

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

Produzione elettrica dalla riqualificazione di strutture frangiflutti, tramite impianto mini-hydro

RELATORE: CH.MO PROF. ROBERTO CALDON
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORRELATORE: ING. FABIO PASUT
S.T.E. ENERGY

LAUREANDO: DENIS BALDIN

ANNO ACCADEMICO 2013-2014

INDICE

SOMMARIO	1
INTRODUZIONE	3
1. L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE	7
1.1 Il mare come grande riserva di energia.....	7
1.2 Forme di energia estraibili dal mare	10
1.2.1 Energia dalle correnti marine	10
1.2.1.1 Teoria di Betz	12
1.2.1.2 Turbine ad asse orizzontale	15
1.2.1.3 Turbine ad asse verticale	17
1.2.2 Energia dalle maree	17
1.2.2.1 Origine delle maree	18
1.2.3 Energia dai gradienti termici	20
1.2.4 Energia da gradiente salino	21
1.2.5 Energia dal moto ondoso	22
2. LE ONDE.....	23
2.1 L'energia ondosa	23
2.2 Genesi delle onde	24
2.3 Distribuzione dell'energia ondosa.....	26
2.3.1 Distribuzione dell'energia ondosa in Italia	27
2.4 Parametri dell'energia ondosa	28
2.4.1 Velocità di fase e di gruppo	29

2.4.2 Energia e potenza trasportata	33
3. CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA.....	35
3.1 Classificazione dei dispositivi	36
3.2 Classificazione basata sulla distanza da riva	37
3.3 Disposizione rispetto al fronte d'onda	38
3.4 Principi di funzionamento	39
3.4.1 Dispositivi a tracimazione (OTD)	39
3.4.2 Dispositivi a colonna d'acqua oscillante (OWC)	43
3.4.3 Zattere articolate (WAB)	47
3.4.4 Boe e galleggianti	51
3.4.5 Dispositivi a galleggiamento controllato	51
4. INNOVATIVA DIGA MARINA	55
4.1 Progetto DIMEMO®	55
4.2 Modifiche strutturali necessarie	56
4.3 Modello idraulico	59
4.4 Parametri e dimensioni significative	61
4.5 Strumenti e misure	63
4.6 Distribuzioni di pressione	63
4.7 Comparazione carichi	67
4.8 Overtopping discharge model	70
4.8.1 Relazione di kofoed	70
4.8.2 Overtopping oltre il muro di coronamento	73
4.8.3 Limitazione della portata oltre la struttura	74

5. CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA.....	77
5.1 Individuazione del sito.....	77
5.2 Dimensionamento della diga.....	79
5.2.1 Ipotesi semplificative adottate.....	80
5.2.2 Determinazione del livello di cresta Rr.....	82
5.2.3 Incidenza parametri strutturali	84
5.3 Portata disponibile	86
5.4 Candidate turbine idrauliche.....	91
5.4.1 Coclea	93
5.4.2 Mini-Kaplan.....	95
5.4.3 Very Low Head turbine (VLH)	97
5.4.4 Dive-Turbine	98
5.4.5 Determinazione della tecnologia hydro appropriata	99
5.5 Coclee standard per innovativa applicazione	100
5.5.1 Ricerca della configurazione ottimale	101
5.6 Definizione apparecchiature elettromeccaniche d’impianto	107
5.6.1 Opera di presa e paratoia di macchina.....	108
5.6.2 Vite idraulica	109
5.6.3 Moltiplicatore di giri	110
5.6.4 Generatore Asincrono	110
5.6.5 Sistema di rifasamento	111
5.6.6 Trasformatore.....	113
5.6.7 Sistemi ausiliari di automazione e distribuzione.....	113

5.6.8 Locale tecnico	114
5.7 Sopravvivenza in ambiente marino	114
5.7.1 Provvedimenti atti a limitare la corrosione.....	116
5.8 Piano economico e rientro dell'investimento	120
5.8.1 Analisi dei costi di investimento	120
5.8.2 Ricavi provenienti dalla vendita dell'energia	121
5.8.3 Indici finanziari	121
CONCLUSIONI.....	125
RINGRAZIAMENTI.....	131
BIBLIOGRAFIA	135
APPENDICI	135
Appendice 1.....	135
Appendice 2.....	142
Appendice 3.....	144

SOMMARIO

L'obiettivo di questo lavoro di tesi è realizzare uno studio di fattibilità tecnico-economica di un reale sistema a diga marina sfruttante la portata trascorrente indotta dal moto ondoso per produrre energia elettrica, attraverso turbine idroelettriche per bassi salti a oggi presenti sul mercato.

Nell'introduzione sono richiamate le note motivazioni che portano all'interessamento e alla ricerca di nuove fonti d'energia, anche se attualmente meno competitive rispetto alle fonti energetiche tradizionali.

Nel primo Capitolo sono trattate le diverse forme di energia possedute dagli oceani e dei mari allo scopo di comprendere vantaggi e svantaggi della costruzione di una diga marina con lo scopo di ricavare un impianto per la produzione di energia elettrica. Compresa la vastità del tema, si focalizza l'attenzione sull'energia derivante dal moto ondoso, analizzando nel secondo Capitolo la fisica e i principali parametri di un'onda. Nel terzo Capitolo si fornisce una classificazione dei convertitori sfruttanti l'energia ondosa (WEC), soffermandosi soprattutto sulla classificazione basata sul principio di funzionamento.

Fatta questa panoramica generale ma essenziale dei primi tre capitoli, si riporta il lavoro di modellazione e studio delle problematiche annesse alla realizzazione di una diga

marina, avvalendosi della collaborazione di S.T.E. Energy, società operante nel settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, presso è stato svolto lo stage.

Nel quarto Capitolo si presenta la dinamica dell'overtopping e la formula implementata per il calcolo della portata tracimante, esplicitando il programma MATLAB realizzato per stimare il livello di cresta ottimale della struttura e l'energia idraulica teoricamente sfruttabile.

Nel quinto Capitolo è presentato un possibile layout di impianto collocato nei pressi di Alghero (territorio Italiano con la maggiore disponibilità d'energia ondosa), citando i principali componenti elettromeccanici, facendo attenzione alla sopravvivenza in ambiente marino parlando delle problematiche e provvedimenti atti a limitare la corrosione. Identificata la tipologia di turbina ideale, dalla portata disponibile si troveranno la taglia e il numero di turbine necessarie per realizzare la configurazione ottimale eseguendo una semplificata analisi economica.

Dallo studio effettuato si evince che trascurando le opere civili di adeguamento delle strutture frangiflutti, l'impianto mini-hydro su diga marina è tecnicamente e economicamente vantaggioso anche per mari con modesti contenuti energetici, anche se a causa dell'alta variabilità della portata disponibile e dell'esiguo battente sviluppato la turbina più idonea e che incontra minori problematiche nella gestione è la turbina Coclea.

INTRODUZIONE

Com'è noto e dimostrato ampiamente dai dati statistici, lo sviluppo di una società civile e urbanizzata necessita di energia, ed è provato che al crescere del benessere raggiunto i consumi pro capite aumentano. Attualmente c'è una grande disparità dei consumi energetici nelle varie regioni del mondo, infatti, si va dagli 8 (tep¹/capite) per i paesi del nord America, a consumi a livelli preistorici di 0,5-1,5 tep/capite per Africa, Cina, India, mentre i paesi Europei si attestano un consumo di 3-4 tep/capite, con un consumo energetico mondiale circa di 13 Gtep. Quello che desta più preoccupazione è la dinamica della richiesta energetica mondiale, infatti dal 1900 si è assistito ad un notevole incremento del consumo di energia, che è praticamente raddoppiato nei trent'anni dal 1973 al 2004 con un trend attualmente crescente, unito all'aumento della popolazione mondiale.

Fatte queste considerazioni di carattere generale, ma doverose, ci si pone una domanda: è effettivamente un problema la questione energetica ?

La risposta è SI, e le cause sono molteplici, il che giustifica la continua e affannosa ricerca nelle così dette energie rinnovabili, energie pulite, energie ecosostenibili. Le

¹ tep : tonnellate equivalenti di petrolio. 1 tep=41.870.000 Kjoule

motivazioni che hanno supportato questa ricerca, non sono solo legate all'inevitabile esaurimento delle fonti fossili tradizionali (petrolio, gas naturale, carbone, etc.) che attualmente hanno un rapporto R/P (risorse su produzione, calcolato su scala mondiale) rispettivamente di 50, 60 e 110 anni, ma riguardano la sostenibilità ambientale e la salute umana. Salvaguardare la "salute" del globo è di rilevanza fondamentale per prevenire eventi catastrofici che potrebbero rendere ostile la vita alle generazioni future. Infatti, non è più mistero che l'aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, alludendo principalmente al biossido di carbonio CO₂, sia dovuto a emissioni antropogeniche dovute alla combustione di fonti fossili, comportando un'accelerazione al fenomeno naturale dell'effetto serra, che provoca un aumento della temperatura media globale. Il cambiamento è d'obbligo giacché non sono noti con certezza gli effetti dell'evoluzione futura del clima, ed è irragionevole prendere dei rischi ingestibili in futuro; una strategia attendista risulta perdente poiché il ciclo della CO₂ ha una durata di 100 anni, e una volta compromesso l'ecosistema terra non è più reversibile.

D'altro canto c'è l'esigenza di supportare lo sviluppo dei paesi arretrati, che inevitabilmente rivendicheranno i loro diritti, e saranno portati a una crescita economica con il conseguente aumento della loro richiesta energetica.

Una delle soluzioni immediate al problema energetico è sicuramente la ricerca e sviluppo di fonti energetiche rinnovabili come l'energia solare, eolica, geotermica, e marina il cui potenziale sarà trattato nei prossimi capitoli. La ricerca è occasione di crescita economica, creazione di lavoro, conoscenza e innovazione.

Il passaggio sarà lento e graduale vista l'elevata inerzia del sistema energetico e la penetrazione delle fonti convenzionali, ma una volta completato si otterrà un'equa distribuzione delle fonti, il che aiuterà a garantire una stabilità geopolitica tra Stati sopperendo così alla ripartizione non omogenea attuale delle fonti fossili.

L'energia marina è uno dei settori maggiormente in corso di sviluppo e, dopo il solare e l'eolico, rappresenta la più recente sfida nel campo delle energie rinnovabili. I mari e gli oceani del pianeta coprono i 2/3 della superficie terrestre e pertanto costituiscono un'immensa riserva di energia, il cui sfruttamento può consentire di soddisfare una parte del fabbisogno energetico in varie regioni del mondo in modo sostenibile. Il termine

Energia Marina è comunemente utilizzato con riferimento all'energia di marea o ondosa; ciò nonostante, è importante ricordare che molte altre tipologie di energia sono presenti nel mare. In particolare l'energia marina si manifesta nelle seguenti forme:

- energia dalle maree, detta mareomotrice;
- energia dalle correnti marine e dalle correnti di marea;
- energia da onde;
- energia dai gradienti salini;
- energia dai gradienti termici.

Tali forme di energia saranno analizzate nel seguito, introducendo l'energia primaria così disponibile in natura, analizzando le tecnologie attualmente disponibili per convertirla. È da dire che il grado di sviluppo delle tecnologie atte allo sfruttamento di tali fonti sopra menzionate, presenta una disomogeneità, infatti, le tecnologie più mature sono sicuramente quelle basate sul moto ondoso, correnti di marea e maree.

Il presente lavoro di tesi si pone i seguenti obiettivi sotto menzionati particolarizzati per il caso studio trattato (località di Alghero):

- ✓ determinare la geometria dell'innovativa diga marina per quanto concerne i parametri influenti sulla producibilità dell'impianto idroelettrico su essa alloggiato (pendenza, quota di coronamento, angolo di incidenza);
- ✓ prevedere un possibile layout di impianto, identificando la tecnologia idroelettrica appropriata, citando le problematiche che incorrono in una simile installazione, considerando la problematica della sopravvivenza in un ambiente aggressivo come l'acqua marina, indicando le precauzioni;
- ✓ quantificare l'energia elettrica prodotta da un ottimizzato mini-hydro su diga marina;
- ✓ valutare la fattibilità economica e la sua competitività.

Per raggiungere gli obiettivi sopra menzionati ci si soffermerà principalmente sull'energia derivante dal moto ondoso, perché la modellazione di una diga marina adibita alla produzione di energia elettrica rientra nella categoria degli impianti a

tracimazione, sottocategoria dei dispositivi WEC (Wave Energy Convert). Per completezza sono trattate brevemente anche le altre fonti di energia marina per fornire un quadro delle prospettive e aspettative.

CAPITOLO 1

1. L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

1.1 Il mare come grande riserva di energia

L'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) stima che, in funzione dell'evoluzione tecnologica, il potenziale dell'energia dal mare nel mondo possa raggiungere un livello di generazione elettrica annua di 20.000 - 90.000 TWh.

L'energia dal mare ad oggi costituisce una fonte relativamente nuova nel panorama delle energie rinnovabili. Le tecnologie per ricavare energia dal mare sono attualmente in pieno sviluppo. L'energia dal mare può essere estratta attraverso tecnologie che utilizzano l'acqua di mare come forza motrice o attraverso tecnologie che sfruttano il suo potenziale chimico e termico. Nel dettaglio l'energia del mare può essere suddivisa in sei fonti distinte: le onde, maree, correnti di marea, correnti marine, gradienti di temperatura e salinità.

Ognuna di queste fonti richiede una particolare tecnologia per la conversione in energia elettrica. Sebbene la valutazione dettagliata della risorsa energetica marina sia ancora in

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

una fase preliminare, le prime stime a livello globale indicano che il potenziale energetico teorico del mare, nelle sue diverse forme, supera di gran lunga il presente fabbisogno energetico dell'intera popolazione mondiale. Inoltre, a livello globale è stato valutato che i dispositivi di conversione dell'energia del mare sono caratterizzati da basse emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita (costruzione, installazione e mantenimento). Sulla base degli studi condotti sui dispositivi attualmente installati nel mondo, sembra che i rischi ambientali derivanti da queste tecnologie siano relativamente bassi.

Alcune di queste risorse, come le correnti marine e il gradiente di salinità, sono distribuite quasi uniformemente a livello globale, mentre altre forme di energia marina sono distribuite in modo complementare tra loro. L'energia termica degli oceani, per esempio, è principalmente presente ai tropici (latitudine 0° a 35°), mentre l'energia delle onde si concentra alle medie latitudini (tra 30° a 60°). Tutte le tecnologie di conversione, ad eccezione degli sbarramenti di marea, sono allo stato attuale in fase di ricerca e sviluppo, o in uno stadio di prototipo dimostrativo o al massimo pre-commerciale. Tuttavia, visti gli alti livelli di energia disponibile a livello globale, molte iniziative sono state già intraprese da alcuni governi nazionali e regionali per sostenere lo sviluppo dell'energia dal mare attraverso una serie d'iniziative che includono sovvenzioni alla ricerca e sviluppo dei convertitori di energia, incentivi sulla produzione di energia dal mare, sviluppo d'infrastrutture, protocolli e regolamenti per le autorizzazioni degli spazi necessari all'installazione dei prototipi.

Le correnti di marea rappresentano la risposta barotropica alle fluttuazioni della superficie del mare dovuta alle maree. Le correnti di marea sono quindi movimenti orizzontali di acqua che risentono fortemente della variazione di profondità del fondo marino, e per questo motivo s'intensificano negli stretti e canali. Per questa loro caratteristica le correnti di marea d'intensità sufficiente per essere convertite in energia elettrica, sono localizzate in poche regioni della superficie terrestre. In Europa, il potenziale energetico delle correnti di marea è limitato a pochi Paesi: Scozia, Irlanda, Grecia, e Francia. In Italia le regioni più interessanti in termini di correnti marine sono

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

lo stretto di Messina, la laguna di Venezia, il canale di Sicilia e le Bocche di Bonifacio in Sardegna. Tra queste regioni la più energetica è lo Stretto di Messina.

Il Mediterraneo è un mare marginale, e come tale è caratterizzato da una circolazione marina con associati gradienti di temperatura e salinità sensibilmente più deboli rispetto a quelli oceanici. Queste caratteristiche limitano il numero di fonti energetiche disponibili nel Mediterraneo a due: correnti di marea e onde. Anche le onde risentono tuttavia delle dimensioni ridotte del bacino e sono, infatti, caratterizzate da altezze significative e periodi minori rispetto a quelle oceaniche. Da una recente stima del potenziale energetico del moto ondoso presente lungo le coste italiane condotta dall'ENEA (vedere Figura 1.1), è emerso che il mar Adriatico presenta un valore medio di circa 2 kW/m. Il mar Ionio, come il Tirreno medio possiede livelli energetici lievemente superiori con una media di circa 3 kW/m di potenza ondosa. Il mar Tirreno inferiore ha un livello energetico medio di circa 4 kW/m. Un comportamento del tutto diverso è evidenziato per la costa nord occidentale della Sardegna, dove la stima raggiunge valori di potenza di circa 10 kW/m. La potenza media annuale è di 9.05 kW/m, che corrispondono a un valore di energia annua di 79.2 MWh/m. Come prevedibile, l'energia del moto ondoso disponibile per la conversione in energia elettrica nei mari italiani è relativamente bassa se paragonata ai paesi dell'Europa Atlantica. Tuttavia recenti sviluppi tecnologici nel campo dei convertitori dell'energia delle onde, ottenuti da centri di ricerca e Università Italiane, hanno evidenziato come sia possibile sfruttare al meglio questa risorsa energetica.

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

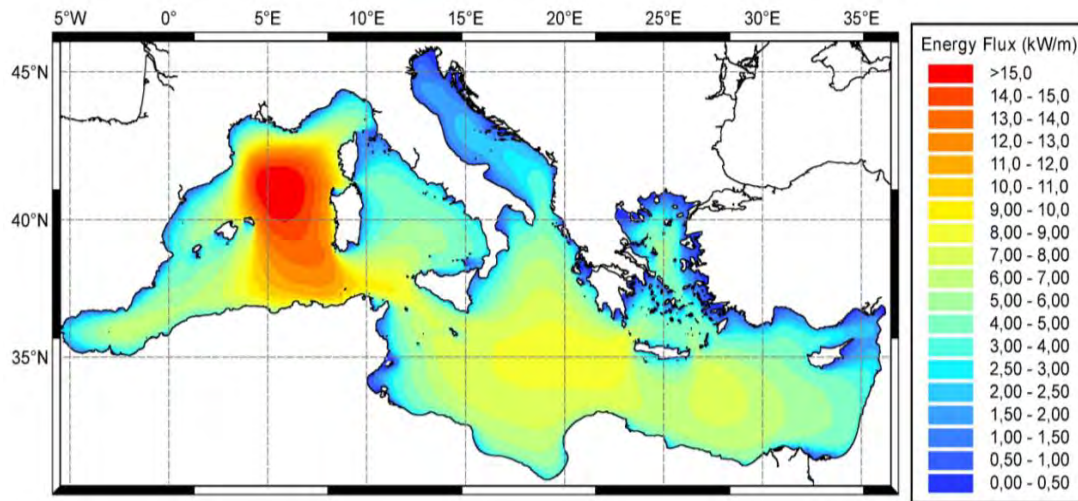


Fig. 1.1 – Mappa della distribuzione dell'energia ondosa nel Mediterraneo

1.2 Forme di energia estraibili dal mare

1.2.1 Energia dalle correnti marine

L'energia delle correnti marine è quella estraibile dalle enormi masse d'acqua in movimento che costituiscono le correnti marine, dette anche oceaniche. Le correnti marine possono essere paragonate a immensi fiumi che scorrono in seno al mare. Si tratta di masse d'acqua di densità diversa, che non si mescolano tra loro, ma scorrono a lungo l'una accanto all'altra, seguendo una direzione quasi costante e con una caratteristica velocità. Le correnti marine si distinguono dalle acque circostanti sia per la temperatura sia per la salinità, e a volte anche per il colore e le concentrazioni di materiali sospesi. Ne esistono di vario tipo: costiere, di mare aperto, superficiali e di profondità, stabili o stagionali, ecc.

Si stima che a livello mondiale il potenziale installabile sia superiore ai 100 GW con una produzione di energia superiore a 800 TWh/anno.

Le correnti marine sono dotate di energia cinetica, e possono essere sfruttate con lo stesso principio utilizzato per l'energia eolica tramite turbine, ad asse orizzontale (più adatte alle correnti marine costanti, come quelle presenti nel Mediterraneo) o verticale (per correnti di marea che cambiano direzione), sebbene esistano altri modi per estrarre energia da una corrente fluida ad esempio utilizzando dispositivi oscillanti, ad effetto

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

venturi per poi spingerci nel settore della ricerca di ambiziosi convertitori magnetofluidodinamici che si prefissano di convertire direttamente l'energia idrodinamica in elettrica con l'evidente vantaggio di non avere parti meccaniche in movimento. Questo dispositivo è pensato in modo da avere un circuito elettrico che opera come lo statore di una dinamo, mentre il rotore è costituito dalla stessa acqua marina. Lo studio di tali dispositivi è al momento puramente teorico.

I dispositivi oscillanti invece sono dotati di alette che si muovono avanti e indietro in un piano perpendicolare alla corrente di marea. Uno di questi dispositivi utilizza dei pistoni per alimentare un circuito idraulico, che fa girare un motore pneumatico trascinando un generatore elettrico.

Nei dispositivi a effetto venturi il flusso di marea viene convogliato in un condotto convergente che ne determina un aumento di velocità ed una diminuzione di pressione. Tale differenza di pressione può essere sfruttata in un circuito secondario mediante una turbina. L'efficienza del sistema è sicuramente bassa, ma ha l'innegabile vantaggio che buona parte dell'assieme può essere installato a terra, garantendo così un accesso relativamente semplice a tutte le parti in movimento e all'attrezzatura elettrica evitando i fenomeni di corrosione derivanti dall'ambiente marino. Uno dei siti più interessanti per lo sfruttamento in ambito Mediterraneo di questa energia rinnovabile è rappresentato dallo Stretto di Messina, caratterizzato da correnti con velocità di 1,5 m/s. L'energia dalle correnti rappresenta una delle fonti più interessanti e inesplorate tra le fonti di energie marina, ed è per questo motivo che in tale ambito c'è molta ricerca ed esistono diverse tipologie di turbine in fase prototipale e in fase di test. È chiaro che in uno scenario così ampio, e con grandi margini di sviluppo, non è ancora stata identificata la tecnologia vincente, ma sarà il tempo a indicare la strada da perseguire. Come già detto questa fonte energetica, assomiglia molto all'energia eolica, e i dispositivi maggiormente promettenti sono quelli utilizzando turbine, per questo motivo ho ritenuto opportuno richiamare la teoria su cui si fonda la conversione eolica, la teoria di Betz.

1.2.1.1 Teoria di Betz

Per calcolare la potenza teorica estraibile da una “vena” di fluido dal rotore di una turbina per applicazioni marina si può fare riferimento alla teoria di Betz [1], formulata negli anni '20 del secolo scorso dal fisico tedesco Albert Betz. Per ricavare una relazione analitica si considera il seguente schema: il fluido incontra il rotore della turbina inserito all'interno del tubo di flusso stesso, via via che si avvicina alle pale del rotore, l'acqua nel tubo di flusso è progressivamente rallentata, mentre la pressione aumenta. Al passaggio attraverso la turbina, la corrente fluida cede la propria energia, nell'ipotesi di considerare il rotore di spessore infinitesimo si ha un abbassamento istantaneo della pressione. È proprio grazie al salto Δp di pressione che si viene a creare sul rotore una coppia, estraibile convertibile in seguito in energia elettrica.

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

1. concetto di tubo di flusso: il flusso che attraversa la turbina non interagisce con la restante porzione di fluido che lo circonda;
2. in ogni sezione del tubo di flusso la velocità sia uniforme, ovvero il modulo della velocità vari solamente lungo la direzione assiale;
3. nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si ritiene una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione idrostatica p_0 dell'ambiente esterno funzione della profondità di installazione della macchina;
4. la vena di fluido mantenga la sua orientazione e non venga influenzata da fenomeni locali quali vortici, sede di dissipazioni;
5. non ci siano effetti di rotazione della vena di fluido a causa dell'estrazione della quantità di moto;
6. si considera, ed è l'ipotesi certamente più verificata, che la densità ρ si mantenga costante, visto che l'acqua è incomprimibile.

Per le due sezioni, a monte e a valle del rotore vale il teorema di Bernoulli:

$$\text{cost} = h + \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} \quad (1.1)$$

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

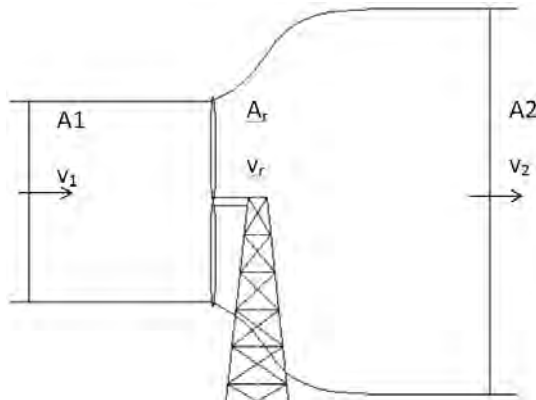


Fig. 1.2 – Schema di principio della teoria di Betz

Applicandolo al tratto a monte del rotore, cioè alla porzione imperturbata A1 fino alla sezione in cui si trova la turbina considerata di spessore infinitesimo, si può scrivere:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g} = \frac{v_r^2}{2g} + \frac{p_r}{\rho g} \quad (1.2)$$

Dove v_r è la velocità della corrente in corrispondenza della turbina. Per il tratto a valle, del disco attuatore fino alla sezione imperturbata A2, vale:

$$\frac{v_r^2}{2g} + \frac{(p_r - \Delta p)}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g} \quad (1.3)$$

Sommando membro a membro le equazioni relative al teorema di Bernoulli a monte e a valle del rotore si ricava la variazione di pressione Δp .

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.4)$$

Dalla conoscenza del salto di pressione e dell'area "spazzolata" dalla turbina posso calcolare una prima espressione della forza orizzontale data da:

$$F = A_r \Delta p = A_r \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.5)$$

D'altra parte, la forza è pari alla derivata della quantità di moto ovvero:

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

$$F = \rho v_r A_r (v_1 - v_2) \quad (1.6)$$

Eguagliando le due espressioni della forza, si ottiene l'espressione della velocità v_r in corrispondenza della turbina.

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (1.7)$$

Definito il parametro funzionale "a", chiamato fattore d'interferenza:

$$a = 1 - \frac{v_r}{v_1} = \frac{v_1 - v_r}{v_1} \quad (1.8)$$

Dalla manipolazione delle formule (1.6) e (1.8) si ottiene facilmente un'espressione della forza semplicemente funzione della velocità v_1 infinitamente a monte della corrente marina, e del fattore di interferenza la cui espressione è stata sopra citata.

$$F = \rho A_r v_1^2 2a(1 - a) \quad (1.9)$$

Dall'espressione della forza è facile passare alla potenza moltiplicando la stessa per la velocità v_r la quale sarà espressa nella forma dipendente dal fattore d'interferenza "a" ottenendo la seguente espressione:

$$P = F v_r = \rho A_r v_1^3 2a(1 - a)^2 \quad (1.10)$$

Questa è un'espressione fondamentale poiché si può notare come la potenza estraibile da una corrente marina risulti proporzionale all'area "spazzolata" dal rotore e quindi in definitiva dall'ingombro della turbina, e dal cubo della velocità, quindi da qui si giustifica l'interesse per correnti marine a maggiore energia cinetica.

Fissate velocità della corrente e il diametro della girante, l'unico parametro libero è il sopra citato parametro di interferenza. Per ottimizzare la potenza estraibile, si ricercano degli zeri della derivata dell'equazione della potenza, ottenendo il seguente risultato:

$$\frac{dP}{da} = 0 \implies a = 1; a = \frac{1}{3}; \quad (1.11)$$

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

Delle due soluzioni che annullano la derivata della potenza, la soluzione $a = 1$ non ha senso, poiché comporterebbe una velocità v_r nulla, il che fisicamente significherebbe che la corrente marina si arresta in corrispondenza della turbina, il che va contro l'equazione di continuità. Pertanto l'interferenza ottimale risulta, $a_{ott} = \frac{1}{3}$, in corrispondenza alla quale si ha:

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho A_r v_1^3 \quad (1.12)$$

Quanto efficiente è l'estrazione di energia dalla corrente fluida?

Per rispondere basta fare il rapporto tra la potenza estratta e quella intrinseca trasportata dalla corrente fluida P_v che vale:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_r v_1^3 \quad (1.13)$$

Il rapporto tra le due potenze è chiamato coefficiente di prestazione C_p .

$$C_p = \frac{\rho A_r v_1^3 2a(1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho A_r v_1^3} \quad (1.14)$$

Il valore di C_p calcolato per a_{ott} vale

$$C_{p\ max} = \frac{16}{27} = 0.59$$

Questo è un importante risultato che afferma che la massima efficienza teorica è circa il 60% e questo si può vedere come un limite. Il fattore d'interferenza e il coefficiente di prestazione C_p dipendono dalle modalità costruttive della turbina. I risultati e le espressioni ricavate sono state ricavate trascurando tutti i fenomeni di attrito e soprattutto le turbolenze indotte dalla rotazione del rotore all'interno del tubo di flusso, pertanto nelle reali applicazioni il C_p è più piccolo di quello calcolato.

1.2.1.2 Turbine ad asse orizzontale

Sono dispositivi che utilizzano le tecnologie più tradizionali, derivate sia dalle conoscenze sui generatori eolici sia dalla ben più lunga conoscenza sui propulsori

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

marini. Sfruttare una corrente marina, piuttosto che una corrente d'aria presenta una serie di vantaggi, infatti, la densità dell'acqua è circa 800 volte quella dell'aria quindi le macchine destinate a intercettare tali potenze, derivate dai generatori eolici, possono, a parità di altre condizioni, avere dimensioni più contenute rispetto a questi: ad esempio una corrente idrica di solo 1 m/s possiede una potenza di circa 500 w/m^2 .

Le correnti marine o fluviali sono inoltre, nelle quasi totalità dei casi, unidirezionali o bidirezionali e pertanto non sono richiesti i complessi dispositivi di allineamento dell'angolo d'imbardata tipico dei generatori eolici. Hanno un basso impatto ambientale potendo, in linea di principio, risultare completamente sommersi a una profondità tale da non costituire intralcio alla navigazione, anche se nei principali prototipi finora costruiti vi è sempre una parte affiorante per renderne facile sia l'installazione sia la manutenzione.

Nella maggior parte dei casi si tratta di gruppi turbine-generatore ad asse orizzontale montati su pali verticali conficcati sul fondo ed emergenti in maniera da montare il gruppo fuori dell'acqua e poi farlo scorrere verticalmente tramite cremagliera fino a portarlo all'affondamento voluto. La turbina può essere accoppiata direttamente ad un normale generatore attraverso un organo di trasmissione in genere costituito da una scatola di ingranaggi moltiplicatori, l'energia elettrica prodotta è poi trasmessa a terra attraverso cavi isolati. L'adeguamento della turbina ai diversi regimi di velocità, al fine del massimo rendimento, e all'inversione del moto si realizza variando il passo dell'elica.

I principali dispositivi finora costruiti utilizzando turbine ad asse orizzontale hanno rendimenti complessivi intorno al 15% – 20% lontani quindi dal massimo coefficiente di prestazione C_p pari al 60% come dimostrato nella trattazione della teoria di Betz, ma trattandosi di tecnologie appena agli inizi c'è speranza in un rapido miglioramento nei prossimi anni[2].

Per quanto riguarda l'impatto ambientale di tali tecnologie la bassa velocità di rotazione delle pale (velocità periferica inferiore a 12 m/s), fa sì che difficilmente si abbia il ferimento di animali marini o si introducano rumori fastidiosi in quanto ogni cura sarà adottata ad evitare la cavitazione. Per quel che riguarda il rapporto tra energia prodotta e

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

utilizzata (ERoEI Energy Return on Energy Invested) uno studio preliminare stima che sia lo stesso di quello dei generatori eolici e cioè che essi producano l'energia utilizzata per la costruzione nei primi 4-6 mesi di funzionamento.

1.2.1.3 Turbine ad asse verticale

Le turbine ad asse verticale, o lievemente inclinate nei dispositivi galleggianti, sono derivate dalle turbine eoliche Darreius e presentano alcuni vantaggi rispetto a quelle ad asse orizzontale. I principali sono: il miglior rendimento; l'omnidirezionalità sul piano orizzontale; la possibilità di avere parte dei dispositivi (moltiplicatore di giri e componenti elettrici) fuori dall'acqua; semplicità di montaggio e minori oneri per la manutenzione. Per contro hanno alcuni difetti quali una coppia non costante durante l'intero ciclo il che comporta la presenza di vibrazioni e talvolta l'avviamento alla rotazione non è spontaneo. Avendo cospicue parti emerse presentano un maggiore impatto visivo e ambientale, con le conseguenze problematiche di accettazione sociale.

1.2.2 Energia dalle maree

Lo sfruttamento delle maree è la tecnologia più vecchia nell'ambito dell'energia oceanica, si hanno notizie di mulini azionati dalle maree installati sulle coste spagnole, francesi e britanniche risalenti all'XI secolo.

La marea è il ritmico innalzamento e abbassamento del livello del mare provocato dall'azione gravitazionale della Luna e del Sole. Le maree, solitamente, presentano un'ampiezza (dislivello tra l'alta e bassa marea) inferiore a 1 metro. In alcune zone, per la particolare configurazione del sito, i dislivelli possono essere particolarmente elevati, tali da prestarsi a essere sfruttati per la produzione di energia elettrica mediante centrali di marea utilizzando le tradizionali turbine idrauliche previste per siti a basso salto. In fase di alta marea, quando il battente creato è sufficientemente elevato, l'acqua fluisce in un vasto passando attraverso una serie di tunnel, nei quali attiva delle turbine collegate a dei generatori. Durante la bassa marea, al contrario, l'acqua del bacino

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

defluisce verso il mare aperto e nuovamente mette in rotazione le turbine poste all'interno dei tunnel. Le turbine impiegate negli impianti di mare sono turbine di tipo reversibile, capaci cioè di attivarsi per entrambe le direzioni del flusso. Una delle centrali più significative è in funzione da circa 30 anni nella Francia settentrionale, alla foce del fiume Rance, sulla Manica; la differenza media tra il livello minimo e il livello massimo dell'acqua è di 8 metri, ma può raggiungere occasionalmente i 12-13 metri e la potenza è di 240 MW (10 turbine a bulbo da 24 MW). La barriera è lunga 700 m, la superficie del bacino è pari a 22 km².

Si definiscono centrali a energia mareomotrice quelle che sfruttano le maree, da questo spesso l'energia dalle maree è titolata mareomotrice.

Ad oggi sono stati individuati a livello globale 21 siti, dove le caratteristiche delle maree sono adatte all'installazione di questo tipo di centrali mareomotrici.

Il World Energy Council (WEC) ha stimato un potenziale energetico mondiale (dalle maree) di circa 22000 TWh, di cui solo 200 TWh sono economicamente sfruttabili.

In questo momento se ne sfruttano solo 0,6TWh. La vera limitazione di questa tecnologia sono gli elevati investimenti necessari per la costruzione di opere civili rappresentate dagli sbarramenti, di conseguenza, l'energia mareomotrice è particolarmente cara.

1.2.2.1 Origine delle maree

Le maree sono l'effetto più tangibile dell'influenza esercitata dal Sole e dalla Luna sul nostro pianeta, e sono quindi causate in maniera diretta dalla forza gravitazionale² universale che vede due qualsiasi corpi attrarsi in maniera reciproca in funzione della propria massa e della distanza reciproca che li separa.

² Legge di gravitazione universale:

$$F = \frac{M_1 M_2}{d^2} G$$

Dove M_1 e M_2 sono le masse dei due oggetti, d è la distanza, mentre G è la costante di gravitazione universale pari a $6,67 \cdot 10^{-11}$ [Nm²/kg²]

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

La Luna esercita una forza di attrazione sulla Terra che maggiormente si ripercuote sulla massa liquida perché questa a differenza di quella solida, è più soggetta alle deformazioni.

A incrementare il fenomeno concorre anche il Sole con la sua forza di attrazione che comunque agisce in misura minore di quella lunare, infatti, anche se più grande, la nostra stella dista dalla terra 400 volte più della Luna, con la conseguenza che il nostro satellite farà sentire la propria influenza 2,2 volte di più [4].

Il risultato di queste forze sarà allora un'oscillazione della massa liquida che provocherà in ogni istante un rigonfiamento del livello delle acque che si rifletterà anche nella parte opposta della Terra per cause che vedremo. Viceversa negli altri due punti diametralmente opposti, avremmo due abbassamenti. Sono i così detti fenomeni di alta e bassa marea che nell'ambito di un giorno lunare, 24 ore e 50 minuti, si verificano nello stesso luogo con periodicità di 12 ore e 25 minuti (maree semidiurne) ed un intervallo fra uno e l'altro di 6 ore e 12 minuti e 30 secondi circa.

Oltre alla forza di gravitazione universale in questo fenomeno entra in gioco anche un'altra forza, quella centrifuga. Infatti, la Terra e la Luna, legati da mutua attrazione, costituiscono un unico sistema che ruota attorno ad un baricentro collocato a circa 4800 km dal centro della Terra in direzione della Luna, con il risultato che la massa d'acqua che si trova dalla parte opposta rispetto alla Luna si gonfia appunto per la forza centrifuga derivante dalla rotazione del sistema.

Quando i tre pianeti sono quasi allineati (evento che si verifica ogni 14 giorni) si ottiene un effetto congiunto massimo che corrisponde alla massima marea.

In mare aperto (oceano) le maree hanno ampiezze modeste 25-30 cm con picchi che difficilmente posso raggiungere il metro. In prossimità delle coste, l'ampiezza può superare i 10 metri (Estuario Severn, UK, o Baia di Fundy). L'ampiezza dipende dalla morfologia della costa e dall'eventuale forma dell'estuario (foce del fiume a forma d'imbuto) che è un fenomeno che amplifica le fluttuazioni di marea. Le ampiezze più significative si rilevano in prossimità delle coste (variazioni di qualche metro). In Europa l'ampiezza di marea più significativa (valore medio di 10 m) si registra lungo le coste della Bretagna (Saint Malo). Nel Mediterraneo le ampiezze sono modeste

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

(Marsiglia: 21 cm), mentre nell'alto Adriatico (Trieste, Venezia, Ravenna) si registrano ampiezze da 0.8 a 1.1 m. Lungo le coste atlantiche canadesi si registrano ampiezze anche di 15 m (baia di Fundy).

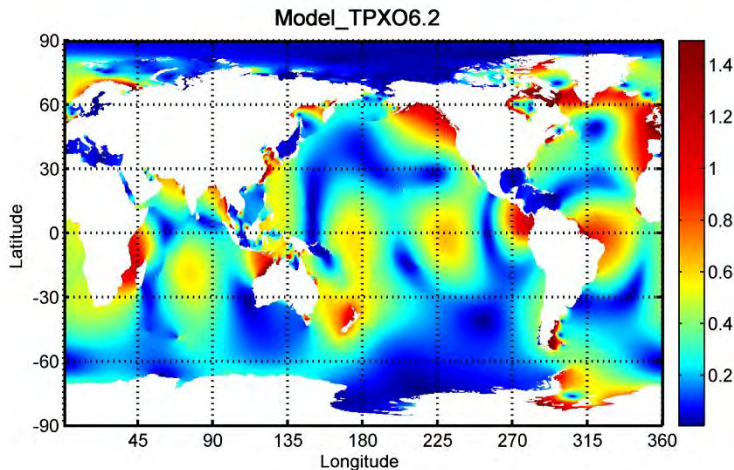


Fig. 1.3 – Mappa dell'ampiezza delle escursioni del livello medio del mare

1.2.3 Energia dai gradienti termici

Questa tecnologia ha più di 130 anni, pensata alla fine del 1800 per produrre energia sfruttando il gradiente termico delle acque marine, tuttavia è ancora oggi lontana da applicazioni commerciali per gli elevati costi e difficoltà realizzative. Comunque l'immenso potenziale energetico rappresentato dagli oceani tropicali, assimilabili a un immenso collettore solare è sede di studio e di ricerca allo scopo di ridurre i costi realizzativi. L'energia termica marina è legata alle differenze di temperatura che si riscontrano tra i diversi strati del mare. L'energia solare, infatti, riscalda la superficie del mare e crea una differenza di temperatura tra le acque superficiali più calde che possono raggiungere i 25°-28°C, e quelle situate in profondità, più fredde, che non superano i 6°-7°C. La prima centrale per la conversione dell'energia termica degli oceani Otec "Ocean Thermal Energy Conversion" è nata nel 1996 al largo delle isole Hawaii e presenta il seguente principio di funzionamento: le acque superficiali, più calde, consentono di far evaporare sostanze a basso punto di ebollizione, come ammoniaca e fluoro, i vapori ad alta pressione, mettono in moto una turbina a vapore e un generatore. L'acqua fredda pompata dalle profondità del mare è utilizzata per condensare il vapore in liquido, così

facendo si realizza un circuito chiuso, analogo a quello delle centrali termoelettriche tradizionali utilizzando acqua come fluido motore. La potenza ricavabile da tale impianto era di 50 KW, si prevedeva di raggiungere una produzione pari a 2 MW, con un ovvio aumento dei costi, ma dopo pochi mesi l'impianto è stato smantellato, per evidenti difficoltà.

L'OTEC è una tecnologia che si presenta vantaggiosa solo nei mari tropicali, dove la differenza di temperatura tra le acque di superficie e quelle profonde, è di circa 25°C, differenza sufficiente a garantire la produzione di una quantità di energia economicamente sfruttabile. La Figura 1.4 mostra i gradienti di temperatura oceanica esistenti nel mondo: le zone dal giallo al rosso sono le zone idonee per lo sfruttamento del gradiente termico al fine di produrre energia elettrica.

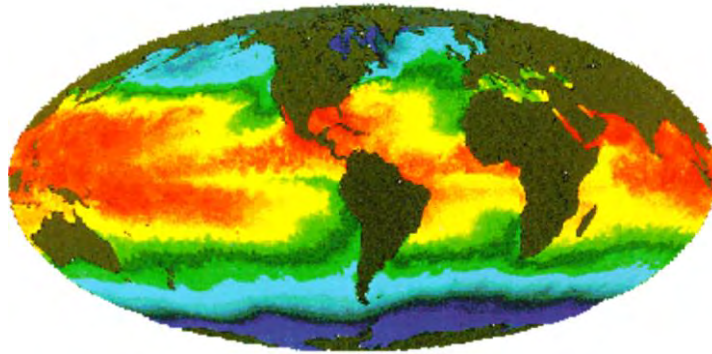


Fig. 1.4 – Mappa dei gradienti termici oceanici

Si può stimare l'ammontare energetico di questa fonte pari a 10000 TWh/anno. Questo risultato se pur di scarso interesse visto l'impossibilità fisica di riuscire a sfruttare tutta l'energia termica immagazzinata negli oceani, almeno ad oggi, è una stima dell'enorme energia stoccata annualmente e potenzialmente sfruttabile una volta messe a punto tecnologie adeguate.

1.2.4 Energia da gradiente salino

L'energia da gradiente salino, detta anche osmotica, è l'energia legata alla differenza di concentrazione salina fra l'acqua di mare e quella dolce. L'energia osmotica, si libera in elevate quantità alla foce di un fiume, dove l'acqua dolce si mescola con la salata, può essere convertita in energia utile mediante l'impiego di una membrana semipermeabile,

CAPITOLO 1

L'ENERGIA RINNOVABILE CHE VIENE DAL MARE

che separa l'acqua dolce da quella salata: il liquido a bassa salinità passa attraverso la membrana nella soluzione a salinità maggiore generando una sollevazione del livello dell'acqua salata e creando quindi un salto sfruttabile con tecnologie idroelettriche tradizionali.

In Norvegia alla fine del 2009 è stata inaugurata la prima centrale a osmosi. Per ora la capacità di produzione è ancora bassa 4 kW di potenza, ma nel breve si sono posti l'obiettivo di arrivare 25 MW. Le prospettive di crescita ci sono. Questa è una fonte a basso impatto dato che l'inquinamento è quasi nullo e l'unico prodotto di scarto del processo è l'acqua salmastra. Nella rappresentazione sotto riportata è rappresentato schematicamente il principio osmotico, dove W_1 e W_2 rappresentano rispettivamente l'acqua dolce e salata, M è la membrana semipermeabile mentre P è la pressione totale risultante, che determina una sopraelevazione del livello dell'acqua salata. Il problema, che ostacola lo sviluppo di tale tecnologia, è il costo elevato della membrana, ma i continui miglioramenti e le innovazioni tecnologiche fanno ben sperare.

Il potenziale energetico stimato per tale fonte è di 2000 TWh/anno.

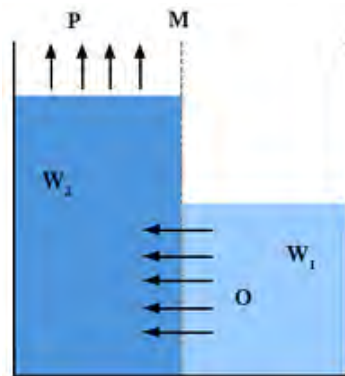


Fig. 1.5 – Schema del principio osmotico

1.2.5 Energia dal moto ondoso

L'energia ondosa, costituisce oggi la forma di energia marina maggiormente studiata e sfruttata e in cui vi sono le tecnologie più mature. Le tecnologie più sviluppate saranno oggetto di una trattazione più diffusa e ampia nel Capitolo 3 “convertitori di energia ondosa”.

CAPITOLO 2

2. LE ONDE

2.1 L'energia ondosa

L'energia ondosa è associata al moto delle onde, ovvero al moto dell'acqua in prossimità della superficie marina, questa viene espressa in potenza per ogni metro di fronte d'onda ed è generalmente misurata in KW/m come spiegato nel quarto paragrafo del medesimo capitolo. Le onde possono essere generate da diverse forze quali il vento, l'azione gravitazionale esercitata dal Sole e dalla Luna, le variazioni di pressione atmosferica, i terremoti. Le onde che presentano una più alta diffusione, e una maggiore concentrazione di energia sono sicuramente le onde generate dal vento, queste rappresentano una fonte concentrata di energia con variazioni orarie e giornaliere minori rispetto a quelle di altre risorse rinnovabili, come il vento, il sole [3]. Altre importanti caratteristiche a favore di questa fonte di energia sono la grande affidabilità con la quale i livelli ondosi in una specifica località possano essere previsti con largo anticipo, la possibilità di sfruttare ampie superfici oceaniche di molti chilometri quadrati, il basso

impatto ambientale e visivo che i dispositivi per la trasformazione di tale energia hanno rispetto ad esempio alle turbine eoliche, infatti, sono quasi invisibili sotto la linea dell'orizzonte. Inoltre l'energia ondosa presenta una diffusione e densità maggiore rispetto alle altre fonti rinnovabili come il vento e le maree.

Nonostante gli svariati vantaggi sopra elencati, anche questa, come tutte le energie rinnovabili presenta limitazioni. Quelle intrinseche dell'energia ondosa riguardano l'irregolarità dell'ampiezza e direzione dell'onda che comporta difficoltà nel raggiungere un'alta efficienza su tutta la gamma di frequenze di eccitazione, unito alla complessità di fornire un'adeguata protezione ai dispositivi verso eventi metereologici estremi.

Un'onda oceanica in acque profonde è come un enorme oggetto in movimento ma in realtà è energia in movimento, mentre l'acqua è ferma poiché si ha uno spostamento medio globale nullo. Pertanto un'onda oceanica non rappresenta una corrente d'acqua ma un flusso di energia.

Le onde generate in acque profonde, nella loro propagazione, perdono pochissima energia fino a quando non cominciano a risentire del fondale, è questo, infatti, il momento in cui è dissipata gran parte dell'energia per attrito. Un parametro che può essere significativo dell'importanza della dissipazione per attrito è il rapporto tra lunghezza d'onda e profondità del fondale, si ha che la dissipazione diventa significativa quando il fondale scende al disotto di circa la metà della lunghezza d'onda. Questa dissipazione per attrito può però essere compensata da vari fattori naturali quali la rifrazione e la riflessione che portano alla formazione di punti lungo la costa con notevoli concentrazioni di energia detti hot spots. La relazione tra potenza dell'onda e profondità dell'acqua dipende molto dalle condizioni locali del fondale, uno lungo e dalla bassa pendenza dissiperà sicuramente di più di uno molto ripido e corto.

2.2 Genesi delle onde

Il fenomeno naturale alla base della formazione delle onde è il vento, infatti, è l'azione del vento sulla superficie dell'acqua a determinare lo sviluppo delle onde. Ad essere

CAPITOLO 2

LE ONDE

precisi non è del tutto corretto dire che è il vento il fenomeno alla base della formazione delle onde, poiché questo deriva dall'azione del sole sull'atmosfera. I venti vengono generati dal gradiente di temperatura terrestre generato dall'azione combinata del sole e della rotazione terrestre, quindi si può arrivare ad affermare che le onde rappresentano una riserva di energia solare. Questo trasferimento porta ad una concentrazione dell'energia, in modo che i livelli di energia solare uniformemente distribuiti di circa 1 KW/m^2 possano essere convertiti in onde con livelli di energia che possono variare da 10 a 70 KW per metro di fronte d'onda in condizioni estive e ordinarie, mentre nei periodi invernali si può raggiungere anche i 150 KW per metro di fronte d'onda con picchi durante le tempeste di circa 1 MW/m . Durante il processo di formazione delle onde il vento soffia lungo la superficie libera del mare trasferendo parte della sua energia all'acqua. Il trasferimento di energia avviene nella direzione di propagazione dell'onda.

Le particelle di fluido compiono una traiettoria circolare, il cui raggio va via via sempre riducendosi all'aumentare della profondità, di conseguenza la densità del flusso dell'energia trasportata dall'onda andrà diminuendo con la profondità. In acque profonde si può stimare che il 95% dell'energia trasportata dall'onda può essere localizzata tra la superficie e una profondità di circa $\lambda/4$, (dove λ è la lunghezza d'onda). Il principale effetto dell'interazione tra aria e acqua è l'immediato aumento dell'altezza d'onda alla quale segue un aumento della lunghezza e del periodo. Si può intuire che, tanto più è grande la distanza sulla quale i venti possono agire sull'acqua per favorire la crescita delle onde, tanto più le onde saranno grandi ed il loro periodo prevalente lungo, ed è per tale motivo che mari interni e di piccole dimensioni hanno una ridotta energia ondosa. Una volta generate, le onde sono quasi "autonome" per quel che riguarda la loro propagazione, infatti, anche quando il vento soffia meno intensamente o addirittura non soffia più, le onde continuano a propagarsi perdendo energia gradualmente e molto lentamente. Le onde possono arrivare a propagarsi anche per migliaia di chilometri prima di frangere a riva anche senza la presenza del vento che le ha generate. La prevedibilità di questi processi di formazione e propagazione delle onde è uno dei fattori

che rende molto appetibile l'utilizzo dell'energia ondosa come fonte rinnovabile, limitando i problemi di dispacciamento della stessa.

2.3 Distribuzione dell'energia ondosa

Le onde generate a largo dai venti che spirano in pieno oceano, continuano la loro propagazione nello stesso senso del vento che le ha generate anche in assenza di questo o quando spira da direzioni diverse da quella di generazione. La propagazione delle onde dopo la loro generazione comporta una piccola perdita di energia ed un processo di regolarizzazione, questo fa sì che le zone con un clima ondoso molto energetico sono quelle esposte alle direzioni principali dei venti oceanici come le seguenti zone sottoelencate:

- le coste a nord-ovest del Nord America;
- le coste a sud-ovest del Sud America;
- le coste occidentali dell'Europa;
- le coste del Sud Africa;
- le coste neozelandesi;
- le coste meridionali dell'Australia.



Fig. 2.1 – Distribuzione mondiale della potenza delle onde marine in mare aperto per unità di larghezza del fronte d'onda (in kW/m)

Come si può afferrare dall'elenco sopra esposto, e dalla Figura 2.1 questa energia rinnovabile non si differenzia dalle altre per l'irregolarità della propria distribuzione nel globo. L'attività ondosa, in particolare, risulta intensa nelle zone comprese tra i 30° e i 60° di latitudine, su entrambi gli emisferi sulla costa Occidentale dei continenti, per la presenza di venti che soffiano prevalentemente da ovest verso est [5]. La potenza delle onde lungo le coste dell'Europa Occidentale è sufficiente a coprire il fabbisogno energetico della stessa Europa Occidentale.

Il World Energy Council ha stimato l'ammontare della possibile energia ricavabile dal moto ondoso a livello globale nell'ordine di 8000÷80000 TWh/anno.

2.3.1 Distribuzione dell'energia ondosa in Italia

L'acquisizione di dati sul clima ondoso è fornita dalla Rete Ondometrica Nazionale (Italian Wave Network), la quale è attiva dal 1989 e in questo momento dispone di 15 boe disposte a largo dei nostri litorali, come mostrato in Figura seguente.



Fig. 2.2 – Mappa della disposizione delle boe IWN

Ogni boa è collocata in acque profonde, cioè in corrispondenza di tiranti idrici sempre maggiori della metà della lunghezza d'onda. Da queste boe si possono ricavare informazioni ogni tre ore in merito a altezza d'onda, periodo d'onda, e direzione di provenienza. Questa rete è presente sul nostro territorio dal 1989, anche se i primi periodi sono stati caratterizzati da una presenza limitata di punti di misurazione.

Dall'analisi di tali dati, ad esempio applicando la formula (2.20), è stato possibile stimare la potenza fornita dal moto ondoso in ogni località. Da questo risulta che il mar Adriatico è quello che presenta un'energia ondosa media inferiore, pari ad un valore di circa 2 KW/m, poi seguono il mar Ionio, il nord e medio Tirreno con un valore medio di circa 3 KW/m e il sud Tirreno con un valore di circa 4 KW/m. L'unica eccezione che si riscontra in Italia riguarda i dati provenienti dalla boa posta a largo di Alghero che permettono di stimare una potenza media annua di circa 13.1 KW/m, che fa di Alghero la località con la più alta disponibilità di energia ondosa per una futura installazione di dispositivi per la conversione dell'energia da onde. Le prospettive per la produzione di energia dal moto ondoso in Italia sono piuttosto basse se comparate a quelle di paesi che si affacciano sull'oceano, ma un'attenta progettazione dei WEC, ad esempio integrati con le attuali strutture di difesa dei porti e coste, potrebbe rendere questa fonte energetica economicamente conveniente e a basso impatto ambientale.

2.4 Parametri dell'energia ondosa

In questo paragrafo analizziamo quanta energia possono trasportare le onde, importante per la realizzazione di un convertitore di energia basato sullo sfruttamento del moto ondoso. Le onde superficiali del mare sono generate principalmente dal vento.

Nella dinamica intervengono diversi tipi di forze: la forza peso del liquido, la pressione atmosferica, la tensione superficiale. Un altro parametro importante è la profondità del fondale marino. L'analisi completa di tutti questi parametri risulterebbe molto complessa, perciò ci si accontenterà di dare delle giustificazioni fisiche di tipo intuitivo introducendo delle ipotesi semplificative, come svolto in [6]. Si considerano onde marine in mari profondi, in modo da poter trascurare l'effetto del fondale marino. Questa ipotesi consiste nel considerare la profondità delle acque molto superiori alla lunghezza d'onda λ . Quando si applica una perturbazione sulla superficie di un liquido, si produce un moto degli elementi di liquido che stanno vicino alla superficie, come quello schematizzato in Figura 2.3.

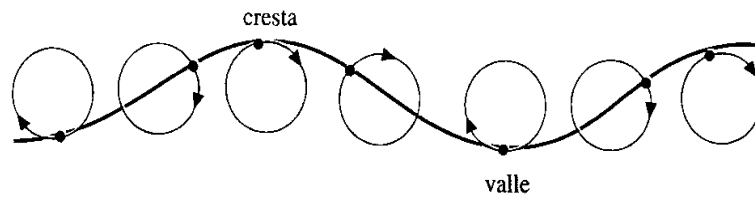


Fig. 2.3 – Moti circolari del fluido

Gli spostamenti di ogni singolo elemento di fluido hanno componente sia orizzontale sia verticale. Che debba esserci anche un moto orizzontale, s'intuisce dal fatto che essendo il liquido praticamente incompressibile, una parte di questo deve spostarsi dagli avvallamenti verso le creste, come affermato in [7]. In particolare, un elemento sulla cresta e uno sull'avvallamento hanno soltanto moto orizzontale di verso opposto. Si dimostra che le traiettorie dei singoli elementi sono circolari, per cui lo spostamento locale è in media nullo e non si ha perciò uno spostamento effettivo globale di materia sulla superficie.

2.4.1 Velocità di fase e di gruppo

Le onde che si creano in mare sono date dalla sovrapposizione di molte onde e perciò i profili delle onde marine possono risultare molto complicati. S'inizia con l'analisi di una singola onda sinusoidale di lunghezza λ infinita in mare profondo, come svolto in [6]. Ipotizzando che la pressione p sulla superficie sia costante, determinata dalla pressione atmosferica, si applica l'equazione di Bernoulli tra ventre e cresta dell'onda:

$$p + \frac{1}{2}\rho v_v^2 + \rho g z = p + \frac{1}{2}\rho v_c^2 + \rho g(z + h) \quad (2.1)$$

Dove v_v e v_c sono le velocità del fluido al ventre e alla cresta dell'onda, z rappresenta l'altezza del ventre rispetto il fondale, h è l'altezza tra cavo e cresta, e ρ indica la densità dell'acqua³.

Semplificando la (2.1) si ottiene:

$$v_v^2 - v_c^2 = 2gh \quad (2.2)$$

³ $\rho = 1025 \frac{kg}{m^3}$ per l'acqua salata.

CAPITOLO 1

LE ONDE

Ora considerando un sistema di riferimento che si muove alla velocità di propagazione dell'onda v_f , in modo tale che il profilo dell'onda rimanga invariato nel tempo, e si esegue un cambio di variabile ricordando che il moto del fluido è circolare con raggio dell'orbita delle particelle r e con periodo di rotazione T coincidente con il periodo dell'onda si ottiene:

$$v_v = \frac{2\pi r}{T} + v_f \qquad v_c = \frac{2\pi r}{T} - v_f \qquad (2.3)$$

Sostituendo le (2.3) nella (2.2) e osservando che $h = 2r$, si può ricavare un'espressione per la velocità di propagazione dell'onda v_f :

$$v_f = \frac{gT}{2\pi} \qquad (2.4)$$

Introducendo l'ovvia espressione che lega lunghezza, velocità e periodo d'onda $\lambda = v_f T$ si può scrivere la seguente espressione (2.5).

$$v_f = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} \qquad (2.5)$$

La relazione esprime la velocità v_f con cui si propaga la singola onda e viene chiamata velocità di fase. Da questa prima analisi si può concludere che la velocità d'onda dipende esclusivamente dalla lunghezza d'onda e aumenta all'aumentare di questa.

Nelle considerazioni fin qui fatte si è parlato di una sola onda di estensione infinita, ma nella realtà le onde marine sono costituite dalla sovrapposizione di diverse onde tutte di lunghezza finita. Per giungere allo scopo di ricavare quanta energia possono trasportare le onde marine, si deve considerare un pacchetto d'onde. Un pacchetto d'onde, infatti, è un'onda di lunghezza e durata finita, costituito da più onde diverse, con differenti lunghezze d'onda e diversi periodi. Da questo e da quanto visto prima dalla relazione della velocità di fase, discende che le varie onde che costituiscono il pacchetto si propagano con velocità diverse, e tal evento è detto fenomeno della dispersione e porta

a una variazione della forma del pacchetto durante la propagazione. Ogni onda del pacchetto con numero d'onda k^4 soddisfa la:

$$\omega = k v_f \quad (2.6)$$

Dove v_f è la velocità di fase trovata in precedenza e coincide con la velocità di propagazione per la singola onda. La velocità con cui si propaga il pacchetto è detta velocità di gruppo ed è generalmente diversa dalla velocità di fase come si può intuire dalla Figura 2.4.

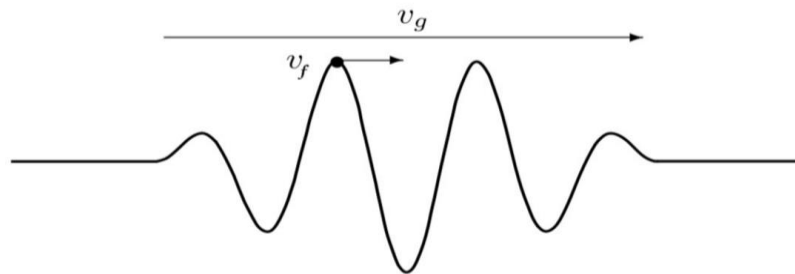


Fig. 2.4 – Velocità di fase e velocità di gruppo

Intuitivamente, la velocità di fase non è altro che il rapporto tra la distanza percorsa da una cresta ed il tempo impiegato da quest'ultima per percorrerlo. Quindi se navighiamo in mare alla velocità di fase, le onde ci appariranno stazionarie, mentre la velocità di gruppo è la velocità con cui si muove il pacchetto d'onde ed è importante perché a essa è legata l'energia trasportata dall'onda. Cerchiamo di determinare questa velocità partendo dall'analisi della sovrapposizione di due sole onde sinusoidali, con numeri d'onde k_1 e k_2 , pulsazioni ω_1 e ω_2 e stessa ampiezza a , poi si generalizzerà come fatto in [7].

$$\xi(x, t) = a \sin(k_1 x - \omega_1 t) + a \sin(k_2 x - \omega_2 t) \quad (2.7)$$

⁴ Si ricordi che l'equazione d'onda piana è:

$$\xi(x, t) = \xi_0 \sin(kx - \omega t)$$

Dove $k = \frac{2\pi}{\lambda}$ è il numero d'onda e $\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi f$ è la pulsazione d'onda. La velocità di propagazione dell'onda è $v = \frac{\lambda}{T} = \frac{\omega}{k}$.

CAPITOLO 1

LE ONDE

Introducendo le seguenti relazioni:

$$\Delta k = k_1 - k_2; \quad k_m = \frac{k_1 + k_2}{2}; \quad \Delta w = w_1 - w_2; \quad w_m = \frac{w_1 + w_2}{2}; \quad (2.8)$$

e trasformando la (2.7) con le formule di Prostaferesi otteniamo la (2.9).

$$\xi(x, t) = 2a \cos\left(\frac{\Delta k}{2}x - \frac{\Delta w}{2}t\right) \sin(k_m x - w_m t) \quad (2.9)$$

Da questa espressione s'intuisce come la velocità di fase media dell'onda risulta:

$$v_{fm} = \frac{w_m}{k_m} \quad (2.10)$$

ed è all'incirca uguale a quelle delle due componenti v_1 e v_2 se $w_1 \cong w_2$ e $k_1 \cong k_2$.

D'unque l'ampiezza dell'onda risultante è $\xi_0 = 2a \cos\left(\frac{\Delta k}{2}x - \frac{\Delta w}{2}t\right)$ e non è costante, ma presenta una struttura di tipo ondulatorio, con velocità :

$$v_g = \frac{\Delta w}{\Delta k} \quad (2.11)$$

La velocità v_g con cui si propaga l'ampiezza è la velocità con cui avanza il pacchetto delle due onde e rappresenta quindi la velocità di gruppo del caso considerato. Quanto visto può essere generalizzato per la sovrapposizione d'infinita onde sostituendo al rapporto delle variazioni la derivata. La velocità di gruppo è quindi data da:

$$v_g = \frac{dw}{dk} \quad (2.12)$$

Riutilizzando la relazione valida per le onde del mare:

$$w = v_f k = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} k = \sqrt{gk} \quad (2.13)$$

E derivando l'equazione sopra riportata ricavo la velocità di gruppo:

$$v_g = \frac{dw}{dk} = \frac{1}{2} \frac{g}{\sqrt{gk}} = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} = \frac{1}{2} v_f \quad (2.14)$$

Abbiamo quindi trovato che la velocità di gruppo è la metà della velocità di fase.

2.4.2 Energia e potenza trasportata

Rimane da stimare quanta energia trasporta un'onda superficiale, per fare ciò si ricorda ancora una volta lo studio semplificato per un'onda sinusoidale del tipo⁵:

$$\xi(x) = a \sin\left(\frac{2\pi}{\lambda}x\right) \quad (2.15)$$

L'energia potenziale della massa infinitesima $dm = \rho dx dz$ ⁶ di fluido subisce un incremento muovendosi da $-z$ a z di:

$$dE_p = dm \rho g(z - (-z)) = 2\rho g z dx dz \quad (2.16)$$

Integrando l'energia infinitesima si ricava la variazione complessiva di energia potenziale del fluido.

$$E_p = 2\rho g \int_{x=0}^{x=\frac{1}{2}\lambda} \int_{z=0}^{z=a \sin\left(\frac{2\pi}{\lambda}x\right)} z dz dx = \frac{1}{4} \rho g a^2 \lambda \quad (2.17)$$

Assumendo il principio dell'equipartizione dell'energia, in altre parole considerare che la variazione di energia cinetica media sia uguale alla variazione di energia potenziale media, possiamo concludere che l'energia totale di un'onda superficiale per unità di larghezza del fronte d'onda e per unità di lunghezza d'onda λ è:

$$J_\lambda = \frac{2E_p}{\lambda} = \frac{1}{2} \rho g a^2 \quad (2.18)$$

J_λ è quindi un flusso di energia ed è misurato in J/m^2 . Se moltiplichiamo J_λ per la velocità con cui avanza il pacchetto d'onda, ovvero la velocità con cui si trasmette

⁵ La dipendenza temporale è irrilevante in questa derivazione.

⁶ La terza dimensione è stata tralasciata in quanto si sta cercando un'espressione di energia riferita all'unità di larghezza del fronte d'onda.

CAPITOLO 1

LE ONDE

l'energia, troviamo quanta potenza trasporta un'onda con larghezza del fronte d'onda unitario.

$$P = J_{\lambda} v_g = \frac{1}{4} \rho g a^2 \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} \quad (2.19)$$

che viene misurata in W/m. Questa equazione può essere espressa in funzione del periodo dell'onda T , per giungere alla (2.20).

$$P = \frac{1}{4} \frac{\rho g^2 a^2 T}{2\pi} = \frac{\rho g^2 h^2 T}{32\pi} \quad (2.20)$$

Dalle due relazioni trovate per la potenza, si osserva che la potenza trasportata dalle onde per metro di fronte d'onda è proporzionale alla radice quadrata della lunghezza d'onda λ oppure proporzionale al periodo dell'onda e al quadrato dell'altezza dell'onda. Un'andamento della potenza P in funzione del periodo dell'onda T e dell'altezza d'onda $h = 2a$ si può osservare in Figura 2.5.

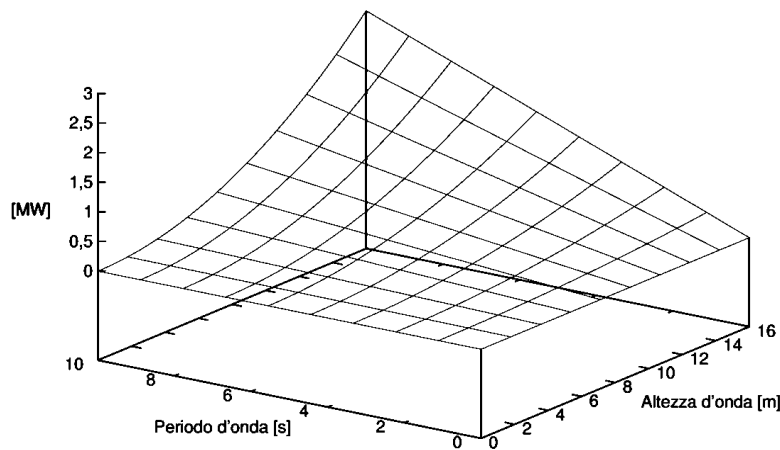


Fig. 2.5 – Potenza per metro di fronte d'onda in funzione del periodo T e dell'altezza d'onda

$$h = 2a$$

CAPITOLO 3

3. CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

La ricerca scientifica sull'energia estratta dal moto ondoso iniziò negli anni settanta, spinta dalla crisi energetica, da allora numerosi dispositivi per la conversione dell'energia sono stati proposti. Tuttavia, solo pochi di questi sono stati oggetto di ricerche, sviluppi e utilizzo in larga scala. I dispositivi per la conversione dell'energia delle onde del mare vengono chiamati Wave Energy Converters dalla letteratura internazionale, identificati con l'acronimo WECs, sono dispositivi in grado di estrarre energia dal moto ondoso mediante un sistema di power take off (di estrazione dell'energia). Questi dispositivi devono possedere le seguenti caratteristiche:

- devono essere “a prova di tempesta”, cioè devono poter sopportare le condizioni climatiche peggiori che si possono presentare, quindi anche altezze d'onda molto elevate;
- non devono essere troppo pesanti, poiché con l'aumento del peso aumentano i costi di produzione e esercizio;
- non devono essere troppo impattanti per l'ecosistema ed il territorio circostante;

- ogni tipo di dispositivo deve essere basato su tecnologie testate più volte in modo da assicurare delle installazioni stabili e durature nel tempo, senza ricorrere ad un numero infinito di prove;
- devono essere progettati per resistere alla corrosione salina.

3.1 Classificazione dei dispositivi

Negli anni sono state proposte una grande varietà di tecnologie, finalizzate a convertire l'energia contenuta nelle onde in energia utilizzabile. Non esiste una classificazione rigorosa, ed univoca tuttavia è possibile classificarle seguendo tre metodi principali.

Il primo metodo di classificazione basato sulla localizzazione in mare dei WECs [8]:

- shoreline: WEC installato su una scogliera o affioramento roccioso;
- nearshore: WEC installato nella fascia di transizione tra la riva e la zona di acque profonde, in questa zona aumenta l'ampiezza dell'onda e le onde appena iniziano a risentire della presenza del fondale;
- offshore: WEC installato nella zona di acque profonde (>40 m), dove le onde si propagano quasi senza perdere energia.

Il secondo metodo di classificazione è basato sulla dimensione e disposizione rispetto al fronte d'onda, cioè sulla modalità di intercettazione dell'energia ondosa:

- point absorber;
- attenuator;
- terminator.

Il terzo, metodo di classificazione è basato sul principio di funzionamento dei WECS [5]. Le categorie individuate sono:

- dispositivi a tracimazione;
- dispositivi a colonna d'acqua oscillante OWC, (Oscillating Water Columns);
- zattere articolate;
- boe e galleggianti;
- dispositivi a galleggiamento controllato.

3.2 Classificazione basata sulla distanza da riva

I dispositivi detti *shoreline* o di prima generazione sono fissati o incassati a riva. Presentano vari vantaggi rispetto alle altre categorie, infatti, non richiedono né ormeggi profondi, né lunghi cavi elettrici sommersi, ed inoltre sia l'installazione sia la manutenzione risultano molto più agevoli rispetto le altre categorie. Questi dispositivi hanno a disposizione un regime ondoso sicuramente di minore potenza rispetto ai dispositivi offshore, anche se questo fenomeno può essere attenuato dalla concentrazione naturale di energia derivante dalla formazione di hot spots. Allo sviluppo di questi dispositivi si possono opporre vari ostacoli tra i quali i più importanti sono: la presenza di caratteristiche geologiche particolari, gli intervalli di marea e la presenza di un paesaggio spesso da tutelare e salvaguardare. I dispositivi shoreline più comuni sono quelli a colonna d'acqua oscillante (OWC).

I dispositivi *nearshore* o di seconda generazione sono installati in una fascia di transizione tra la riva e la zona con acque profonde, tipicamente su un fondale di 20-30 metri e ad una distanza dalla riva che può arrivare anche a 500 metri. In questa zona aumenta l'ampiezza delle onde rispetto a riva e le onde appena incominciano a risentire della presenza del fondale. Questi dispositivi presentano quasi gli stessi vantaggi di quelli offshore poiché sono esposti ad alti livelli di potenza d'onda.

Sono detti *offshore* o di terza generazione quei dispositivi installati in acque profonde (maggiori di 40 metri), dove le onde si propagano quasi senza dissipare energia, i progetti più recenti si concentrano su dispositivi piccoli che forniscono alti livelli di energia quando vengono raggruppati in parchi onda.

Un'altra possibile classificazione già citata si basa sull'evoluzione fatta dalla tecnologia dei convertitori di energia ondosa negli anni, infatti, la collocazione dei dispositivi è strettamente correlata allo sviluppo storico dei WECs. I dispositivi installati lungo la linea di costa sono stati i primi convertitori di energia ondosa a essere messi in commercio e per questo motivo spesso sono chiamati dispositivi di prima generazione. In seguito ci si rese conto che la densità di energia ondosa era molto più elevata in mare aperto e quindi, si cominciarono a progettare dispositivi che potessero essere installati in queste condizioni, anche se richiedevano dei costi d'installazione molto più elevati.

Iniziò così lo sviluppo dei dispositivi in mare aperto ancorati al fondale, detti di seconda generazione. Infine lo sviluppo di nuovi metodi di estrazione di energia dalle onde portò alla nascita dei dispositivi di terza generazione. Questi sono tipicamente delle unità galleggianti ancorate al fondo che si basano sugli stessi principi di quelli di seconda generazione. Inizialmente non erano considerati attuabili a causa degli enormi costi d'installazione, però il continuo sviluppo delle tecnologie offshore e la necessità sempre più pressante di sfruttare nuove forme di energia rinnovabile, ha permesso la diffusione e commercializzazione di tali dispositivi.

3.3 Disposizione rispetto al fronte d'onda

La classificazione basata sulla dimensione e disposizione rispetto al fronte d'onda si basa sulla modalità di intercettazione dell'energia ondosa. Nel dettaglio si possono avere i seguenti dispositivi classificati per macro aree.

- **Point absorber:** questi dispositivi presentano una dimensione caratteristica normalmente molto piccola rispetto alle lunghezze d'onda da cui convertono energia. Il funzionamento sfrutta la risalita e l'abbassamento dell'altezza d'onda in un singolo punto, potendo raccogliere energia da una porzione di fronte d'onda maggiore del loro diametro. Questa categoria di dispositivi sono normalmente composti da una struttura galleggiante creata da un primo componente relativamente immobile e un secondo componente mobile guidato dal moto ondoso (sostanzialmente si tratta di una boa galleggiante che scorre dentro un cilindro fisso). Il moto relativo è utilizzato per guidare convertitori di energia elettromeccanica o idraulica.
- **Attenuator:** questi dispositivi sono strutture galleggianti, composti da più segmenti connessi tra loro e orientati parallelamente alla direzione di propagazione dell'onda che presentano una lunghezza complessiva pari o maggiore alla lunghezza d'onda da cui convertono energia. Le diverse altezze d'onda lungo lo sviluppo del dispositivo producono la flessione delle parti tra loro connesse andando ad attivare una pompa che generalmente è sistemata tra

ogni coppia di segmenti. La pompa rifornisce un accumulatore, e da qui, il fluido pressurizzato aziona un motore ed un generatore.

- Terminator: questi dispositivi sono disposti parallelamente al fronte d'onda, forniscono una totale ostruzione alla propagazione delle onde andando a catturare o riflettere l'energia ondosa. Tipicamente sono shoreline o nearshore, anche se sono stati progettati dispositivi di tipo galleggianti per installazioni offshore.

3.4 Principi di funzionamento

Non esiste una classificazione univoca dei WECs in termini di principio di funzionamento. Quella adottata in questa sede è in realtà arbitraria e assolutamente non onnicomprensiva, ma descrive comunque la maggior parte dei dispositivi attualmente in via di sviluppo. È interessante questa classificazione perché riassume e contempla tutte le tecnologie atte allo sfruttamento dell'energia ondosa in poche famiglie, ciascuna delle quali può avere decine di convertitori, accumulati dallo stesso principio fisico: portata tracimante per i dispositivi OTD⁷, pneumatico per OWC⁸ e WAB⁹, e infine basati sulla differenza di pressione idrostatica per boe e galleggianti.

Lo scopo non è quello di elencare le diverse installazioni e i diversi progetti in fase di sviluppo, anche perché un confronto in termini di prestazioni non risulta ancora possibile poiché la maggior parte di essi è in fase di sperimentazione. Saranno citate alcune realizzazioni, le più suggestive.

3.4.1 Dispositivi a tracimazione (OTD)

I dispositivi Overtopping sono dispositivi che sfruttano il fenomeno della tracimazione ondosa per produrre energia. Questi possono essere galleggianti o fissati a riva, e si basano sull'azione dell'onda che spinge l'acqua contro una rampa, per venire riversata in un

⁷ OTD: OverTopping Devices

⁸ OWC: Oscillating Water Columns

⁹ WAB: Wave Activated Body

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

bacino. Il termine tracimazione (overtopping) è usato per riferirsi al processo dove le onde colpiscono una struttura lato mare, risalendo la parete, ed eventualmente, nel caso in cui il livello di cresta della struttura sia inferiore al livello di risalita dell'onda, questa tracima la struttura.

La portata tracimante è espressa in m^3 per unità di tempo e di lunghezza della struttura. In questi dispositivi l'azione delle onde spinge l'acqua in una rampa, raccolta in un bacino per essere poi scaricata in mare attraverso una turbina idraulica (solitamente Kaplan) o comunque mediante tecnologie idrauliche convenzionali, adatte allo sfruttamento di bassi salti. Le turbine utilizzate devono essere protette opportunamente contro la corrosione salina.



Fig. 3.1 – Tapchan realizzato in Norvegia a Toftestallen nel 1985, a destra relativo schema di principio

Il primo sviluppo importante di questa tecnologia è stato il dispositivo Tapchan (Tapered Channel), che è stato progettato per uso costiero ed utilizza un bacino sulla terra ferma. Il sistema Tapchan è dotato di un canale a punta che alimenta un bacino costruito su una scogliera, il restringimento del canale ha l'effetto di incrementare l'ampiezza delle onde quando queste si muovono verso la scogliera, con il bacino sistemato diversi metri sopra il livello del medio mare. L'energia cinetica delle onde in arrivo è convertita in energia potenziale, giacché l'acqua è immagazzinata nel bacino. La generazione di elettricità è poi del tutto simile a quella di un impianto idroelettrico ad acqua fluente, quindi affidata alla gravità.

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

La tecnologia è stata, successivamente, adattata all'impiego in mare aperto utilizzando bacini e rampe galleggianti artificiali, tra questi il dispositivo con stato di avanzamento migliore è il Wave Dragon.

Questo può essere classificato come un convertitore di energia ondosa off-shore, infatti, è installato in acque che hanno una profondità di almeno 40 metri, e sfrutta anch'esso il principio della portata tracimante.

Il Wave Dragon (attualmente esiste un prototipo da 237 tonnellate installato nella Danimarca settentrionale) recupera l'energia generata dalle onde che lo sommergono e la convoglia in un serbatoio sopraelevato tramite una rampa. L'acqua defluisce poi attraverso un gruppo di turbine.

Wave Dragon prevede una larga struttura galleggiante composta principalmente da un bacino di riserva e da due bracci riflettori che hanno la funzione di intercettare e convogliare le onde incidenti verso l'area centrale, dove salgono su una rampa specificamente modellata e ricadono nel bacino di riserva sopraelevato. La bassa energia potenziale dell'acqua è quindi convertita in energia cinetica mediante turbine Kaplan, analogamente a quanto avviene negli ormai convenzionali impianti idroelettrici a basso salto "mini-idro".

È una delle strutture più pesanti (se non la più pesante) impiegate per produrre elettricità dalle onde oceaniche.

La limitazione principale che incontra questo dispositivo allo sviluppo commerciale si trova nelle difficoltà d'installazione, trasporto e manutenzione.



Fig. 3.2 – Foto del Wave Dragon installato offshore

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

Un altro convertitore sfruttante la risalita dell'acqua su un piano inclinato è il SSG (Seawave Slot-cone generator), anche se lo stato di sviluppo di questa tecnologia è ancora in fase di studio e di definizione.

Questo dispositivo è pensato per installazioni shoreline fissate al fondo e da un numero di serbatoi posti uno sopra l'altro. L'acqua, per tracimazione, è raccolta nei serbatoi e fatta fluire attraverso una turbina multistadio che alimenta un sistema di generazione elettrica, e permette quindi di produrre elettricità. La struttura a tre livelli garantisce un alto livello di efficienza e la generazione continua di energia, infatti, consente di raccogliere sia onde di elevata dimensione, che creano la maggior parte dell'energia, sia onde piccole, che permettono la produzione continua dell'energia.

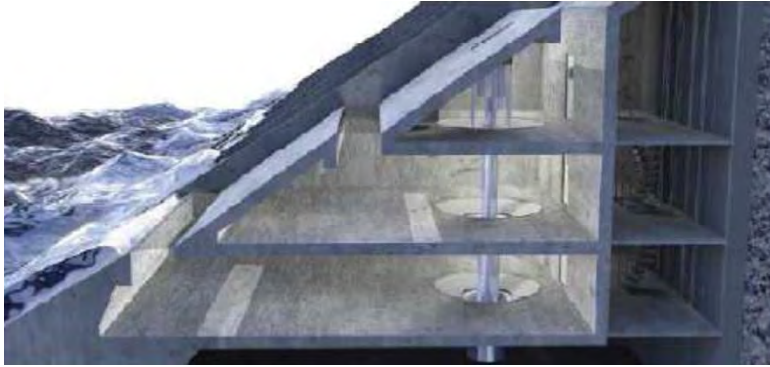


Fig. 3.3 – Dispositivo SSG

In generale i convertitori a tracimazione presentano svariati vantaggi che li contraddistinguono dagli altri sistemi di generazione marini, tra i quali si può ricordare la bassa fluttuazione nell'energia prodotta e immessa in rete, poiché la conversione avviene in condizioni di calma all'interno del bacino dove l'acqua è temporaneamente immagazzinata con la possibilità di effettuare una discreta laminazione della portata nel breve periodo. La realizzazione dei dispositivi a tracimazione è poi associata ad una maggiore fattibilità economica, perché è possibile l'integrazione con altre strutture per la costa, come ad esempio dighe e frangiflutti, riducendo il costo delle opere civili necessarie. È da dire tuttavia che gli overtopping devices non sono comuni tanto quanto gli oscillating water columns trattati nel paragrafo seguente.

Infine, l'utilizzo di una rampa inclinata che focalizza l'ingresso dell'acqua all'interno del bacino, rende possibile l'impiego dei dispositivi a tracimazione anche in regioni poco favorevoli perché caratterizzate da una bassa densità di energia ondosa.

Nel Capitolo 5 si calcolerà analiticamente la disponibilità d'acqua catturata entro un serbatoio ricavato all'interno di una diga marina in una località nei pressi di Alghero, località Italiana con la maggiore disponibilità di energia ondosa. Si partirà dalle rivelazioni del clima ondoso fornite dalla Rete Ondometrica Nazionale. Questa valutazione preliminare della portata tracimante oltre una struttura presentante un dato livello di cresta, è la premessa per valutare la fattibilità tecnico-economica dell'eventuale realizzazione di un impianto mini-hydro su diga marina sfruttante la risalita dell'onda.

3.4.2 Dispositivi a colonna d'acqua oscillante (OWC)

Sono la categoria di dispositivi più diffusi e più maturi in termini di numero di prototipi già installati in mare, si basano sull'azione di una colonna d'acqua oscillante all'interno di una camera chiusa, che agisce come un pistone nei riguardi dell'aria che vi è sopra comprimendola.

In pratica quello che accade è che la colonna d'acqua cede una parte della sua energia all'aria entro la camera, incrementandone la pressione. Se non si prelevasse questa energia, essa sarebbe restituita integralmente all'acqua, se però, s'inserisce un dispositivo in grado di catturare questa energia, essa può essere sfruttata per generare energia elettrica.

Gli OWCs sono costituiti, in generale da una camera parzialmente sommersa in comunicazione con l'ambiente marino circostante grazie ad un'apertura sul fondo, situata sotto il livello dell'acqua comunemente chiamato collettore. L'onda è catturata all'interno della struttura e si forma una colonna d'acqua che sostiene nello spazio sovrastante un certo volume di aria, questo volume è periodicamente diminuito o aumentato in funzione dei movimenti di compressione/decompressione esercitati dalle onde che entrano ed escono dal dispositivo. L'effetto è di forzare l'aria nei due sensi attraverso le lamine di una turbina che nella maggior parte dei casi ruota in una sola

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

direzione, indipendentemente dal verso del flusso (turbina Wells). Il movimento meccanico della turbina aziona un generatore da cui si genera energia elettrica.

Il dimensionamento della camera d'aria è di fondamentale importanza e va fatto in base al sito, dove andrà collocato il dispositivo, in altre parole in relazione alle lunghezze d'onda e ai periodi tipici delle onde che troverà. Se questo non è fatto correttamente e specificatamente per ogni installazione, possono manifestarsi dei fenomeni di risonanza all'interno della camera che possono portare ad un annullamento del flusso d'aria passante attraverso la turbina.

Gli OWC installati finora riescono a produrre dai 500 kW a 1 MW (2 MW per Osprey il più grande impianto mai realizzato, distrutto dal mare nel 1995, era situato in Scozia). Per realizzare tali potenze di picco s'installano turbine con diametro rispettivamente di 2 m e 3,5 m. Queste grosse turbine Wells consentono di immagazzinare molta energia cinetica e l'effetto volano consente di ridurre le fluttuazioni della potenza elettrica rilasciata nella rete, per questo motivo tali dispositivi sono meglio accettati per l'erogazione di energia elettrica in reti piccole per quanto riguarda la qualità della potenza. A causa della camera d'aria, gli OWC richiedono grandi strutture di base: gli impianti più potenti hanno una sezione al livello medio dell'acqua di $100 \div 400 \text{ m}^2$ e altezze di $10 \div 20 \text{ m}$. Il costo di un singolo dispositivo è piuttosto alto, tuttavia i costi possono essere ridotti integrando i dispositivi in strutture frangiflutti. Fu dimostrato già negli anni ottanta che era possibile migliorare l'assorbimento energetico degli OWC estendendo le camere con delle pareti che si protendono nell'acqua. Questa sorta di "braccia" formano un collettore che indirizza più onde verso l'apertura della camera.

Questi impianti presentano qualche problema dal punto di vista ambientale, infatti, oltre ad essere molto rumorosi hanno anche un alto impatto visivo quando sono installati vicino alla riva.

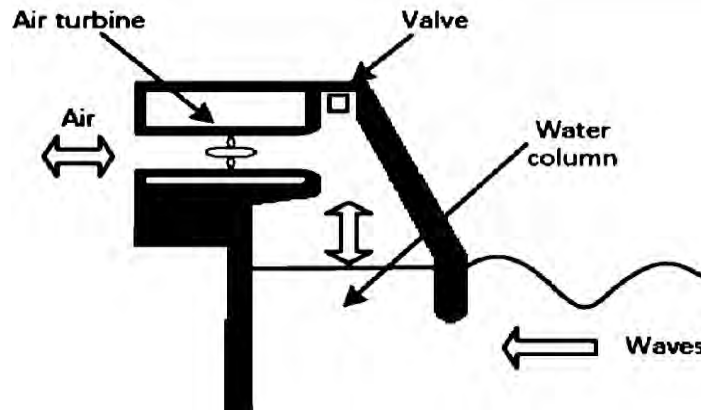


Fig. 3.4 – Schema di principio di un dispositivo OWC installato a riva

Tra i vantaggi si può di certo annoverare il facile accesso all'impianto per eseguire le operazioni di manutenzione, possono essere installati in frangiflutti esistenti quindi con una riduzione dei costi di realizzazione. Tuttavia i dispositivi collocati lungo la costa hanno l'inconveniente di sfruttare un potenziale ondoso la cui energia è stata parzialmente dissipata dall'interazione con il fondale marino, sebbene quest'ultimo svantaggio sia intrinseco di tutti i dispositivi shoreline. Per risolvere tale inconveniente, il sistema ha cominciato ad essere alloggiato oltre che lungo la costa anche vicino alla riva, o associato a strutture frangiflutti, e negli ultimi decenni si sono affermati anche sistemi OWC galleggianti, collocati in condizioni nearshore o offshore. Tra la molteplicità di questi dispositivi e prototipi in fase di studio se ne citano alcuni tra i più conosciuti ribadendo che lo scopo non è quello di trattare nello specifico le singole applicazioni.

Il Limpet 500 (Land Installed Marine Pneumatic Energy Transformer 500kW) è un OWC shoreline situato sull'isola di Islay installato nel 2000 lungo la costa Ovest della Scozia.

Tale dispositivo è costituito da un collettore in calcestruzzo, contenente tre camere di cattura aventi una dimensione di 6x6 metri, e da un sistema di generazione elettrica installato immediatamente dietro al muro posteriore del collettore. All'interno delle tre camere le onde comprimono l'aria, il cui flusso eccita le turbine. Le camere sono inclinate di 40° rispetto all'orizzontale, poiché alcuni studi hanno dimostrato come la

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

colonna inclinata faciliti l'ingresso e l'uscita dell'acqua e comporti pertanto meno turbolenze e minori perdite di energia.

Tale dispositivo ha un alto impatto perché esso occupa la spiaggia, quindi il suo utilizzo è probabilmente limitato ai frangiflutti e altri alti siti speciali.

I vantaggi, sono che le componenti essenziali sono collocate fuori dall'acqua ed inoltre l'apparecchio risulta accessibile dalla spiaggia per eseguire l'ordinaria manutenzione.

Il sistema richiede una struttura solida che farà aumentare i costi di realizzazione, ma potranno ridursi considerevolmente se il sistema è pensato e progettato come parte integrante di un frangiflutto.



Fig. 3.5 – Foto dell'impianto LIMPET

L'impianto OWC di Pico è molto simile al LIMPET poiché è anch'esso un dispositivo shoreline fissato a fondo. L'impianto è situato nei pressi dell'isola di Pico, nelle Azzorre (Portogallo), è un dispositivo OWC shoreline da 400 kW, dotato di turbine Wells. L'impianto di Pico è stato costruito tra il 1995 e il 1999 sotto la coordinazione dell'Istituto Tecnico Superiore, ed è stato co-finanziato dalla Commissione Europea.

Questo dispositivo come per il precedente LIMPET occupa la spiaggia, quindi il suo utilizzo è probabilmente limitato ai frangiflutti e altri siti speciali.

Tutte le componenti essenziali sono collocate fuori dall'acqua e questo comporta minori oneri dovuti alla manutenzione. Il sistema richiede una struttura solida che fa aumentare i costi d'installazione, tuttavia possono essere ridotti se il sistema è progettato come parte integrale di un frangiflutto.

3.4.3 Zattere articolate (WAB)

Chiamati anche Wave Activated Body, sono dispositivi che si basano sul moto oscillatorio relativo dei segmenti snodati costituenti la zattera, o sul moto oscillatorio relativo tra una parte mobile del dispositivo e un riferimento fisso.

La possibilità di un segmento di interagire con l'elemento vicino da luogo ad un sistema autonomo, ed evita la necessità di vincolare rigidamente al fondale le parti attive del dispositivo, per dar loro un supporto con cui interagire. Di solito, tra ogni coppia di segmenti, si sistema una pompa idraulica che rifornisce un accumulatore, e da qui, il fluido pressurizzato aziona un motore ed un generatore.

Le zattere sono di solito collocate perpendicolarmente al fronte d'onda, e le onde, dopo aver superato la zattera, risultano attenuate. Questo è il motivo per il quale le zattere, talvolta, sono raggruppate con altri tipi di dispositivi, chiamati attenuatori disposti ad angolo retto rispetto al fronte d'onda. Diversamente avviene per i dispositivi disposti parallelamente al fronte d'onda, che forniscono una totale ostruzione al fronte d'onda, chiamati terminator.

Il **Pelamis** è un convertitore di energia ondosa sfruttante il principio sopra menzionato, prodotto e già commercializzato da Ocean Power Delivery Ltd (Scozia, UK). Fisicamente è costituito da più sezioni cilindriche (normalmente quattro) connesse tra loro tramite articolazioni mobili. È installato in mare aperto, e si dispone semisommerso rispetto la superficie del mare. Da una mera osservazione si presenta con una forma allungata [8] che fa ricordare ad un serpente.

Riprendendo quanto già detto sopra, il movimento relativo tra i quattro corpi cilindrici collegati mediante articolazioni mobili, consente al Pelamis la conversione dell'energia posseduta dalle onde in energia elettrica. Sono sfruttati principi idraulici per la conversione energetica, perché l'idraulica gioca un ruolo fondamentale quando si sviluppano forze elevate ma a velocità ridotte, inoltre, consente un accumulo energetico a breve termine con costi ridotti sfruttando accumulatori a gas ad alta pressione. Si ricordi che l'accumulo energetico aiuta a migliorare la qualità della potenza rilasciata in rete. Il meccanismo attraverso il quale l'energia è trasferita dalle onde del mare al dispositivo prende il nome di power take-off (PTO). Nella realizzazione di un

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

convertitore di energia si deve fare in modo che il dispositivo non sia danneggiato e possa funzionare anche in condizioni difficili, inoltre la realizzazione deve cercare di massimizzare l'energia estratta. Questi obiettivi sono in larga parte ottenibili attraverso il controllo del PTO [10]. La rigidità delle articolazioni deve essere regolata in base alle condizioni del mare.



Fig. 3.6 – Foto di Pelamis in mare della Ocean Power Delivery Ltd

Il dispositivo deve essere orientato quasi parallelamente alla direzione delle onde e per questo servono degli ormeggi non rigidi che permettano l'orientazione del dispositivo. Le articolazioni di Pelamis presentano due gradi di libertà e sono messe in movimento dalle onde incidenti. Il PTO reagisce al movimento angolare tra le articolazioni e consiste di un set di cilindri idraulici e una pompa idraulica. Dei motori idraulici sfruttano l'alta pressione di questi gas per produrre energia elettrica che sarà fornita alla rete da dei generatori elettrici. La conversione energetica di Pelamis può essere studiata in due parti separate. La prima fase di trasmissione energetica comprende i cilindri idraulici e i loro controlli, che converte l'energia delle onde e la accumula in gas ad alta pressione. La seconda parte, consiste in motori idraulici collegati ai generatori elettrici per convertire l'energia accumulata in elettricità trasmessa alla rete.

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

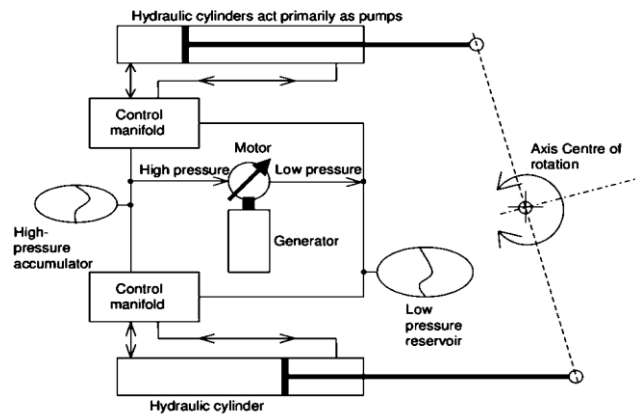


Fig. 3.7 – Schema della conversione energetica all'interno di Pelamis

Pelamis rappresenta un WEC di ultima generazione, poiché prevede un'installazione offshore. Una diretta conseguenza è che questo dispositivo sfrutta onde con maggiore contenuto energetico rispetto alle onde in prossimità della costa che risentono dell'influenza del fondale.

Riassumendo il Pelamis può essere catalogato come un dispositivo:

- offshore;
- galleggiante;
- basato sul principio della zattera articolata.

Il suo funzionamento è maggiormente basato sull'impiego di forze idrostatiche ma risulta quasi immune agli effetti idrodinamici più violenti. In condizioni di calma, invece, la potenza assorbita è massimizzata per mezzo di un sistema di controllo che è in grado di adattarsi e "accorda" il sistema variando la rigidità di ciascun giunto in modo da permettere l'adattamento alle condizioni del mare. In mari poco mossi l'energia assorbita dovrà essere massimizzata, mentre in mari mossi questa dovrà essere ridotta per ridurre il rischio di danneggiamenti. Questo è fatto modificando la resistenza che i cilindri oppongono alla forza impressa dalle onde del mare. Un controllo in tempo reale è fatto attraverso delle valvole azionate elettronicamente per regolare la giusta rigidità delle articolazioni e quindi regolare la giusta frequenza delle oscillazioni delle articolazioni, queste valvole elettroniche non fanno altro che controllare il flusso che dai pistoni va agli accumulatori.

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

La struttura standard è generalmente composta di quattro elementi congiunti, presenta un diametro di 3,5 m, ed una lunghezza di 150 metri, ed è in grado di produrre la potenza di 750 kW.

Sul sito del produttore [11], è indicato il numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale pari al 25-40% delle 8760 ore anno. La variabilità dipende dal contenuto energetico del mare in cui andrà installato.

Ogni singolo modulo sarà ancorato in corrispondenza del naso, e la macchina è libera di oscillare attorno al suo sistema di ancoraggio, puntando nella direzione d'onda dominante. Il sistema di ancoraggio è costituito da una combinazione di galleggianti e zavorre, che impedisce che i cavi di ancoraggio siano messi in tensione.

Molti moduli possono essere collegati in parallelo e l'elettricità è immessa nella rete di distribuzione mediante un unico cavo.

L'impatto ambientale di tale dispositivo è contenuto giacché il fluido utilizzato è normalmente biodegradabile, per evitare che eventuali fuoriuscite provochino danni alla flora e fauna marina.

La fabbricabilità di tale dispositivo è buona. Costituito da una struttura di acciaio, è facilmente costruibile in quasi tutti i cantieri navali utilizzando attrezzature standard, per quanto riguarda la manutenzione da effettuare durante la vita del dispositivo si può dire che non risulta particolarmente onerosa in quanto questo sistema utilizza tecnologia già testata e tutte le componenti critiche sono facilmente accessibili. Se necessario, il convertitore può essere trainato in un porto nelle vicinanze col fine di servirlo.

La situazione attuale vede installato in Portogallo (Agucadura) il primo parco mondiale dalla capacità di 2.25 MW costituito da tre Pelamis ciascuno con una potenza di picco pari a 750 kW, un peso di 750 tonnellate, una lunghezza di 150 metri e un diametro di 4.63m. Costo per un singolo dispositivo dai 2 ai 3 milioni di dollari (stima riferita al 2008).

3.4.4 Boe e galleggianti

Si è dimostrato, sia matematicamente sia praticamente, che boe relativamente piccole possono raccogliere energia da una porzione di fronte d'onda maggiore del loro diametro e questo effetto di "assorbitore puntiforme" è uno degli elementi su cui si concentra maggiormente l'attenzione dei progettisti. Esistono diverse tipologie di boe, che si basano su svariati principi di funzionamento i principali qui elencati: boe rigide che sfruttano la spinta idrostatica per azionare un meccanismo di estrazione di energia; si può trattare di un cilindro idraulico tra la boa galleggiante ed il fondale, o tra la boa e una piastra frenante; o ancora, esistono delle boe che contengono una colonna d'acqua e si va a sfruttare il movimento relativo della boa rispetto alla superficie dell'acqua per agire sulla colonna d'acqua. Una difficoltà notevole nella progettazione di una boa per la generazione di energia dalle onde consiste nel fornire le forze che azionano il collettore d'energia e ottenere una reazione adeguata a esse, senza trasmettere tali forze alle fondamenta o agli ormeggi, poiché comporterebbero un dispendio economico per la realizzazione degli stessi.

3.4.5 Dispositivi a galleggiamento controllato

Archimedes Wave Swing (AWS) è sviluppato da Teamwork Technology (Paesi Bassi). Si tratta di un dispositivo completamente sommerso posto in mare aperto attivato dalle variazioni di pressione idrostatica causate dalle onde superficiali, quindi sfrutta solo la loro energia potenziale.

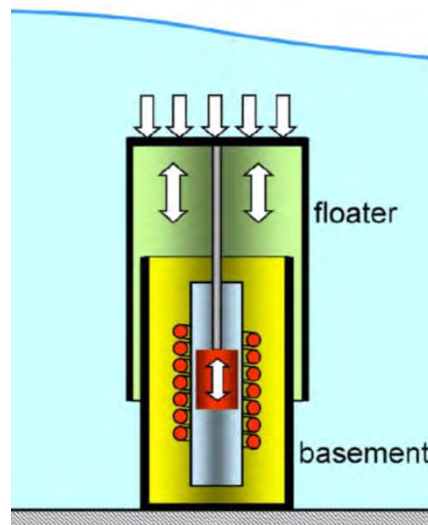


Fig. 3.8 – Schema di principio del Archimedes Wave Swing

Essenzialmente, l'AWS è composto da una camera d'acciaio a forma cilindrica riempita di aria, il cui coperchio, chiamato floater, è un grosso corpo oscillante, mentre la parte inferiore è fissata al fondale. La forza che muove il floater è data dalla differenza di pressione che agisce sulla sua cima del dispositivo. Quando la cresta dell'onda è sopra all'AWS il volume della camera è ridotto dalla pressione dell'acqua sovrastante che comprime il floater. Quando il cavo dell'onda è sopra all'AWS, il floater si solleva sotto l'azione della pressione interna. L'aria all'interno della camera si comporta come una molla la cui rigidità può essere regolata con il pompaggio di acqua dentro o fuori la camera stessa, variandone il volume. Dentro l'AWS, la conversione energetica avviene tramite un generatore lineare sfruttante il moto di traslazione. Questo tipo di conversione energetica non consente l'accumulo di energia e come conseguenza, si ha una scarsa qualità della potenza elettrica in uscita. I dispositivi sommersi in generale, non solo gli AWS sono meno vulnerabili alle tempeste e non rovinano la vista dei paesaggi, ma essendo solo pochi metri sotto la superficie, possono interferire con la navigazione, oltre a comportare oneri maggiorati per l'ordinaria manutenzione.

Il sistema è caratterizzato da una grande struttura e ciò rende difficoltoso il trasporto e l'installazione nella località prevista.

CAPITOLO 3

CONVERTITORI DI ENERGIA ONDOSA

Un prototipo di AWS è stato costruito e sviluppato nel maggio 2004 al largo della costa Portoghese (nelle vicinanze di Porto) in acque profonde circa 40 metri. Il cilindro era largo 9 metri, con un'altezza massima di 38 e una corsa di 7 metri, mentre la velocità massima del floater era di 2,2 m/s. Il picco massimo di forza che il dispositivo poteva fornire era di 1 MN e la potenza nominale di 2 MW. Il dispositivo è stato testato ed è stato connesso alla rete fornendo energia per la prima volta nell'ottobre 2004.

CAPITOLO 4

4. INNOVATIVA DIGA MARINA

4.1 Progetto DIMEMO®

Oggi, la difficoltà allo sviluppo su larga scala dei convertitori di energia ondosa presentati risiede nell'elevato costo e nella scarsa affidabilità, inoltre, sono adatti a luoghi in cui la disponibilità energetica è abbondante (luoghi affacciati agli oceani).

Per ovviare a queste limitazioni, e per sfruttare l'energia ondosa proveniente da mari interni come il Mediterraneo aventi, una disponibilità energetica minore, si sta progettando un nuovo convertitore, innovativo per l'idea, ma facente uso di tecnologie tradizionali provenienti dal know-how maturato negli anni dal mini idroelettrico.

È proprio questa peculiarità che rende questo sistema affascinante, poiché è garantita la piena affidabilità dei componenti elettromeccanici.

L'idea innovativa è utilizzare strutture di difesa nei porti o frangiflutti di protezione delle coste dotandoli di un WEC, così da avere strutture polifunzionali.

A riguardo, in ambito Nazionale c'è molto fermento, infatti, il Progetto di Innovazione Sociale sta promuovendo le fasi finali di ricerca volto alla realizzazione del primo

impianto pilota al mondo di dispositivo “a tracimazione” per la conversione dell’energia da moto ondoso integrato totalmente nelle dighe marittime.

Questo disegno si pone l'obiettivo di dare una risposta concreta al problema della reciproca integrazione tra richiesta energetica e politica ambientale su scala urbana, a vantaggio della sostenibilità ambientale e della qualità della vita nelle piccole e grandi realtà urbane costiere.

Il design innovativo del frangiflutti per la conversione dell'energia dalle onde è il risultato che nasce dall’esigenza di migliorare e potenziare le precedenti strutture, con l'obiettivo di fornire una soluzione ottimale in grado di essere al contempo remunerativa.

Il progetto PON04a3_00303 “DIMEMO® - Diga Marittima per l’Energia del Moto Ondoso” è finanziato per il 50% dal Fondo Sociale Europeo (FSE) e per il 50% dal Fondo di Rotazione (Co-finanziamento Nazionale), per un totale di 685.000 €.

Nell’analisi economica, non contempliamo tali incentivi promotori la ricerca, per valutare la reale fattibilità tecnico-economica.

Il presente Capitolo discute i principali parametri costruttivi della nuova diga (livello di cresta R_r , inclinazione dello scivolo, dimensioni qualitative del canale di derivazione). Delineato il possibile layout di diga, si valuterà la disponibilità di acqua raccolta nel serbatoio, essenziale per identificare la turbina idonea per l’ipotetico caso studio trattato e per stimare la producibilità annua di un simile impianto.

4.2 Modifiche strutturali necessarie

Al fine di ridurre i costi di realizzazione del convertitore e al contempo elevare il grado di affidabilità si è pensato di sfruttare le dighe marine già esistenti, integrando la tradizionale funzione di difesa dal moto ondoso con lo sfruttamento, apportando opportune modifiche. Tale sistema viene anche chiamato ibrido.

Il principio di funzionamento è lo stesso di un dispositivo a tracimazione, dove l’acqua sarà raccolta in un bacino situato frontalmente alla diga, e successivamente rilasciata attraverso delle turbine. La vasca, opera in questo modo un effetto di laminazione delle portate e permette di ovviare all’irregolarità delle onde, costituendo una maggiore

continuità nella dispensa di energia con la drastica riduzione di regimi transitori tra una fase di ricarica e l'altra.

Le dighe presenti nei nostri territori non sono ottimizzate per questo tipo di applicazione, pertanto necessiteranno di opportune modifiche. Ovviamente l'entità dell'impatto economico dovuto alla riqualificazione è da valutare caso per caso. Possiamo dire che dopo riscontro positivo derivante dall'installazione del primo dispositivo, le future costruzioni di dighe marine dovranno prevedere gli accorgimenti di seguito presentati, visto che sembrano comportare una riduzione del costo di realizzazione dell'opera.

In Figura 4.2 si notano le modifiche lampanti che necessita una struttura frangiflutti tradizionale, per ospitare l'impianto di produzione. Si possono evidenziare i seguenti componenti strutturali differenti da una normale diga a muro verticale:

- Scivolo impermeabile a semplice pendenza;
- Invaso di raccolta;
- Muro verticale paraonde con naso di sommità.

Per questi tre elementi fornirò linee guida da seguire per la realizzazione e le funzionalità di ciascuna parte.

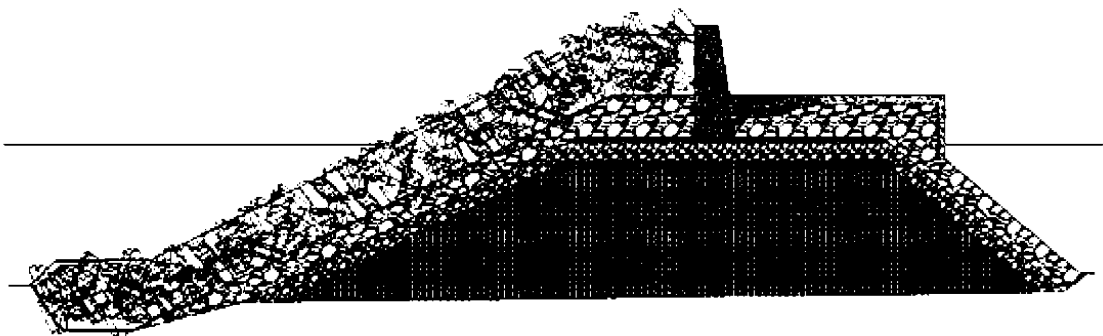


Fig. 4.1 – Rappresentazione della sezione trasversale di una diga tradizionale, dotata di mantellata lato mare costituita in massi ciclopici e muro paraonde.

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

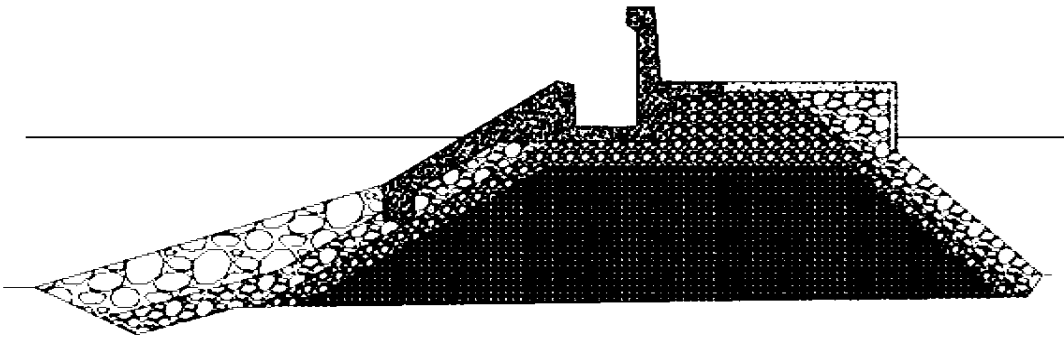


Fig. 4.2 – Sezione trasversale di una diga innovativa

Per quanto riguarda future realizzazioni, da stime approssimativa ma realistiche dei costi si nota come la soluzione atta a permettere lo sfruttamento dell'energia ondosa permette un risparmio in termini di costo di 6000 €/m, comportando un pay-back immediato, indifferentemente dalla producibilità dell'impianto idroelettrico.

È questo uno dei motivi di interesse, cioè abbattere i costi infrastrutturali al minimo.

Tuttavia le apparenti semplici modifiche da apportare alla struttura di difesa, hanno comportato in questo ultimo triennio campagne di misurazioni eseguiti su modelli in scala ridotta, volti a calcolare il carico indotto su di essa. Infatti, in letteratura non c'è una formulazione che contempla un simile caso. I risultati di seguito presentati derivano dalle campagne di misura, svolte principalmente nei laboratori dell'università di Aalborg, e saranno utilizzati come primo strumento per indirizzare il dimensionamento strutturale.

Tab. 4.1 – Stima dei costi per una diga a muro verticale tradizionale

Descrizione intervento	€/m diga tradizionale
Mantellata	14978
Scogliera emersa	2395
Berma di sommità	2395
Strato di filtro	5574
II Strato di filtro	623
Nucleo	676
Parametro interno	3082
Opere di coronamento	8312
Costo totale	38033

Tab. 4.2 – Stima dei costi per una diga a muro verticale innovativa

Descrizione intervento	€/m diga innovativa
Mantellata	7099
rampa sommersa	1289
Berma sommersa	7092
Strato di filtro	2995
Il Strato di filtro	365
Nucleo	647
Parametro interno	1199
Opere di coronamento	11380
Costo totale	32065

4.3 Modello idraulico

Non bisogna dimenticare che il compito principale della struttura resta quello di garantire la protezione dagli attacchi ondosi. Per questo la risposta strutturale riveste un ruolo chiave.

Il primo passo per quantificare le forze esplicate e garantire la stabilità, è stato studiare il comportamento indotto sulla struttura grazie alla realizzazione di un modello idraulico 2D realizzato presso il dipartimento di ingegneria civile dell'università di Aalborg (Danimarca).

Lo scopo, è tracciare la distribuzione spaziale e temporale della pressione sulla struttura OBREC¹⁰, per qualificare il comportamento delle varie parti componenti il manufatto.

Questa è confrontata con i metodi analitici di calcolo disponibili nel Manuale di Ingegneria Costiera utilizzati fino ad oggi per dimensionare i frangiflutti tradizionali, per verificare la tendenza generale delle misure.

Sempre negli stessi laboratori si è studiato l'analisi comparata tra gli sforzi derivanti da una struttura tradizionale del tipo a muro verticale, rispetto alla futura struttura ibrida adibita allo sfruttamento del moto ondosio.

I risultati sotto riportati sono relativi a prove condotte in una canale lungo 25 metri e largo 1,5 metri. Le onde sono create nei primi 6,5 metri del canale, dove il fondo si mantiene orizzontale, successivamente per simulare la dissipazione dovuta dal fondale marino il canale presenta una pendenza di 1:98 fino al modello.

¹⁰ OBREC: Overtopping BReakwater for Energy Conversion

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

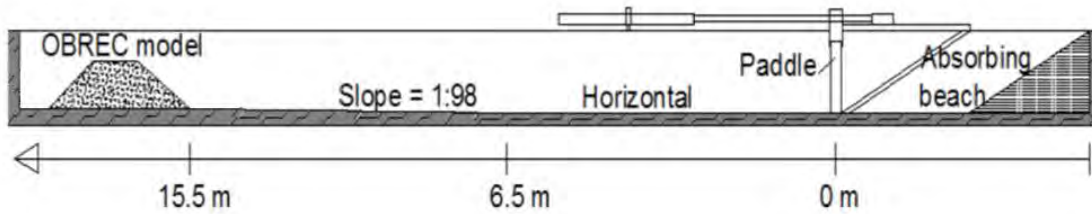


Fig. 4.3 – Layout del canale utilizzato per eseguire i test

I modelli presi in considerazione sono realizzati in scala 1:30. La struttura tradizionale costituita da un muro verticale con rocce frontali per accentuare la dissipazione, è sostituita con un serbatoio e uno scivolo con pendenza di 30° rispetto l'orizzontale. L'altezza di cresta delle due strutture (R_c) è la medesima pari a 0,24 metri, mentre la quota di coronamento del serbatoio è di 0,075 (2,25 metri in scala 1:1).

Tali caratteristiche geometriche sono basate su un preliminare studio volto a massimizzare lo sfruttamento energetico in mari con medio contenuto energetico (4 – 10 KW/m).

Dimostreremo per altra via che dallo studio del clima ondoso relativo alla località di Alghero l'altezza ottimale massimizzante la produzione di energia elettrica si aggira attorno ai 2 metri.

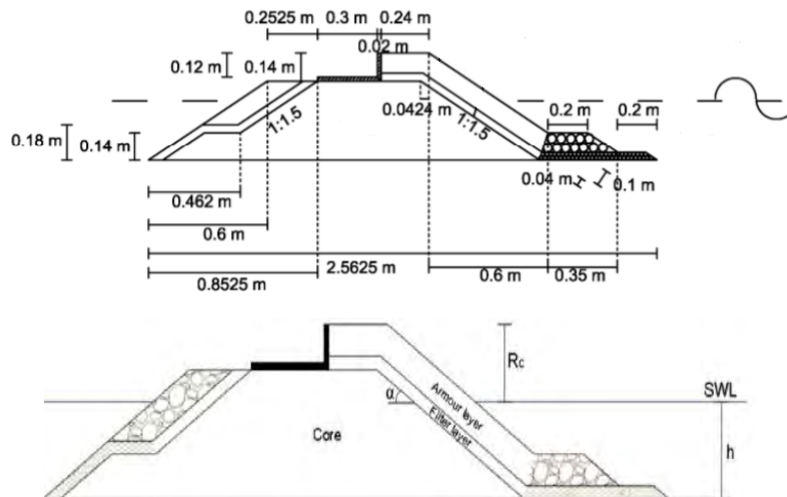


Fig. 4.4 – Sezione trasversale del modello in scala ridotta del frangiflutti tradizionale

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

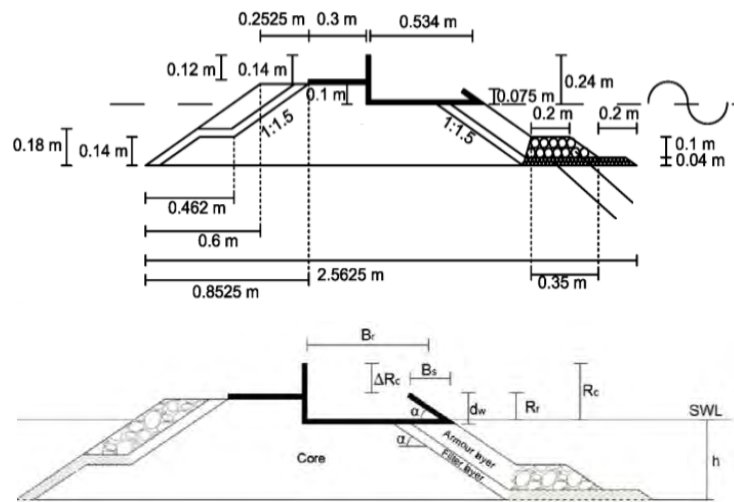


Fig. 4.5 – Sezione trasversale del modello in scala ridotta del frangiflutti innovativo tipo OBREC

Le dimensioni della struttura ad esempio la lunghezza e larghezza del serbatoio, l'altezza del muro posteriore e la stessa altezza terminale della superficie inclinata devono essere modificate secondo il clima energetico del mare in cui sarà installato. In ogni caso, la specifica progettazione di un dispositivo OBREC deve essere testata in laboratorio al fine di definire i parametri geometri.

4.4 Parametri e dimensioni significative

Di seguito sono riportati i parametri e le grandezze utilizzate nel proseguo della trattazione.

- Livello di cresta (R_r): è il livello di coronamento del serbatoio, coincide con l'altezza della parte terminante dello scivolo dal livello medio del mare;
- Livello di cresta (R_c): è la quota di sommità del muro verticale posteriore;
- Spazio libero (f): è la distanza tra la quota R_r e il livello dell'acqua dentro il serbatoio, essa è nulla se il serbatoio è pieno;
- Salto (h_u): è la differenza tra il livello dell'acqua entro il serbatoio e il livello medio del mare. Questa descrive il salto cui è sottoposta la turbina e può essere dedotto dalla seguente relazione:

$$h_u = R_r - f \quad (4.1)$$

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

- Pescaggio (d_r): è l'altezza dello scivolo sommersa, coincide con la distanza tra il livello medio del mare e l'inizio dello scivolo immerso nel mare, in termini relativi considerando zero la quota corrispondente al livello medio del mare è una coordinata negativa;
- Lunghezza (L): è la dimensione della struttura nella direzione perpendicolare rispetto alla propagazione dell'onda. Questa ha una diretta influenza sulla quantità d'acqua catturata dato che la portata tracimante $q_{\text{reservoir}}$ è espressa in m^3/s per metro di rampa;
- Larghezza (B_r): è la lunghezza del serbatoio nella direzione parallela alla propagazione dell'onda. Aumentando questo parametro s'incrementa la capacità di accumulo del serbatoio, ma senza influenzare l'entità della portata tracimante $q_{\text{reservoir}}$;
- Pendenza dello scivolo ($\alpha[^\circ]$): angolo rispetto l'orizzontale dello scivolo. Il modello considerato nella trattazione è di una struttura con singola pendenza, quindi priva di berme. L'angolo che massimizza la portata scaricata è $\alpha_m=30^\circ$ il risultato è stato ottenuto da Jens Peter Kofoed [10].
- Profondità (h): Profondità del mare frontalmente alla struttura.
- Angolo d'incidenza ($\beta[^\circ]$): angolo che intercorre tra la direzione di propagazione dell'onda e la normale alla struttura;
- Differenza tra la quota di cresta del muro di coronamento e la sommità dello scivolo (ΔRc);

$$\Delta Rc = Rc - Rr \quad (4.2)$$

- altezza d'onda significativa (H_s): è definita come l'altezza media del terzo di onde più alte che sono state registrate durante il periodo di campionamento;
- periodo medio d'onda (T_m).

4.5 Strumenti e misure

Per riuscire a tracciare le distribuzioni di pressione sono stati disposti nel modello sei trasduttori di pressione sulla piastra versante anteriore (3 sotto il livello del mare e 3 sopra), cinque trasduttori di pressioni sul fondo del serbatoio e quattordici trasduttori di pressione sul muro verticale posteriore.

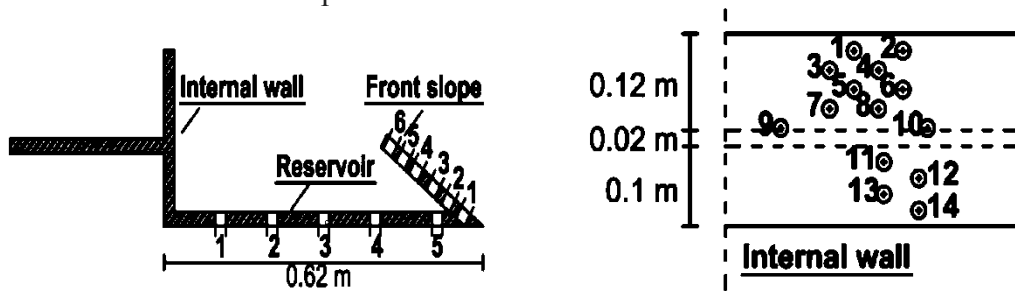


Fig. 4.6 – Posizionamento dei trasduttori di pressione. A sinistra sezione trasversale, a destra vista frontale del muro di coronamento di un OBREC.

Le pressioni sono acquisite utilizzando una frequenza di campionamento di 1500 Hz, tuttavia, a causa della distanza dei trasduttori, le pressioni sul versante anteriore e sulla parete interna sono state filtrate attraverso un filtro passa-basso a 250 Hz mentre quelle verticali sul serbatoio sono filtrate a 100 Hz per evitare pressioni irrealistiche.

4.6 Distribuzioni di pressione

Per analizzare il comportamento fortemente non lineare, sono state simulate molteplici situazioni di lavoro: in condizioni standard e in condizioni estreme allo scopo di individuare il comportamento dell'interazione onda-struttura.

Le distribuzioni spaziali di pressione sull'OBREC nelle condizioni di carico massimo sulla parete inclinata anteriore, sul fondo e sulla parete interna del serbatoio sono rappresentate in Figura 4.7, 4.8, 4.9, inoltre, è riportata la dinamica temporale della forza unitaria per l'evento di carico massimo per ciascuna delle tre parti in cemento costituente OBREC.

In particolare i risultanti presentati sono relativi alla condizione ottenuta con altezza d'onda significativa $H_s=0.170$ metri, periodo $T_m= 2.31$ secondi, profondità frontalmente alla struttura $h = 0.34$ metri e con altezza della rampa $R_r = 0.075$ metri.

Le forze e le grandezze che agiscono su di frangiflutti, in condizioni d'onda casuali sono molto variabili e sono divise in pulsanti, quando sono rapidamente mutevoli nel tempo, mentre lentamente variabili quanto i gradienti di pressione sono relativamente miti.

L'analisi dei test in condizioni di onde estreme ha dato la seguente classificazione:

- Rapido aumento dell'onda lungo il frontale spiovente, senza rottura d'onda. Le pressioni derivanti sopra la piastra inclinata anteriore e sul fondo del serbatoio sono riconoscibili come un carico quasi statico e la pressione pulsante è quasi pari a quella idrostatica $p \approx \rho g H$.
- Impatto del getto d'acqua, direttamente contro la parete verticale interna del serbatoio causato dalla massiccia tracimazione dell'onda nel serbatoio, questo impatto origina delle pressioni impulsive. Il carico sulla parete verticale interna è rapidamente variabile nel tempo e presenta picchi che possono arrivare fino a $p \approx 100 \rho g H$, mentre sullo scivolo inclinato si originano pressioni $p \approx 10 \rho g H$. In questa condizione di lavoro, senza naso sul muro di coronamento si ha una portata che tracima l'intera struttura, l'effetto è ovviamente mitigato con la presenza del naso, che riflette la portata nel serbatoio aumentando l'efficienza idraulica del WEC.

Le forze misurate, opportunamente scalate e adeguate al modello reale, sono necessarie per determinare la stabilità globale della struttura. Sono inoltre necessari dati sulle pressioni locali e gradienti di pressione per progettare lo spessore delle pareti e di analizzare le condizioni che portano al danno locale. Le informazioni registrate possono essere utilizzate per un progetto preliminare di una struttura OBREC.

L'analisi di stabilità di tali strutture richiede l'identificazione di tutte le modalità di guasto significative, e la derivazione o l'uso di appropriati metodi di analisi per ciascun tipo di guasto. Questi metodi di analisi possono essere condotte con differenti livelli di complessità o di rigore.

CAPITOLO 4
 INNOVATIVA DIGA MARINA

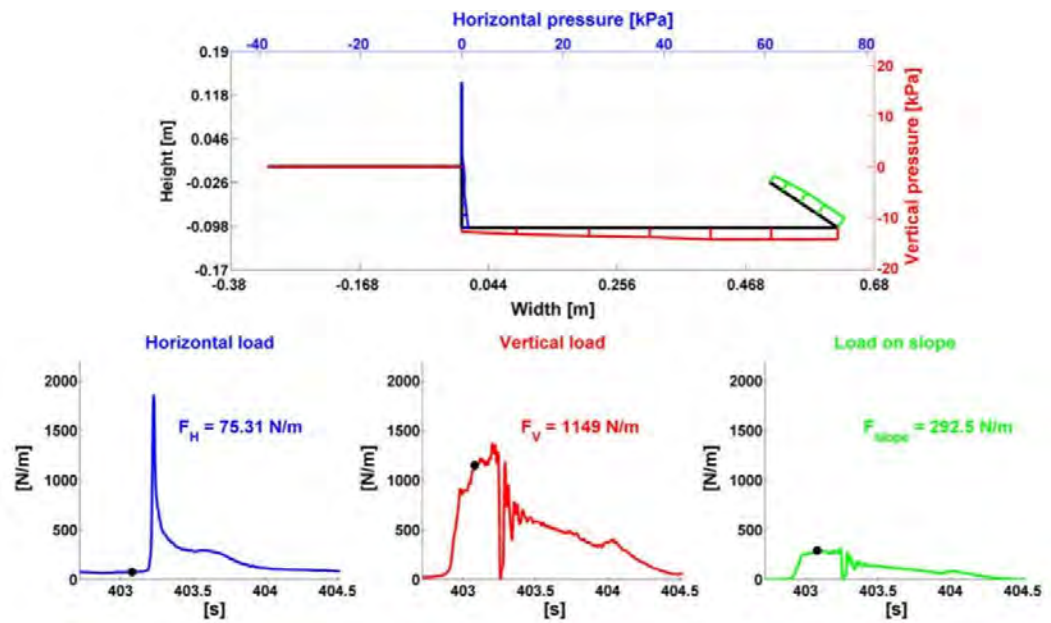


Fig. 4.7 – Distribuzioni spaziali delle pressioni, con relativo andamento temporale delle forze in condizioni di massimo carico per lo scivolo frontale

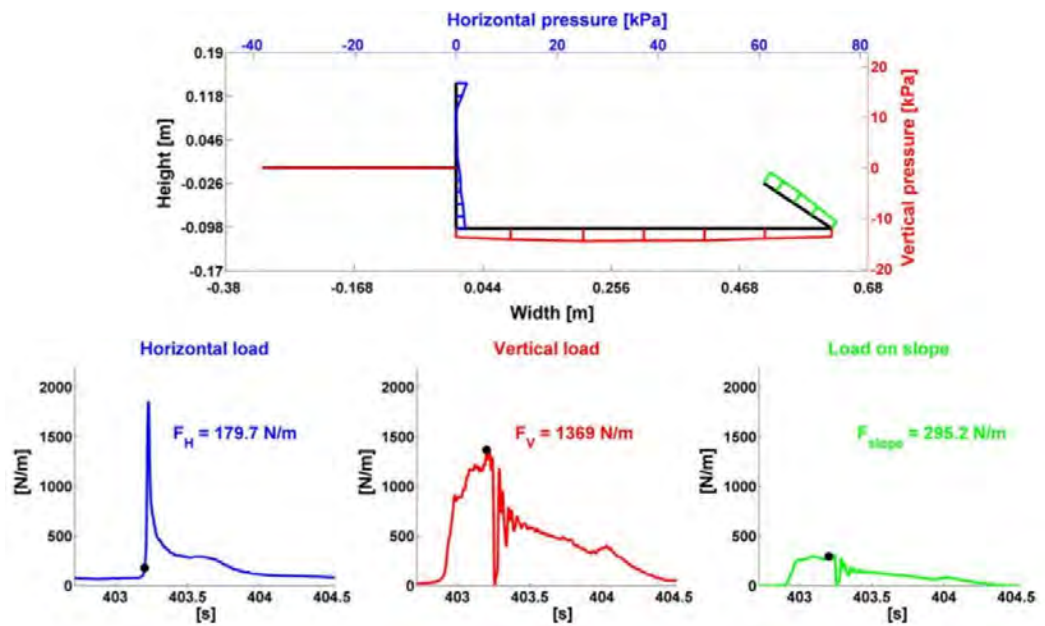


Fig. 4.8 – Distribuzioni spaziali delle pressioni, con relativo andamento temporale delle forze in condizioni di massimo carico verticale sul serbatoio

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

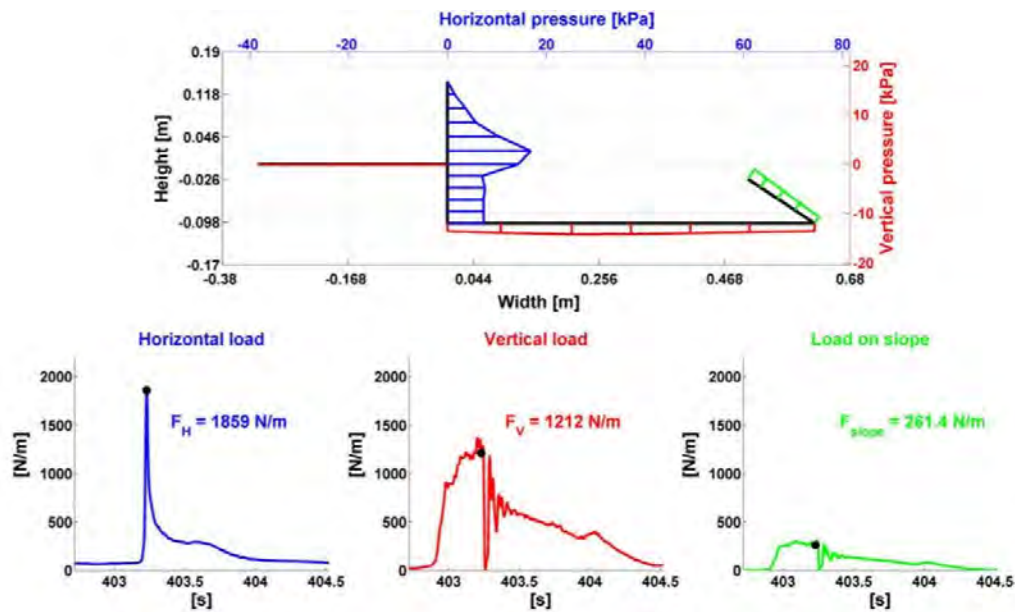


Fig. 4.9 – Distribuzioni spaziali delle pressioni, con relativo andamento temporale delle forze in condizioni di massimo carico orizzontale sul muro posteriore

Dai grafici sopra si possono evidenziare tre importanti aspetti:

- La massima sollecitazione sul muro posteriore e sullo scivolo non sono simultanei;
- Per la struttura presa in considerazione, il carico orizzontale non è molto più grande di quello verticale;
- I picchi di carico verticale e orizzontale avvengono contemporaneamente.

In Figura 4.10 è rappresentato il massimo carico indotto sulle varie parti costituenti la struttura, ovviamente per quanto detto sopra le rivelazioni non sono relative allo stesso istante temporale. Questi gradienti di pressione sono necessari per progettare lo spessore del muro di coronamento e analizzare le sollecitazioni locali al fine di prevenire cedimenti strutturali.

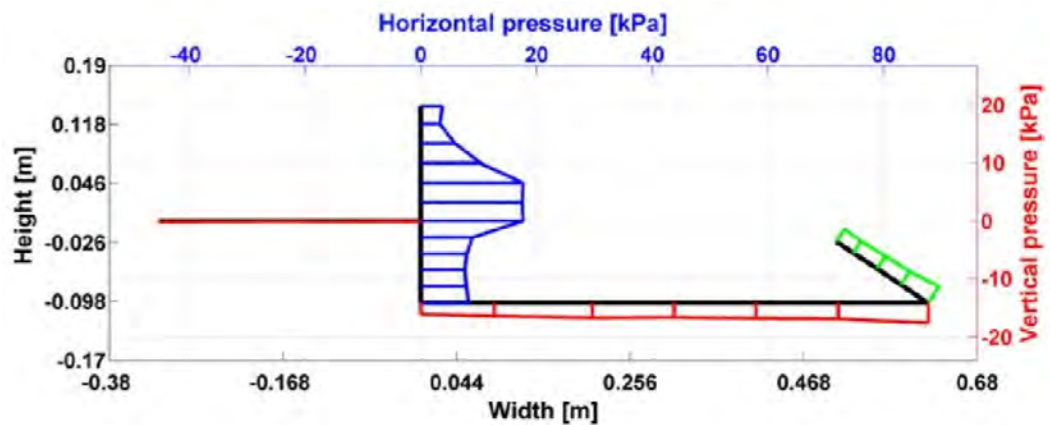


Fig. 4.10 – Massima pressione sulla struttura (non si verificano contemporaneamente)

Pratiche d'ingegneria litoranee, per la maggior parte dei progetti costieri di tutto il mondo sono basate, in tutto o in parte, sul manuale di Ingegneria costiera. La struttura innovativa OBREC non può adattarsi ai metodi di progettazione standard. Tuttavia, al fine di verificare la tendenza generale dei risultati delle prove, le pressioni misurate sono state confrontate con i criteri di progettazione suggeriti dal CEM¹¹.

Per predire la distribuzione della pressione sul versante inclinato anteriore OBREC la formula di progettazione più vicina è quella di Tanimoto e Kimura (1985) mentre è stato dimostrato che la formula Goda (1974) può essere applicata per stimare le pressioni misurate sulla parete verticale.

I risultati mostrano che le formule CEM non sono direttamente utilizzabili, ma sono in corso elaborazioni delle formulazioni sopra citate al fine di renderle utilizzabili per questa nuova struttura.

Pertanto per stimare i carichi di progetto, si dovrà fare riferimento ai dati ottenuti sperimentalmente.

4.7 Comparazione carichi

Per completezza, confrontiamo a parità di condizioni climatiche e geometriche la distribuzione di pressione indotta su una struttura tradizionale a muro verticale rispetto a quella di un OBREC.

¹¹ CEM: Coastal Engineering Manual

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

Le condizioni illustrate riguardano il seguente test: $H_s/\lambda=0,06$; $H_s/h=0,5$; $R_r/H_s=0,5$; $B/\lambda=0,16$. La distribuzione della pressione sulla struttura muraria originale sono illustrate evidenziando l'istante di massima forza orizzontale e verticale in Figura 4.11 e 4.12, rispettivamente.

La distribuzione della pressione sul muro verticale posteriore del serbatoio per l'istanza di tempo in cui la forza orizzontale è massima, è riportata in Figura 4.13, mentre la distribuzione della pressione nell'istante di massima forza verticale sul fondo del serbatoio, è rappresentata in Figura 4.14.

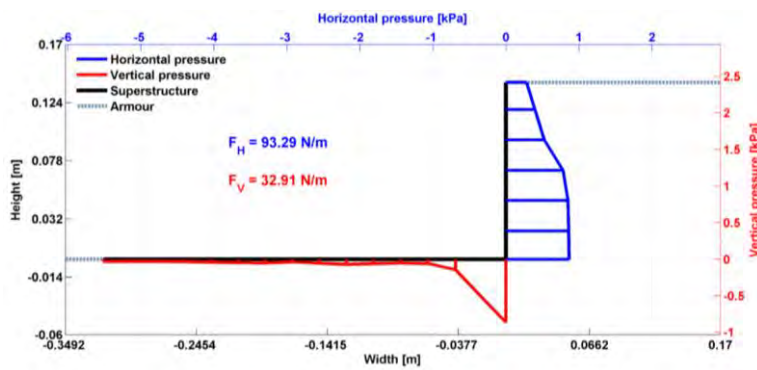


Fig. 4.11 – Distribuzione di pressione per una tradizionale struttura per $F_{H,max}$

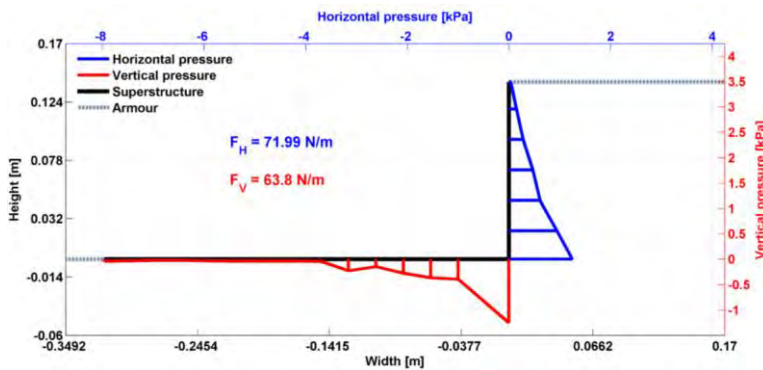


Fig. 4.12 – Distribuzione di pressione per una tradizionale struttura per $F_{V,max}$

CAPITOLO 4
INNOVATIVA DIGA MARINA

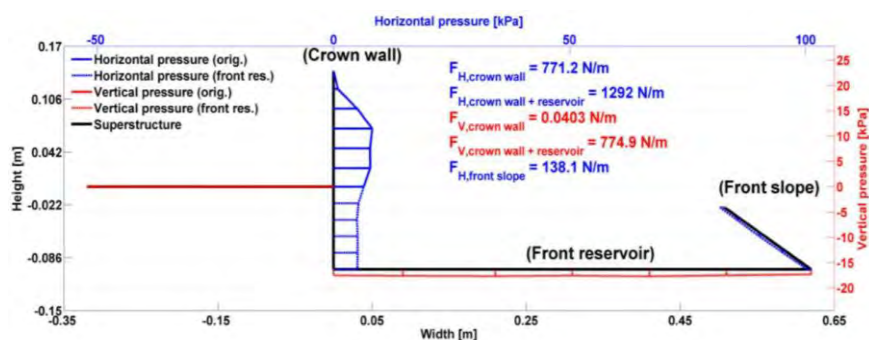


Fig. 4.13 – Distribuzione di pressione per una struttura OBREC per $F_{H,crown wall+reservoir,max}$

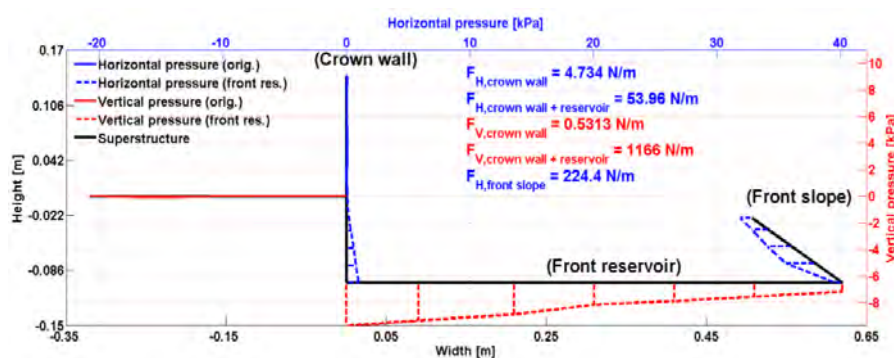


Fig. 4.14 – Distribuzione di pressione per una struttura OBREC per $F_{V,crown wall+reservoir,max}$

La presenza del serbatoio anteriore ha l'effetto di aumentare la pressione/carico sulla parete posteriore, che quindi dovrà essere sovradimensionato rispetto i muri esistenti ingrossando gli spessori, d'altro canto è dimostrato che all'aumentare della larghezza del serbatoio anteriore migliorare la stabilità complessiva OBREC, e lo stimolo sul muro posteriore si riduce.

Possiamo concludere questa analisi strutturale affermando che attualmente OBREC non è in grado di garantire la stessa sicurezza a parità di dimensioni di una configurazione attuale.

Tuttavia con la progettazione accurata del parapetto detto anche “naso” collocato in sommità del muro di coronamento si può aumentare la sicurezza oltre che beneficiare di un minore impatto visivo grazie al contenimento dell'altezza massima.

4.8 Overtopping discharge model

Oltre la principale funzione di difesa, l'innovativa diga marina deve riuscire a sfruttare l'energia proveniente dalle onde. Il processo di conversione è basato nel riuscire a intrappolare l'acqua in un serbatoio collocato sopra il livello medio del mare. L'acqua successivamente è processata attraverso una o più turbine idrauliche azionando i generatori, che erogano energia elettrica alla rete locale. La portata d'acqua intrappolata entro il serbatoio è molto variabile, dipendente dal clima ondoso in particolare dall'altezza e dal periodo dell'onda incidente, pertanto l'efflusso attraverso le turbine deve essere controllato al fine di sfruttare tutta la portata d'acqua intrappolata evitando la situazione di troppo pieno.

Le prestazioni della diga sembrano dipendere principalmente dall'altezza d'onda in arrivo, piuttosto che dal periodo dell'onda, per tale ragione quest'ultima grandezza è tralasciata.

L'entità della portata d'acqua scaricata dipende ovviamente dal clima ondoso ma anche dalla geometria della diga, come si dimostrerà durante la determinazione dei parametri principali della diga marina validi per il caso studio sviluppato.

4.8.1 Relazione di kofoed

In questo paragrafo è introdotta la formula implementata dal programma MATLAB usata per calcolare la portata tracimante all'interno del serbatoio. La formula sotto spiegata è il cuore del lavoro, in quanto, dati i parametri del clima ondoso e quelli relativi la geometria della struttura, permette di determinare la portata scaricata entro il serbatoio, utile per il dimensionamento dell'impianto stesso e per stimare la producibilità annua dell'impianto.

In letteratura si possono trovare diverse formulazioni usate per stimare la portata tracimante oltre una paratia [16] (formula di Owen (1980), Van der Meer and Janssen

CAPITOLO 4

INNOVATIVA DIGA MARINA

(1995)) ma fanno quasi tutte riferimento a dighe e frangiflutti volte a minimizzare tale evento per proteggere persone e imbarcazioni che si trovano dietro la barriera.

Ho deciso di utilizzare la formulazione proposta da Kofoed (2002) valida per diga a semplice pendenza. Tale formula è stata usata proprio per studiare la risalita dell'onda su uno scivolo il cui scopo era di catturare la maggior quantità di acqua, che è proprio quello che la nostra diga marina dovrà fare.

Nell'espressione generale della formula compaiono molti coefficienti riduttivi, ciascuno di essi dovuto a un particolare fenomeno dissipativo del quale Kofoed propone relazioni per stimarli e quindi di analizzare volta per volta gli effetti che comporta lo scostamento dalla condizione ottimale di incidenza del moto ondoso sullo scivolo.

L'espressione è la seguente:

$$q_{reservoir} = \lambda_{\alpha} \lambda_{dr} \lambda_s \sqrt{gH^3} 0.2 e^{\frac{-2.1 R_r}{H \gamma_r \gamma_b \gamma_h \gamma_{\beta}}} \quad (4.3)$$

Dove:

- $q_{reservoir}$ è la portata di overtopping media nel serbatoio, calcolata per unità di lunghezza della struttura ed è espressa in $[m^3/sm]$;
- $\gamma_b, \gamma_h, \gamma_r$ sono coefficienti riduttivi dovuti alla presenza di eventuali berme, e tiene conto della scabrezza delle superfici. Nella trattazione ho considerato il prodotto di tali coefficienti unitario, poiché ipotizzo l'assenza di berme e una struttura poco scabra, realizzata appunto per favorire la risalita dell'acqua;
- γ_{β} , coefficiente riduttivo dovuto all'angolo di attacco. Ovviamente la condizione ottimale si ha quando $\beta=0^{\circ}$, in altre parole quando la direzione di propagazione dell'onda coincide con la normale alla struttura. La formula per valutare l'entità di tale dissipazione è la seguente:

$$\gamma_{\beta} = 1 - 0.0033 \beta^{\circ} \quad (4.4)$$

- λ_{α} , coefficiente riduttivo dovuto alla pendenza dello scivolo usato per convogliare l'acqua nel serbatoio. Sapendo che l'angolo ottimale vale $\alpha_m=30^{\circ}$ si può scrivere:

$$\lambda_{\alpha} = \cos^3(\alpha - \alpha_m) \quad (4.5)$$

- λ_{dr} , questo coefficiente influisce per i convertitori galleggianti, dove lo scivolo non si estende fino al fondale marino. Ho una perdita di energia che si traduce in una diminuzione della portata, è l'ovvia conseguenza dovuta al passaggio di una parte dell'onda sotto la struttura stessa. L'espressione di tale coefficiente è complessa e si rimanda all'articolo di Jens Peter Kofoed [15]. Nell'implementazione in MATLAB, poiché lo scopo è valutare la costruzione di una diga marina in cui lo scivolo si estenda fino al fondo, si considera tale coefficiente unitario.
- λ_s è la conseguenza della comparazione tra i risultati ottenuti da Kofoed e Van de Meer & Jansen (1995) allo scopo di estendere il campo di utilizzo della formula. In sostanza λ_s assume diversi valori in relazione all'altezza di cresta R_r della diga.

$$\lambda_s = 0.4 \sin\left(\frac{2 \pi R_c}{3}\right) + 0.6 \quad \text{se } R_r < 0.75 [m] \quad (4.6)$$

$$\lambda_s = 1 \quad \text{se } R_r > 0.75 [m] \quad (4.7)$$

Nel programma è stato utilizzato λ_s pari a uno poiché salti inferiori a 0.75 metri sono di scarso interesse e di difficile impiego con le tradizionali turbine adatte a bassi salti.

Passando alle grandezze adimensionali si ottiene:

$$q^*_{reservoir} = \frac{q_{reservoir}}{\sqrt{gH^3}} \quad (4.8)$$

$$Rr^* = \frac{Rr}{H_s} \quad (4.9)$$

Posso rappresentare $q^*_{reservoir}$ in funzione di Rr^* in un grafico in scala semilogaritmica.

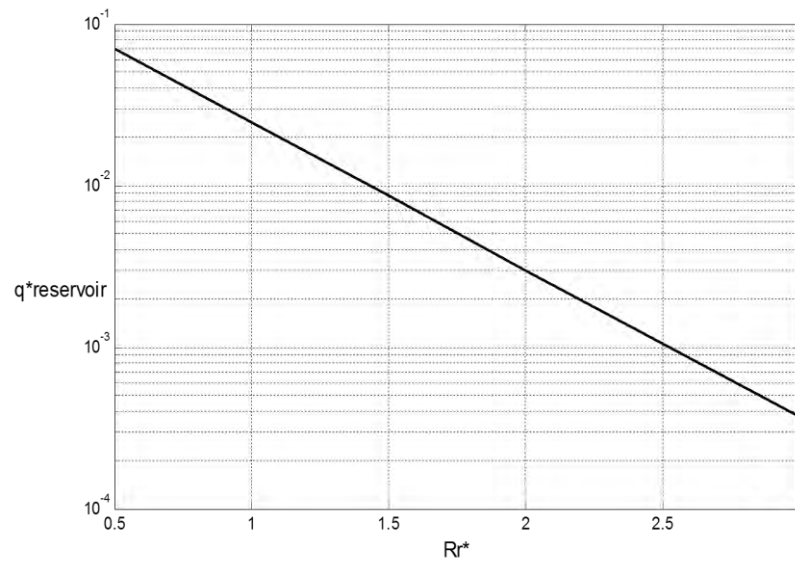


Fig. 4.15 – Legge della portata adimensionale scaricata secondo Kofoed

4.8.2 Overtopping oltre il muro di coronamento

Per le tradizionali opere, la quota di coronamento del muro paraonde era dimensionata in relazione alla portata tracimante massima ammissibile, ma nella normalità, l'altezza era limitata per ridurre l'impatto visivo.

Detto questo, per le strutture OBREC la sfida è riuscire limitare la portata tracimante nel retro della struttura mantenendo altezze di coronamento limitate rispetto le attuali.

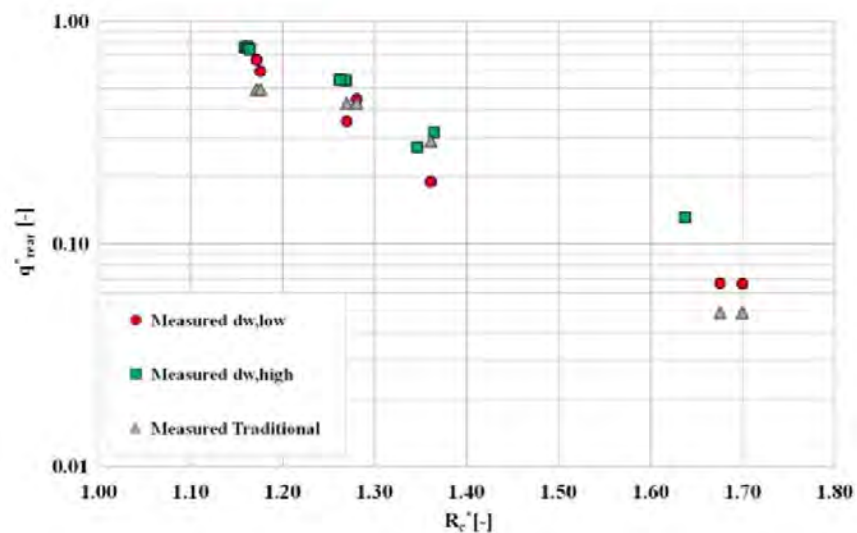


Fig. 4.16 – Confronto delle portate medie adimensionali scaricate posteriormente ai modelli q^*_{rear} , in funzione della quota di coronamento del muro posteriore adimensionale R_c^*

Dalla Figura 4.16 si può osservare come le due strutture a parità d'ingombro non presentino molta differenza nella quantificazione della portata tracimante posteriormente, con un piccolo incremento nella condizione presentante lo scivolo più alto. Questo è giustificato dal fatto che la struttura tradizionale con manto in massi dissipa parte dell'energia, mentre con il pendio a bassa rugosità, minimizzo le perdite e con conseguente aumento leggermente della portata scaricata posteriormente.

Nella stessa struttura OBREC, infatti, sostituendo lo scivolo a bassa rugosità con massi si ha una diminuzione della porta.

$$q_{rear}^* = \frac{q_{rear}}{\sqrt{g H_s^3}} \quad (4.10)$$

$$Rc^* = \frac{R_c}{H_s} \quad (4.11)$$

4.8.3 Limitazione della portata oltre la struttura

Nel paragrafo precedente abbiamo evidenziato come la struttura innovativa incrementi leggermente la portata nel retro della struttura rispetto a un frangiflutti tradizionale. Un metodo efficace per ridurre questo contributo e aumentare l'efficienza idraulica è dotare la sommità del muro di coronamento con un naso.

La relazione che descrive q_{rear}^* per una struttura innovativa dotata di naso è la seguente:

$$q_{rear}^* = 6.47e^{-112 \frac{R_c^* \Delta R_c}{\lambda}} \quad (4.12)$$

Dalla rappresentazione di tale formula si possono trarre le seguenti conclusioni:

- il naso riduce significativamente q_{rear}^* ;
- q_{rear}^* aumenta all'aumentare della quota R_r , con e senza naso;
- la massima riduzione della portata tracimante rispetto a una struttura tradizionale in condizione estreme per un OBREC con quota R_r bassa, dotata di naso è del 89%.

CAPITOLO 4

INNOVATIVA DIGA MARINA

Il parapetto avrà la forma di un triangolo isoscele, le sue dimensioni ottimali risulteranno da sperimentazioni condotte su modelli realizzati in scala.

CAPITOLO 5

5. CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Descritto il modello idraulico e la relazione valida per il calcolo della portata trascinante nel serbatoio, si particolarizza lo studio per un ipotetico sito, relativo al quale si esegue un'analisi di fattibilità tecnico-economica, supportando le considerazioni con i risultati provenienti dai programmi MATLAB e dai fogli di calcolo allegati in Appendice.

Ci si pone l'obiettivo di presentare il dimensionamento di massima dell'impianto idroelettrico ad acqua fluente foraggiato dall'innovativa diga marina, della quale si determineranno le principali dimensioni influenti sulla producibilità annua.

5.1 Individuazione del sito

Come già detto questo WEC è ideale per sfruttare l'energia del moto ondoso in mari con modesta disponibilità energetica (4 –10 KW/m).

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Nel contesto Italiano tali livelli energetici si hanno nel mare Tirreno inferiore (circa 4 KW/m), e nella costa nord Occidentale della Sardegna, dove la disponibilità energetica raggiunge valori di potenza di circa 10 KW/m come si può vedere dalla Figura 1.1.

Per investigare la bontà tecnico-economica di un simile impianto nel Mediterraneo si analizzano i dati meteo attinenti al clima ondoso forniti dalla Rete Ondometrica Nazionale per la località di Alghero, regione che si trova nella costa nord occidentale della Sardegna, territorio Italiano con la maggiore disponibilità di energia ondosa.



Fig. 5.1 – Individuazione geografia dell'ipotetico sito

Considerare il sito con la maggiore disponibilità permette a fine analisi di stabilire se è giustificata economicamente l'esecuzione di un simile impianto nel Mediterraneo.

Le considerazioni svolte di seguito sono attinenti al clima ondoso registrato nel 1992, avendo verificato preliminarmente che le variazioni annue nel decennio tra il 1990 e 2000 non comportano grosse differenze in termini di portata e curva di durata, conseguenze derivanti dai limitati cambiamenti del clima ondoso, caratteristica senz'altro positiva rispetto all'alta incostanza annua delle altre fonti rinnovabili: idroelettrico ad acqua fluente, eolico e fotovoltaico.

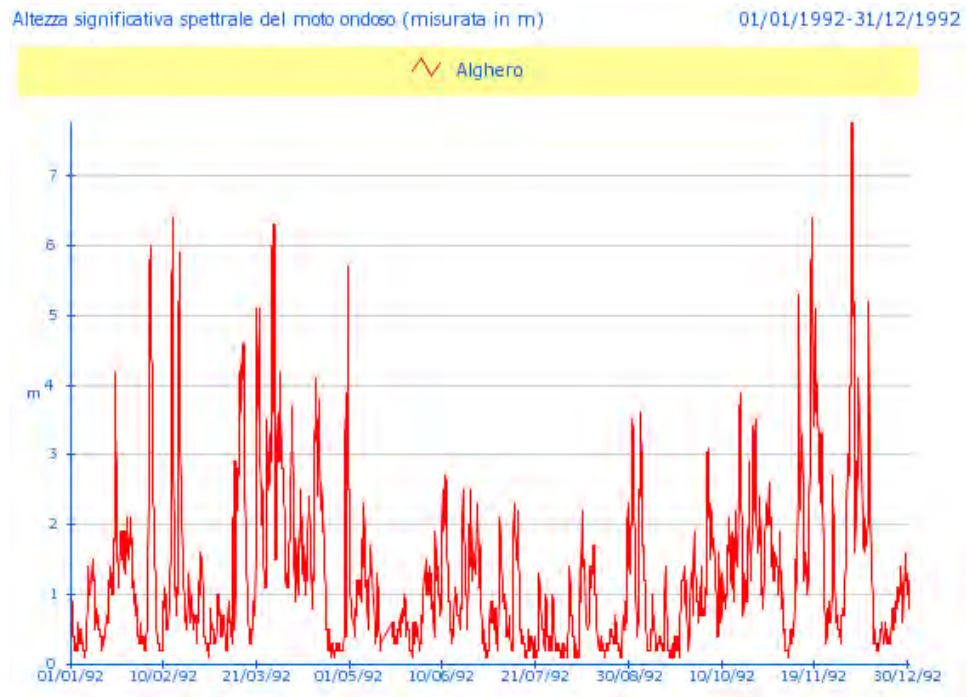


Fig. 5.2 – Dinamica temporale dell'altezza d'onda significativa

5.2 Dimensionamento della diga

Nella realizzazione dell'impianto idroelettrico su diga marina è essenziale dimensionare la struttura di difesa in modo da garantire i livelli di sicurezza di un tradizionale frangiflutti.

A prescindere dal dimensionamento strutturale compito degli ingegneri civili ci si soffermerà "solo" nel determinare la geometria e le dimensioni di massima che deve assumere la diga marina per massimizzare l'energia idraulica raccolta. Essenzialmente la quantità d'acqua raccolto e quindi l'energia è dipendente dai seguenti parametri sottoelencati:

- Livello di cresta R_r ;
- Pendenza dello scivolo;
- Angolo d'incidenza.

5.2.1 Ipotesi semplificative adottate

Per ricavare i risultati sotto riportati sono state formulate delle ipotesi semplificative di seguito discusse.

- Consideriamo il livello medio del mare costante. Questo significa non tenere conto del periodico spostamento di enormi masse d'acqua causate dall'interazione tra Terra, Luna e Sole, il cui effetto, noto a tutti, sta nel distinguere la bassa e alta marea. Le influenze di questa ipotesi sull'entità dell'energia idraulica dipende dalla localizzazione del sito e dalla tipologia di impianto. Infatti, se la struttura è galleggiante, questa non risente minimamente di tali fluttuazioni, come pure l'effetto è trascurabile in quei mari (ad esempio il Mediterraneo) in cui le escursioni di marea sono limitate a venti centimetri. S'intuisce come un impianto su diga marina non è idoneo a essere installato dove si hanno grandi variazioni del livello del mare. Per dimostrare che l'effetto delle fluttuazione del mare è poco influente per la località di Alghero, è stato fatto il confronto a parità di dati in ingresso con, e senza le fluttuazioni del livello medio del mare, notando, se si vuole un paradosso, che le fluttuazioni fanno aumentare l'energia idraulica teoricamente disponibile, pur sempre ottenendo il medesimo livello di cresta massimizzante l'energia. Una motivazione di questo è che le maree (di scarsa entità nel Mediterraneo) comportano una piccola variazione della portata trascinante, inferiore in termini energetici al mutamento che le ondulazioni comportano al salto utile cui è sottoposta la turbina. Per esempio una diminuzione del livello del mare (-0.2 metri), ha l'effetto di diminuire la portata trascinante $q^*_{\text{reservoir}}$, ma al contempo aumenta la sua energia poiché vede incrementato di 0,2 metri il salto utile e riesce a compensare in termini puramente energetici la diminuzione della portata.

Per fare queste considerazioni sono fondamentali le informazioni sulle dinamiche del livello medio del mare nei pressi della zona in cui si vuole studiare il fenomeno della trascinazione. Queste sono prese dal sito IDROMARE APAT fornite come rivelazioni su base oraria. Le rivelazioni dell'altezza

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

significativa dell'onda devono essere relazionate e accoppiate con il livello medio del mare presente in quell'istante perché è quest'ultimo che determina il livello di cresta della struttura visto dall'onda e il salto utile cui è sottoposta la turbina. Nei successivi sviluppi è considerato lo scenario con livello medio costante.

- Il programma MATLAB trova il livello di cresta R_r ottimizzante l'energia idraulica raccolta considerando che tutta la portata trascinata sia effettivamente utilizzata per la produzione di energia elettrica, in altre parole si trascurano le perdite causate dal "troppo pieno", derivanti nel canale di derivazione. Nella realtà il serbatoio di accumulo avrà una capacità limitata e inevitabilmente, durante le mareggiate, parte della portata trascinata andrà persa. Successivamente seguiranno considerazioni su come sfruttare al meglio tale portata, svolte al momento della scelta della/e turbine idrauliche da installarvi.
- Si considera il livello di scarico costante immune dalle fluttuazioni indotte dal moto ondoso. Per far sì che l'incidenza di questa ipotesi sia trascurabile, bisognerà prevedere un bacino di calma, che dovrà essere studiato e progettato accuratamente al fine di mantenere il livello di scarico immune dal moto ondoso.
- Ultima, ma non per questo di minore importanza sono i dati meteo di partenza. Dal sito web IDROMARE APAT è stato possibile analizzare il clima ondoso del mare estraendo i dati storici forniti dalle stazioni meteo riguardanti altezza significativa e periodo medio dell'onda. I dati forniti, dovrebbero essere su base tri-oraria dalle premesse fatte nel sito, ma osservandoli si nota delle incongruenze ad esempio un campionamento più fitto (ogni mezzora) o ancora peggio dei buchi, dovuti alla mancanza di rivelazioni. Per far sì che l'analisi abbia un certo valore, i dati sono stati ordinati manualmente, mediando i dati forniti con cadenza di trenta minuti e aggiungendo i valori dove mancanti sfruttando un'interpolazione tra dati a monte e valle della mancata rivelazione, tutto questo per avere tutte rivelazioni tri-orarie omogenee tra loro.

5.2.2 Determinazione del livello di cresta R_r

Per stabilire la quota R_r si è utilizzato il seguente approccio. Partendo dal clima ondoso disponibile dai dati meteo nella zona d'interesse, si è massimizzata l'energia idraulica teoricamente disponibile all'interno del serbatoio. Per fare questo si è realizzato un programma MATLAB, allegato in Appendice, che dati in ingresso lo storico dell'altezza d'onda significativa in un intervallo temporale e definito i principali parametri della diga (pendenza, angolo di incidenza, rugosità superficiale), ricava la quota R_r massimizzante l'energia idraulica, e il valore accumulato nel periodo preso in considerazione. Importante sottolineare che in tutta l'analisi, trattandosi di un'analisi statica, l'ordine delle rivelazioni è totalmente ininfluente.

I dati forniti dal sito IDROMARE APAT sono in base tri-oraria, quindi ogni rivelazione rappresenta la media di tre ore. Una volta verificata la coerenza, i dati sono utilizzabili. Importato il vettore dell'altezza d'onda significativa, per una pure semplificazione concettuale utile in seguito nella computazione della totale energia si passa dai dati tri-orari ai fittizi dati orari, triplicando ogni elemento, creando un nuovo vettore altezza d'onda con dati orari.

Impostato un vettore rappresentante i possibili valori che può assumere il livello di cresta R_r , tramite un ciclo *for* "spazzolo" le varie condizioni calcolando la portata tracimante con la formula proposta da Kofoed riportata in (4.3) per ogni elemento del vettore altezza significativa orario e per ogni quota di cresta che va da 0.75 a 4.15 con incrementi di 0.2 metri coerentemente con quanto riportato in Appendice.

I risultati derivanti dal ciclo *for* sono ordinati in una matrice delle portate "q" di dimensione $m \times n$ dove:

- m : numero di righe, è la dimensione del vettore altezza considerato (8760 se il tempo di valutazione è l'anno);
- n : numero di colonne, pari al numero di quote di creste R_r prese in considerazione, nel caso specifico pari a 17.

Gli elementi della matrice sopra citata sono le portate tracimanti espresse in m^3/sm .

Dalla matrice q è immediato ricavare la potenza idraulica disponibile moltiplicando ogni elemento per ρg e ogni colonna della sopra citata per il corrispondente livello di

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

cresta R_r usato per il calcolo della porta. Si ottiene una matrice 'Pid' della stessa dimensione di 'q', ma questa volta gli elementi rappresentano una potenza espressa in watt. Sommando per colonne ottengo un vettore riga „Ptot' con 17 elementi, in cui ogni elemento rappresenta l'energia idraulica immagazzinata per la corrispondente quota di cresta. È possibile passare da potenza a energia semplicemente sommando i vari elementi della matrice Pid evitando di eseguire un integrale, perché ci siamo portati nella condizione di dati orari, e quindi ogni elemento della matrice può essere confuso con l'energia disponibile espressa in [wh].

La quota R_r massimizzante l'energia è ricavata dal vettore "Ptot" estraendo la posizione del massimo, da cui è facile risalire alla quota di cresta ottimale usando la seguente procedura:

$$Rr_{max} = 0,75 + (0,2 (imax - 1)) \quad (5.1)$$

dove:

- $imax$ è la posizione in cui si trova il massimo dell'energia;
- 0,2 è l'incremento considerato per il livello di cresta;
- 0,75 è la minima altezza considerata.

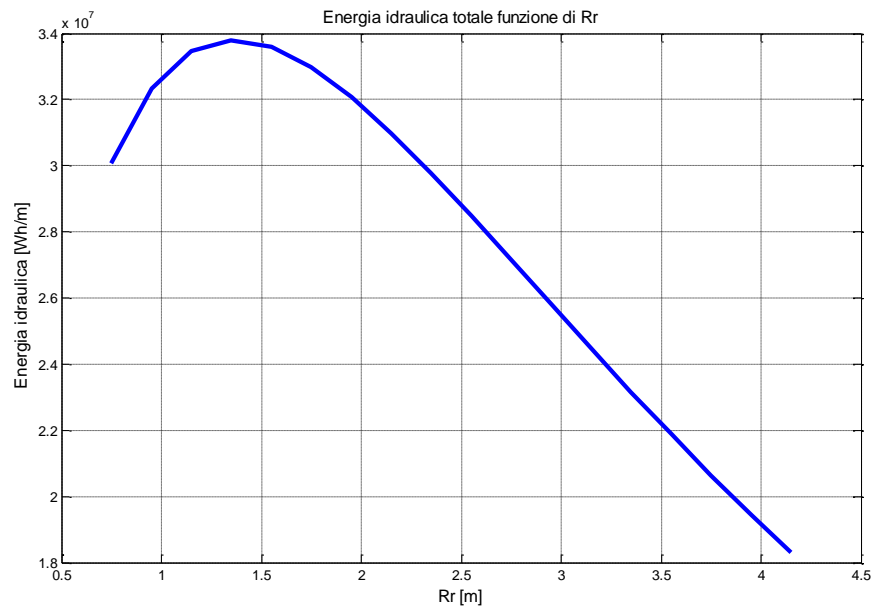


Fig. 5.3 – Energia idraulica unitaria in funzione del livello di cresta

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Dalla rappresentazione dell'energia in funzione del livello di cresta della struttura si ottiene una curva a campana con concavità verso il basso, ed è quindi possibile visualizzare anche graficamente dove si colloca la condizione che massimizza l'energia idraulica.

La quota massimizzante l'energia nel caso specifico trattato vale 1,35 metri, con un'energia totale annua per metro di diga pari a 33,8 MWh.

Il livello di cresta R_r pari a 1,35 metri sarà il primo livello di cresta studiato. Proseguendo nella trattazione si osserverà che con tale salto, date le attuali turbine disponibili nel mercato, si ha un surplus di portata che non sarebbe sfruttato, pertanto sarà conveniente elevare il livello di cresta, aumentando il salto e diminuendo la portata trascinante. Tutte queste considerazioni sono volte a ottimizzare lo sfruttamento dell'energia idraulica, trovando la giusta taglia della turbina.

Tab. 5.1 – Energia idraulica raccolta in funzione della quota R_r considerata

R_r [m]	1,15	1,35	1,55	1,75	1,95	2,15
MWh _i /m	33.5	33.8	33.6	33	32.1	31

5.2.3 Incidenza parametri strutturali

Trattandosi di un'ipotetica realizzazione, e non essendoci installazioni simili, si gestiscono molti parametri e variabili la cui trattazione puramente teorica risulterebbe comunque non esaustiva se non seguita da prove pratiche su modelli in scala ridotta operanti seguendo il principio della similitudine.

Pertanto per semplificare la trattazione, si riduce il numero di parametri influenti, citando le principali problematiche annesse, fornendo delle analisi parametriche qualitative. Il reale impatto dovrà essere valutato volta per volta, nel luogo specifico attraverso misurazioni.

Essenziale è partire dai dati riguardanti il clima ondoso (altezza d'onda significativa) nella zona in questione. I dati sono forniti con risoluzione tri-oraria, ma noi passeremo ai fittizi dati orari supponendo che l'altezza significativa si mantenga costante nelle tre

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

ore. Oltre al clima ondoso, noto dai dati storici, devo ipotizzare le caratteristiche strutturali della diga.

Suppongo di studiare il comportamento di una diga marina installata nearshore priva di berme a semplice pendenza che si estende fino al fondale. In questo modo la formula (4.3) proposta da Kofoed si semplifica notevolmente ed è di facile interpretazione.

La formula della portata è funzione di soli due parametri strutturali: la pendenza dello scivolo rispetto l'orizzontale e l'angolo d'incidenza, oltre ovviamente al livello di coronamento dello scivolo, che è una delle grandezze incognite da ottimizzare nel dimensionamento d'impianto.

Il ruolo giocato da questi parametri si nota analiticamente dalle relazioni (4.4) e (4.5). In questa sede valuteremo l'effetto provocato sull'energia idraulica totale che provoca uno scostamento rispetto la condizione ottimale d'incidenza, direttamente legata alla portata tracimante.

Di seguito ho riportato il grafico riassuntivo la totale energia idraulica annua per metro di diga espressa in MWh in funzione della variazione dei parametri strutturali: pendenza e angolo d'incidenza.

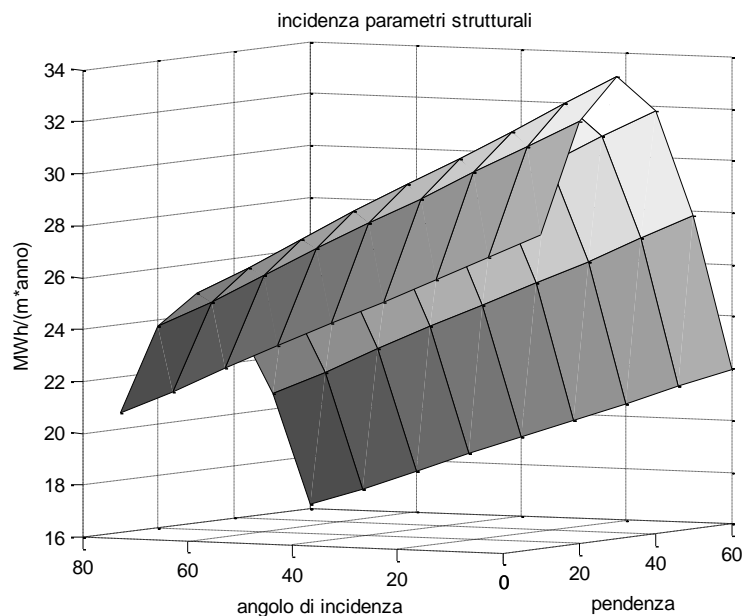


Fig. 5.4 – Energia idraulica raccolta in funzione della pendenza e dell'angolo d'incidenza

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Tab. 5.2 – Massima energia idraulica raccolta in funzione della pendenza e dell'angolo d'incidenza espressa in [MWh/(m anno)]

$\beta^\circ \backslash \alpha^\circ$	10	20	30	40	50	60
0	28.05	32.28	33.80	32.28	28.05	21.96
10	27.12	31.21	32.68	31.21	27.12	21.22
20	26.16	30.12	31.53	30.12	26.16	20.48
30	25.23	29.04	30.41	29.04	25.23	19.75
40	24.34	28.02	29.33	28.02	24.34	19.05
50	23.42	26.96	28.22	26.96	23.42	18.33
60	22.47	25.87	27.08	25.87	22.47	17.59
70	21.5	24.75	25.91	24.75	21.5	16.82
80	20.62	23.74	24.85	23.74	20.62	16.14

Avevamo già affermato che la condizione ottimale si presenta con una pendenza dello scivolo di 30° (dimostrato da Kofoed [15]), e con un angolo d'incidenza nullo.

Da notare che scostandosi dalla condizione ottimale, il livello di cresta massimizzante l'energia diminuisce progressivamente da 1,35 a 0,95 metri.

Per limitare le dissipazioni, è bene che la pendenza dello scivolo sia compresa tra 20° e 40° per contenere le perdite di energia al 4,48% rispetto la condizione ottimale, mentre la variazione dell'angolo d'incidenza deve essere minore di 10° comportando una perdita al più del 3,3%.

Ovviamente per siti con più disponibilità ondosa si possono accettare scostamenti maggiori, perché compensanti dalla grande disponibilità.

5.3 Portata disponibile

Stimare la disponibilità di acqua raccolta nel serbatoio, è essenziale per la scelta della turbina idraulica da installare, oltre a fornire una prima prospezione sulla producibilità annua dell'impianto, e quindi sull'eventuale reddito creato.

Dal programma MATLAB si dispone con definizione oraria della portata tracimante per unità di lunghezza “ $q_{\text{reservoir}}^*$ ” per tutti i livelli di cresta R_r considerati, da questi si può ricavare la curva di durata della portata unitaria, l'andamento grafico orario della portata tracimante, e la portata media giornaliera.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

La curva di durata è una rappresentazione grafica in cui in ascissa sono riportate il numero di ore per cui la portata nella corrispondente ordinata è uguagliata o superata. Per costruzione tale curva risulta monotona decrescente e presenta un picco della portata tracimante disponibile per poche ore anno, rappresentante le situazioni che si verifica durante le mareggiate, e presenta una lunga coda per ascisse crescenti.

Per creare la curva di durata riguardante la condizione massimizzante l'energia idraulica, si estrae dalla matrice delle portate "q" la colonna che massimizza „Ptot”, chiamando „qmax” il vettore estratto.

Si crea un vettore di appoggio della portata, chiamato „portataq”. Esso assume come valore massimo l'elemento estremo di portata tracimante presente nel vettore colonna „qmax” indicato con „QMAX”, e presenta decrementi costanti di ampiezza QMAX/1000 fino a zero. Ne risulta un vettore riga con 1001 elementi che sarà l'ordinata della curva di durata.

Si assegna un vettore nullo „duratah” di dimensione 1 x 1001 il quale indicherà le ore in cui le corrispondenti portate del vettore „portataq” sono uguagliate o superate. Il confronto è stato realizzando usando due cicli *for* compenetrati, il primo scorre gli elementi del vettore della portata tracimante, il secondo, più interno contenente il ciclo *if*, confronta il singolo elemento selezionato dal primo ciclo *for* con gli elementi del vettore portateq, se la disuguaglianza è verificata va ad incrementare di uno il valore presente nella corrispondente posizione nel vettore “duratah”, altrimenti aggiunge 0.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

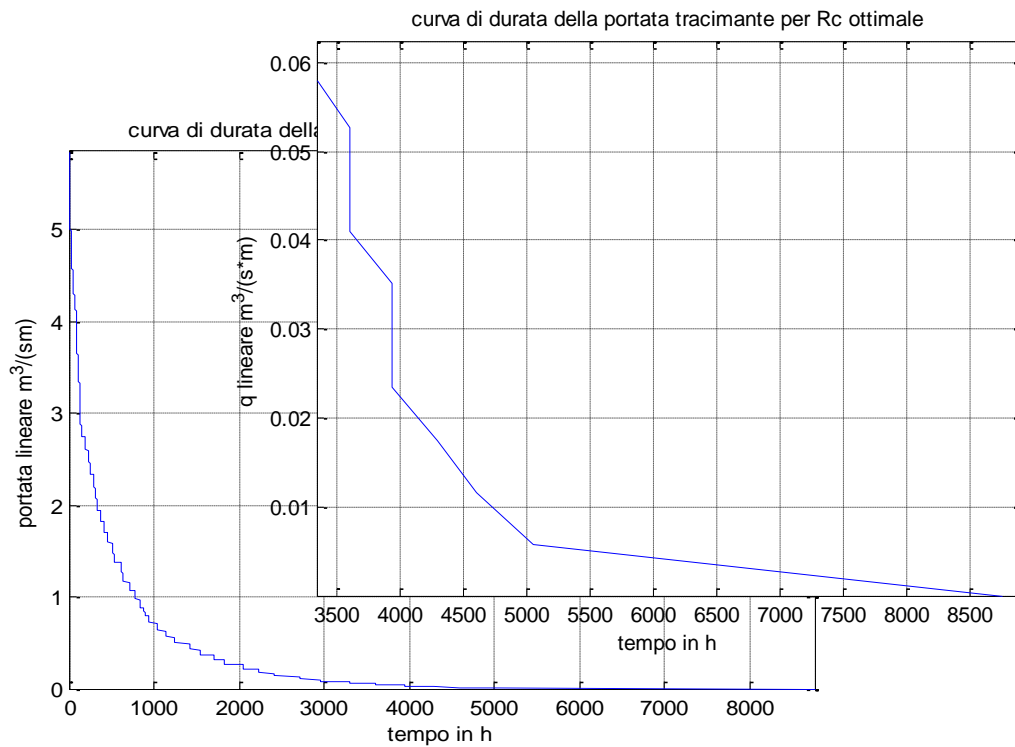


Fig. 5.5 – Curva di durata della portata per metro di diga con $R_r=1,35$

La portata giornaliera immagazzinata da un metro di diga è rappresentata in forma grafica in Figura 5.6. Si osserva come ho elevati spike, tipici dei giorni con mare in burrasca, lo sfruttamento di tali picchi potrà essere garantito solo se si riuscirà realmente a mantenere lo scarico immune dalle fluttuazioni causate dal moto ondoso (ipotesi da verificare).

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

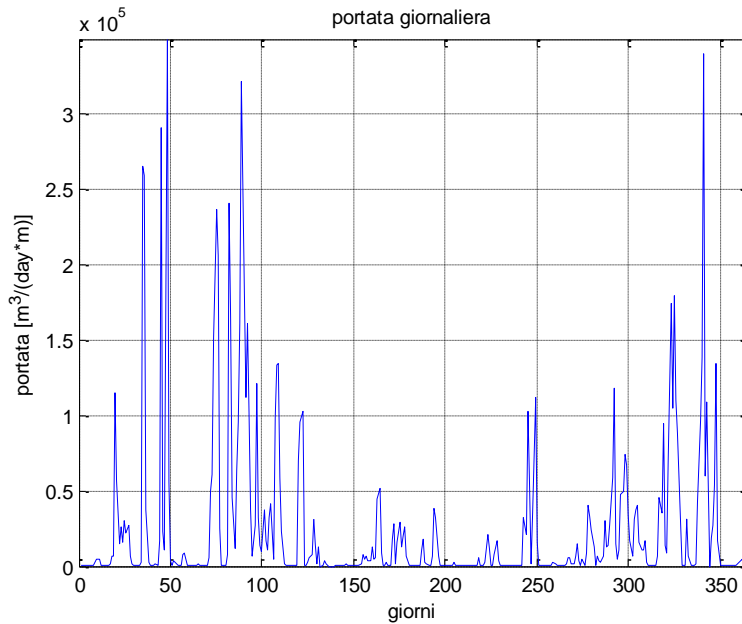


Fig. 5.6 – Portata giornaliera raccolta da un metro di diga

Per trattare numericamente e quantificare la disponibilità totale di acqua devo passare dalle grandezze unitarie (portata ed energia per metro di diga marina) a grandezze assolute. Per fare questo devo ipotizzare la lunghezza della diga marina (L).

$$Q_{\text{reservoir}} = L \cdot q_{\text{reservoir}} \quad (5.2)$$

Suppongo uno sviluppo lineare di 100 metri, tale dimensione dipende dalle strutture frangiflutti già esistenti, ma per il nostro proseguito faremo riferimento implicitamente alla portata raccolta da una struttura di tali dimensioni. Generalizzare i risultati per dighe di diversa dimensione è immediato, una volta compreso il procedimento attuato.

Si riporta la curva di durata della portata derivante da una diga lunga 100 metri e con livello di cresta $R_r=1,35$ metri.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

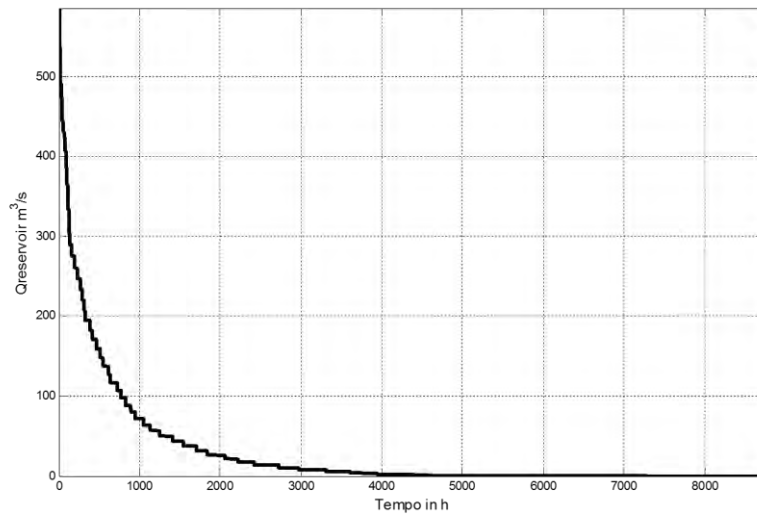


Fig. 5.7 – Curva di durata totale per la quota $R_r=1,35$ metri

Nella Tabella 5.3 sono riassunte le caratteristiche salienti della portata media giornaliera riferite a tre differenti livelli di cresta prossimi alla condizione massimizzante l'energia idraulica: 1,35; 1,55; 1,75 metri.

Si considera una minore risoluzione per attenuare l'effetto delle elevate fluttuazioni della portata trascinante derivanti dalle condizioni atmosferiche avverse (mareggiate).

Tab. 5.3 – Sintesi delle portate medie giornaliera relative a 100 metri di diga

R_r [m]	1,35	1,55	1,75
Q_{\max} [m^3/s]	404,7	372,7	343,4
Q_{\min} [m^3/s]	0	0	0
Q_{med} [m^3/s]	29,1	25,2	21,9

Dall'informazione della portata media giornaliera, e dall'osservazione della curva di durata della portata si può già indirizzare l'attenzione su alcune tipologie di turbine disponibili nel mercato.

Si nota come all'aumentare della quota R_r le portate massime e medie diminuiscono, e ovviamente per ogni quota varierà la curva di durata, pur mantenendo la stessa morfologia.

5.4 Candidate turbine idrauliche

Definito il salto e la portata disponibile per l'ipotetico sito considerato, la scelta della turbina è analoga a un tradizionale impianto idroelettrico ad acqua fluente.

La turbina è il componente fondamentale dell'impianto di produzione, effettua la conversione dell'energia idraulica in lavoro meccanico. Un impianto a tracimazione del tipo a diga marina nel Mediterraneo si troverà a sfruttare l'energia idraulica con un salto a disposizione sicuramente inferiore a due metri, pertanto le candidate tecnologie installabili sono:

- Coclea (vite di Archimede);
- Mini-kaplan e ad elica;
- DIVE-Turbine
- VLH (Very Low Head Turbine).

Come si può ricavare dal diagramma salto/portata delle diverse turbine idrauliche disponibili sul mercato.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

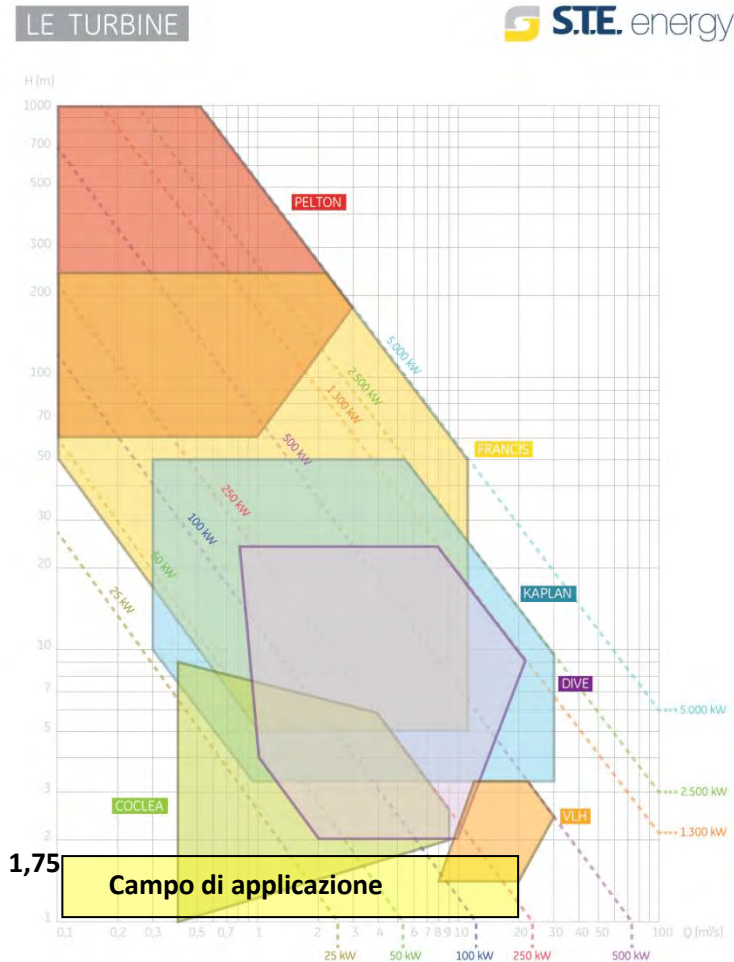


Fig. 5.8 - Diagramma H-Q delle turbine idrauliche

I criteri di scelta di una tecnologia rispetto a un'altra per applicazioni standard riguarda il salto utile netto, la portata media utilizzabile e il rendimento, mentre per applicazioni marine pesa notevolmente le problematiche relative alla corrosione e il peso economico dei provvedimenti atti a limitarne il fenomeno.

Un impianto idroelettrico su diga marina si troverà a operare con portate e salto fortemente variabili, tuttavia si può gestire l'efflusso in modo da operare a salto costante, in modo da regolare la portata turbinata in base alla disponibilità istantanea.

Se si segue questa filosofia, una volta stabilito il salto, la scelta sarà dettata dal comportamento della macchina in funzione alle variazioni di portata $\eta(Q)$.

Lo sfruttamento dell'energia posseduta da piccoli salti è una delle recenti conquiste dell'ultimo decennio che offre la possibilità di ricavare energia elettrica da tutti quei siti (compresi gli impianti a tracimazione) in cui si ha un esiguo battente.

Nei prossimi paragrafi si considerano le potenziali macchine installabili, citando vantaggi e svantaggi tecnici, individuando la tecnologia hydro adatta al caso studio. Per questa si fornisce un dimensionamento degli apparati elettromeccanici di potenza e si valuta il piano economico di rientro dell'investimento.

5.4.1 Coclea

La vite idraulica, o coclea appartiene alle macchine a gravità. Il suo utilizzo come pompa è antecedente la nascita di Cristo. Con gli anni si è sfruttata la reversibilità di tale macchina per estrarre lavoro utile dall'energia potenziale dell'acqua. È una macchina semplice e robusta utilizzata per salti compresi da 1 e 10 metri, e portate d'acqua da 0,4 a 9 m³/sec. Per portate disponibili eccedenti c'è la possibilità di installare più macchine, aumentando la portata elaborata.

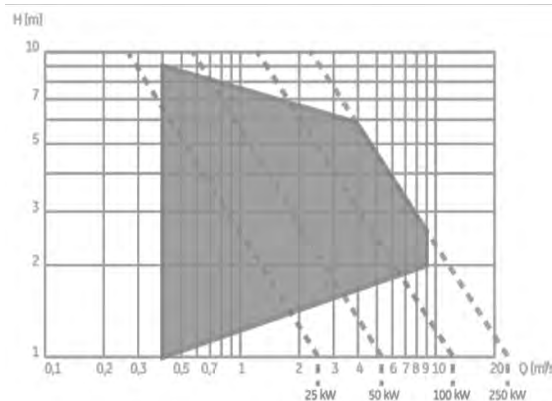


Fig. 5.9 – Campo di operabilità di una Coclea

Le principali caratteristiche che rendono vantaggiosa la Coclea rispetto alle altre turbine concorrenti sono:

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

- funzionamento garantito anche con minime portate d'acqua rispetto la nominale, ciò la rende molto adatta per rispondere alla variabilità della portata trascinabile disponibile, diversamente dalle macchine a reazione: Kaplan e VLH che risultano meno flessibili;
- presenta un'alta efficienza di conversione, superiore al 92%. Variazioni di salto e portata hanno effetti marginali e non inficiano l'operabilità della macchina, che risponde sempre con un buon rendimento. Tra il 20% e il 100% della portata nominale, l'efficienza della turbina non varia significativamente;
- i costi di realizzazione di un impianto facente uso di una Coclea comparati con qualsiasi altro tipo di turbina sono decisamente inferiori. Questo dipende soprattutto dall'assenza di opere atte a filtrare in maniera fine i detriti trasportati dall'acqua che riescono attraversare la Coclea senza provocare danni ed evitando la produzione di cumuli di rifiuti da smaltire periodicamente. Basta prevedere la presenza di griglie a passo ampio (10 † 20 centimetri) all'imboccatura del canale derivatore. Inoltre per il minore battente d'acqua in uscita, le viti idrauliche non hanno bisogno di alcun lavoro nella zona dello scarico se non la costruzione di un bacino di calma, comunque da prevedere per qualsiasi turbina;
- presenta bassi costi di gestione e manutenzione e ridotti tempi di fermo macchina. Se mantenuta protetta in modo consono presenta un'elevata vita, anche se operante in un ambiente aggressivo;
- la Coclea si regola automaticamente in funzione della portata fluente in essa, mantenendo costante la velocità di rotazione, evitando la presenza di sofisticati meccanismi di controllo. Il funzionamento a secco non danneggia la vite idraulica, così come la presenza corpi solidi nell'acqua.

Per installazioni marine, è positivo che il generatore sia collocato emerso, evitano i problemi relativi alla corrosione, e alle possibili infiltrazioni causate dalla non perfetta sigillatura.

Se la bassa velocità di rotazione della coclea (20 giri al minuto per viti idrauliche di grandi dimensioni e 80 per viti idrauliche di piccole dimensioni) è un vantaggio grazie alla minore usura delle parti meccaniche, è uno svantaggio visto che per collegarsi in

parallelo alla rete necessità di un convertitore elettronico a valle del generatore, o di un moltiplicatore di giri. Per ridotte potenze è preferibile la presenza del moltiplicatore, anche se comporta degli oneri di manutenzione e un deprezzamento del rendimento di qualche punto percentuale.

5.4.2 Mini-Kaplan

Sono turbine a reazione a flusso assiale, simili alle tradizionali Kaplan di grossa taglia ma in grado di funzionare con portate decisamente inferiori. Sono in grado di sfruttare il potenziale idraulico in siti con salto compreso tra i 2-40 metri.



Essenzialmente le parti costituenti tale macchina sono la girante, il distributore e il diffusore la cui presenza è fondamentale per riuscire a migliorare la conversione energetica, ma la cui presenza incide sull'investimento iniziale.

La girante è costituita da un esiguo numero di pale (raramente più di sette), la cui inclinazione è normalmente regolabile in funzione della portata turbinata. Quando sia le pale della girante che quelle del distributore sono regolabili si ha una vera Kaplan (denominata a doppia regolazione), utilizzata per applicazioni di grossa potenza, altrimenti se le pale del distributore sono fisse la turbina è una semi-Kaplan (detta a singola regolazione). Le vere Kaplan hanno un buon rendimento fino al 15-20% della portata massima. Le semi-Kaplan hanno la minima portata tecnica di funzionamento pari al 40% quindi tutte le volte che la portata minima da lavorare sia minore del 40% della massima di progetto, la scelta deve privilegiare la macchina a doppia regolazione. Per quanto riguarda i rendimenti, le Kaplan a singola regolazione, risultano molto meno efficienti al variare delle condizioni di funzionamento rispetto quelle a doppia regolazione a causa appunto della loro scarsa versatilità. Le curve dei rendimenti riportate considerando salto costante evidenziano che le macchine a regolazione singola presentano un decadimento accentuato delle prestazioni rispetto quelle a doppia regolazione. Se le portate di esercizio fossero costanti la semi-Kaplan risponde con una buona efficienza, tale da preferire questa macchina, meno versatile ed efficiente ma più economica.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

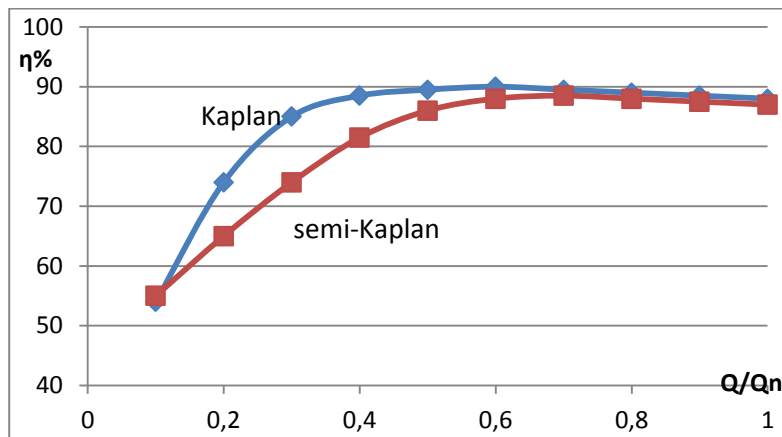


Fig. 5.10 – Rendimento di una Kaplan a doppia e singola regolazione in funzione della portata

In condizioni di salto e portata costante è possibile utilizzare una speciale Kaplan con pale fisse sia nella girante sia nel distributore, questa macchina è chiamata normalmente turbina a elica e fanno parte la famiglia delle elettropompe.

Le Kaplan sono le macchine che consentono il maggior numero di configurazioni possibili in fase d'installazione, le principali sono:

- Flusso radiale con spirale in cemento o acciaio;
- Flusso assiale ad asse verticale o orizzontale;
- La turbina a bulbo risulta una Kaplan compatta con il generatore e il moltiplicatore (se necessario) contenuti in una cassa impermeabile, a forma di bulbo, immersa nell'acqua.

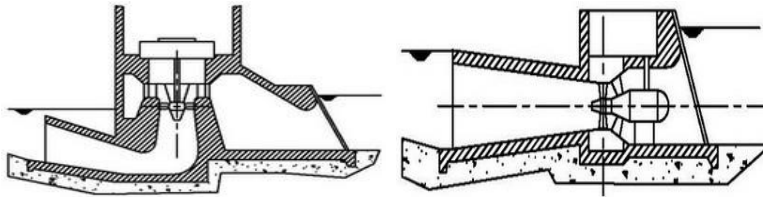


Fig. 5.11 – A sinistra sezione di una Kaplan ad asse verticale, a destra una realizzazione a bulbo

La taglia della turbina Kaplan deve essere scelta accuratamente in modo da lavorare nel punto di massimo rendimento della stessa. Per ovviare alle fluttuazioni di salto e portata (naturali nella normale gestione di un impianto idroelettrico ad acqua fluente) necessita di sofisticati apparati di controllo, che spesso non la rendono competitiva per piccoli impianti, a favore di tecnologie più robuste e semplici da gestire: Coclea.

5.4.3 Very Low Head turbine (VLH)

La turbina VLH è l'evoluzione delle tradizionali Kaplan appartenenti alla famiglia delle macchine a reazione. La VLH si presenta come una struttura pre-assemblata compatta composta da un distributore, una girante kaplan normalmente composta da 8 pale regolabili a seconda del livello e della portata e da un generatore sincrono a magneti permanenti.



Q _{max} per gruppo						Potenza resa per gruppo					
Diametro della ruota in mm						Diametro della ruota in mm					
3150	3550	4000	4500	5000		3150	3550	4000	4500	5000	
8,6	10,5	13,4	16,9	20,9	1,5	100	115	147	186	231	1,5
8,8	10,9	13,8	17,5	21,6	1,6	109	127	162	205	254	1,6
9,1	11,2	14,2	18,0	22,2	1,7	119	139	177	225	279	1,7
9,3	11,5	14,6	18,5	22,9	1,8	129	151	193	245	304	1,8
9,6	11,9	15,0	19,0	23,5	1,9	139	164	209	266	329	1,9
9,8	12,2	15,4	19,5	24,1	2,0	150	177	226	287	356	2,0
10,0	12,5	15,8	20,0	24,7	2,1	160	191	243	309	383	2,1
10,3	12,8	16,2	20,5	25,3	2,2	172	160	205	261	331	2,2
10,5	13,0	16,6	21,0	25,9	2,3	183	172	219	279	354	2,3
10,7	13,3	16,9	21,4	26,4	2,4	194	183	233	297	377	2,4
10,9	13,6	17,3	21,8	27,0	2,5	206	194	248	316	401	2,5
11,1	13,9	17,6	22,3	27,6	2,6	218	206	263	335	426	2,6
11,3	14,1	17,9	22,7	28,1	2,7	230	218	278	355	450	2,7
11,5	14,4	18,3	23,1	28,6	2,8	243	230	294	374	476	2,8
11,7	14,6	18,6	23,5	29,1	2,9	255	243	310	395	500	2,9
11,9	14,9	18,9	23,9	29,6	3,0	268	255	326	415	500	3,0
12,1	15,1	19,2	24,3	30,1	3,1	281	268	342	436	500	3,1
12,3	15,4	19,5	24,6	30,6	3,2	295	281	359	457	500	3,2
12,5	15,6	19,8	25,0	31,1	3,3	308	295	376	479	500	3,3
12,7	15,9	20,1	25,4	31,6	3,4	322	308	393	500	500	3,4
12,5	15,5	19,2			3,5	330	322	400	500		3,5
12,1	14,9	18,5			3,6	330	330	400	500		3,6
11,7	14,4	17,9			3,7	330	330	400	500		3,7
11,3	14,0	17,4			3,8	330	330	400	500		3,8
11,0	13,6	17,0			3,9	330	330	400	500		3,9
10,7	13,3	16,5			4,0	330	330	400	500		4,0
10,5	13,0	16,2			4,1	330	330	400	500		4,1
10,3	12,7	15,8			4,2	330	330	400	500		4,2
10,1	12,4	15,5			4,3	330	330	400	500		4,3
9,9	12,2	15,2			4,4	330	330	400	500		4,4
	12,0	15,0			4,5	330	330	400	500		4,5

Salto lordo espresso in metri

Fig. 5.12 – Modelli standardizzati delle VLH disponibili nel mercato

I vantaggi di questa innovativa macchina rispetto alle tradizionali Kaplan sono:

- L'utilizzo della turbina VLH permette una riduzione dei costi delle opere civili. È ridotta la quantità di cemento e non necessita della costruzione di edifici esterni.
- Operabilità con salti molto bassi, da 1,4 a oltre 4 metri.
- La VLH garantisce un'efficienza media del 5% superiore alle tradizionali turbine.
- Grazie al generatore a magneti permanenti con velocità variabile, la turbina VLH permette una resa ottimale anche con ampie variazioni di salto.

5.4.4 Dive-Turbine

Come per la VLH l'idea è creare una struttura compatta e modulare interamente sommersa in modo da limitare l'impatto visivo. L'unità è composta da una girante fissa e distributore cilindrico a pale regolabili automaticamente, entrambi costruiti in acciaio inox, rendendola ideale per applicazioni marine. Risulta costituita da un generatore sincrono a magneti permanenti che genera coppie molto alte a basse velocità rendendo possibile una connessione diretta tra girante e generatore, senza moltiplicatore di giri. I componenti elettrici sono racchiusi in una navicella a tenuta stagna. Grazie all'elettronica di potenza, questa macchina è adibita al funzionamento a velocità variabile adeguandosi alle variazioni di salto e portata, garantendo al contempo un'efficienza molto elevata, tra il 95% e il 98%.



Tale macchina si presta a essere utilizzata sottoposta a un salto tra 2 – 25 metri e turbinando una portata 1.5 – 20 m³/s aggiungendo fino a 1300 kW per unità.

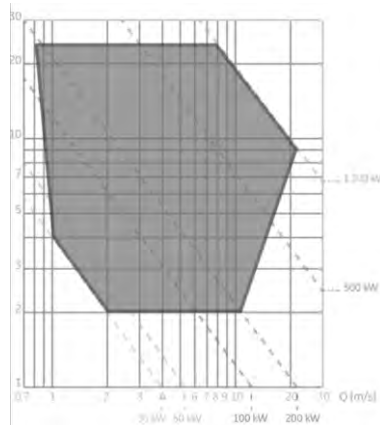


Fig. 5.13 – Campo di applicazione di una Dive-turbine

I vantaggi di un impianto utilizzando questa tecnologia sono:

- Alta efficienza globale "from water to grid";
- Opere civili ridotte (assenza di edificio turbina);
- Assenza di meccanismi che richiedono manutenzioni;
- Alta affidabilità di tutti i componenti;
- Assenza di banchi rifasatori.



5.4.5 Determinazione della tecnologia hydro appropriata

Qualora, da un'analisi preliminare della curva di durata e dal salto disponibile sussistano i requisiti tecnici giustificanti l'esistenza di diverse tecnologie idrauliche, la scelta finale risulterà da un processo iterativo, che tiene conto della produzione annua di energia funzione della portata, salto, rendimento e dei costi d'investimento e di manutenzione e dell'affidabilità complessiva del macchinario.

Nel caso specifico studiato (località di Alghero) non è necessaria effettuare quest'analisi comparata perché esistono limiti tecnici che portano a scegliere la semplicità della turbina Coclea come unica candidata possibile per installazioni nel Mediterraneo.

Per la VLH, infatti, per ottenere qualche KW di potenza elettrica generata tramite salti idraulici minori di 2 metri, si necessita di portate superiori a $10 \text{ m}^3/\text{s}$ rendendo da subito questa tecnologia poco appetibile per l'installazione su diga marina, dato che simili portate sono disponibili per poche ore anno. Inoltre si dimostra che sotto i 100 kW è difficile ottenere una profittabilità accettabile, e i 100 KW sono il target della potenza estraibile nella località di Alghero considerando una diga di 100 metri. Inoltre l'assenza del serbatoio di accumulo per evidenti motivi economici, rende la regolazione delle portate d'acqua inattuabile pertanto per esercire e regolare efficientemente una simile macchina è richiesto il funzionamento a velocità variabili per inseguire la condizione di massimo rendimento. Questa strategia di controllo necessita dell'elettronica di potenza, rendendo la gestione nel complesso non banale e giustificata per impianti di piccola taglia. A questo va aggiunto che tutta la macchina risulta sommersa, comprese le parti elettriche, quindi dovrei prevedere un sistema di protezione contro la corrosione particolarmente efficace. Le precauzioni e le tecnologie attualmente disponibili per la protezione contro la corrosione sono presentate nel paragrafo 5.7.

Le Mini-Kaplan e la Dive-turbine incontrano il limite tecnico nel minimo battente da garantire, infatti, si potrà usufruire al più un salto di 1,75 metri, oltre la portata raccolta entro il serbatoio diminuisce drasticamente. Inoltre tali macchine sono a reazione con l'esigenza di un diffusore che oltre a incrementare i costi di realizzazione rende problematico il funzionamento per le fluttuazioni indotte dal moto ondosso allo scarico.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

La turbina Coclea invece può operare con portate fortemente variabili autoregolandosi, rispondendo con un rendimento massimo inferiore alle macchine a reazione ma mantenendosi abbastanza costante fino a un 20% della portata massima di dimensionamento.

Si riporta il comportamento delle turbine trattate nelle condizioni operative dettate dall'installazione su diga marina nel Mediterraneo.

	portata	salto	complessità	costo	$\eta(Q)$
Coclea	😊	😊	😊	😊	😊
VLH	😞	😊	😞	😞	😞
Dive-turbine	😊	😞	😞	😞	😞
Kaplan	😞	😞	😞	😞	😞

Come già premesso, la scelta ricade sulla turbina Coclea. Nei prossimi paragrafi si presenta il dimensionamento di un impianto idroelettrico ad acqua fluente su diga marina facente uso di turbina Coclea. Le altre tecnologie presentate, possono risultare vantaggiose in siti con maggiore disponibilità energetica, tali da permettere di elevare il livello di cresta „Rr” della diga marina, mantenendo una consistente portata trascinante.

5.5 Coclee standard per innovativa applicazione

Per stimare la producibilità annua di un impianto a Coclea si analizza il comportamento di tre gruppi di generazione standard disponibili nel mercato, le cui caratteristiche principali sono riassunte nella tabella sottostante.

Tab. 5.4 – Caratteristiche principali delle taglie commerciali di Coclee analizzate

Salto idrico lordo	[m]	1,35	1,55	1,75
Portata nominale	[m ³ /s]	2,6	3,6	5,0
Potenza	[KW]	25,5	38	62
Diametro elica	[m]	2,4	2,8	3,2
Inclinazione coclea	[°]	20	22	22
Numero di giri coclea	[rpm]	27,9	25,5	23

Ipotizzando di lavorare a salto costante (serbatoio sempre pieno), interessa conoscere il rendimento della Coclea in funzione della frazione di portata fluente rispetto alla nominale. Dal grafico di Figura 5.14 si osserva come il rendimento si mantenga a valori elevati anche per efflussi molto minori rispetto la portata nominale, che è uno dei motivi fondamentali che hanno supportato la scelta di una Coclea.

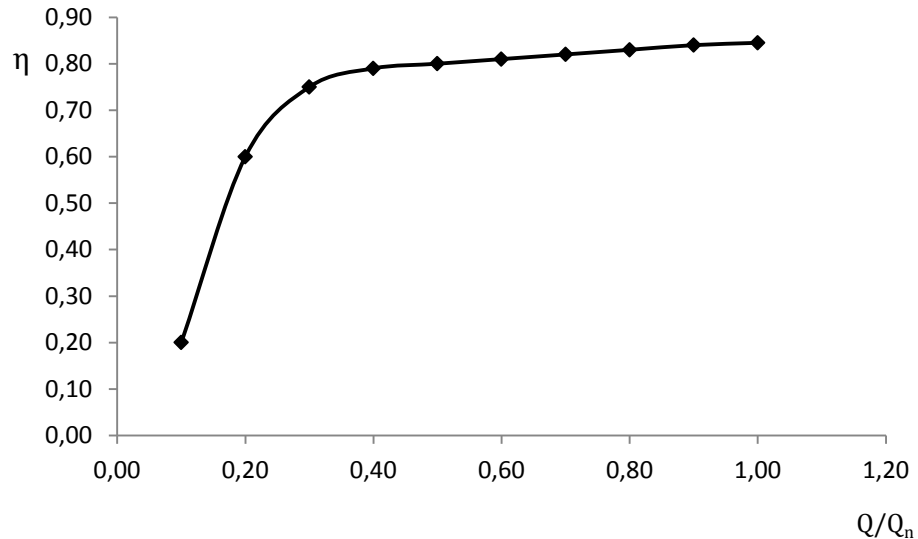


Fig. 5.14 – Rendimento della coclea in funzione della portata

5.5.1 Ricerca della configurazione ottimale

Per definire la configurazione ottimale partendo dalla portata disponibile e dal salto s'interpretano i risultati provenienti dal foglio elettronico, confermati dall'analisi qualitativa delle curve di durata.

Dalla conoscenza discreta del rendimento dei singoli componenti elettromeccanici (turbina, moltiplicatore, generatore), si ottiene il rendimento totale di conversione moltiplicando tra loro le singole efficienze. Per passare da una rappresentazione discretizzata a una continua si utilizza una regressione polinomiale del terzo grado, ricavando una espressione del rendimento in funzione della portata elaborata.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

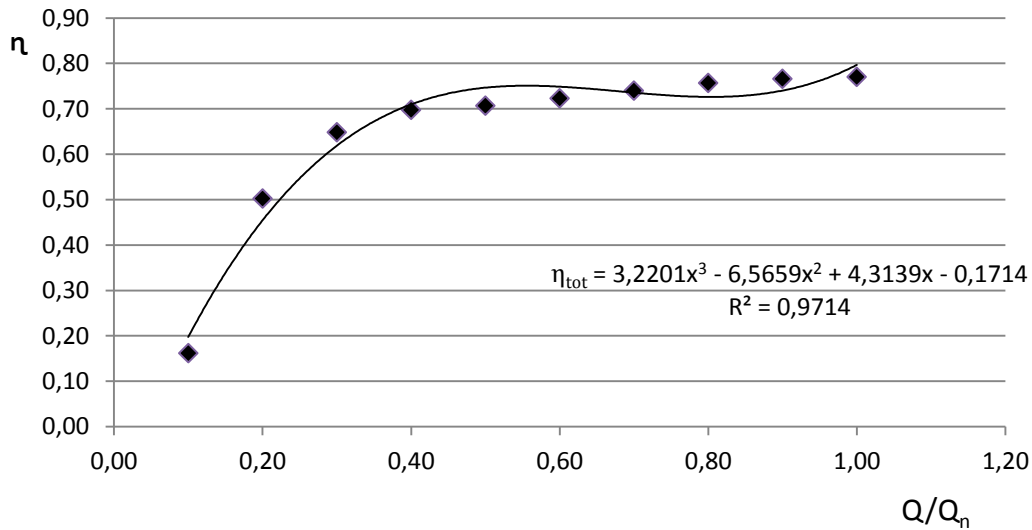


Fig. 5.15 – Rendimento totale di conversione

Si osserva come il rendimento si mantenga a valori elevati per portate maggiori di 0,4 Q_n . Questa è una importante caratteristica visto che la portata tracimante è fortemente variabile. Tale curva servirà per andare a sgravare dalle perdite di conversione l'energia idraulica accumulata dalle onde dentro il serbatoio. È stata riportata anche l'espressione della curva di tendenza, con il relativo errore. Si prevede la possibilità di installare più macchine analoghe, questo per riuscire a sfruttare la variabilità della portata disponibile. Installare più macchine di potenza inferiore piuttosto che una macchina di grossa taglia comporta i seguenti vantaggi:

- Permette di non compromettere l'intera produzione di energia elettrica a causa del fuori servizio di un gruppo;
- Permette uno sfruttamento ottimale dell'energia poiché usare un'unica macchina di grossa taglia, porta a lavorare per molto tempo con basso grado di carico il che comporta una bassa efficienza nella conversione come si può notare dalla Figura 5.15 rappresentante il rendimento totale di conversione;
- Consente un esercizio nel complesso più flessibile.

Per contro tuttavia si devono sostenere dei costi leggermente superiori dovuti all'aumento delle apparecchiature.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Nel foglio di calcolo si è tenuto come grado di libertà il numero di viti installabili (n°), impostabile come dato in ingresso, per stimare l'incremento di energia e quindi il ricavo derivante da tale scelta e valutare in seguito se è giustificato l'extra costo conseguente all'installazione di una nuova unità. Sulla stessa diga si possono installare una o più unità, non c'è alcun impedimento tecnico, ma come vedremo sono valutazioni squisitamente di carattere economico, volte a raggiungere l'ottimo.

Le portate elaborate dalla Coclea in grado di produrre lavoro e quindi energia sono quelle comprese tra un decimo e l'unità della portata nominale di macchina.

Impostato il numero n° di turbine installate, si va a vedere nelle 8760 ore quando la disponibilità di acqua è tale da saturare la prima turbina, se questo si verifica, entrerà in funzione una seconda turbina e entrambe si divideranno la portata equamente al 50% di quella totale disponibile. La cosa continua a funzionare se ho 3 turbine, questa volta la terza turbina entrerà in funzione quando la portata disponibile eccede $2Q_n$, e le tre turbine si accollano una portata pari a $1/3$ della totale.

Trovato il numero di turbine operanti nelle diverse ore e imposto che le due o più turbine si ripartiscono la portata disponibile in maniera uguale tra loro si ricava la portata elaborata da ciascuna turbina, informazione che sostituita nella formula dell'efficienza permette di calcolare il rendimento di conversione dell'energia potenziale dell'acqua in elettrica.

$$P_{lorda} = 9,81 h \eta_{tot} q n^\circ \quad [KW]$$

Dove:

- η_{tot} è il rendimento totale;
- h salto netto, ottenuto dall' R_r considerato sottraendo un 3% (considero serbatoio pieno)
- q è la portata elaborata dalla singola turbina;
- n° è il numero di turbine operanti in quel momento.

Trovata la potenza elettrica lorda media oraria, si sgrava dalle perdite Joule dovute all'inevitabile presenza di cavi, e trasformatori (valutate un 3%) e si calcola la potenza elettrica netta generata.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

È facile ricavare la totale energia annua prodotta, ottenuta sommando le potenze nette nelle totali ore annue. Il ricavo annuo si calcola moltiplicando l'energia totale per il prezzo di vendita.

Il prezzo di vendita dell'energia prodotta da idroelettrico marino è di 0,30 €/KWh come si evince dal DM 6 luglio 2012.

Prima di sviluppare la parte economica di valutazione dell'investimento, da tecnici introduciamo un altro parametro di fondamentale importanza per la progettazione e scelta dei componenti di un impianto di produzione: il grado di carico, detto anche load factor.

Il fattore di carico può essere confuso con il concetto di numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale. Per un buon dimensionamento si vorrebbe che il numero di ore di funzionamento alla potenza nominale fosse prossimo a 8760, questo significherebbe che si sfrutta in maniera ottimale i dispositivi presenti nell'impianto. Viceversa, un numero di ore basso, porta a sovradimensionare le apparecchiature per sfruttare i picchi di potenza a carattere sporadico.

Il load factor spesso è espresso in percentuale ed è definito come il rapporto tra l'energia totale prodotta e la potenza massima (incide sul dimensionamento delle apparecchiature e cavi elettrici) diviso le 8760 ore annue.

I risultati dell'analisi sono riassunti in forma grafica. In Figura 5.16 è rappresentata l'energia elettrica annua prodotta espressa in MWhe in funzione del numero e della taglia di turbina considerata.

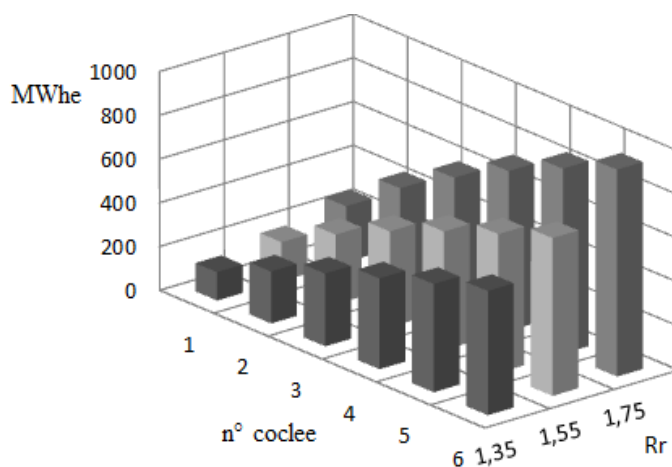


Fig.5.16– Energia elettrica prodotta nelle varie ipotesi di configurazione

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Tab. 5.5 – Producibilità annua in MWh

	1	2	3	4	5	6
1,35	129,4	237,0	332,3	414,7	493,7	566,6
1,55	178,7	317,6	437,3	541,1	633,7	720,5
1,75	255,2	441,8	594,2	729,3	845,1	945,0

In Figura 5.17 in controtendenza è rappresentato il load factor conseguente alle diverse configurazioni.

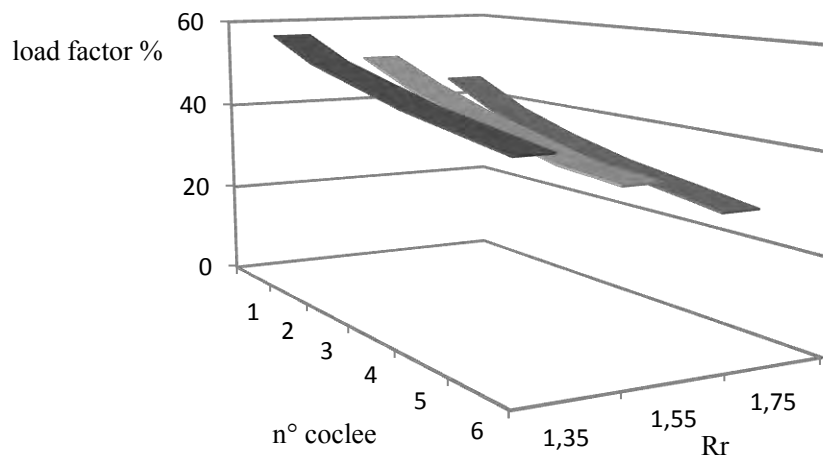


Fig. 5.17 – Load factor nelle varie ipotesi di configurazione

Tab. 5.6 – Load factor espresso in percentuale

	1	2	3	4	5	6
1,35	57	52	49	46	44	42
1,5	51	46	42	39	36	35
1,75	45	39	35	32	30	28

Dall'analisi dei risultati si può desumere che tra le tre possibili taglie di Coclee sopra presentate, quella operante con salto maggiore (1,75 metri), riesce a produrre più energia rispetto alle simili macchine sottoposte a un salto minore, questo perché la condizione massimizzante l'energia idraulica (Rr pari a 1,35 metri) comporta un'elevata portata eccedente non sfruttata, com'è confermato dalla relativa curva di durata delle

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

portate derivante considerando una diga marina lunga 100 metri e con quota di coronamento di 1,35 metri.

Dalla Figura 5.18 si osserva come per circa 3940 ore si ha una disponibilità superiore a $2,6 \text{ m}^3/\text{s}$ (portata nominale della macchina sottoposta al salto pari 1,35) e quindi in tale intervallo lo scarto di portata rispetto la massima elaborata dalla turbina è persa e non sfruttata per produrre energia elettrica. La cosa migliora sensibilmente se prevediamo l'esistenza di due turbine uguali della stessa taglia, ottenendo una portata massima turbinata di $5,2 \text{ m}^3/\text{s}$, questa volta la disponibilità eccede per circa 3600 ore.

Queste due situazioni sopra descritte sono molto vantaggiose in termini di load factor rispettivamente di 57% e 52%, ma non si sfrutta efficientemente la portata disponibile.

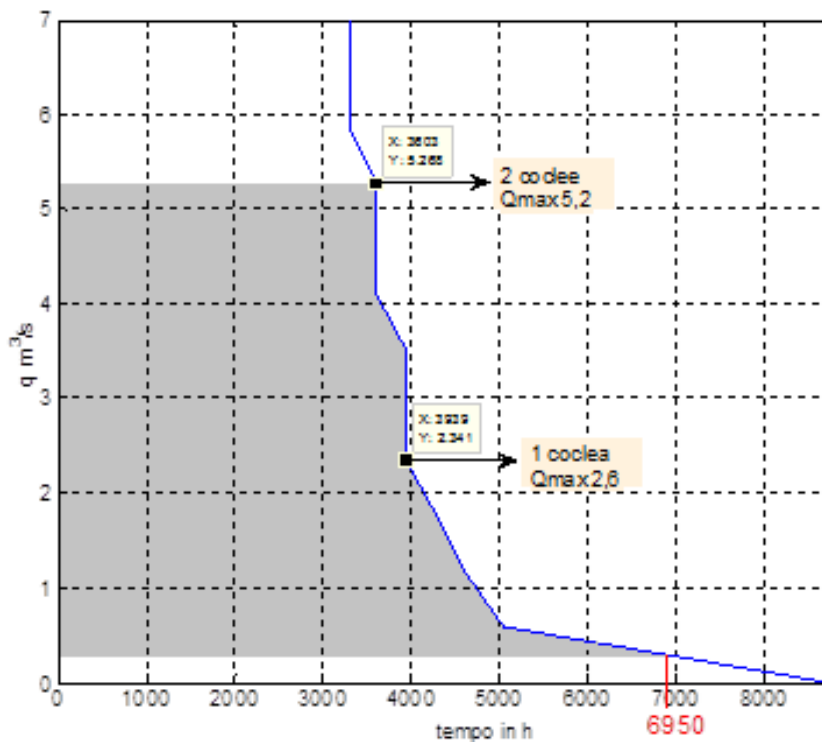


Fig. 5.18 – Curva di durata con R_r pari a 1,35 m e riferimenti alla relativa turbina

Diverso è prevedere una diga marina con quota di cresta pari a 1,75 metri, in questo modo si riduce il surplus di portata eccedente, e contemporaneamente recupero sulla portata elaborata in termini di energia potenziale. La Coclea operante con tale salto turbinata una portata nominale di $5 \text{ m}^3/\text{s}$ e quindi dal grafico di Figura 5.19 si vede come

questa è superata per un numero di ore 2964 durante il quale una frazione d'acqua non è sfruttata. In questo caso raddoppiando le macchine installate, la portata elaborata massima è di $10 \text{ m}^3/\text{s}$ con portata eccede per circa 2200 ore, per tale motivo che si può installare una terza macchina analoga, che opererà alla piena potenza n per circa 2050 ore.

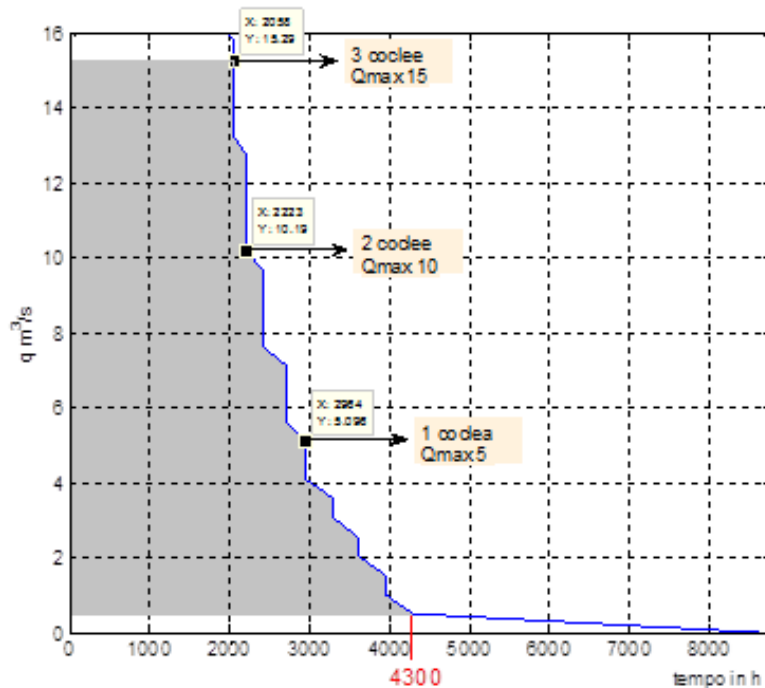


Fig. 5.19 – Curva di durata con R_r pari a 1,75 m e riferimenti alla relativa turbina

Se come effetto positivo si ha l'incremento di energia elettrica prodotta, come si osserva dalla Figura 5.16 si ha al contempo una riduzione del load factor, pari al 35% nella configurazione con tre macchine installate. La macchina operante con un salto di 1,55 metri e una portata nominale di $3,6 \text{ m}^3/\text{s}$, presenterà un comportamento intermedio.

5.6 Definizione apparecchiature elettromeccaniche d'impianto

L'impianto di produzione prevede l'installazione di tre turbine a Coclea che permettono la trasformazione energetica dell'acqua raccolta dentro il serbatoio frontale alla diga.

Per realizzare un simile impianto oltre alla realizzazione dell'innovativa diga marina bisogna prevedere i seguenti componenti impiantistici:

- opera di presa con griglia e paratoia metallica;
- Coclea idraulica;
- moltiplicatore di giri;
- generatore Asincrono;
- sistema di rifasamento;
- trasformatore elevatore;
- quadri e apparecchiature elettriche atte a permettere il parallelo con la rete;
- sistema ausiliario di automazione e distribuzione;
- opere civili: locale tecnico, basamento e culla in cemento per le Coclee, bacino di calma allo scarico.

5.6.1 Opera di presa e paratoia di macchina

L'acqua, una volta raccolta all'interno del serbatoio, deve essere convogliata verso le opere di presa a superficie libera di ciascuna turbina. L'opera di presa è il tratto terminale del serbatoio antecedente ogni turbina.

Per ovvi motivi nella parte iniziale dell'opera di presa dovrà esserci la paratoia di macchina, le cui ragioni di esistenza sono molteplici, le principali sono:

- eseguire la parzializzazione della portata;
- prevedere l'essiccazione del circuito a valle di essa per permettere ispezioni e manutenzione della turbina;
- mettere in sicurezza la turbina in caso di portata eccedente, situazione che si verifica durante le mareggiate,
- riuscire a interrompere in pochi secondi il flusso d'acqua in caso di perdita di rete per evitare eccessive sovra velocità del gruppo turbina generatore.

Le paratoie sono attivate da un sistema oleodinamico automatizzato con un meccanismo di chiusura rapida in situazioni di emergenza.

La quota del ciglio della turbina dovrà essere tenuta ad un valore superiore rispetto a quella del fondo del canale, in questo modo la sabbia trasportata sedimenta, riducendo la quantità entrante in turbina. Sulla parte terminante del serbatoio antecedente le opere

di presa si dispone una griglia a passo largo la cui funzione è bloccare i detriti più grandi spinti entro il serbatoio.

5.6.2 Vite idraulica

Nel mercato sono disponibili varie configurazioni di coclea:

- classica;
- compatta;
- semi-compatta;
- aperta;
- chiusa.

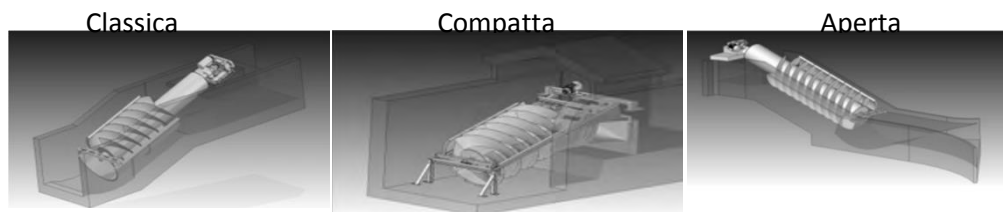


Fig. 5.20 – Le tipologie di turbine a vite di Archimede (Coclee)

L'installazione marina suggerisce, indipendentemente dal prezzo e dall'efficienza assicurare un'alta affidabilità del componente. Per questo si preferisce la versione classica che vede poggiare il rivestimento in acciaio direttamente nella culla in cemento, migliorando la resistenza all'abrasione del trogolo rispetto alla versione aperta, dove la vite di Archimede è posizionata direttamente all'interno del trogolo di cemento (assente il rivestimento di acciaio) comportando una lenta e graduale abrasione dello stesso.

Le tipologie di turbine chiuse (vite di Archimede completamente racchiusa all'interno di un tubo di acciaio), e compatta (costruita in un unico blocco collegate a una struttura di acciaio con trogolo autoportante), sono scartate per la difficoltà di eseguire la manutenzione atta a limitare la corrosione dovuta all'ambiente marino.

5.6.3 Moltiplicatore di giri

Il moltiplicatore di giri serve per accoppiare ed elevare la velocità di rotazione della turbina Coclea (27,9 rpm), alla velocità di rotazione consona del generatore Asincrono 1018 (rpm).

Il moltiplicatore è del tipo meccanico composto da ingranaggi in bagno d'olio. L'installazione avverrà in posizione emersa, evitando le problematiche dovute alla corrosione e quelle derivanti da eventuali infiltrazioni, possibili se installato sommerso.

Il giunto tra turbina e generatore è realizzato con elementi di connessione a pioli rendendolo elastico. Il rendimento del convertitore in funzione della frazione di portata è stato sotto riportato.

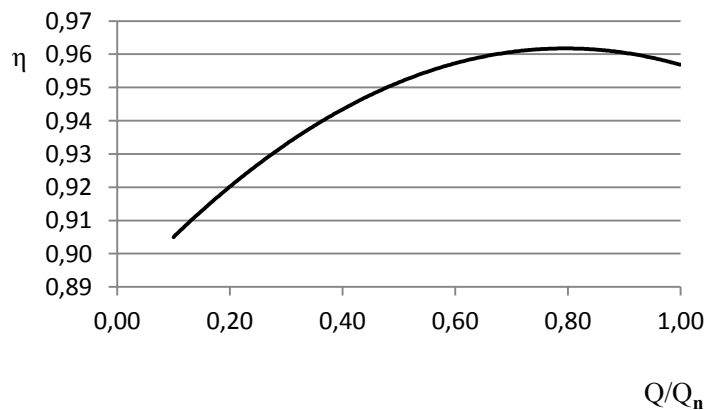


Fig. 5.21 – Rendimento del moltiplicatore in funzione della portata turbinata

5.6.4 Generatore Asincrono

Il sistema di generazione di ogni gruppo è costituito da un generatore elettrico di tipo Asincrono trifase, con potenza nominale, numero di poli, tensione di generazione e frequenza sotto riportati. Risulta completo di sensori di temperatura sugli avvolgimenti e sistema di servo ventilazione, ed è direttamente montato sul moltiplicatore ad assi paralleli.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Tipologia generatore	Asincrono	
Potenza meccanica massima	67	KW
Potenza generata massima	62	KW
Potenza apparente generata	72,1	KVA
Frequenza di generazione	50	Hz
Tensione di generazione	400	V
Numero di poli	6	
Velocità nominale	1018	rpm
Velocità massima	2000	rpm
Fattore di potenza	0,86	
Grado di protezione	IP55	

La curva di efficienza utilizzata per stimare la producibilità di energia elettrica è rappresentata in Figura 5.22.

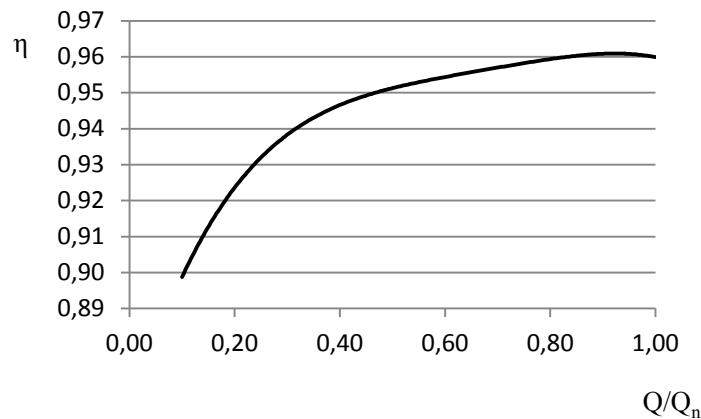


Fig. 5.22 – Rendimento del generatore in funzione della portata turbinata

5.6.5 Sistema di rifasamento

Il 21 dicembre 2012 è stata pubblicata la terza edizione della norma CEI 0-16 la quale si propone di incrementare l'affidabilità della rete elettrica anche in presenza di un forte contributo da parte della generazione distribuita che porta ad una destabilizzazione del sistema.

Il funzionamento in parallelo alla rete MT è consentito agli impianti di produzione, realizzati con tipologie di generatori in grado di assicurare alcune prestazioni minime relative all'erogazione e assorbimento di potenza reattiva.

I generatori Asincroni tradizionali possono assorbire dalla rete potenza reattiva con le limitazioni di seguito riportate.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

I generatore in impianti di produzione con potenza nominale complessiva non superiore a 400 kW il funzionamento deve essere consentito con fattore di potenza non inferiore a 0,9 (in assorbimento), mentre per i generatore in impianti di produzione con potenza nominale complessiva superiore a 400 kW il funzionamento deve essere consentito con fattore di potenza non inferiore a 0,95 (in assorbimento).

Poiché nel nostro caso specifico abbiamo tre gruppi di generazione ciascuno con potenza massima di 62 KW si ha una potenza totale installata di 186 KW minore dei 400 KW pertanto basterà un rifasamento centralizzato installato a valle del dispositivo di interfaccia, equipaggiato con propri dispositivi di manovra e interruzione ed asserviti alle condizioni operative del dispositivo di interfaccia medesimo tale da garantire un fattore di potenza superiore a 0,9. Per un fattore cautelativo scelgo di rifasare a cosφ pari a 0,95.

La potenza reattiva massima del banco risulta dall'applicazione della seguente relazione:

$$Q_{rif} = P (\tan \rho_0 - \tan \rho_{rif}) \quad (5.3)$$

Risulta un banco di condensatori dalla potenza di 49,23 Kvar capacitivi.

La batteria di condensatori dovrà essere regolabile automaticamente per adattarsi alle diverse condizioni operative dell'impianto. Tra la vasta scelta, visto la piccola taglia del banco di condensatori, si decide installare un dispositivo automatico comandato da contattori piuttosto che da tiristori, poiché le dinamiche d'inserzione e disinserzione risultano tranquille.

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del banco di rifasamento scelto per adeguare il fattore di potenza alle richieste previste dalla norma CEI 0-16, per maggiori dettagli si manda alla consultazione del catalogo consultato [28].

Tensione nominale	400	V
Frequenza nominale	50	Hz
Potenza reattiva a 400V	54	Kvar
Collegamento	Δ	
Batterie di condensatori	3,6-7,2-3x14,4	Kvar
Gradini	15	
Sovratensione ammissibile	1,1 V_n	
Sovracorrente ammissibile	1,3 I_n	
Tensione di isolamento	690	V

5.6.6 Trasformatore

Poiché si ha una potenza elettrica netta superiore ai 100 KW si prevede di eseguire il parallelo con la rete locale mediante una connessione in MT, in modo da limitare le perdite di trasmissione.

Per stabilire la taglia del trasformatore si tiene conto della massima potenza attiva erogabile (182KW) con il minimo fattore di potenza consentito pari a 0,9 (limite inferiore stabilito dalla norma CEI 0-16).

$$S_{trafo} = \frac{P_{max}}{(\cos \varphi)_{min}} \quad (5.4)$$

Risulta 202 KVA, da cui si sceglie la taglia commerciale immediatamente superiore di 250 KVA.

Il trasformatore di potenza sarà collocato all'interno del locale tecnico pertanto sarà del tipo isolato a resina, raffreddato ad aria, con i seguenti dati di targa.

Potenza nominale S_n	250	KVA
Rapporto di trasformazione	400/20.000 ± 2 x 2,5%	V
Tipo di raffreddamento	AN – AN	
Collegamento	Dyn11	
Frequenza nominale	50	Hz
Tensione di corto circuito	6%	
Perdite a carico	3800	W
Grado di protezione	IP 23	
Isolamento	Resina	

5.6.7 Sistemi ausiliari di automazione e distribuzione

La gestione dell'impianto di produzione risulta completamente automatizzata grazie alla gestione del PLC che controlla e monitora costantemente le condizioni operative. Le principali azioni svolte dai servizi ausiliari riguardano il controllo dello stato delle paratoie di macchina, del livello dell'acqua nel serbatoio, del numero di giri dei generatori, e monitorare lo stato di usura dei componenti meccanici quali i cuscinetti di rotazione, ecc. Inoltre il sistema prevede l'invio dello stato di emergenza ad apposita squadra d'intervento nei casi di fermo impianto o funzionamento anomalo.

5.6.8 Locale tecnico

Il generatore insieme ai quadri elettrici, alla centralina oleodinamica e ai sistemi di controllo, saranno collocati all'interno di un locale tecnico che avrà una superficie utile in pianta limitata. Il suo ingombro non eccederà lo sviluppo in pianta delle pareti laterali delle Coclee.

5.7 Sopravvivenza in ambiente marino

Le turbine, ma più in generale tutte le apparecchiature costituenti l'impianto a diretto contatto con l'ambiente marino risultano installati in un ambiente molto aggressivo, ove si richiede al contempo il loro corretto funzionamento per un lungo periodo, possibilmente senza necessità di dispendiosi interventi di manutenzione durante la vita. I materiali strutturali impiegati per la costruzione, e gli eventuali provvedimenti devono essere valutati con accuratezza al fine della sopravvivenza dell'impianto, alludendo in particolare alle problematiche annesse al fenomeno della corrosione.

La corrosione del metallo costituente la turbina e le altre apparecchiature è causato da un fenomeno fisico-chimico che avviene con degradazione del metallo in contatto con un certo ambiente aggressivo e che comporta la presenza simultanea di due reazioni, una anodica di ossidazione¹² e una catodica di riduzione¹³. Quando un metallo è a contatto con un elettrolita (acqua, terreno, umidità) assume un potenziale elettrico determinato dalle reazioni chimiche citate e il cui valore dipende dal metallo e dall'elettrolita. Due metalli diversi a contatto elettrico fra loro e immersi in un elettrolita, assumendo che abbiano due diversi valori di potenziale, provocano il flusso di una corrente elettrica spontanea che tende a condurre i potenziali naturali dei metalli verso uno stesso valore detto potenziale di corrosione o misto. La circolazione di corrente nel metallo avviene a livello elettronico, mentre nell'elettrolita avviene mediante migrazione ionica connessa con le reazioni di ossidoriduzione e pertanto con disgregazione del metallo il cui potenziale è più anodico (positivo).

¹² Ossidazione: si ha la perdita di elettroni da parte di una specie chimica

¹³ Riduzione: è una reazione che prevede il consumo di elettroni

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Fatta questa breve premessa e ricordando che l'acqua del mare è un elettrolita fortemente conduttivo, le apparecchiature sono soggette ad un rapido deperimento se non opportunamente protette.

La corrosione può essere causata da queste circostanze:

- effetti galvanici;
- accoppiamento in acqua di mare di due metalli aventi due potenziali diversi (serie galvaniche), per l'acqua di mare sono riportate in Figura 5.23 e rappresentano una linea guida sulle possibilità di manifestazione del fenomeno della corrosione quando due diverse leghe sono accoppiate tra loro. La corrosione avviene sul metallo meno nobile, mentre il più nobile funge da area catodica. In queste condizioni la velocità di corrosione del metallo meno nobile subisce un'accelerazione dipendente dal rapporto tra l'area del metallo più nobile (zona catodica) e quella del metallo meno nobile che si corrode (area anodica). Tipico è l'attacco sugli acciai al carbonio basso-legati in acqua di mare o in soluzioni aerate quando sono accoppiati con materiali più nobili, come le leghe di rame, o di nobiltà pratica più alta, come gli acciai inossidabili e il titanio.

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

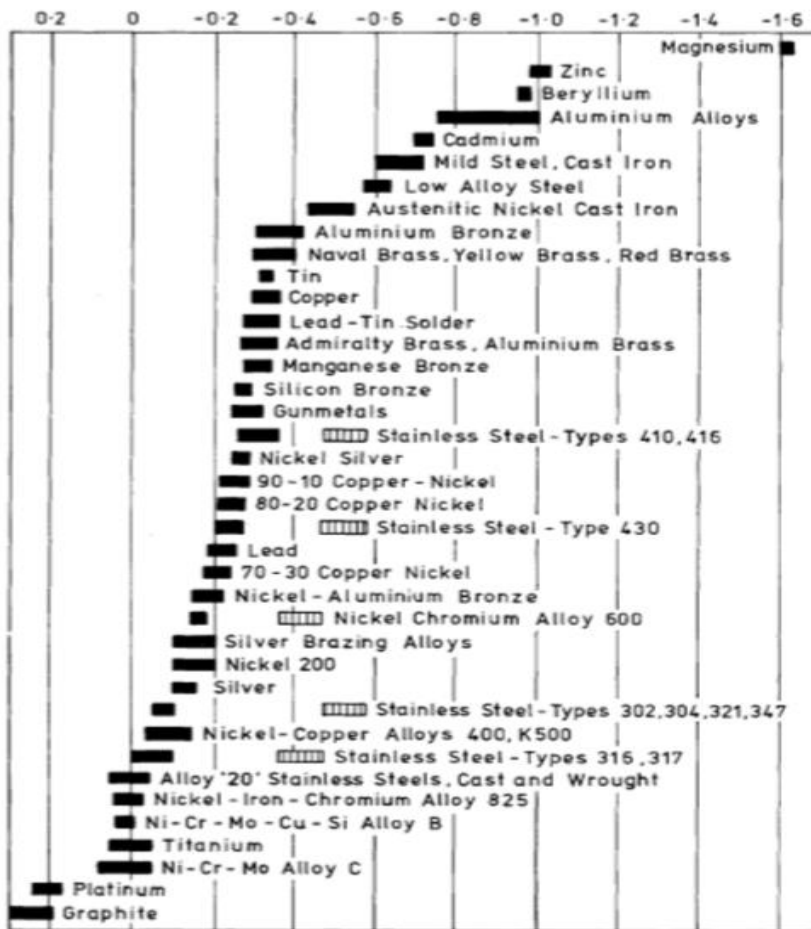


Fig. 5.23 – Serie galvaniche di metalli e leghe in acqua di mare in movimento

- flusso di correnti elettriche esterne di forma continua, attraverso l'acqua del mare, da una parte all'altra della struttura (corrosione da correnti vaganti).

5.7.1 Provvedimenti atti a limitare la corrosione

Esistono diversi accorgimenti da utilizzare per minimizzare il fenomeno della corrosione, i principali sono:

- realizzare turbina e componenti in leghe resistenti alla corrosione (ad esempio acciaio inox);

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

- uso di specifici trattamenti termici di correzione e tutte quelle procedure che prevedono tecniche di produzione e fabbricazione specifiche a limitare il fenomeno.

Se tali accorgimenti non sono seguiti, magari per il dispendio economico comportante, i componenti realizzati in acciaio a contatto con l'acqua marina devono venire protetti contro la corrosione applicando apposite *vernici*, resistenti sino a 10 anni se eseguite correttamente preparando preliminarmente le superfici da proteggere. Per le parti emerse, sottoposte a schizzi e all'umidità l'uso di vernici, o il trattamento superficiale resta al momento l'unica soluzione.

Per le parti interamente sommerse, invece, è ampiamente condiviso l'uso di protezioni catodiche sia attive sia passive, che consistono essenzialmente nel rendere la superficie del metallo da proteggere più elettronegativa di quello che è il suo potenziale di ossidoriduzione nell'elettrolita considerato. La *protezione catodica passiva*, chiamata anche "anodo galvanico", fornisce la corrente di protezione attraverso un "anodo sacrificale" di materiale meno nobile rispetto alla struttura da proteggere ad esempio per l'acciaio è zinco, alluminio o occasionalmente il magnesio. È chiaro che un anodo galvanico deve avere un potenziale molto più anodico di quello del metallo da proteggere e deve essere in grado di liberare un'elevata quantità di ioni per assicurare un'adeguata circolazione di corrente. In questo modo senza componenti attivi, è attuata una protezione che porterà alla corrosione dell'anodo reattivo "sacrificale" al posto del sistema, tuttavia sarà necessario sostituire periodicamente l'anodo poiché questo si consumerà progressivamente. Per la disposizione degli anodi attorno al dispositivo da proteggere si seguono i seguenti criteri:

- gli anodi devono essere disposti nei punti critici;
- la disposizione deve essere la più simmetrica possibile al fine di evitare zone in ombra o sovrapposizioni troppo estese;
- gli anodi installati vicino la superficie del mare devono essere posti al di sotto della zona delle onde;

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

- è buona norma prevedere installazione di anodi supplementari, rispetto al dimensionamento, visto l'incertezza dovuta ai molti parametri che descrivono il fenomeno.

Molto spesso, questo metodo risulta insufficiente, vantaggioso quando la struttura da proteggere risulta di piccole dimensioni e si colloca in ambienti a elevata conducibilità come lo è l'acqua marina.

La *protezione catodica attiva* è realizzata utilizzando un alimentatore con il polo negativo collegato alla struttura da proteggere, e il polo positivo connesso a un dispersore sacrificale. La corrosione avviene, dove la corrente esce veicolata attraverso un elettrolito (l'acqua marina) per poi richiudersi attraverso la struttura. Il dispersore presenterà un potenziale maggiore della struttura, pertanto esso si corroderà mantenendo intatta l'apparecchiatura. La corrente provoca un abbassamento del potenziale del metallo da proteggere e una riduzione della velocità di corrosione. Se la corrente (o meglio la densità) è sufficiente per portare il potenziale del metallo sotto il suo potenziale di equilibrio, s'instaura la condizione di immunità alla corrosione.

La protezione catodica con correnti impresse è di norma più vantaggiosa per strutture di grandi dimensioni, presenta una maggiore flessibilità di esercizio, potendo variare e regolare la corrente erogata. È possibile operare sia a corrente costante, sia a potenziale costante.

Il metodo a tensione costante è più sicuro poiché il metodo a corrente costante non consente una protezione efficace nel caso in cui una variazione dell'aggressività ambientale o dell'invecchiamento di un rivestimento porti all'aumento della corrente necessaria per effettuare la protezione. Tuttavia il metodo a corrente costante è più semplice e si adotta nei casi in cui l'aggressività e la resistività ambientale siano costanti come avviene appunto in acqua di mare.

Le parti sommerse normalmente sono protette usando contemporaneamente l'uso di un rivestimento superficiale e l'utilizzo di una protezione catodica. Alla presenza di un rivestimento isolante, la corrente di protezione può diventare una percentuale anche bassissima di quella richiesta dal metallo nudo, perché lo scambio di corrente avviene sulle zone non ricoperte dal rivestimento, cioè in corrispondenza di pori, difetti o

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

danneggiamenti del rivestimento. Questo porta ad un consumo lento dell'anodo sacrificale.

Ad esempio, sulle superfici in acciaio del dispositivo Pelamis si adottano accorgimenti diversi a seconda dell'esposizione delle superfici stesse: una vernice di rivestimento per quelle esposte all'atmosfera e agli spruzzi, mentre una protezione catodica per quelle sommerse, realizzata impiegando anodi sacrificali.

Un'altra protezione elettrica scarsamente utilizzata è quella *anodica* che impone al materiale un comportamento attivo-passivo forzando una corrente in senso anodico portando la tensione del materiale in zona di passività. Tal effetto può essere realizzato dualmente alla protezione catodica tramite una sorgente esterna o tramite accoppiamento con un materiale a comportamento catodico. È applicata per acciaio al carbonio, inox, ghise in ambienti fortemente aggressivi (acidi concentrati, soluzioni saline). La possibilità di fare la protezione anodica, dipendono dalla caratteristica anodica del materiale, in particolare la corrente che il sistema di protezione deve fornire per raggiungere la passività deve essere più bassa possibile.

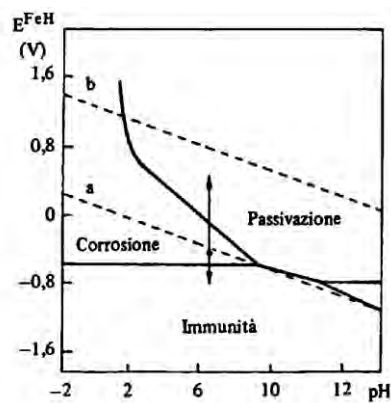


Fig. 5.24 – Grafico rappresentante le zone d'immunità, passività e corrosione per l'acciaio

Ovviamente per aggirare il problema, ove possibile, si può prevedere l'impiego di materiali non metallici, ad esempio il calcestruzzo che non subisce un'azione corrosiva veloce quando sottoposto a un ambiente marino.

5.8 Piano economico e rientro dell'investimento

Determinata la configurazione tecnica ottimale dell'impianto a Coclea, si riporta il calcolo del numero di anni in cui rientra l'investimento e il piano economico dell'impianto di produzione.

Nell'analisi economica non tengo conto del costo dell'innovativa diga marina, poiché ipotizzo la necessità di costruire una nuova di diga marina, o un'azione di adeguamento e riqualificazione di una struttura di difesa esistente, pertanto quei costi sono allocati all'opera costiera, poiché dovrebbero essere sostenuti indipendentemente dall'impianto a tracimazione. Grazie alla collaborazione con S.T.E. Energy, è stato possibile stimare le principali voci di costo e di guadagno di un simile impianto.

5.8.1 Analisi dei costi di investimento

Si riportano schematicamente i costi per la realizzazione dell'impianto proposto.

Tab. 5.7 – Stima dei costi di realizzazione dell'impianto

DESCRIZIONE	Qtà	Prezzo	Totale
Turbine-Generatori	3	120.000 €	360.000 €
Opere civili e locale tecnico (stima)	1	200.000 €	200.000 €
Trasformatore 250 KVA	1	8.000 €	8.000 €
Paratoia di macchina più griglia	3	15.000 €	45.000 €
Componentistica allacciamento rete (stima)	-	-	50.000 €
Montaggi (stima)	-	60.000 €	60.000 €
Quadri MT (stima)	1	12.000 €	12.000 €
Quadri automazione e distribuzione (stima)	1	20.000 €	20.000 €
SCADA e telecontrolli	1	5.000 €	5.000 €
Impiantistica: cavi, canale etc. (stima)	-	-	45.000 €
Sistema di continuità 24V cc.	1	4.500 €	4.500 €
Varie e imprevisti (5% del costo totale)	-	-	40.475 €

Oltre ai costi d'investimento iniziali si stimano i costi di esercizio. La centrale idroelettrica è totalmente automatizzata e collegata con un sistema telematico di telecontrollo, in questo modo tutti i parametri di esercizio saranno riscontrabili su video

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

negli uffici stessi e la gestione ordinaria dell'impianto potrà essere fatta a distanza senza alcun presidio di personale addetto.

Tab. 5.8 – Stima dei costi di gestione dell'impianto

DESCRIZIONE	Prezzo
Manutenzione programmata	10.000 €/a
Manutenzione straordinaria al 7° anno (verniciatura)	10.000 €
Imprevisti	5.000 €/a

5.8.2 Ricavi provenienti dalla vendita dell'energia

Per il calcolo dei ricavi si è presa in considerazione la presente tariffazione dettata dal decreto legislativo per l'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili D.M. 6 luglio 2012 che prevede per l'energia oceanica (compreso moto ondoso) una tariffa omnicomprensiva di 300 €/MWh garantita per 15 anni.

Tab. 5.9 – Stima del ricavo annuo

Produzione annua	594 MWh/a
Tariffa omnicomprensiva	300 €/MWh
Ricavo annuo garantito per 15 anni	178.200 €/a

5.8.3 Indici finanziari

Il problema di valutare la bontà di un investimento non è banale ed è complesso trattandosi di decisioni che conseguono importanti esborsi ravvicinati, a fronte di ricavi differiti nel tempo [32].

Possiamo dire tuttavia che un investitore baserà le proprie decisioni dall'analisi dei flussi di cassa. Per valutare la bontà dei flussi di cassa derivanti da un investimento ci sono sostanzialmente due approcci: metodi *aritmetici* e *geometrici*. I primi trascurano la valorizzazione nel tempo del denaro, nel senso che gli esborsi e ricavi sono computati senza successive elaborazioni e senza attualizzare le somme di denaro. Il metodo più usato appartenente a questa famiglia è il PB pay-back time detto anche tempo di ritorno. È un indice semplice e intuitivo che da un'idea immediata del rischio che comporta l'investimento, infatti, esso è definito come il tempo impiegato per far sì che i ricavi

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

eguagliano gli investimenti sostenuti, il limite di tale metodo è che trascura e non da informazioni riguardanti l'investimento oltre il PB.

Per il caso studio analizzato, si ottiene un PB di **5 anni e 2 mesi**.

I metodi geometrici o finanziari a differenza dei primi attribuiscono un valore al tempo, omogeneizzando le somme spese o incassate in base al momento in cui avvengono. Il tempo ha valore e dipende dal tasso di sconto o d'interesse scelto, la cui entità dipende dal rischio dell'attività intrapresa. Va detto che l'incertezza con cui sono conosciuti i risultati di una scelta aumenta all'allontanarsi nel tempo degli stessi, si capisce perciò come i risultati più lontani nel tempo tendano sempre a essere trascurati, a ragione di ciò ho troncato l'analisi al 14° anno supponendo che questa sia la vita utile del progetto, (stima cautelativa) ma prudente poiché la tariffa omnicomprensiva prevista dal DM 6 luglio 2012 è valida per quindici anni, in seguito si dovrà trovare un'altra valorizzazione per l'energia elettrica prodotta.

Appartiene a questa classe il metodo del VAN (valore attuale netto), e del TIR (tasso interno di redditività).

Il VAN è l'utile, o eccedenza di valore attualizzato realizzato. Ovviamente un investitore privato accetterà un investimento se esso produce un'eccedenza, in altre parole se esso comporta un valore attuale netto maggiore di zero.

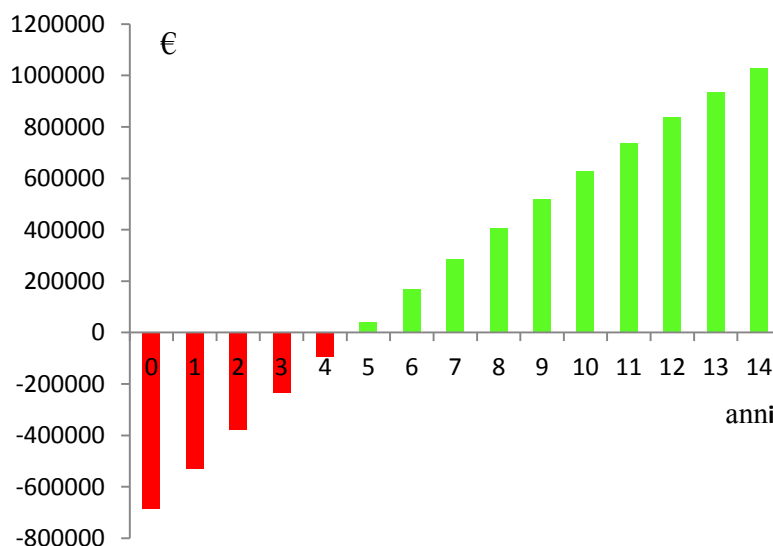


Fig. 5.25 – Flusso di cassa attualizzato considerando un tasso di sconto del 4%

CAPITOLO 5

CASO STUDIO: DIMENSIONAMENTO DI UN IMPIANTO SU DIGA MARINA

Con un tasso di sconto del 4% si ottiene un valore attuale netto al quattordicesimo anno di **1.030.000 €**, trascurando l'utile conseguente derivante oltre il quattordicesimo anno per ragioni cautelative, ma per com'è costruito l'impianto potrà essere esercito per un tempo più lungo visto la robustezza delle apparecchiature e praticamente l'indistruttibilità della diga.

Il VAN rappresenta una cifra assoluta, questa non può essere sufficiente a comprendere la bontà di un investimento, infatti, lo stesso VAN potrebbe essere prodotto da investimenti che comportano esborsi iniziali molto diversi tra loro, ecco che non riuscirei a confrontarli. Pertanto congiuntamente all'indice sopra descritto è usato un altro indicatore chiamato *indice di profittabilità IP*. L'indice di profittabilità è definito come il rapporto tra VAN e l'investimento iniziale. Ovviamente più IP è grande e più interessante è l'investimento.

Si ottiene un **IP di 1,2**, che rende l'impianto interessante da un punto di vista economico.

Il tasso interno di rendimento (TIR) è quel tasso che permette di eguagliare costi e ricavi di un determinato investimento tenendo conto del tempo nel quale avvengono, non può essere calcolato direttamente, ma bisogna procedere per tentativi iterativamente. Nel caso specifico si ottiene un **TIR pari a 22,2%**, che confrontato con gli attuali prodotti finanziari è notevolmente superiore, rendendolo economicamente interessante per gli investitori.

CONCLUSIONI

Il lavoro di tesi è derivato dall'interessamento da parte del soggetto attuatore del Programma Operativo Nazionale "Ricerca & Competitività" (PON "R&C") 2007/2013, riguardo al Progetto d'innovazione Sociale denominato "DIMEMO-DIga Marittima per l'Energia del Moto Ondoso", alla fornitura e installazione "chiavi in mano" di apparato elettro-meccanico a basso carico per il primo impianto idroelettrico su diga marina.

Il progetto è finanziato dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) per il 50% e dal Fondo di Rotazione (FdR) per il 50%, per un complessivo di 685000 €.

Per rispondere alla richiesta, ci si è interrogati sulla competitività di tale tecnologia, a prescindere degli incentivi stanziati, per verificare la sostenibilità nei territori Italiani, e quindi in tutti quei mari con simili condizioni energetiche.

Trattandosi di una tecnologia embrionale in fase di sviluppo, il materiale in letteratura è esiguo e si ha difficoltà a recuperare informazioni attinenti e non di parte, poiché i fautori di tale progetto ritengono questa tecnologia la chiave dello sfruttamento dell'energia marina nei mari interni, in particolare di quella ondosa, suscitando qualche perplessità sulla propria effettiva remunerabilità.

Non disponendo di dati sperimentali si è cercata una visione a 360° per ricavare le caratteristiche salienti dell'impianto mini-hydro alloggiato su diga marina, particolarizzando lo studio per la località di Alghero, regione Italiana con la maggiore disponibilità di energia ondosa.

Creata in MATLAB uno strumento per investigare la morfologia ottimale dell'innovativa diga marina, si è ricavato la quota di cresta massimizzante l'energia idraulica ottenendo un valore di 1,35 metri, con la relativa curva di durata delle portate, essenziale per la scelta dell'appropriato apparato elettromeccanico di conversione.

Si è dimostrato, che bisogna allontanarsi dalla condizione massimizzante l'energia idraulica, perché difficilmente estraibile con le attuali tecnologie hydro. Il compromesso tra la raccolta di energia idraulica e il proprio sfruttamento è elevare il livello di cresta del serbatoio a 1,75 metri.

Dal confronto tra le attuali tecnologie disponibili nel mercato per applicazioni a basso salto si è individuata la turbina Coclea come unica candidata per una futura installazione, questo per vari motivi, i principali richiamati di seguito:

- funzionamento garantito con portate variabili (fino ad un 10% della portata massima ammissibile);
- robustezza e affidabilità del gruppo turbina, moltiplicatore e riduttore;
- semplici provvedimenti atti a limitare la corrosione della turbina (verniciatura);
- unica turbina a poter lavorare agevolmente sotto il metro e mezzo, vincolo che per le macchine a reazione è difficile raggiungere.

Ipotizzata una lunghezza di 100 metri di diga (estensioni inferiori portano a una scarsa producibilità) è stata trovata la configurazione economicamente più conveniente per l'impianto ad acqua fluente a Coclea.

Per il caso studio considerato, la configurazione ottimale vede l'installazione di tre gruppi di generazioni a Coclea ciascuno elaborante $5 \text{ m}^3/\text{s}$ massimi e sottoposti ad un salto di 1,75 metri, questo perché dall'analisi delle curve di durata si vede che la quota di cresta massimizzante l'energia idraulica raccolta (1,35 metri) comporta una grande eccedenza di portata. Questo porta a elevare il livello di coronamento e aumentare il numero di gruppi installati.

Dall'analisi della producibilità elettrica annua segue l'effettiva fattibilità tecnico-economica, ottenuta non contemplando l'investimento necessario per modificare o costruire l'innovativa diga. Così facendo si ottengono tempi di rientro dell'investimento tipico dei tradizionali impianti ad acqua fluente, interessanti per potenziali investitori. Tuttavia, trascurare le opere civili necessarie significa affermare implicitamente che per climi ondosi simili al Mediterraneo questa tecnologia ai fini della produzione elettrica non è assestante, ma lo diventa qualora si considerino strutture ibride polifunzionali, ottenute a seguito d'operazioni di risanamento su frangiflutti, necessarie a prescindere dalla volontà di alloggiarvi l'impianto di produzione.

L'intento sarà di trasformare le ciclopiche strutture marittime, in costruzioni ibride polifunzionali in una strategia che possa contribuire alla sostenibilità ambientale del

Paese dando una risposta più concreta al problema della reciproca integrazione tra richiesta energetica e politica ambientale su scala urbana.

Gli aspetti indagati in questa tesi non esauriscono le tematiche a riguardo, ma permettono di eseguire un'analisi critica e costruttiva per evidenziare inconvenienti e pregi. Si termina affermando come il DIMEMO può essere utilizzato non solo nelle dighe ex-novo ma anche per l'ammodernamento di quelle esistenti, delle quali si conserverà, ad esempio, la parte di scogliera sottostante. Il grande vantaggio rispetto a un muro paraonde tradizionale (oltre alla produzione energetica) consta in un grande risparmio sul quantitativo di massi naturali o artificiali costituenti la mantellata e di calcestruzzo da impiegare per il coronamento della diga, infatti, da prime stime eseguite da esperti del settore, sembra che un'innovativa diga marina comporti un risparmio di circa 6000 € /m rispetto a una tradizionale a parità d'ingombro.

Risposte più dettagliate ai temi e problematiche sviluppate, potranno essere date dopo l'installazione dell'impianto pilota, che dovrebbe avvenire entro, e non oltre il 15 marzo 2015 (probabilmente in località Marina di Ragusa-SICILIA).

Ringraziamenti

Desidero ringraziare il Professor Roberto Caldon, relatore di questo elaborato, per avermi dato l'opportunità di realizzare un lavoro di tesi così appassionante e da me sconosciuto, ampliando le mie conoscenze.

Un sincero grazie va anche l'azienda S.T.E. Energy, per avermi permesso in questi ultimi sei mesi di percorso universitario di svolgere un'interessante attività di stage, utile per la mia crescita personale.

Un sentito ringraziamento va all'Ing. Fabio Pasut, per il supporto e aiuto nello sviluppo e stesura della tesi.

Per finire, un grazie enorme va ai miei familiari, in particolare ai miei genitori per aver permesso, con tanti sacrifici, che realizzassi tutto ciò e per aver sempre creduto in me anche nei momenti di difficoltà.

BIBLIOGRAFIA

- [1] A. Betz, *“Introduction to the Theory of Flow Machines”*, D.G. Randall, Trans, Oxford, Pergamon Press, 1966.
- [2] Paolo Monti, Giovanni Leuzzi, *“Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento dell’energia marina da correnti marine”*, Report, 2011.
- [3] Olivia Langhamer, Kalle Haikonen, e Jan Sundberg, *“Wave power - Sustainable energy or environmentally costly A. review with special emphasis on linear wave energy converters”*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010.
- [4] <http://www.astrosurf.com/cosmoweb/documenti/gravitazione.html>
- [5] A. Muetze e J. G. Vining, *“Ocean wave energy conversion”*, a survey Industry Applications Conference - 41st IAS Annual Meeting, 2006.
- [6] John Andrews e Nick Jelley, *“Energy Science: Principles, Technologies, and Impacts”*, Oxford University Press, capitolo 4 *“Hydropower, tidal power, and wave power”*, 2007.
- [7] Paolo Mazzoldi, Massimo Nigro, e Cesare Voci, *“Fisica Volume II”*, Edises, capitolo 12 *“Fenomeni ondulatori”*, 2000.
- [8] Henk Polinder, and Mattia Scuotto, *“Wave Energy Converters and their Impact on Power Systems”*, IEEE, Future Power Systems, 2005 International Conference, pp. 9, 2005.
- [9] <http://www.wavedragon.net>
- [10] Ross Henderson, *“Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter”*, Renewable Energy, 271-283, 2006.
- [11] Sito web di Power Delivery Ltd, produttore di Pelamis, Febbraio 2010. <http://www.pelamiswave.com/>.

- [12] Diego Vicinanza, Jørgen Harck Nørgaard, Pasquale Contestabile and Thomas Lykke Andersen, “*Innovative rubble mound breakwaters for overtopping wave energy conversion*”, article info, febbraio 2014.
- [13] Diego Vicinanza, Jørgen Harck Nørgaard, Pasquale Contestabile and Thomas Lykke Andersen, “*Wave loadings acting on overtopping breakwater for energy conversion*”, Journal of Coastal Research, Special Issue No. 65, 2013.
- [14] D. Vicinanza, D. Stagonas, G. Müller, J. H. Nørgaard and T. L. Andersen, “*Innovative breakwaters design for wave energy conversion*”, coastal engineering, 2012.
- [15] B. Borgarino J. P. Kofoed P. Meinert, “*Development of a generic power simulation tool for overtopping based WEC*”, DCE Technical Report No. 35, 2007.
- [16] Eurotop Manual, “*Wave Overtopping of Sea Defences and Related Structures*”, Assessment Manual, 2007.
- [17] Lander Victor, Peter Troch and Jens Peter Kofoed, “*On the effects of geometry control on the performance of overtopping wave Energy converters*”, article, 2012.
- [18] Sigurdur Sigurdarson and Jentsje W. van der Meer, “*Wave overtopping at berm breakwaters in line with eurotop*”, article, 2012.
- [19] http://www.idromare.it/analisi_dati.ph
- [20] <http://www.ritz-atro.de> sito
- [21] Andritz, “*Low head hydro turbines*”, Joule centre annual conference small hydro power schemes in the North West of England: Overcoming the Barriers, 3rd april 2008.
- [22] Costantino Anghileri, Fulvio Ghisla, “*Turbine Kaplan*”, energie, settembre 2012.
- [23] M. Leclerc, “*The very low head turbo generator. A new turbine for profitable harnessing of very low head applications*”, MJ2 Technologies The Very Low head Turbine Water Power Granada, 2007.
- [24] <http://www.vlh-turbine.com/>
- [25] www.dive-turbine.de

- [26] VEM, “*Three-phase asynchronous generators*”, catalogo, 2013.
- [27] Francesco Groppi, “*Norma CEI 0-16 e produttori in MT*”, Elettificazione 5 n. 697, 2013.
- [28] ICAR, “*Power factor correction systems, with 3Ut and 3In capacitors*”, catalogo, 2012.
- [29] F. Ferraris, M. Parvis, E. Angelini, S. Grassin, “*Measuring system for enhanced cathodic corrosion protection*”, Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), IEEE International, pp.1583–1587, 2012.
- [30] <http://www.elettrotecnicaadriatica.it/protezione-catodica/>
- [31] Barbara Zanuttigh, Elisa Angelelli, “*Analisi delle attuali tecnologie esistenti per lo sfruttamento della energia marina dai mari italiani*”, Report RdS, 2011.
- [32] Piergiorgio Berra, Luigi De Paoli, Giuseppe Zingales, “*Economia delle fonti di energia*”, CLEUP Editrice, 1997.
- [33] Articoli, presentazioni fornite cortesemente da S.T.E. Energy.

APPENDICI

Appendice 1

In quest'appendice è riportato il listato del programma MATLAB usato per il calcolo del livello di cresta ottimale, delle portate tracimanti, e della curva di durata riportate nel Capitolo 5.

```
%Calcolo dell'energia idraulica teorica estraibile in un arco
%temporale, noti i parametri idraulici d'ingresso (altezza
%significativa dell'onda) e i principali parametri geometrici della
%struttura.

clear all
%importo il vettore altezza significativa da un file xls.
H=input ('importa il vettore altezza con il comando xlsread H=');

%rendiamo i dati altezza significativa orari
for h = 1:length(H)
    HH(1+3*(h-1):3+3*(h-1),1) = H(h,1);
end
%importo i dati caratteristici della struttura per il calcolo dei
%coefficienti riduttivi.
alfa=input('la pendenza dello scivolo alfa in gradi è =');
beta=input('angolo di incidenza beta in gradi è =');
alfamax=30*2*pi/360;
alfa=alfa*2*pi/360;
```

APPENDICI

```
gamma_beta= 1 - 0.0033*beta;
lamda_alfa=(cos(alfa- alfamax))^3;

%imposto un ciclo if a seconda che contemli o meno le fluttuazioni
%del livello medio del mare dovuto alle maree.

Risp=input('NO fluttuazioni [1], SI [2]fluttuazioni');
%caso senza fluttuazioni
if Risp==1
%inizializzazione di una variabile di appoggio i.
    i=1;
%ciclo for per spazzolare le quote di tracimazione da 0.75 a 4.15 con
%incrementi di 0.2 metri.
    for Rr=0.75:0.2:4.15
        %formula di Kofoed(2002) relativa a dighe lisce e poco scabre.
        %q è una matrice di ordine (m x n, dove m è il numero di righe
        %del vettore HH dell'altezza, mentre n è il numero delle
        %iterazioni compiute per le varie quote Rr contemplate.
        %Ad esempio la colonna i-esima è relativa alle portate
        %calcolate con Rr=0.75+(i-1)*0.2.Gli elementi della matrice
        %sono espressi in m^3/(s*m).

        q(:,i)= lamda_alfa*0.2*sqrt(9.81*HH.^3).*exp((-2.1*Rr)./...
            (HH*gamma_beta));

        %Calcolo della potenza idraulica teorica disponibile.
        %Pid è una matrice i cui elementi rappresentano una potenza
        %espressa in W/m.

        Pid(:,i) =1000*9.81*Rr.*q(:,i);

        %Calcolo la somma per colonne della matrice Pid ottenendo
        %l'energia totale teorica ottenibile nel periodo preso
        %in considerazione espressa in (w*h)/m.
        %Ptot è un vettore riga ed ogni elemento è relativo ad un
        %particolare livello di cresta Rr.
        Ptot=sum(Pid);
        i=i+1;          %aggiorno della variabile di supporto
    end
%calcolo il massimo del vettore Ptot(maxPtot), e il relativo indice,
%usato per risalire alla quota Rr di tracimazione ottimale.
[maxPtot imax]=max(Ptot);
Rrmax=0.75+(0.2*(imax-1));
%stampa a video dell'energia massima maxPtot e della quota
%ottimizzante.
%Il valore di Rrmax è espresso in metri.

str=['E.idraulica          max.          accumulata          espressa
in [(wh)/m]è=', num2str(maxPtot)];
disp(str)
str=['Rr in metri ottimale è=', num2str(Rrmax)];
disp(str)
```

%andamento dell'energia idraulica totale disponibile in funzione dei
%livelli di cresta considerati.

```
plot([0.75:0.2:4.15],Ptot);
title('Energia idraulica totale funzione di Rr');
xlabel('Rr');
ylabel('Energia idraulica');
grid;
```

%Ricavo la curva di durata della portata tracimante relativa alla
%quota Rr massimizzante l'energia idraulica estraibile.

```
%estrazione della colonna dalla matrice q delle portate che
%massimizza l'energia idraulica estratta.
qmax=q(:,imax);           %vettore colonna
[QMAX IMAX]=max(qmax);
%portataq è un vettore riga di appoggio per tracciare la curva di
%durata di dimensione 1 x 1001.
portataq= [QMAX:-QMAX/1000:0];
%setto un vettore nullo duratah di dimensione 1 x 1001 il quale
%conterrà le ore in cui le portate nel vettore corrispondente
%portataq vengono uguagliate o superate.
duratah= zeros(1,length(portataq));
for w = 1:1:length(qmax);
    for k=1:1:length(portataq);
        if qmax(w,1)>= portataq(1,k);
            duratah(1,k)=duratah(1,k)+1;
        else
            duratah(1,k)=duratah(1,k)+0;    %istruzione ridondante
        end
    end
end
end
```

%grafico relativo alla curva di durata per Rr ottimale

```
figure(2)
plot(duratah,portataq);
title('curva di durata della portata tracimante per Rr ottimale');
xlabel('tempo in h');
ylabel('q lineare m^3/(s*m)');
axis([0 duratah(1,length(portataq)) 0 QMAX]);
grid;
```

%grafico dell'andamento temporale della portata tracimante.

```
figure(3);
plot(qmax);
title('portata tracimante nel tempo');
xlabel('tempo in ore');
ylabel('q [m^3/(s*m)]');
axis([ 0 duratah(1,length(portataq)) 0 QMAX]);
```

```

grid;

%costruzione grafico della portata giornaliera.

for z=1: length(HH)/24
    portatagio(z,1)=3600*sum(qmax(1+24*(z-1):24+24*(z-1)));
end
figure(4);
plot(portatagio);
title('portata giornaliera');
xlabel('giorni');
ylabel('portata [m^3/(day*m)]');
axis([0 length(HH)/24 0 max(portatagio)]);
grid;

%contemplo le fluttuazioni del livello del mare.
else

LIV=input('importa il vettore delle fluttuazioni con il comando
xlsread LIV=');

%inizializzazione di una variabile di appoggio i.
i=1;

%creazione di un vettore "vettoreRr" variabile nel tempo in
%relazione alle variazioni del livello medio del mare.

for Rc=0.75:0.2:4.15
    vettoreRr(1:length(HH),1)=Rr;
    saltoutile = vettoreRc- LIV;

    %formula di Kofoed(2002) relativa a dighe lisce e poco scabre.
    %q è una matrice di ordine (m x n), dove m è il numero di
    %righe del vettore HH dell'altezza, mentre n è il numero delle
    %iterazioni compiute per le varie quote Rr di tracimazioni.
    %Ad esempio la colonna i-esima è relativa alle portate
    %calcolate con Rr=0.75+(i-1)*0.2.Gli elementi della tabella
    %sono in m^3/(s*m).

q(:,i)=lamda_alfa*0.2*sqrt(9.81*HH.^3).*exp((2.1*saltoutile)...
    ./ (HH*gamma_beta));

    %Calcolo della potenza idraulica teorica disponibile. Pid è
    %una matrice i cui elementi rappresentano una potenza espressa
    %in W/m.
    Pid(:,i) =1000*9.81*saltoutile.*q(:,i);

    %Calcolo la somma per colonne della matrice Pid ottenendo
    %l'energia totale teorica ottenibile nel periodo preso
    %in considerazione espressa in (w*h)/m.
    %Ptot è un vettore riga ed ogni elemento è relativo ad un
    %particolare livello di cresta Rr.

```



```

        Ptot=sum(Pid);
        i=i+1;           %aggiorno della variabile di supporto
    end

%calcolo il massimo del vettore Ptot=maxPtot, e il relativo indice,
%da cui posso risalire alla quota Rr di tracimazione ottimale.

[maxPtot imax]=max(Ptot);
Rrmax=0.75+(0.2*(imax-1));

%stampa a video dell'energia massima maxPtot e della quota
%ottimizzante. Il valore di Rrmax è espresso in m.

str=['E. idraulica max accumulata in [(wh)/m] è=',num2str(maxPtot)];
disp(str)
str=['Rr in metri ottimale è=', num2str(Rrmax)];
disp(str)

%andamento dell'energia idraulica totale disponibile in funzione dei
%livelli di cresta considerati.
plot([0.75:0.2:4.15],Ptot);
title('Energia idraulica totale funzione di Rr');
xlabel('Rr');
ylabel('Energia idraulica');
grid;

%Ricavo la curva di durata della portata tracimante relativa alla
%quota Rr che massimizza l'energia idraulica estraibile.

%estrazione della colonna dalla matrice q delle portate che
%massimizza l'energia idraulica estratta.
qmax=q(:,imax);           %vettore colonna
[QMAX IMAX]=max(qmax);
%portataq è un vettore riga di appoggio per tracciare la curva di
%durata di dimensione 1 x 1001
portataq= [QMAX:-QMAX/1000:0];
%setto un vettore nullo duratah di dimensione 1 x 1001 il quale
%conterrà le ore in cui le portate nel vettore corrispondente
%portataq vengono uguagliate o superate.

duratah= zeros(1,length(portataq));
for w = 1:1:length(qmax);
    for k=1:1:length(portataq);
        if qmax(w,1)>= portataq(1,k);
            duratah(1,k)=duratah(1,k)+1;
        else
            duratah(1,k)=duratah(1,k)+0;       %istruzione ridondante
        end
    end
end
end
%grafico relativo alla curva di durata per Rr ottimale
figure(2)

```

```

plot(duratah,portataq);
title('curva di durata della portata tracimante per Rr ottimale');
xlabel('tempo in h');
ylabel('q lineare m^3/(s*m)');
axis([0 duratah(1,length(portataq)) 0 QMAX]);
grid;

%grafico dell'andamento temporale della portata tracimante.
figure(3);
plot(qmax);
title('portata tracimante nel tempo');
xlabel('tempo in ore');
ylabel('q [m^3/(s*m)]');
axis([ 0 duratah(1,length(portataq)) 0 QMAX]);
grid;

%costruzione grafico della portata giornaliera
for z=1: length(HH)/24
    portatagio(z,1)=3600*sum(qmax(1+24*(z-1):24+24*(z-1)));
end
figure(4);
plot(portatagio);
title('portata giornaliera');
xlabel('giorni');
ylabel('portata [m^3/(day*m)]');
axis([0 length(HH)/24 0 max(portatagio)]);
grid;
end

%valutazione dell'incidenza sull'energia idraulica causate da
%variazioni parametriche della struttura

%pendenze considerate
pendenza=[10, 20 30 40 50 60 ];
%vettore degli angoli di incidenza considerati
incidenza=[0 10 20 30 40 50 60 70 80 ];

%matrice rappresentante l'energia idraulica lineare in MWh/(m*anno)
energia=[ 28.05 32.28 33.80 32.28 28.05 21.96
          27.12 31.21 32.68 31.21 27.12 21.22
          26.16 30.12 31.53 30.12 26.16 20.48
          25.23 29.04 30.41 29.04 25.23 19.75
          24.34 28.02 29.33 28.02 24.34 19.05
          23.42 26.96 28.22 26.96 23.42 18.33
          22.47 25.87 27.08 25.87 22.47 17.59
          21.5  24.75 25.91 24.75 21.5  16.82
          20.62 23.74 24.85 23.74 20.62 16.14];

%grafico 3D riassumente la matrice "energia" sopra citata.
figure(1)
surf(pendenza,incidenza,energia);

```

```
colormap('gray');  
grid off  
title('incidenza parametri strutturali');  
xlabel('pendenza');  
ylabel('angolo di incidenza');  
zlabel('MWh/(m*anno)');
```

Appendice 2

In quest'appendice riporto dati e risultati e l'esempio del procedimento di calcolo utilizzato per individuare la configurazione ottimale dell'impianto a Coclea.

La tabella sottostante rappresenta i rendimenti discretizzati delle singole apparecchiature, da cui si desume il rendimento totale di conversione utilizzato per il calcolo dell'energia elettrica prodotta.

Q/Q _n	screw eff	gearbox eff	generator eff	TOT eff
0,10	0,20	0,90	0,90	0,16
0,20	0,60	0,91	0,92	0,50
0,30	0,75	0,92	0,94	0,65
0,40	0,79	0,93	0,95	0,70
0,50	0,80	0,93	0,95	0,71
0,60	0,81	0,94	0,95	0,72
0,70	0,82	0,94	0,96	0,74
0,80	0,83	0,95	0,96	0,76
0,90	0,84	0,95	0,96	0,77
1,00	0,85	0,95	0,96	0,77

Tabella originante il grafico di Figura 5.16. Ricordo che gli elementi in tabella rappresentano l'energia elettrica prodotta espressa in MWh.

n°coclee salto	1	2	3	4	5	6
1,35	129,4	237,0	332,3	414,7	493,7	566,6
1,55	178,7	317,6	437,3	541,1	633,7	720,5
1,75	255,2	441,8	594,2	729,3	845,1	945,0

Nella tabella sottostante riporto per gli scenari contemplati il load factor. Gli elementi sono espressi in termini percentuali, e la loro rappresentazione grafica è stata riportata in Figura 5.17.

n°coclee salto	1	2	3	4	5	6
1,35	57	52	49	46	44	42
1,55	51	46	42	39	36	35
1,75	45	39	35	32	30	28

Esempio dello strumento di calcolo realizzato. Si riporta uno spaccato dei risultati ottenuto con la quota di coronamento $R_r=1,35$ nella configurazione che prevede la possibilità di installare due gruppi di generazione.

	Q disp [m ³ /s]	n° coclee	Q coclea [m ³ /s]	rend tot	P lorda [kW]	P netta [kW]	E [kWh]
max	404,70	2,00	4,50	0,80	92,11	89,35	2.144,35
min	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
media	29,14	1,12	2,35	0,47	43,37	42,07	1.009,73

1	0,98	1,00	0,98	0,49	6,22	6,03	144,81
2	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1,12	1,00	1,12	0,55	7,86	7,63	183,08
9	3,14	1,00	3,14	0,74	29,69	28,80	691,25
10	5,60	2,00	2,80	0,75	53,68	52,07	1.249,59
11	5,80	2,00	2,90	0,74	55,39	53,73	1.289,40
.
.
356	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
357	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
358	0,61	1,00	0,61	0,30	2,40	2,33	55,86
359	0,51	1,00	0,51	0,24	1,54	1,50	35,94
360	2,79	1,00	2,79	0,75	26,76	25,95	622,91
361	4,01	1,00	4,01	0,74	38,01	36,87	884,87
362	5,90	2,00	2,95	0,74	56,25	54,56	1.309,55
363	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
364	11,60	2,00	4,50	0,80	92,11	89,35	2.144,35
365	4,40	1,00	4,40	0,78	43,99	42,67	1.024,19

Appendice 3

Si riporta il foglio di calcolo realizzato, evidenziando i flussi di cassa in riferimento alla configurazione massimizzante la profittabilità.

SPECIFICHE INVESTIMENTO

durata di vita dell'impianto	15	anni
prezzo di vendita energia	0,30	€/KWh
costo Coclea	120000	€
tasso di interesse	4%	

VOCI DI SPESA

concentrati

macchine installate	360000	€
opere civili e locale tecnico (stima)	200000	€
trasformatore 250[KVA]	8000	€
paratoie di macchina più griglia (stima)	45000	€
componentistica per allacciamento alla rete	50000	€
montaggi (Stima)	60000	€
quadri MT (Stima)	12000	€
quadri automazione e distribuzione (stima)	20000	€
scada e telecontrolli	5000	€
impiantistica (cavi, canale etc.)	45000	€
sistemi di continuità 24 V cc	4500	€
varie e imprevisti (5% del costo totale)	40475	€

distribuiti

oneri di manutenzione e esercizio (stima)	15000	€/anno
trattamento superficiale 7° anno (stima)	10000	€

ENTRATE

vendita energia	178249	€/anno
-----------------	--------	--------

Flussi di cassa derivati dalla configurazione sopra presentata, considerando un tasso di sconto del 4%.

anno	investimenti [€]	disponibilità [€]	disponibilità attualizzate [€]	cash flow [€]
0	849975	163249	163249	-686726
1	0	163249	156970	-529756
2	0	163249	150933	-378824
3	0	163249	145128	-233696
4	0	163249	139546	-94150
5	0	163249	134179	40028
6	0	163249	129018	169046
7	10000	153249	116456	285503
8	0	163249	119284	404787
9	0	163249	114696	519483
10	0	163249	110285	629768
11	0	163249	106043	735812
12	0	163249	101965	837776
13	0	163249	98043	935819
14	0	163249	94272	1030091

Riporto di seguito gli indici riassuntivi di questo budget finanziario per la configurazione ottimizzata.

Pay-back time	5 anni e 2 mesi
VAN (i=4%)	1,03 M€
TIR	22,2 %