleria del vento presso il DPA

Prima ancora della costruzione del rotore è stato possibile predirne le prestazioni numericamente mediante codici di calcolo appositamente sviluppati presso il DPA, utilizzando i dati aerodinamici di un profilo ad alta portanza denominato HL-18 e appositamente progettato e disegnato, affinché non presentasse i ben noti fenomeni di cavitazione e, contemporaneamente, avesse un'alta efficienza sia ad angoli di attacco positivi che negativi. Ogni pala è sostenuta da due bracci, a loro volta carenati mediante l'uso di un profilo simmetrico disegnato *ad hoc*. Le pale sono costituite da una struttura interna di longheroni longitudinali e centine in acciaio, attorno alla quale è stato stratificato un rivestimento in carboresina. L'impianto completo è composto dalla turbina prototipo e da un generatore elettrico. L'intero sistema è montato su una piattaforma galleggiante. Nella figura 2 è riportato un disegno del sistema completo.

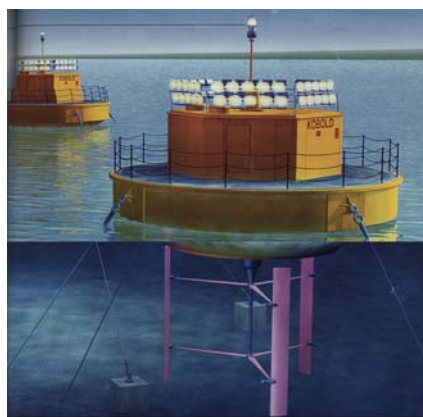


Fig. 2 – Disegno della turbina completa (Image Factory/Quark n.26)

La turbina *KOBOLD* è stata progettata per raggiungere il livello più elevato possibile sia di salvaguardia ambientale, sia di efficienza, come pure per rispettare le necessità di bassi costi di costruzione e soprattutto di manutenzione. Le sue principali caratteristiche sono le seguenti:

- elevato valore della coppia all'avvio, che rende la turbina capace di avviarsi spontaneamente, anche sotto carico, senza la necessità di qualsiasi sistema di avvio ausiliario;
- ottima efficienza, semplicità di funzionamento e bassa manutenzione.

Il moltiplicatore di giri meccanico ha un rapporto di moltiplicazione di 1:90; il generatore elettrico è di tipo senza spazzole, trifase, sincrono, quattro poli, capace di generare una potenza nominale di 128 kW ed è connesso ad una unità di controllo in grado di fornire energia alla rete.

Le principali dimensioni dell'impianto sono riassunte nella tabella 1.

Tabella 1 – Principali caratteristiche geometriche della turbina *KOBOLD*

TURBINA	diametro	6 m
	apertura pale	5 m
	corda	0.4 m
	n° di pale	3
	$\text{solidità } \sigma = \frac{N_{\text{pale}} \cdot c_{\text{corda}}}{R_{\text{aggio}}}$	0.4

PIATTAFORMA	diametro	10 m
	altezza	2.5 m
	pescaggio	1.5 m

ORMEGGIO	n° blocchi ancoraggio	4
	peso blocchi	350 kN ognuno
	catene	70 mm
	profondità	18 – 25 m

In figura 3 è rappresentata la turbina *KOBOLD* mentre aziona una pompa idraulica (25 kW).



Fig. 3 – La turbina *KOBOLD* azionante una pompa idraulica (25 kW)

Il primo set di prove effettuato è stato finalizzato all’osservazione sistematica ed alla raccolta di dati sia in termini della velocità della corrente sia in termini di potenza prodotta dalla turbina. Si è osservato che anche con una corrente lenta (circa 1.2 m/s), il rotore inizia a ruotare velocemente senza nessun aiuto esterno. Nei grafici seguenti sono riportate le curve di potenza sviluppate dalla turbina a diverse velocità della corrente marina previste con l’aiuto di un codice numerico appositamente sviluppato (Fig. 4) e l’andamento sperimentale del rendimento globale della turbina al variare del parametro non-dimensionale TSR (Tip-Speed-Ratio) =  $\Omega R_{aggio}/V$  (Fig. 5) [2]. L’efficienza globale massima misurata è pari a circa 0.25: tale efficienza è comparabile con quella delle turbine eoliche.

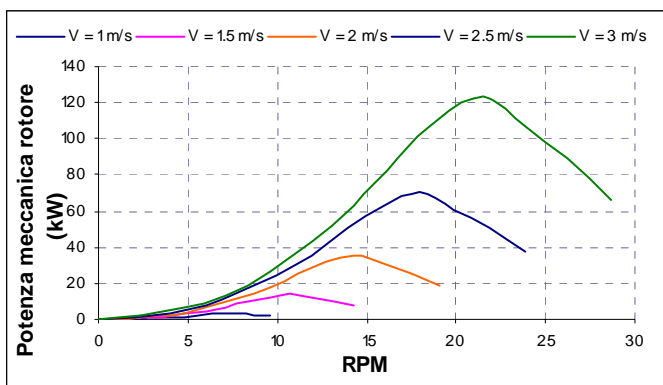


Fig. 4 – Curve di potenza generata dal rotore, previste numericamente, a differenti velocità della corrente marina

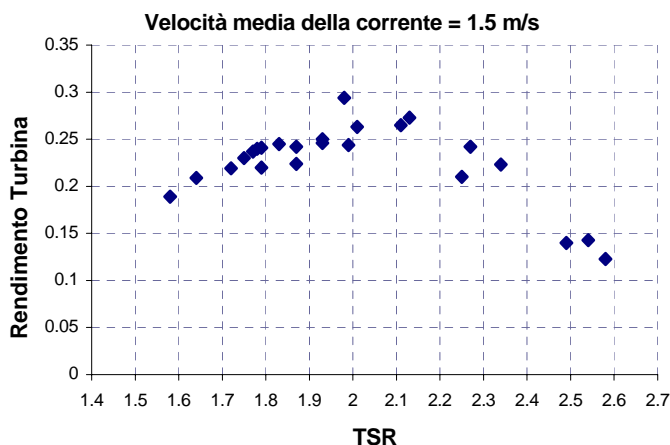


Fig. 5 – Misure sperimentali del rendimento della turbina

## SIMULAZIONE NUMERICA DELLE PRESTAZIONI DELLE TURBINE AD ASSE VERTICALE

L’analisi fluidodinamica delle turbine ad asse verticale ha due obiettivi principali:

- sviluppare modelli numerici che siano in grado di predire le prestazioni fluidodinamiche delle turbine;
- utilizzare i carichi fluidodinamici così stimati per valutare la risposta strutturale della turbina, ed in particolare le pale, sotto l’azione del fluido.

I risultati sono poi utilizzati per migliorare il progetto della turbina e le sue prestazioni. I metodi di analisi fluidodinamica possono essere classificati in due categorie:

- 1) metodi basati sul bilancio di quantità di moto (*momentum methods*) [3]
- 2) metodi a vortici (*vortex methods*) [4].

Tra i metodi appartenenti alla prima classe, il più avanzato è il “Double Multiple Streamtube (DMS)” [5]. Negli ultimi anni, presso il DPA, sono stati sviluppati due codici, denominati VAWT e VAWT\_dyn, in grado di valutare le prestazioni delle turbine ad asse verticale sia in condizioni statiche che dinamiche, sia a pale fisse che oscillanti. Il DMS assume che il flusso attraverso il rotore venga modellato per mezzo di una serie di tubi di flusso. Ogni tubo di flusso, a sua volta, è diviso in due, e si valuta, in ognuno di essi, la variazione di quantità di moto subita dal fluido per effetto del rotore tenendo conto, in questo modo, del passaggio della pala nella zona sopra-vento (upwind) e nella zona sotto-vento (downwind) (Fig. 6). La presenza della pala viene schematizzata per mezzo di un disco attuatore attraverso cui si ha un salto di pressione e quindi l’esplicitarsi di una forza [2].

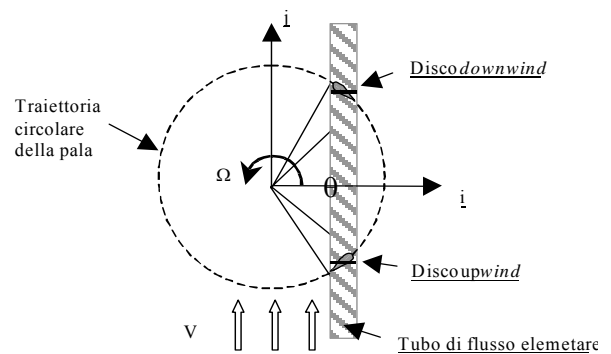
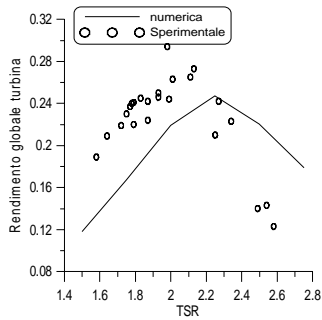
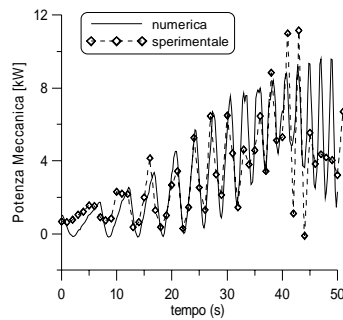


Fig. 6 – Modello a doppio tubo di flusso (DMS)

La sola equazione derivante dal bilancio di quantità di moto, per il singolo tubo di flusso, non permette la “chiusura” matematica del problema che viene assicurata, invece, dall’accoppiamento con la relazione che lega la forza esplicita sulla pala alle caratteristiche fluidodinamiche della pala stessa (Teoria dell’Elemento di Pala). Nel caso di turbine con pale libere di oscillare sotto l’effetto delle forze fluidodinamiche e di massa è necessario aggiungere l’ulteriore equazione dell’equilibrio dei momenti intorno alla cerniera di oscillazione della pala. Data la natura non lineare delle equazioni in gioco è necessario ricorrere ad una soluzione delle stesse per via numerica per mezzo di un processo iterativo. In figura 7 è riportato il confronto numerico (codice VAWT)-sperimentale per l’efficienza della turbina *KOBOLD* mentre, in figura 8, il confronto tra l’andamento sperimentale della potenza prodotta nel tempo dalla *KOBOLD* e quella predetta dal codice VAWT\_dyn.



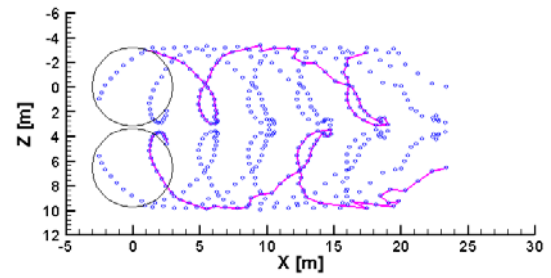
**Fig. 7 – Confronto sperimentale - numerico (DMS) turbina KOBOLD (stazionario)**



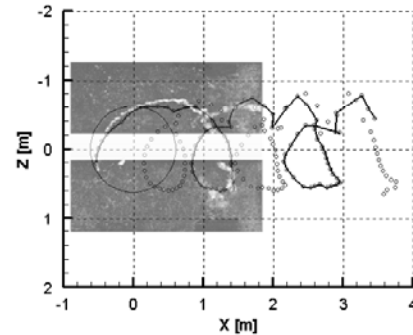
**Fig. 8 – Confronto sperimentale - numerico (DMS) turbina KOBOLD (dinamico)**

I metodi basati sul bilancio di quantità di moto sono in grado di predire accuratamente le prestazioni delle turbine per valori della solidità e del TSR non molto elevati: minori di 0.4 e 3 rispettivamente. Parte di questi problemi possono essere in parte risolti mediante l'uso dei metodi a vortici che permettono una più realistica modellazione del campo di moto attorno e dietro il rotore della turbina. Il concetto base è quello di modellare la superficie portante (la pala) con un numero finito di superfici portanti elementari ognuna schematizzata per mezzo di un vortice a staffa secondo il "modello della linea portante" di Prandtl: vortice aderente e vortici di estremità. La produzione, convezione e interazione di questi sistemi vorticosi che si distaccano da ogni elemento di pala sono usati per il calcolo delle velocità indotte in ogni punto del campo di moto, comprese le stesse pale, utilizzando la legge di Biot-Savart. Ciò permette il calcolo dell'angolo d'attacco di ogni elemento di pala, le forze fluidodinamiche che su di esso agiscono e quindi la coppia e la potenza sviluppata dal rotore. Recentemente presso il DPA, è stato sviluppato il codice VAT-VOR3D in grado di predire le prestazioni delle turbine ad asse verticale sia con pale diritte che oblique, sia fisse che oscillanti. I metodi a vortici si prestano molto bene anche per lo studio di sistemi multi-turbine in quanto sono in grado di tenere in conto degli effetti di mutua interferenza tra le varie superfici portanti. La corretta simulazione degli effetti di interferenza tra due o più turbine ruotanti nello stesso verso, o contro-rotanti, è alquanto complicato, considerata la complessità dei fenomeni fisici coinvolti, ma allo stesso tempo è di grande importanza nella progettazione ottimale di un impianto con un certo numero di turbine affiancate. Essa è fondamentale nella determinazione della minima distanza di interasse tra le turbine affinché siano evitati forti effetti di interferenza e riduzione delle prestazioni. Poter disporre il massimo numero di turbine possibile senza forti perdite di prestazioni significa massimizzare l'energia annua che è possibile estrarre dal sito. A tal scopo presso il DPA è stata realizzata una versione modificata del codice VAT-VOR3D, denominata VAT-VOR3Dmt, e tali aspetti sono attualmente in fase di studio. Nella figura 9 è riportata la simulazione numerica della scia a valle di due turbine con 3 pale, contro-rotanti: la linea continua unisce i punti della scia rilasciata da una singola pala ed è evidente la complessità del campo di moto. In figura 10 è riportato un confronto tra la scia rilasciata da un modello in scala di turbina ad asse verticale, testata in acqua presso il Sandia National Laboratories (USA) [4], e la simulazione numerica per mezzo del codice VAT-VOR3D.

Il campo di moto attorno ad una turbina ad asse verticale è caratterizzato da una elevatissima complessità non solo a causa dell'interferenza tra la scia rilasciata dalla pala a monte e le altre pale ma anche dalla presenza di un flusso di tipo curvilineo connesso con il moto rotatorio della pala.



**Fig. 9 – Simulazione numerica della scia a valle di due turbine contro-rotanti (solidità = 0.4, TSR = 1.5)**



**Fig. 10 – Confronto tra risultati sperimentali e simulazione numerica per mezzo del codice VAT-VOR3D (TSR=2.5)**

Nei modelli a tubo di flusso ed a vortici si assume generalmente che la pala sia investita da un flusso rettilineo ottenuto componendo vettorialmente la velocità assiale locale e la velocità periferica connessa con la rotazione della pala intorno all'asse della turbina. In questo modo si suppone che ogni punto della pala, lungo la corda, sia investito dalla stessa velocità potendo, quindi, definire univocamente un angolo d'attacco della pala tramite il quale, per interpolazione sui dati aerodinamici del profilo, è possibile calcolare le forze aerodinamiche agenti sulla stessa. Ciò può essere considerato vero solo nel caso in cui il rapporto tra la corda della pala e il raggio della turbina è piccolo. Quando questo rapporto cresce, l'assunzione appena fatta non è più valida in quanto il vettore velocità risultante (ottenuto componendo vettorialmente la velocità assiale e la velocità periferica) varia da punto a punto lungo la corda della pala non consentendo quindi di individuare univocamente un valore dell'angolo d'attacco. Come conseguenza di ciò si ha che un profilo simmetrico immerso in un flusso curvo, ad incidenza nulla, si comporta come un profilo asimmetrico ad incidenza non nulla e posto in un flusso rettilineo, cioè mostra una portanza diversa da zero. Per dimostrare la correttezza di tali conclusioni, è stato sviluppato presso il DPA un codice numerico in grado di predire le caratteristiche aerodinamiche non viscoso di un generico profilo alare in flusso curvo. Il profilo è schematizzato per mezzo di un numero finito di pannelli e su ognuno di essi è disposta una distribuzione lineare di vortici; il codice risolve l'equazione di Laplace per la funzione velocità potenziale, di cui il vortice è soluzione particolare, consentendo di ottenere la distribuzione di velocità e di pressione sul profilo [6,7]. Tale codice accoppiato ad un codice di design aerodinamico permette la progettazione di un opportuno profilo che annulli gli effetti del flusso curvo. Un primo risultato ottenuto è rappresentato nella figura 11 in cui sono riportati un profilo simmetrico NACA 0015 ed il profilo che, posto in un flusso puramente curvo (solo velocità periferica) ad un'incidenza di 5 gradi, dà le stesse prestazioni del profilo simmetrico in un flusso rettilineo a 0 gradi di incidenza: uguale distribuzione di pressione su dorso e ventre.

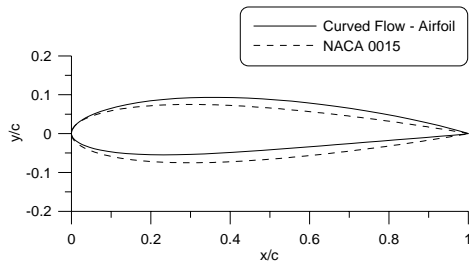


Fig. 11 – Profilo curvo ottenuto a partire da un profilo NACA 0015 in un flusso puramente curvo

## ASPETTI DI FATTIBILITA' ECONOMICA

Uno dei vantaggi più evidenti legati allo sfruttamento dell'energia delle correnti di marea è rappresentato dalla possibilità di valutare in maniera semplice, veloce e quasi perfetta, l'energia teorica al metro quadro di superficie frontale del rotore disponibile annualmente nel sito in cui si è deciso di installare la turbina. Questa peculiarità consente di tagliare una voce molto importante nei costi dell'impianto e nei tempi di messa in opera dello stesso; infatti, nel caso di un impianto eolico, sono necessarie lunghe e costose campagne anemometriche per individuare il sito in cui installare gli aerogeneratori e, data l'incertezza legata alle fluttuazioni annuali del vento reale rispetto all'andamento medio determinato dalle misure, in alcuni casi l'energia effettivamente raccolta dall'impianto può essere inferiore a quella preventivata. Quest'ultimo aspetto costituisce un fattore di rischio in più che va ad incidere negativamente sulla reperibilità e i costi di finanziamento dell'impianto, con un impatto negativo sul costo finale del kWh prodotto.

In ogni caso, il mero costo dell'energia non è l'indice assoluto rispetto cui valutare la convenienza nell'applicare una tecnologia piuttosto che un'altra (solare, carbone, eolico, nucleare, etc.), dal momento che bisognerebbe inglobare in questa valutazione anche l'impatto ambientale da esse causato, come le scorie liquide o solide e le emissioni gassose derivanti dal processo di produzione dell'energia, l'inquinamento acustico, la deturpazione del paesaggio, e così via [8].

Nel caso dell'energia dalle correnti di marea, si può pensare di svolgere un'analisi di fattibilità economica composta da cinque fasi successive: scelta del sito; calcolo dell'energia teorica al metro quadro di superficie frontale del rotore disponibile annualmente; scelta delle dimensioni del rotore e conseguente dimensionamento del resto della turbina; calcolo dell'energia prodotta annualmente; costo di un kWh di energia prodotta.

### Scelta del sito e calcolo dell'energia prodotta

Se si considera l'espressione della potenza teorica relativa ad un flusso di un fluido di densità  $\rho$  perpendicolarmente ad una superficie  $S$  con velocità  $V$ , si può agevolmente vedere che la potenza in kW per unità di superficie, nel caso dell'acqua, è pari alla metà della velocità al cubo

$$\text{Theoretical Power} = \frac{1}{2} \rho V^3 S$$

$$\frac{1}{2} V^3 = \frac{\text{Th. Pw}}{S \rho} = \frac{\text{Th. Pw}}{S 1000} = \frac{\text{Th. Pw}}{S} \left( \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right) \quad (1)$$

Per ottenere un'elevata produzione annua di energia elettrica, fissato il rendimento globale di un impianto e la

superficie frontale del rotore, è necessario disporre della più elevata energia teorica per unità di superficie possibile e dunque bisogna scegliere un sito in cui l'andamento della marea durante il giorno abbia delle velocità elevate e regolari, come mostrato in Fig.12. L'energia teorica, infatti, è data dall'integrale della potenza teorica nel tempo ed è dunque proporzionale all'area sottesa dall'andamento della velocità rispetto all'asse temporale. Gli intervalli di tempo in cui la velocità della marea è prossima allo zero rappresentano la fase di inversione della direzione del flusso.

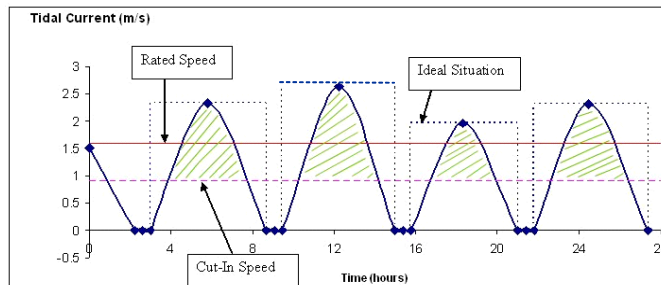


Fig. 12 – Andamento qualitativo della corrente di marea

Questo fenomeno comporta una riduzione dell'energia teorica a disposizione, dal momento che una turbina non può funzionare per velocità troppo basse della marea e questo limite inferiore si aggira, mediamente, intorno al valore di 1 m/s ed è detto "Cut-In Speed"; l'energia teorica effettiva sarà perciò proporzionale all'area evidenziata. E' anche interessante notare come, alla luce di queste ultime considerazioni, sembra essere conveniente dimensionare l'impianto per una velocità detta "Rated Speed" inferiore a quella massima disponibile riducendo, in questo modo, ingombri, masse, potenza massima del generatore elettrico e quindi costi. Si supponga di scegliere lo Stretto di Messina per installare un nuovo impianto. Partendo dai dati sperimentali sull'andamento della marea misurati in uno o due giorni e conoscendo dalle tavole di marea il valore di massimi e minimi di corrente durante un intero anno e l'ora in cui essi vengono raggiunti, data la ciclicità del fenomeno, è possibile riaccordare tutti i valori disponibili ipotizzando un andamento della velocità simile a quello misurato sperimentalmente ed ottenere l'andamento della velocità della marea in un arco di tempo desiderato. Integrando il cubo di questa velocità presa con il segno positivo e dividendo per due, si può ottenere l'energia teorica per unità di superficie ed infine, escludendo tutte le velocità al di sotto della "Cut-In Speed", l'energia effettiva. Nella Tab.2 vengono riportati i valori relativi allo Stretto di Messina per una "Cut-In Speed" di 1.2m/s.

Tabella 2 – Energia della marea nello Stretto di Messina

Energia Teorica Annua	Energia Effettiva Annua
6304 kWh/m <sup>2</sup>	5204 kWh/m <sup>2</sup>

Supponendo di adottare un rotore dalla superficie frontale  $S$  di 120 m<sup>2</sup> e considerando di utilizzare un impianto il cui rendimento globale  $\eta$  è del 25%, si può agevolmente valutare l'energia prodotta annualmente mediante l'Eq.(2):

$$\text{Energia Prodotta} = \text{Energia Effettiva Annua} * S * \eta \quad (2)$$

La quantità annua di energia pulita prodotta sarà circa 156 MWh ed è sufficiente per ottenere il conferimento di un

Certificato Verde per l'impianto. Esso concede la possibilità di vendere l'energia ad un prezzo che si aggira intorno ai 0.10 €/kWh; sebbene sia superiore a quello offerto da altre fonti non rinnovabili, va a soddisfare una domanda di energia pulita che nasce in seguito al decreto ministeriale dell'11 novembre 1999, che impone a tutti i produttori e gli importatori di energia elettrica l'obbligo di immettere in rete un quantitativo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili pari al 2% dell'energia prodotta (o importata) nell'anno precedente da fonti convenzionali.

### Valutazione dei costi

L'analisi di fattibilità economica si chiude con la valutazione del costo finale di un kWh di energia prodotta dall'impianto. Le metodologie di calcolo, semplici o più accurate [9], si basano sulla conoscenza di due tipi di costi: il costo totale dell'impianto, costituito dalla realizzazione e dalla sua messa in opera, e i costi di manutenzione o operativi, che vengono stimati secondo una percentuale del costo fisso del 2.4% [8]. Nel caso di una turbina derivata direttamente dalla *KOBOLD*, è possibile ottenere il costo dell'impianto basandosi sui dati attualmente disponibili; in particolare, con un rotore dalla superficie frontale di 120 m<sup>2</sup> e supponendo di montare un generatore elettrico a flusso assiale di nuova concezione in modo da evitare la presenza (ingombrante e costosa) di un moltiplicatore di giri tra l'albero del rotore e l'asse del generatore, è possibile stimare un costo totale dell'impianto pari a 125000 €, formato rispettivamente da 55000 € per la turbina, 35000 € per l'installazione e 35000 € per il collegamento con la rete elettrica a terra. I costi operativi e di manutenzione, pari al 2.4% di 125000 €, ammontano a 3000 € all'anno. Da un'analisi parametrica effettuata [2], nel computo totale del costo della turbina la parte che risulta avere maggiore influenza è la *boa* e giocando sulle sue dimensioni è possibile ottenere una riduzione dei costi. Questo aspetto è molto interessante, dal momento che coinvolge la stabilità della turbina in acqua ed apre il campo alla ricerca di nuovi sistemi d'ancoraggio. Con il valore totale di energia prodotta annualmente e venduta al prezzo stabilito dal certificato verde, è possibile avere una stima dei ricavi che si possono ottenere con l'impianto analizzato pari a 15611 € annui e valutare il Simple Payback Period, indice del tempo che bisogna aspettare per recuperare il capitale investito e al di là del quale tutti gli incassi saranno dei guadagni

$$SP = \frac{C_c}{AAR} = \frac{\text{Costo iniziale dell'investimento}}{\text{Ricavo annuo}} = \frac{125000}{15611} = 8 \text{ anni} \quad (3)$$

Usando il metodo EPRI TAG [8] è possibile avere un primo valore orientativo del costo di un kWh

$$COE = \frac{C_c \cdot FCR + C_{O\&M}}{E_a} = \frac{125000 \cdot 0.08 + 3000}{156116} = 0.083 \text{ €/kWh} \quad (4)$$

Nella formula il valore 0.08 del parametro FCR porta in conto tutti gli eventuali costi annuali per le tasse, i debiti, etc.

Una valutazione ancora più accurata, può essere effettuata utilizzando un metodo basato sul life-cycling costing [9], esplicitato nell'Eq.(5). Questo metodo riporta il valore dei pagamenti, da effettuare in un certo periodo di tempo, al valore presente, mediante la funzione  $Y(k,l)$  nell'Eq.(6): in questo modo si può tenere in conto l'eventuale presenza di un prestito da una banca per finanziare il costo iniziale  $Pa=125000$  € dell'impianto e da dover restituire con un tasso

di interesse  $r$  pari a 0.04 in  $N=20$  anni; si può inoltre considerare il tasso di inflazione  $i$  pari a 0.02 che va ad incidere sui costi annuali di manutenzione pari a  $C_c f_{OM}=3000$ € ed anche della durata del funzionamento dell'impianto  $L=20$  anni. Una volta valutato il valore presente di tutti i pagamenti, mediante l'Eq.(7) è possibile valutare l'ammortamento di questo valore da realizzare in  $N=20$  anni ad un tasso di interesse  $b$  pari al 4%

$$COE_L = \frac{\text{Levelized Annual Costs}}{\text{Annual Energy Production}} = \frac{(NPV_C) CRF}{AEP} = \frac{12217 \text{ €}}{156116 \text{ kWh}} = 0.078 \text{ €/kWh} \quad (5)$$

$$NPV_C = \text{Net Present Value of Costs} = Pa Y\left(\frac{1}{1+r}, N\right) + C_c f_{OM} Y\left(\frac{1+i}{1+r}, L\right) \quad (6)$$

$$Y(k,l) = \sum_{j=1}^l k^j = \frac{k - k^{l+1}}{1 - k}$$

$$CRF = \text{Capital Recovery Factor} = \frac{b}{1 - (1+b)^{-N}} \quad (7)$$

Dall'analisi risulta che il costo dell'energia prodotta con questa tecnologia è in linea con quello dell'energia eolica, pur avendo ancora ampi margini di miglioramento soprattutto in un'ottica di riduzione dei costi di installazione in mare, attuabile se le turbine da ancorare sono più di una, con una riduzione dei costi di realizzazione, ottenibile con una produzione in serie della turbina e disegnando nella maniera più opportuna la *boa*.

### RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- 1 Coiro, D.P. and Nicolosi, F.: Numerical and Experimental Tests for the Kobold Turbine. In: SINERGY Symposium, Hangzhou, Republic of China, November 1998
- 2 Montella, F. and Melone S.: Analisi Sperimentale e Numerica del Comportamento Statico e Dinamico di una Cicloturbina ad Asse Verticale. Aerospace Engineering Degree Thesis. Napoli, Italy: Dipartimento di Progettazione Aeronautica, December 2003.
- 3 Strickland, J. H.: A review of aerodynamic analysis methods for vertical-axis wind turbine. In: Fifth ASME Wind Energy Symposium, SED-Vol.2 edited by A.H.P. Swift
- 4 Strickland, J. H., Webster B.T., Nguyen T.: "A vortex Model of the Darrieus Turbine: an Analytical and Experimental Study". In: SAND79-7058 Contractor Report, 1980.
- 5 Paraschivoiu, I.: Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept. Ecole Polytechnique de Montreal, Polytechnic International Press, 2002.
- 6 Coiro D. P. and de Nicola C.: "Prediction of Aerodynamic Performance of Airfoils in Low Reynolds Number Flows". In: Low Reynolds Number Aerodynamics Conference, Notre Dame, Indiana, U.S.A., June 1989.
- 7 Katz, J., Plotkin, A. Low Speed Aerodynamics – from Wing Theory to Panel Methods, McGraw-Hill International Editions – Aerospace Science Series, 1991.
- 8 AA.VV.: "Wind Turbine Technology", David A. Spera Editor, 1994
- 9 Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L.: Wind Energy Explained, John Wiley & Sons, 2002