



Università degli Studi di Padova
Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrotecnica
Indirizzo Impiantistica
Dipartimento di Ingegneria Elettrica

TESI DI LAUREA

**SVILUPPO PROGETTUALE ED AUTORIZZATIVO DI
UN IMPIANTO EOLICO OFFSHORE IN ITALIA**
-
FATTIBILITA' TECNICA ED ECONOMICA

Laureando: **Pavan Francesco**
Matricola n°: **589145**

RELATORE: Prof. Ing. Arturo Lorenzoni

ANNO ACCEDEMICO: 2009/2010

Indice:

Indice	3
Indice figure e tabelle	7
Sommario	11
1. Introduzione	13
1.1 I paradossi del petrolio	14
1.2 Sviluppare le fonti rinnovabili: una priorità assoluta	15
1.3 Raggiungere gli obiettivi di Kyoto investendo in Italia	16
1.4 Le fonti rinnovabili	17
2 L'energia eolica	21
2.1 Sommario	21
2.1.1 Storia	21
2.1.2 Diffusione	22
2.1.3 Impianti eolici in Italia	23
2.1.4 Funzionamento e tipologie	23
2.1.5 Generatore ad asse verticale	24
2.1.6 Generatore ad asse orizzontale	25
2.1.7 Minieolico e microeolico	26
2.1.8 Costi	27
2.1.9 Efficienza	27
2.1.10 Aspetti negativi	28
2.2 Il vento	30
2.2.1 La misura del vento	30
2.2.2 Direzione del vento	31
2.2.3 Le brezze	37
2.2.4 Andamento del vento con l'altezza	39
2.2.5 Velocità media	41
2.2.5.1 Legge esponenziale	41
2.2.5.2 Legge logaritmica	42
2.2.6 La turbolenza del vento	43

2.3	Gli aerogeneratori	44
2.3.1	L'energia cinetica convertita da un aerogeneratore	45
2.3.2	Gli impianti eolici	45
2.3.3	Dimensione delle macchine	46
2.3.4	Il rotore	46
2.3.5	Le pale	47
2.3.6	Navicella o gondola	47
2.3.7	Mozzo oscillante	47
2.3.8	Trasmissione del moto	48
2.3.9	Sistemi di generazione	48
2.3.10	Sistemi di imbardata	49
2.3.11	Quadri di controllo	49
2.3.12	Trasformatore	49
2.3.13	Torre	49
2.3.14	Fondazioni	50
2.3.15	Interferenze elettromagnetiche	50
3	L'offshore in Italia e nel mondo	51
3.1	Il potenziale italiano	52
3.2	Impianti eolici offshore nel mondo	53
3.3	Aspetti salienti della tecnologia offshore	54
4	Analisi della procedura autorizzativa	55
4.1	Percorso legislativo della normativa per la produzione da fonti rinnovabili	55
4.2	Inquadramento normativo italiano	57
4.3	Richiesta di uso dei suoli demaniali	59
4.3.1	La fase introduttiva e di pubblicità	59
4.3.2	La fase istruttoria	60
4.3.3	La delibera	63
4.4	Valutazione dell'impatto ambientale	65
4.5	Autorizzazione Unica	66
4.5.1	Connessione RTN	66
5	Aspetti tecnici, ambientali ed economici dell'eolico offshore	67

5.1	Aspetto tecnico	67
5.1.2	Fondazioni	67
5.1.2.1	Fondazioni a monopila	69
5.1.2.2	Fondazioni a tripode	70
5.1.2.3	Fondazioni a traliccio	72
5.1.2.4	Confronto tra i tre tipi di fondazione	72
5.1.2.5	Sistemi galleggianti	74
5.1.3	Realizzazione delle opere di fondazione	78
5.1.3.1	Preparazione del fondo	78
5.1.3.2	Procedura di installazione	79
5.1.3.3	Posa dei Cavi	81
5.1.4	Aerogeneratori per l'installazione in mare	83
5.1.4.1	Nuovi aerogeneratori Direct Drive	84
5.1.5	Protezioni necessarie per l'eolico offshore	85
5.1.5.1	Protezione contro i fulmini e sovratensioni per i generatori eolici	86
5.1.6	Protezione dalla corrosione	88
5.1.7	Rischio di collisioni con natanti	90
5.1.7.1	A chi appartiene il mare?	90
5.1.7.2	Rischi di collisione	91
5.1.7.3	Obbligo di segnalazione	92
5.1.7.4	Reazione alla collisione	92
5.1.8	Nuovo sistema di misura del vento in mare aperto: Windsentinel	94
5.2	Aspetto ambiente	95
5.2.1	Aree di rispetto	96
5.2.2	Rumore	96
5.2.3	Impatto sull'ambiente vivente	98
5.2.3.1	Avifauna	98
5.2.3.2	Fauna marina	100
5.2.4	Impatto sull'ambiente non vivente	102
5.2.4.1	Presenza di rotte di navigazione	103
5.2.5	Impatto visivo	104
5.3	Aspetto economico	107
5.3.1	Costi di installazione (Capex)	107
5.3.2	Occupazione	109

5.3.3	Dismissione dell'impianto a fine vita	109
6	Progetto di un parco eolico offshore nel mare Adriatico	111
6.1	Scelta del sito	111
6.2	Analisi anemometrica	117
6.3	Analisi dei sito	120
6.3.1	Vincoli territoriali	120
6.3.2	Curve batimetriche	126
6.3.3	Caratteristiche dei fondali marini	128
6.3.4	Correnti prevalenti e caratteristiche ondametriche del sito	129
6.3.5	Sottostazione a mare e collegamenti elettrici	130
6.4	Scelte progettuali	131
6.4.1	Disposizioni delle turbine	131
6.4.2	Fondazioni	131
6.4.3	Scelta dell'aerogeneratore	134
6.5	Impatti ambientali e loro mitigazioni	135
6.5.1	Impatto visivo	135
6.5.1.1	Stima dell'incidenza visiva da terra	139
6.5.2	Impatto sull'avifauna	140
6.5.3	Mitigazione dell'impatto sulla fauna e flora marina	141
6.6	Analisi economica	143
6.6.1	Stima della producibilità	143
6.6.2	Stima delle perdite	149
6.6.3	Collegamento elettrico	151
6.6.4	Costo del tripode	152
6.6.5	Costo degli aerogeneratori	152
6.6.6	Costi di organizzazione e manutenzione	153
6.6.7	Valorizzazione dell'energia	153
6.6.8	Riassunto economico	154
	Conclusioni	159
	Ringraziamenti	161
	Bibliografia	163

Indice figure e tabelle:

Tabella 1. Capacità eolica installata nel mondo	23
Figura 1. Aerogeneratore ad asse verticale	25
Figura 2. Parco eolico onshore	26
Figura 3. Cause principali della mortalità degli uccelli	29
Figura 4. Confronto tra diverse fonti di rumore	29
Figura 5. Anemometro	30
Tabella 2. Rosa dei venti	31
Figura 6. Mappa dei venti	34
Figura 7. Brezza di mare	37
Figura 8. Brezza di terra	39
Figura 9. Andamento del vento con l'altezza	40
Tabella 3. Tabella delle rugosità	42
Figura 10. Componenti aerogeneratori	44
Figura 11. Posizionamento del rotore	46
Figura 12. Tipi di fondazione	69
Figura 13. Struttura monopalo	70
Figura 14. Strutture a tripode	70
Figura 15. Particolare costruttivo del tripode	71
Tabella 4. Dati di carico tipici per macchine da 2 e 4 MW	72
Tabella 5. Analisi dei pesi per varie strutture	73
Tabella 6. Studio degli sforzi alla base della torre	73
Tabella 7. . Caso pratico di installazione - Beatrice (Scozia)	73
Figura 16. Diverse tipologie delle strutture galleggianti	75
Figura 17. Principali tipologie delle strutture di sostegno galleggianti per aerogeneratori offshore	77
Figura 18. Stoccaggio delle strutture di fondazioni in porto	78
Figura 19. Trasporto su barge	79
Figura 20. Sommità del sostegno	80
Figura 21. Struttura per il rizzaggio dell'opera	81

Figura 22. Cavi PIRELLI per l'installazione in mare	82
Figura 23. Dispositivi per la posa dei cavi	83
Tabella 8. Curva di potenza turbina Vestas	84
Figura 24. Turbina eolica con tecnologia Direct Drive	85
Figura 25. Cartografia rappresentante il numero di fulmini all'anno per km ² sul territorio Italiano	86
Figura 26. Protezione anodica	89
Tabella 9. Pericolosità dell'impatto con natanti	93
Figura 27. Windsentinel: misuratore anemologico offshore	94
Figura 28. Propagazione del rumore in mare aperto	98
Tabella 10. Specie migratorie presenti in Italia	99
Figura 29. Rotte migratorie che interessano l'Italia	99
Figura 30. Suddivisione in zone del mare italiano	101
Figura 31. Rotte marittime in Italia	103
Figura 32. Simulazione della disposizione del parco eolico	104
Figura 33. Aerogeneratore utilizzato (Hmozzo=90 m; D=126 m)	105
Figura 34. Foto simulazione parco eolico a 6 km	106
Figura 35. Comparazione tra i costi delle varie tecnologie rinnovabili	107
Figura 36. Confronto tra i costi di un impianto onshore e uno offshore	108
Tabella 11. Occupazione permanente di una Wind farm offshore	109
Figura 37. Cartina dell'Italia con batimetria e ventosità	112
Tabella 12. Impianti in via di sviluppo in Italia	112
Tabella 13. Caratteristiche wind farm Tricase	113
Tabella 14. Superfici disponibili per lo sfruttamento delle centrali eoliche offshore	113
Figura 38. Particolare cartografia italiana con ventosità e batimetrie	114
Tabella 15. Dati anemometrici del sito ottenuti con il metodo META	118
Figura 39. Atlante Eolico UniSalento	119
Figura 40. Aree marine protette	120
Figura 41. Area protetta Torre Guaceto	121
Figura 42. Vincoli di pesca e ostacoli presenti	122
Figura 43. Vincoli Rete Natura 2000	122
Figura 44. Vincolo idrologici	123
Figura 45. Zone PAI	123

Figura 46. Zone PUTT	124
Figura 47. Carta sismica della Puglia	124
Figura 48. Rotte navali dal porto di Bari	125
Figura 49. Tracciato linea costiera 380 kV Puglia	126
Figura 50. Profondità del mar Mediterraneo	127
Figura 51. Batimetria costa pugliese	127
Figura 52. Andamento delle correnti nel tratto di costa interessato	129
Tabella 16. Massimi valori raggiunti a costa dell'altezza delle onde	130
Tabella 17. Caratteristiche chimiche e meccaniche dell'acciaio S355JO	132
Tabella 18. . Sforzi esercitati dagli aerogeneratori sulle fondazioni	133
Figura 53. Sistema di riferimento per gli sforzi	133
Tabella 19. . Distanza di visibilità di un aerogeneratore	136
Figura 54. Foto simulazioni dell'impianto eolico offshore	138
Tabella 20. Legge Indice di Incidenza	139
Tabella 21. Confronto degli impatti visivi a terra tra i vari progetti presentati	140
Figura 55. Zona IBA	141
Tabella 22. Caratteristiche di ventosità del sito	143
Figura 56. Curva di Weibull stimata per un eventuale sito	144
Tabella 23. Determinazione dei parametri A e k	144
Tabella 24. Curva di potenza	145
Tabella 25. Curva di potenza per le macchine analizzate	146
Tabella 26. Programma di calcolo della producibilità	146
Tabella 27. Influenza della rugosità sulla stima dei parametri	147
Tabella 28. Caratteristiche delle macchine	147
Tabella 29. Dati in ingresso Simulwind	148
Tabella 30. Distanza tra le macchine	149
Tabella 31. Efficienza del parco eolico in base alla distanza fra le macchine	149
Figura 57. Perdite tra le file del parco	150
Tabella 32. Principali differenze tra i progetti presentati in Italia	150
Tabella 33. Andamento del prezzo dei certificati verdi	154
Figura 58. Andamento prezzo dell'energia elettrica in Italia	154
Tabella 34. Costi CAPEX	154
Tabella 35. Costi OPEX	155

Tabella 36. Valore dei certificati verdi (Simulwind)	155
Tabella 37. Tassi da applicare nella valorizzazione dell'investimento	156
Tabella 38. Dati in uscita da Simulwind	157
Figura 59. Cash flow dell'impianto	157
Figura 60. Grafici sulla redditività dell'investimento	158

Sommario

Questa tesi è frutto della collaborazione con la società Elettrostudio S.p.a. che ha permesso, mediante il suo intercedere, la raccolta d'informazioni riguardanti l'eolico offshore.

In questo elaborato si cerca di riassumere lo stato dell'arte e lo sviluppo attuale degli impianti eolici installati in mare ed è stata riportata l'analisi della fattibilità di un eventuale progetto lungo le coste italiane.

I punti salienti di questo lavoro stanno nell'approfondimento della particolare procedura autorizzativa italiana, nei problemi legati allo sviluppo tecnico della struttura di sostegno e nell'analisi economica ricavata da un'accurata ricerca di diverse offerte fatte dai principali fornitori che operano oggi nel mercato dell'offshore.

Il risultato a cui si vuole convergere è la verifica di una reale possibilità tecnica e una relativa convenienza economica nello sviluppo di centrali di questo tipo.

1. Introduzione

La produzione di energia elettrica dal vento e dal sole ha un potenziale ben maggiore di quanto comunemente si creda. La dipendenza mondiale dalle fonti fossili è ancora troppo alta e in futuro il mix di combustibili sarà sempre più dipendente dai paesi OPEC, e in particolare da quelli del Medio Oriente. Lo spostamento verso il carbone tenta di ammorbidire questa dipendenza geopolitica dalle altre fonti fossili, ma non risponde adeguatamente alla crisi climatica e alle emergenze sanitarie e ambientali. I consumi delle fonti fossili sono ripartiti principalmente in tre macro settori: la produzione di energia termoelettrica, la mobilità di merci e persone, il riscaldamento, il refrigerio e l'illuminazione degli ambienti. Il primo campo in cui la politica energetica deve misurarsi è quello dell'uso razionale dell'energia. Oggi con l'innovazione tecnologia è, infatti, possibile dimezzare il consumo nazionale delle fonti fossili aumentando l'efficienza dei processi di trasformazione energetica in fase di produzione, trasmissione, distribuzione e uso finale. Investire sugli usi razionali dell'energia, sul risparmio e sull'efficienza energetica è il principale presupposto per favorire lo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili. Se riusciremo ad abbattere gli attuali consumi energetici agendo sul fronte del risparmio e dell'efficienza, le fonti rinnovabili potranno coprire una quota significativa della domanda energetica mondiale. Al contrario, se i consumi restano elevati per la scarsa efficienza con cui usiamo l'energia, il contributo delle rinnovabili non potrà raggiungere i traguardi necessari a contrastare i cambiamenti climatici. La sfida del XXI secolo di una fuoriuscita dalle fonti fossili senza ricorrere al nucleare è possibile, se si combina un forte sviluppo delle rinnovabili a un forte aumento dell'efficienza negli usi finali.

1.1 I paradossi del petrolio

Tra i molti paradossi vi è quello del petrolio: ogni giorno servono ottantacinque milioni di barili di petrolio per muovere nel mondo le industrie, i veicoli, le navi e gli aerei, per illuminare, riscaldare e rinfrescare gli edifici. Tuttavia, ogni giorno al NYMEX vengono contrattati oltre 400 milioni di barili di petrolio di carta, i cosiddetti “future” che governano ormai il prezzo dell'oro nero e le politiche energetiche del pianeta. Quest'aberrazione finanziaria fa richiedere a gran voce energia a basso costo a tutti, e tutti si affannano a studiare artifici per abbassare il prezzo dell'energia, facendo una scelta miope e perdente sul lungo periodo. La realtà è che l'energia costa ancora troppo poco. Prova ne è l'assenza d'investimenti nella ricerca e nello sviluppo del settore della produzione, delle reti di trasmissione, della distribuzione e degli usi finali, dove non vi sono sviluppi significativi da decenni. Solo un prezzo alto dell'energia genera sviluppo e crescita di lungo periodo. Questo può ovviamente comportare una penalizzazione apparente nel breve periodo, che viene tuttavia ripagata nel tempo dagli stabili investimenti nella ricerca. Non è sempre necessario lavorare sull'offerta energetica e, anzi, sarebbe auspicabile un serio lavoro sulla domanda di energia, tornando ad esempio ad una tariffa elettrica progressiva (meno consumi e meno paghi) e andando a risolvere i problemi strutturali del mercato energetico. L'economia erroneamente ha mutuato dalla biologia il principio della concorrenza, basandosi su un assunto biologico secondo cui più individui che competono per offrire o accaparrarsi lo stesso prodotto e/o servizio attraverso la concorrenza tra di loro ottengono le condizioni ottimali (prezzo più basso e servizio migliore). Quest'assunto porta tuttavia ad una conclusione errata: in natura, spiegano gli etologi, il meccanismo vincente è quello del mutualismo e della cooperazione. Più individui, cioè, che si organizzano in un sistema a bassa competizione per avere dei benefici comuni a minor prezzo. Sfruttando quindi il concetto di mutuo interesse delle popolazioni, è necessario per introdurre nel sistema energetico nuove soluzioni che, pur essendo più costose nel breve periodo, risultino vincenti ed economiche nel lungo periodo. Le fonti rinnovabili s'inseriscono in quest'ottica.

1.2 Sviluppare le fonti rinnovabili: una priorità assoluta

La scelta di finanziare e promuovere le fonti rinnovabili deriva da scelte prioritarie a livello europeo. Eolico, solare e le altre fonti pulite presentano infatti caratteristiche idonee alla sostenibilità nel lungo periodo e risultano funzionali ad altri obiettivi prioritari dell'Unione Europea, come la sicurezza degli approvvigionamenti, la diversificazione delle fonti e l'occupazione. L'idea è che, per mezzo della leva finanziaria, i governi aiutino il sistema produttivo ad investire in ricerca e sviluppo sulle rinnovabili. Alcuni sacrifici saranno necessari nel breve periodo, ma è questo un passaggio fondamentale per garantire uno sviluppo solido e di lungo periodo.

Mediante l'uso razionale dell'energia e le fonti rinnovabili sarà inoltre possibile dare un taglio alle crescenti emissioni dei gas serra responsabili dei sempre più preoccupanti sconvolgimenti climatici. Un altro vantaggio delle rinnovabili riguarda gli effetti occupazionali degli investimenti; infatti a parità di energia prodotta le fonti rinnovabili consentono una maggiore occupazione.

Questa caratteristica è comune peraltro agli investimenti nel settore dell'efficienza e del risparmio energetico.

1.3 Raggiungere gli obiettivi di Kyoto investendo in Italia

Il Protocollo di Kyoto è l'unico strumento esistente a livello internazionale per combattere le emissioni di gas serra. La sua applicazione rende possibile promuovere l'integrazione delle politiche energetiche e ambientali, e di supportare al contempo l'innovazione tecnologica del settore energetico, a condizione che i meccanismi previsti siano correttamente utilizzati. Per raggiungere l'obiettivo globale di riduzione delle emissioni climalteranti (-5% rispetto al 1990), il Protocollo di Kyoto ha stabilito per i Paesi industrializzati la possibilità di raggiungere i propri obiettivi nazionali ricorrendo a programmi congiunti con Paesi dall'economia in transizione (Joint Implementation) e con Paesi in via di sviluppo (Clean Development Mechanism). Tuttavia il ricorso a tali strumenti potrà avvenire in misura limitata.

Secondo lo Schema del Piano Nazionale di Allocazione (PNA) italiano, il cui iter autorizzativo è attualmente ancora in corso, le imprese potranno utilizzare i crediti da CDM e JI solamente nella misura del 25% rispetto alla quantità totale dei crediti assegnati. La gran parte degli interventi volti a limitare le emissioni di gas serra dovranno dunque essere implementati a livello nazionale. È questa una grande opportunità per investire nel rinnovamento del sistema industriale italiano e per favorire lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative. Fonti rinnovabili, efficienza e risparmio energetico per primi. Lo sviluppo di tali tecnologie è funzionale agli obiettivi di Kyoto, il cui fine ultimo non è solo limitare le emissioni di CO₂, ma anche promuovere l'innovazione del sistema energetico nel modo più efficiente da un punto di vista economico. È dunque necessario che le quote di emissione vengano assegnate ai singoli impianti in modo da favorire l'impiego delle tecnologie più efficienti, e penalizzare al contempo le tecnologie più inquinanti. Avendo come riferimento l'importante quadro normativo posto in essere dalla UE e dalle Istituzioni italiane, è necessario individuare gli strumenti di cui dotare la nuova politica energetica nazionale per stimolare il ricorso agli usi razionali dell'energia e per supportare lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

1.4 Le fonti rinnovabili

Sono da considerarsi energie rinnovabili quelle forme di energia generate da fonti che per loro caratteristica intrinseca si rigenerano o non sono "esauribili" nella scala dei tempi "umani" e, per estensione, il cui utilizzo non pregiudica le risorse naturali per le generazioni future. Sono dunque generalmente considerate "fonti di energia rinnovabile" il sole, il vento, il mare, il calore della Terra, ovvero quelle fonti il cui utilizzo attuale non ne pregiudica la disponibilità nel futuro. Una distinzione che spesso viene fatta in tale ambito è quella tra fonti rinnovabili "classiche" (essenzialmente idroelettrico e geotermia) e fonti rinnovabili "nuove" (anche dette "*NFER*"), tra cui vengono generalmente incluse l'energia solare, eolica e da biomassa.

Le fonti rinnovabili generalmente dette "classiche" sono quelle che vengono sfruttate per la produzione di energia elettrica fin dall'inizio dell'età industriale. Le prospettive di uso futuro dipendono dall'esplorazione delle risorse potenziali disponibili, in particolare nei paesi in via di sviluppo e dalle richieste in relazione all'ambiente e all'accettazione sociale.

Tra le più antiche si trovano certamente le centrali idroelettriche, che hanno il vantaggio di avere lunga durata (molte delle centrali esistenti sono operative da oltre 100 anni). Inoltre le centrali idroelettriche sono pulite e hanno poche emissioni.

Le centrali geotermiche possono funzionare 24 ore al giorno, fornendo un apporto energetico di base e nel mondo la capacità produttiva potenziale stimata per la generazione geotermica è di 85 GW per i prossimi 30 anni. Tuttavia l'energia geotermica è accessibile soltanto in aree limitate del mondo, che includono gli Stati Uniti, l'America Centrale, l'Indonesia, l'Africa orientale, le Filippine e l'Italia. Il costo dell'energia geotermica è diminuito drasticamente rispetto ai sistemi costruiti negli anni '70. La generazione di calore per il riscaldamento geotermico può essere competitiva in molti paesi in grado di produrlo, ma anche in altre regioni dove la risorsa è a una temperatura più bassa.

I sistemi di riscaldamento solare sono tecnologie di seconda generazione ben conosciute e generalmente consistono di collettori termici solari, un sistema fluidodinamico per trasferire il calore dal collettore al punto di utilizzo e un serbatoio o una cisterna per lo stoccaggio del calore per usi successivi. Tali sistemi possono essere usati per riscaldare l'acqua domestica, quella delle piscine o per riscaldare ambienti. Il calore può anche essere usato per applicazioni industriali o come sorgente energetica per altri usi, come i dispositivi di raffreddamento. In molte zone

climatiche un sistema di riscaldamento solare può fornire una percentuale molto alta (dal 50 al 75%) dell'energia necessaria a riscaldare l'acqua domestica.

Negli anni '80 e nei primi anni '90 la maggior parte dei moduli fotovoltaici fornivano energia elettrica soltanto per le zone isolate (non raggiungibili dalla rete elettrica), ma circa dal 1995 gli sforzi industriali si sono concentrati in modo considerevole sullo sviluppo di pannelli fotovoltaici integrati negli edifici e centrali allacciate alla rete elettrica. Attualmente la centrale fotovoltaica più grande del mondo si trova in Portogallo (Moura) con 46 MW di picco e un progetto di estensione a 60 MW. Ci sono proposte per la costruzione di una centrale solare nel Victoria in Australia che diverrebbe la più grande al mondo con una capacità produttiva di 154 MW.

Alcune delle rinnovabili di seconda generazione, come l'eolico, hanno grossi potenziali di crescita e hanno già raggiunto dei bassi costi di produzione, comparabili con quelli delle altre fonti di energia. Alla fine del 2006 la capacità di produzione mondiale tramite generatori eolici era di 74 MW e nonostante attualmente fornisca meno dell'1% del fabbisogno mondiale, produce circa il 20% dell'elettricità in Danimarca, il 9% in Spagna e il 7% in Germania. Tuttavia esistono alcune resistenze al posizionamento delle turbine in alcune zone per ragioni estetiche o paesaggistiche. Inoltre in alcuni casi potrebbe essere difficile integrare la produzione eolica nelle reti elettriche a causa dell'"aleatorietà" dell'approvvigionamento fornito.

Il Brasile ha uno dei più grandi programmi per l'energia rinnovabile al mondo, coinvolgendo la produzione di bioetanolo dalla canna da zucchero e l'etanolo ora fornisce il 18% del carburante automobilistico. Come risultato, assieme allo sfruttamento delle locali profonde riserve petrolifere, il Brasile, che in passato doveva importare una grande quantità di petrolio necessario al consumo interno, ha recentemente raggiunto la completa autosufficienza petrolifera.

Vediamo qui di seguito le percentuali di energia fornita da fonti di tipo rinnovabile; dal 1973 ad oggi si ha avuto un aumento dal 12.5% al 12.7% il quale risulta quasi nullo, ma bisogna tenere in considerazione che stiamo parlando di valori percentuali, mentre i MW installati sono notevolmente aumentati.

L'Unione Europea identifica nell'efficienza del sistema energetico e nel suo sviluppo tecnologico il principale punto di snodo per lo sviluppo di un'economia compatibile con la disponibilità delle risorse e, quindi, ambientalmente sostenibile.

Mentre la sfida dei cambiamenti climatici e la crisi degli approvvigionamenti di combustibili fossili spostano i limiti della convenienza economica e impongono una sempre maggiore attenzione a tutti quei costi che ricadono sulla collettività in termini di danno sulla salute dell'uomo e sull'ambiente, lo sviluppo tecnologico risponde all'esigenza di incrementare

l'efficienza dei sistemi di produzione, di accrescere i livelli di utilizzazione delle fonti residuali e di aprire ulteriori e più efficienti modalità di utilizzo delle nuove fonti di energia.

I processi in atto di trasformazione dell'attuale sistema energetico comportano un avvicinamento tra i luoghi di produzione a quelli di utilizzo dell'energia con l'obiettivo di creare modelli territoriali innovativi di integrazione tra produzione e sistema energetico. All'interno di questa logica assume un particolare significato la diffusione di tecnologie finalizzate alla valorizzazione energetica delle risorse del territorio.

Lo sviluppo di una filiera industriale delle rinnovabili, oltre ad essere uno strumento in grado di fronteggiare il rischio dei cambiamenti climatici e dell'approvvigionamento delle fonti fossili, diventa in questo modo opportunità di crescita economica e sociale per il nostro Paese, favorendo al tempo stesso la creazione di nuovi posti di lavoro.

In questa prospettiva assume carattere strategico la predisposizione di un piano di investimenti per la ricerca e la sperimentazione in grado di accelerare lo sviluppo delle tecnologie e di abbreviare i tempi necessari all'introduzione di sistemi innovativi sul mercato.

2 L'energia eolica

Tra le varie fonti rinnovabili che sono oggi sfruttabili per la generazione di energia elettrica (il solare, le biomasse, il geotermico, l'idroelettrico, le maree, ...), quella che si è scelta di trattare in questo studio è l'energia eolica.

2.1 Sommario

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia. Attualmente viene per lo più convertita in energia elettrica tramite una centrale eolica, mentre in passato l'energia del vento veniva utilizzata immediatamente sul posto come energia motrice per applicazioni industriali e pre-industriali. Prima tra tutte le energie rinnovabili per il rapporto costo/produzione, è stata anche la prima fonte energetica rinnovabile usata dall'uomo.

2.1.1 Storia

I primi mulini a vento europei pompavano acqua o muovevano le macine per tritare i cereali; in Olanda erano utilizzati per pompare l'acqua dei *polder*, migliorando notevolmente il drenaggio dopo la costruzione delle dighe. I mulini olandesi erano i più grandi del tempo, divennero e rimasero il simbolo della nazione. Questi mulini erano formati da telai in legno sui quali era fissata la tela che formava così delle vele spinte in rotazione dal vento.

Nel corso del XIX secolo entrarono in funzione migliaia di mulini a vento sia in Europa, sia in America, soprattutto per scopi di irrigazione. In seguito, con l'invenzione delle macchine a vapore, vennero abbandonati per il costo del carbone, allora a buon mercato.

Negli anni settanta l'aumento dei costi energetici ha ridestato l'interesse per le macchine che utilizzano la forza del vento; così, molte nazioni hanno aumentato i fondi per la ricerca e lo sviluppo dell'energia eolica.

Tra il 2000 e il 2006, la capacità mondiale installata è quadruplicata. Nel 2005 la nuova potenza installata è stata di 11.000 megawatt, nel 2006 di 15.000 e nel 2007 di 20.000 megawatt. Nonostante la crisi economica, il 2008 è stato un anno record per l'energia eolica, con oltre

27.000 megawatt di nuova potenza installata in tutto il mondo. Questa crescita esponenziale ha portato ad avere già alla fine del 2008 una potenza cumulata totale di oltre 120.000 megawatt, producendo elettricità pari ad oltre l'1,5% del fabbisogno mondiale di energia, e si prevede che già alla fine del 2009, si possa arrivare al 2%. Con questi alti tassi di crescita si stima che ogni tre anni si possa incrementare di 1 punto percentuale la copertura del fabbisogno mondiale di energia tramite questa fonte di energia.

2.1.2 Diffusione

Nel 2008, gli Stati Uniti d'America hanno portato la nuova potenza installata a oltre 8.300 megawatt (il precedente record mondiale, sempre detenuto dagli USA, era di 5.200 megawatt, nel 2007), diventando così il leader mondiale del settore con una potenza eolica cumulata di oltre 25.000 megawatt; in precedenza il leader era la Germania, ora in seconda posizione con una potenza totale di 23.900 megawatt avendo installato 1.665 megawatt nel 2008, in linea con l'anno precedente quando ne erano stati installati 1.667.

La Spagna detiene la terza posizione mondiale con 16.700 megawatt di potenza cumulata e nel 2008 ha installato 1.600 MW in diminuzione rispetto il 2007 dove se ne erano prodotti oltre 3600. Nella notte del 5 novembre del 2009 la produzione di energia eolico - elettrica ha raggiunto il 45% della produzione totale di energia elettrica in Spagna.

La Cina ha quasi raddoppiato rispetto al 2007 la nuova potenza installata, passando dai 3.600 megawatt ai 6.300 del 2008, che rappresentano il secondo record mondiale dopo quello degli USA, consentendo alla Cina di superare l'India e di attestarsi in quarta posizione con 12.200 megawatt totali. L'India è in quinta posizione con una potenza cumulata che si avvicina ai 10.000 megawatt; nel 2008 ha installato 1.800 megawatt in linea il 2007, quando ne aveva installati 1.700.

Gli USA, la Germania, la Spagna, la Cina e l'India da sole rappresentano oltre il 70% della potenza eolica mondiale.

La nuova potenza installata in Italia è stata di 1.010 megawatt, per la Francia di 950 e per il Regno Unito di 836. Questi tre paesi si collocano rispettivamente al sesto, settimo e ottavo posto con una potenza cumulata di 3.700 megawatt (Italia), 3.400 megawatt (Francia) e 3.200 megawatt (Regno Unito). In Danimarca, la corrente prodotta con questo sistema ha raggiunto il 23% del fabbisogno nazionale, in Spagna il 9% e in Germania il 7%. L'Italia è settima nella classifica delle nazioni per maggior capacità installate.

2.1.3 Impianti eolici in Italia

In Italia, l'energia eolica viene sfruttata sia per la produzione centralizzata con impianti da porre in luoghi isolati e ventilati, sia per sviluppare il decentramento energetico, col quale ogni singolo ente può produrre in loco con impianti di piccola (1-3 turbine da 2 o 3 megawatt) taglia l'energia consumata. Il tempo per l'installazione di un impianto è molto breve; fatti i rilievi per misurare la velocità del vento e stimata la potenza elettrica producibile, si tratta di trasportare nel sito gli aerogeneratori e installarle nel terreno mediante le fondazioni precedentemente costruite. Il tempo di progettazione e costruzione di altre centrali invece (idroelectriche, termoelectriche, ecc.) è superiore a 5 anni. Tuttavia, in Italia, la mancanza di linee guida a livello nazionale è da considerarsi una delle cause della lenta diffusione della tecnologia eolica rispetto all'estero.



Tabella 1. Capacità eolica installata nel mondo

2.1.4 Funzionamento e tipologie

Lo sfruttamento del vento è attuato tramite macchine eoliche divisibili in due gruppi distinti in funzione del tipo di modulo adoperato:

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

2.1.5 Generatore ad asse verticale

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

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

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

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

Esiste in Italia un progetto che consiste in una centrale eolica ad asse di rotazione verticale. Si tratta del Kite Wind Generator o Kitegen. Questo elimina i problemi statici e dinamici che impediscono l'aumento della potenza (cioè delle dimensioni) ottenibile dagli aerogeneratori tradizionali. Il problema di "catturare" il vento è risolto dall'idea di impiegare profili alari di potenza (Power Kites) solidali al perimetro della turbina. I profili alari di potenza volano secondo traiettorie prestabilite, che permettono di trasformare la forza esercitata sui cavi in una coppia complessiva concorde che mette in rotazione le braccia di una giostra ad asse verticale. In pratica, i profili alari di potenza sono le pale della turbina, che le consentono di ruotare intorno ad un asse verticale, semplificando enormemente i problemi di fondazione e di rigidità. Nell'agosto 2006 è stato costruito un primo prototipo dal nome Mobilegen.

La Twind Technology si basa sull'utilizzo di una coppia di palloni aerostatici che stazionano a quote superiori agli 800 metri e frenati a terra da cavi che fungono anche da elemento di trasmissione del moto. Quando un pallone viene trascinato orizzontalmente dalla forza del vento che spinge sulla superficie della sua vela aperta, l'altro pallone, a vela chiusa, viene riportato

sulla verticale della piattaforma trainato dallo stesso cavo collegato al primo pallone. Al termine dello srotolamento del cavo, giunto a fine corsa, un meccanismo automatico opera la chiusura delle ali a vela del primo pallone e opera l'apertura delle ali a vela del secondo; in questo modo le funzioni dei due palloni si invertono replicando la stessa dinamica. Questa tecnologia permette di ottenere energia mediante il continuo movimento alternativo del cavo agganciato a due palloni aerostatici.



Figura 1. Aerogeneratore ad asse verticale

2.1.6 Generatore ad asse orizzontale

Gli aerogeneratori tradizionali hanno, quasi senza eccezioni, l'asse di rotazione orizzontale. Questa caratteristica è il limite principale alla realizzazione di macchine molto più grandi di quelle attualmente prodotte: i requisiti statici e dinamici che bisogna rispettare non consentono di ipotizzare rotori con diametri molto superiori a 150 metri e altezze di torre maggiori di 140 metri. Queste dimensioni riguardano macchine per esclusiva installazione offshore. Le macchine onshore più grandi hanno diametri di rotore di 112 metri e altezze di torre di 120 metri. In una macchina così costruita il raggio delle fondazioni alla base supera i 20 metri. La velocità del vento cresce con la distanza dal suolo; questa è la principale ragione per la quale i costruttori di aerogeneratori tradizionali spingono le torri a quote così elevate. La crescita dell'altezza, insieme al diametro del rotore che essa rende possibile, sono la causa delle complicazioni statiche dell'intera macchina, che impone fondazioni complesse e costose e strategie sofisticate di ricovero in caso di improvvise raffiche di vento troppo forte.

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



Figura 2. Parco eolico onshore

2.1.7 Minieolico e microeolico

Sono piccoli impianti adatti ad un uso domestico o per integrare il consumo elettrico di piccole attività economiche. Solitamente per minieolico si intendono impianti con una potenza nominale fra 20 kW e 200 kW, mentre per microeolico si intendono impianti con potenze nominali inferiori ai 20kW. Per questi impianti di piccole dimensioni il prezzo di installazione risulta più elevato, attestandosi attorno ai 1500-3000 euro al kW, in quanto il mercato di questo tipo di impianti è ancora poco sviluppato; tra le cause, le normative che, a differenza degli impianti fotovoltaici, in quasi tutta Europa non ne sostengono la diffusione, a causa dei problemi di impatto paesaggistico delle turbine eoliche. Questi impianti possono sfruttare le specifiche condizioni del sito in cui si realizza l'installazione. Sono impianti adattabili, che riescono a sfruttare sia venti deboli che forti e che riescono ad intercettare le raffiche improvvise tipiche dell'Appennino.

2.1.8 Costi

Il costo di installazione è di circa 1,5 euro per watt (per confronto, un impianto fotovoltaico ha un costo di circa 5 euro per watt).

Nel costo delle turbine ci sono stati aumenti notevoli a causa dell'aumento delle materie prime. Nel 2008 il costo in terraferma è di 1.38 milioni di euro per megawatt, con un aumento del 74% negli ultimi tre anni. Il costo per l'offshore si aggira attorno ai 2.23 milioni di euro, con un incremento del 48% negli ultimi tre anni.

Secondo il rapporto dell'International Energy Agency del 2008, il costo medio di produzione dell'energia eolica è di circa 90 dollari per megawatt/ora, contro i circa 35 dell'energia nucleare. Il costo non tiene conto degli aggravii dovuti alla soluzione di alcuni problemi tecnici che le fonti rinnovabili hanno in generale, come ad esempio la necessità di predisporre impianti di generazione di back-up necessari per assicurare l'erogazione di energia elettrica nel caso si verificasse assenza di vento. Il costo di installazione in Italia, facendo riferimento ad impianti con una potenza nominale superiore ai 600 kilowatt, varia tra i 150 e i 200 euro per megawatt/ora; il prezzo varia secondo la complessità dell'orografia del terreno in cui l'impianto è installato, della classe di macchina installata, della difficoltà di connessione alla rete elettrica. Una centrale di 10 megawatt, allacciata alla rete in alta tensione, costerebbe tra i 15 e i 17 milioni di euro, mentre per una centrale allacciata alla rete di media tensione (3-4 megawatt) il costo si riduce tra 1,3 e 1,5 milioni di euro al megawatt. Gli unici capitoli di spesa totale riguardano l'installazione e la manutenzione, dato che non ci sono costi di approvvigionamento della fonte produttrice di energia. In relazione alla superficie occupata, una centrale eolica non toglie la possibilità di continuare le precedenti attività su quel terreno (pastorizia, agricoltura, ecc...).

2.1.9 Efficienza

L'efficienza massima di un impianto eolico può essere calcolata utilizzando la Legge di Betz, che mostra come l'energia massima che un generatore possa produrre (ad esempio una pala eolica) sia il 59,3% di quella posseduta dal vento che gli passa attraverso. Tale efficienza è il massimo raggiungibile e un aerogeneratore con un'efficienza compresa tra il 35% al 45% viene considerato ottimo. Gli impianti eolici consentono grosse economie di scala, che abbattano il costo del chilowattora elettrico prodotto, mediante l'utilizzo di turbine con alta potenza unitaria e

fattorie eoliche costituite da numerose macchine. Tali impianti hanno però un rilevante impatto ambientale, soprattutto di tipo visivo. Una maggiore potenza elettrica in termini di megawatt significa grossi risparmi sui costi di produzione, ma anche numerose macchine con pale più lunghe, quindi visibili da grandi distanze. Un colore verde, nel tentativo di mimetizzare gli aerogeneratori all'interno del paesaggio, attenua in minima parte il problema, date le altezze degli impianti. Per questo motivo, nonostante la suddetta maggiore economicità ed efficienza degli impianti di grossa scala, per lo più si decide per una soluzione di compromesso tra il ritorno economico, che spinge verso impianti più grandi, e l'impatto paesaggistico.

2.1.10 Aspetti negativi

1. Dato che, per motivi di sicurezza ed efficienza, i generatori eolici possono operare solo in particolari condizioni di vento, la produzione è difficilmente programmabile. Tale situazione fa sì che il settore eolico non possa sostituire completamente fonti tradizionali quali i combustibili fossili o l'idroelettrico, per i quali la potenza erogata è direttamente controllabile in base alle esigenze. L'energia eolica trova quindi il suo ambito di applicazione solo nell'integrazione alle reti esistenti.
2. Sulla terraferma, i luoghi più ventosi e quindi più adatti alle installazioni eoliche sono generalmente le cime e i crinali di colline e montagne. Le grandi dimensioni degli impianti moderni fa sì che questi risultino visibili da grande distanza e causino un turbamento del paesaggio.
3. Secondo alcuni studi, il rischio di mortalità da impatto per gli uccelli è molto più elevato di quanto riportato dai produttori di turbine eoliche, in particolare per gli impianti più estesi. Altri studi viceversa hanno rilevato una mortalità molto inferiore a quella causata dalle finestre dei normali edifici e dalle automobili. Di seguito è stato riportato il risultato dello studio più attendibile (Global Wind Energy Outlook 2008):

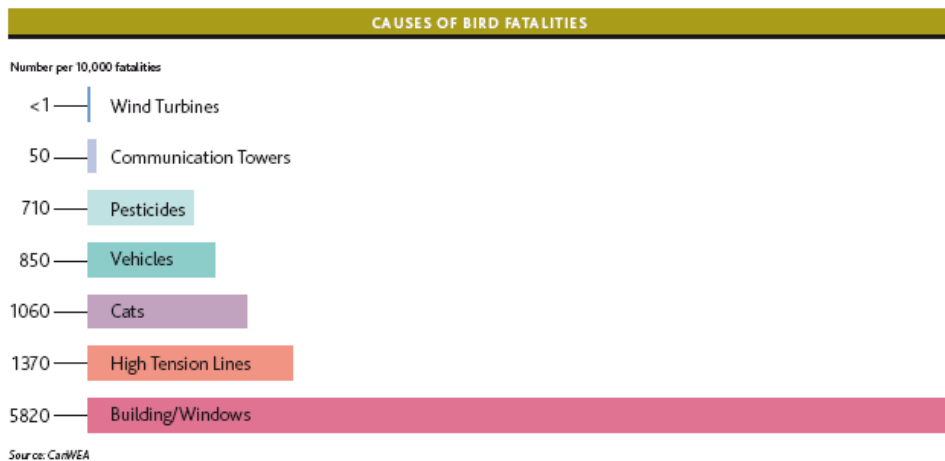


Figura 3. Cause principali della mortalità degli uccelli

4. Il rumore sembra possa provocare disturbi nelle persone che abitano nelle vicinanze dei luoghi dove sono installati aerogeneratori, ma questa percezione dipende molto dalla sensibilità delle persone; quindi il disturbo acustico apportato è soggettivo.

Un'analisi comparativa può venir fatta considerando in modo oggettivo il rumore prodotto da una singola macchina in movimento: riportiamo di seguito un paragone tra aerogeneratori e altre fonti di rumore:

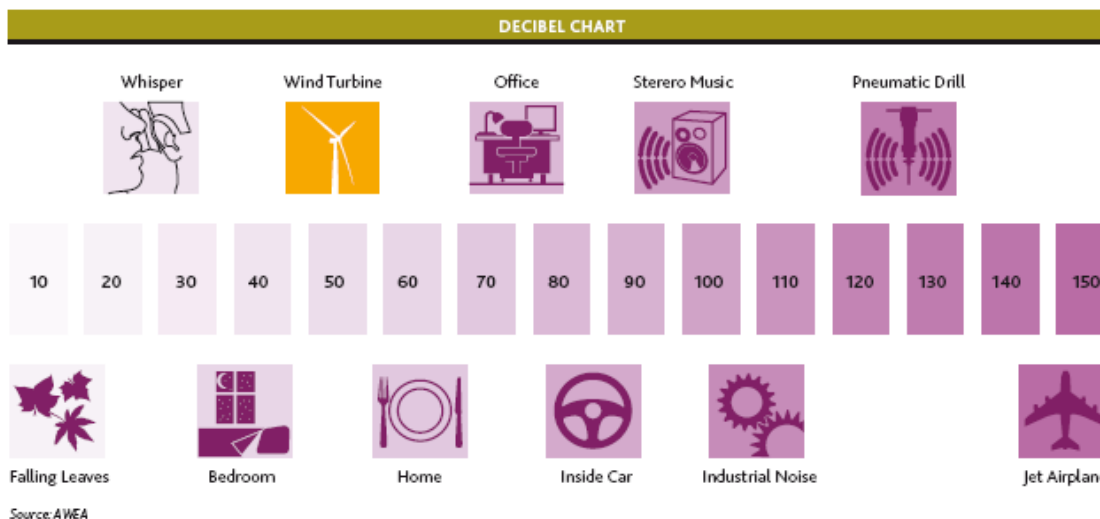


Figura 4. Confronto tra diverse fonti di rumore

Uno primo confronto porta a dire che tale livello di disturbo è pienamente trascurabile rispetto alle altre fonti a cui siamo continuamente sottoposti.

2.2 Il vento

Il vento è lo spostamento orizzontale dell'aria causato dalla differenza di pressione atmosferica esistente fra zone adiacenti, differenza che a sua volta è causata dall'ineguale distribuzione del calore sulla superficie terrestre.

L'importanza del vento per quanto riguarda le condizioni atmosferiche risiede nel fatto che le grandi perturbazioni, collegate ai centri di bassa pressione che si formano intorno alle latitudini comprese fra 50 e 60° dovute al conflitto di masse d'aria polari, si muovono in seno alle correnti d'aria occidentali con direzione e velocità determinate essenzialmente dal vento. La direzione di provenienza del vento da utili informazioni sulle caratteristiche delle masse di aria in arrivo e quindi sui fenomeni atmosferici, sulle variazioni della temperatura e sulla quantità di umidità che possono manifestarsi.

2.2.1 La misura del vento

Lo strumento per misurare la velocità del vento è chiamato anemometro (dal greco anemos = vento e metron = misura). E' costituito essenzialmente in una girandola a palette o a semisfere cave oppure in una piccola elica.



Figura 5. Anemometro

Le unità di misura che si utilizzano per la misurazione del vento sono:

- il metro al secondo (m/sec),
- il chilometro orario (Km/h),
- il nodo (knot)

Per ottenere indicazioni esatte circa le correnti effettivamente presenti negli strati prossimi al suolo, le misurazioni devono essere fatte lontano da ostacoli che possono deformare o modificare il flusso aereo. Se il terreno è pianeggiante e privo di ostacoli, il vento è comunemente misurato ad un'altezza di circa 10 metri.

2.2.2 Direzione del vento

Oltre alla velocità è necessario anche conoscere la direzione di provenienza del vento. A questo scopo vengono utilizzati gli *anemoscopi*, dal greco *anemos* = vento e *skopeo* = osservo, costituiti di leggere banderuole metalliche imperniate su un asse che passa per il loro centro di gravità. La direzione di provenienza del vento può essere espressa mediante l'angolo formato con il Nord geografico e contato in senso orario:

0° - 45°	NNE	Nord Nord Est	Grecale
45°	NE	Nord Est	Levante
45°-90°	ENE	Est Nord Est	Scirocco
90°	E	Est	Austro (mezzogiorno)
90°-135°	ESE	Est Sud Est	Libeccio
135°	SE	Sud Est	Ponente
135°-180°	SSE	Sud Sud Est	Maestrale
180°	S	Sud	Tramontana
180°-225°	SSW	Su Sud Ovest	
225°	SW	Sud Ovest	
225°-270°	WSW	Ovest Sud Ovest	
270°	W	Ovest	
270°-315°	WNW	Ovest Nord Ovest	
315°	NW	Nord Ovest	
315°-360°	NNW	Nord Nord Ovest	
360°	N	Nord	



Tabella 2. Rosa dei venti

Il simbolo utilizzato per indicare sulle carte la direzione e la forza del vento consiste in una freccia orientata secondo la direzione del vento e in trattini (barbe o cocche) aggiunti sulla sinistra indicanti la velocità.

In maniera meno precisa la direzione del vento può essere espressa con i punti cardinali e intercardinali della Rosa dei Venti. Si avrà pertanto che i punti cardinali avranno associato:

North = La Tramontana, è un vento freddo generalmente secco e piuttosto forte che soffia da Nord verso Sud. Può raggiungere velocità di 60 Km/h ed è generalmente portatore di bel tempo. Scavalcando le Alpi e saltando il nord Italia esce fra i monti dell'Appennino e giunge secco sull'Italia centrale. E' quasi sempre il prolungamento del Maestrone, della Bora o del Foehn.

North - East = Il Grecale è un forte vento proveniente da nord est tipico del versante ionico e delle coste orientali della Sicilia. Spira con maggior frequenza nel periodo invernale ed è generato dall'azione concomitante di alte pressioni sui Balcani e di basse pressioni in movimento dal basso Tirreno verso sud est. Può raggiungere estrema violenza e persistere per più giorni. Nel Golfo del Leone è chiamato Gregal e, nelle Baleari, di Guergal a tutti i venti forti e freddi provenienti da nord est. Questi venti sono imputabili a situazioni meteorologiche diverse da quelle che fanno stabilire il nostro Grecale.

Est = Il Levante è il vento proveniente dai Balcani. D'inverno ha lontane origini russo - siberiane ed è per l'Italia la corrente di aria più fredda in assoluto. D'estate è al contrario un vento torrido proveniente sempre dall'infuocata penisola balcanica.

Sud-Est = Lo Scirocco condiziona il tempo del Mediterraneo meridionale. E' originato dagli afflussi di aria di origine africana e si stabilisce in presenza di bassa pressione situata sulla Tunisia - Canale di Sicilia, oppure sul Mediterraneo nord occidentale. Spira da sud est ed in origine è un vento caldo e secco poiché proviene dal deserto. Ma passando sul mare si carica di umidità ed arriva sulle coste italiane come un vento umido e foriero di piogge. Può soffiare con violenza sullo Ionio e sul basso e medio mare Adriatico quando il centro depressionario si sposta verso la Sicilia. Infatti la configurazione del bacino adriatico, la cui maggiore lunghezza è secondo la direzione del vento, favorisce anche l'incanalamento di quelle correnti aeree che non hanno esattamente quella direzione. Alla sua azione, in periodo di alta marea, è legato il fenomeno dell'acqua alta a Venezia. Lo Scirocco può instaurarsi in tutte le stagioni ma la sua

massima frequenza si osserva in primavera (sfruttato dalle rondini per riuscire ad attraversare il Mediterraneo) ed in autunno.

Lo Scirocco può essere anticiclonico quando è asciutto e chiaro ed associato alla presenza sul Mediterraneo di una profonda depressione a ovest o nord ovest e di un'alta pressione ad est o sud est. In queste condizioni lo Scirocco soffia con direzione costante sull'Adriatico, dura molti giorni e solleva mare grosso.

Lo Scirocco ciclonico invece è caratterizzato da un forte vento, cielo nuvoloso, nebbia e pioggia intermittente. Si instaura quando una profonda depressione, proveniente dal Mediterraneo occidentale o dall'Africa settentrionale si avvicina ai mari occidentali italiani.

Nei bacini occidentali lo Scirocco è talvolta appena avvertito e soffia solamente come vento foraneo nelle ore calde della giornata. Quando lo stesso vento spira lungo la costa libica è chiamato Ghibli.

Sud = Austro, vento caldo ed umido che spira da sud.

Sud-Ovest= Il Libeccio (africo per i latini) proviene da sud ovest ed è molto frequente nei bacini occidentali dove fa sentire i suoi effetti fin nel Golfo di Genova. Essendo strettamente legato alle depressioni che si formano sul Mediterraneo occidentale può instaurarsi anche improvvisamente con estrema violenza ed elevato fattore di turbolenza. All'insieme dei fenomeni che accompagnano questi parossismi, le cui conseguenze talvolta sono molto gravi e si fanno sentire soprattutto sulle coste tirreniche, si dà il nome di libecciate. In Adriatico il Libeccio è un vento sporadico e d'estate può durare solamente qualche ora.

Ovest = Il Ponente è un vento fresco che spira da Ovest sinonimo e sintomo di instabilità. E' il vento che insegue le veloci perturbazioni provenienti dall'Atlantico delle nostre latitudini.

Nord-Ovest= Maestrale è chiamato Mistral nel Golfo del Leone e adiacenze, proviene da nord ovest ed attraverso la valle del Rodano si precipita nel Golfo del Leone acquistando velocità e secchezza. Insieme con la Bora è il vento che assume le maggiori velocità. Può instaurarsi in tutte le stagioni pur essendo più frequente in primavera ed in inverno. A Marsiglia raggiunge spesso forza 9 con raffiche che superano i 100 Km/h. Si forma quando nel Golfo del Leone o a sud est di esso si stabilisce una depressione e contemporaneamente si ha un' alta pressione dal Golfo di Guascogna alle Alpi. Può durare da poche ore fino a tre o quattro giorni apportando bel

tempo e nuvolosità irregolare che però invade completamente il cielo. Lo stesso vento sulle coste settentrionali della Sardegna, della Sicilia e su quelle tirreniche è il nostro Maestrale che, pur avendo le stesse caratteristiche del Mistral, non è altrettanto violento. I fortunali da nord ovest sul mare Adriatico sono di breve durata ed hanno maggiore violenza e persistenza nel Canale d'Otranto dove producono una forte agitazione del mare.

La circolazione atmosferica sul Mediterraneo è determinata dall'azione combinata o isolata di alcune configurazioni bariche. Da maggio a settembre si afferma solitamente un promontorio di alta pressione collegato all'anticiclone delle Azzorre all'interno del quale i gradienti barici sono modesti. Tuttavia all'inizio ed alla fine del periodo questo promontorio frequentemente si ritira consentendo l'ingresso nel bacino del Mediterraneo di aria fredda proveniente dall'Atlantico settentrionale la quale da luogo ad estese manifestazioni temporalesche. Da ottobre ad aprile il Mediterraneo viene a trovarsi in una zona di sella limitata: nel senso sudovest- norddest dall'anticiclone delle Azzorre (A2), dall'anticiclone Russo (A1) nel senso nordovest- sudest, dalla depressione permanente d'Islanda (B1) e dalla depressione del Sahara (B2).

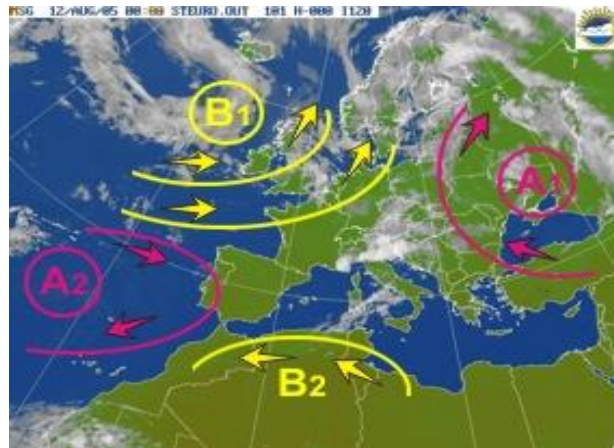


Figura 6. Mappa dei venti

La prevalenza di uno dei suddetti centri di azione da luogo sul Mediterraneo ai venti caratteristici che soffiano su zone ben delimitate. Questi venti, oltre a quelli citati in precedenza nella Rosa dei Venti, sono la Bora ed il Foehn.

La Bora è un vento discendente (catabatico) che proviene da est-norddest. E' tipica delle regioni carsiche e, attraverso la porta della Bora (Trieste), si riversa sul Mare Adriatico settentrionale con raffiche violente che possono anche superare abbondantemente i 100 chilometri orari.

Si distingue in *Bora chiara* e *Bora scura*. La prima è quella che ha maggiore velocità e apporta temperatura più rigida e cieli sereni. La *Bora chiara*, detta anche anticiclonica, si stabilisce quando sull'Europa centro-orientale viene a trovarsi un anticiclone digradante verso l'Adriatico, senza che si formi su questo mare una depressione. Si cioè uno scivolamento di aria fredda verso zone con temperature più elevate. La *Bora scura* si manifesta quando una zona di alta pressione risiede sull'Europa centrale, mentre sull'Italia c'è bassa pressione. La Bora scura è accompagnata da cielo nuvoloso ed è meno violenta della Bora chiara ma, mentre quest'ultima è limitata alle coste dell'alto adriatico, la Bora scura può soffiare con violenza fin sulle coste orientali dell'Italia centrale.

Il Foehn (in italiano Favonio dal latino *favonius*, favère, far crescere) è un vento relativamente caldo e molto asciutto che, attraverso le vallate alpine, discende con irruenza verso la Pianura Padana e da qui, valicati i modesti contrafforti dell'Appennino settentrionale, si spinge anche sulle coste dell'alta Toscana. Il Foehn si origina in concomitanza con forti venti settentrionali di aria fredda provenienti dall'Atlantico settentrionale e convogliati contro l'arco alpino. In tali situazioni, l'accumulazione di masse di aria sopravvento alla catena delle Alpi fa aumentare la pressione atmosferica mentre nel lato sottovento si origina una profonda depressione.

Quando soffia il Foehn la temperatura subisce un rapido e sensibile aumento, mentre l'aria diviene limpida; le nubi sono assenti, a parte quelle di tipo lenticolare, quasi sempre isolate e con i bordi frastagliati (altocumuli). Il Foehn soffia prevalentemente d'inverno e in primavera con una frequenza molto variabile. Le regioni più interessate dal Foehn sono l'alta Lombardia e il Piemonte in cui si registrano mediamente una decina di giornate all'anno (anche 40 giorni se si considerano i micro Foehn della durata di poche ore).

Alla confluenza delle vallate alpine con la Pianura Padana il Foehn può superare la velocità di 100 km/h. Il manifestarsi di questo fenomeno produce, durante la stagione invernale e primaverile, il distacco di valanghe, a causa del repentino aumento della temperatura. Presupposto per la genesi del Foehn e di altri venti analoghi cosiddetti discendenti è la presenza di catene montuose piuttosto elevate.

Vediamo in concreto cosa accade: un vento che spira in direzione perpendicolare rispetto ad una catena montuosa quando impatta con quest'ultima è costretto a sollevarsi salendo fin sulle creste da dove poi ridiscende a valle sul versante opposto.

Durante la salita la temperatura dell'aria diminuisce per raffreddamento adiabatico mediamente di un 1°C ogni 100 m. Nell'aria in ascesa è presente vapore acqueo che, con il raffreddamento,

condensa formando in questo modo nuvole e precipitazioni sul versante sotto vento (*Stau*). Durante questo fenomeno si libera calore latente di condensazione, che riscalda l'aria e quindi il raffreddamento adiabatico si riduce a circa $0.5 / 0.61^{\circ}\text{C}$ ogni 100 metri di salita.

Durante la discesa (sul versante sottovento) avviene un riscaldamento progressivo, in media di 1°C ogni 100 metri di perdita di quota dovuto al processo di compressione adiabatica.

Riassumiamo: raffreddamento adiabatico con perdita di 1°C ogni 100 metri fino al raggiungimento della quota di saturazione, quota alla quale per effetto del raffreddamento la massa di aria raggiunge il suo punto di saturazione o punto di rugiada condensando sotto forma di pioggia il vapore acqueo in essa contenuto dalla quota corrispondente al punto di rugiada fino alla sommità della catena montuosa si avrà una perdita di circa $0,5^{\circ}\text{C}$ ogni 100 metri sul versante opposto riscaldamento di 1°C ogni 100 metri di caduta per riscaldamento adiabatico.

Dalla lettura delle carte meteorologiche si può avere un'idea della velocità del vento in una determinata zona: più le isobare sono ravvicinate maggiore sarà la velocità del vento.

La *Forza di Coriolis* (matematico francese che fu il primo a dimostrare nel 1804 gli effetti del fenomeno). Per effetto delle differenze di pressione, le particelle d'aria dovrebbero muoversi perpendicolarmente alle isobare seguendo cioè la via più breve. Sennonché altre forze, in apparenza debolissime, agiscono in modo da far discostare le particelle d'aria dalla traiettoria sopra citata. La forza principale che entra in gioco è la *forza di Coriolis*, altrimenti detta *forza deviante*.

A causa della rotazione della Terra, il piano orizzontale di un osservatore ruota attorno ad un asse verticale con un movimento massimo ai Poli e nullo in corrispondenza dell'equatore. Se nell'emisfero boreale un oggetto mobile si sposta da O verso un punto terrestre situato in P il mobile si dirige, rispetto allo spazio, in linea retta verso P che però raggiunge nel momento in cui il punto P, trascinato dalla rotazione terrestre, si troverà in P1.

Il moto del mobile da O in P, rispetto alla Terra, non sarà rettilineo ma descriverà una curva. Questa forza che, nell'emisfero settentrionale, fa deviare ogni cosa mobile verso la destra del proprio movimento, relativamente ad un osservatore che si trovi sulla superficie terrestre, si chiama appunto forza di Coriolis.

Legge di Buys-Ballot (Christoph Hendrik Buys Ballot 1817-1890- Meteorologo olandese). Se la direzione del vento non è modificata da ostacoli posti nelle dirette vicinanze dell'osservatore,

ponendo le spalle al vento che soffia nei bassi strati si può risalire all'ubicazione dei centri di alta e bassa pressione responsabili del vento osservato. Nell'emisfero nord il centro di bassa pressione si trova alla sinistra leggermente spostato in avanti dell'osservatore, mentre il centro di alta pressione si trova a destra leggermente spostato indietro. Nell'emisfero sud le direzioni sono invertite.

Interessante potrebbe anche essere sapere che il vento delle quote superiori guida il cammino delle nubi alte, come quello degli strati bassi atmosferici pilota il fumo dei camini, fa sventolare le bandiere e muove i cumuli e gli strato cumuli. Attraverso l'osservazione dei segnali (nubi, bandiere e fumi) si può distinguere il cammino del vento superiore dal cammino di quello inferiore. Una regola empirica per eseguire una previsione sul tempo potrebbe essere questa. Volgendo le spalle al vento inferiore, si osservi (attraverso lo spostamento dei cirri) la direzione del vento superiore. Se le nubi provengono dalla nostra sinistra, il tempo volge ad un peggioramento, mentre se le nubi provengono dalla nostra destra è previsto un miglioramento.

2.2.3 Le brezze

Brezza di mare. Durante il giorno, sotto l'azione della radiazione solare, la terra si riscalda più del mare adiacente e pertanto, sulla terra, si origina un'area di bassa pressione, mentre l'aria più fredda che sovrasta il mare acquista una pressione leggermente superiore. A causa di questa differenza di pressione si genera uno spostamento di aria, negli strati prossimi al suolo, dal mare verso la terraferma, mentre negli strati atmosferici immediatamente superiori le correnti seguono il percorso inverso.

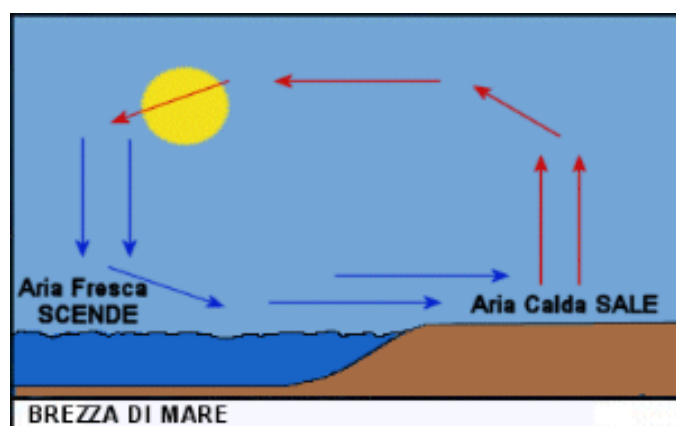


Figura 7. Brezza di mare

Sulle coste italiane la brezza di mare si fa sentire da aprile a settembre mentre è poco frequente nel periodo invernale a causa della modesta differenza di temperatura fra il mare e la terraferma. Anche in una giornata in cui il cielo è coperto la brezza è molto debole o spesso nulla. La brezza di mare si origina nelle immediate vicinanze delle coste ed il suo sviluppo è preannunciato da improvvise raffiche (mai superiori ai 10 nodi) e dalla altrettanto improvvisa rotazione del vento verso la costa, preceduta da una fase di calma o di venti variabili.

L'arrivo della brezza di mare sulla terraferma è segnalato da un aumento della velocità del vento e da un repentino abbassamento della temperatura. La velocità massima, anche di 15-20 km/h, viene raggiunta nelle ore pomeridiane quando la differenza termica fra il mare e la terraferma raggiunge il suo apice. La distanza dalla costa verso l'entroterra alla quale questi venti si propagano non supera solitamente i 40 Km; verso il largo la loro estensione è ancora minore. Il fronte di avanzata della brezza di mare verso la costa è spesso manifestata da una fila di cumuli di bel tempo disposti parallelamente fra loro. Nel tardo pomeriggio si calma il vento.

Le brezze di mare si instaurano sotto costa attorno alle 10 del mattino ma se c'è vento contrario da terra ritardano e possono manifestarsi solamente per qualche ora dal tardo pomeriggio. Se il vento contrario da terra è superiore agli 8-10 nodi è poco probabile che la brezza di mare riesca ad instaurarsi. In questo caso l'effetto della brezza di mare si manifesta indirettamente con la graduale diminuzione della velocità del vento proveniente dall'entroterra nel corso della giornata. Se in condizioni di cielo sereno e venti deboli la brezza di mare non si sviluppa significa che l'atmosfera è instabile per la presenza nei bassi strati di un'inversione termica da subsidenza che impedisce, sulla terraferma, il movimento verticale delle correnti convettive.

Nella sua fase iniziale, quando il vento è ancora debole, la brezza di mare ha una direzione perpendicolare alla costa. Successivamente, con l'aumentare della velocità, tende ad orientarsi, nel nostro emisfero, verso la destra del proprio movimento, finché nel tardo pomeriggio soffia quasi parallela alla costa. A causa del maggiore attrito incontrato dal vento nel passare dal mare alla terraferma, le brezze di mare risultano più deboli sulla terra che sul mare, mentre l'accumulo di aria nelle immediate vicinanze della costa ne fa aumentare la velocità.

La *Brezza di terra* trae le sue origini nel più rapido raffreddamento notturno della terraferma rispetto al mare adiacente. La pressione atmosferica più alta sulla terraferma sposta l'aria dagli strati prossimi al suolo verso il mare, mentre negli strati immediatamente superiori le correnti soffiano in senso contrario e cioè dal mare verso terra.

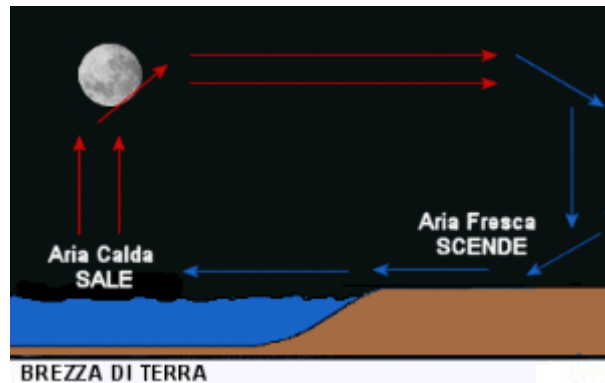


Figura 8. Brezza di terra

Nella stagione estiva la brezza di terra si instaura verso le ore 22 per finire verso le ore 07 raggiungendo la sua massima velocità fra le 04 e le 06. Sul mare non si estende per più di 10-12 chilometri dalla costa. Il passaggio dalla brezza di mare a quella di terra e viceversa è preceduto da calma di vento che può avere una durata anche di tre ore in corrispondenza del periodo in cui la temperatura della terraferma e quella del mare si equivalgono.

Brezza di valle. L'aria che circonda i rilievi montuosi si riscalda e si raffredda più velocemente di quella che sovrasta le pianure adiacenti. Poiché sui rilievi, con cielo sereno ed assenza di ventilazione, la pressione atmosferica assume valori inferiori a quelli delle pianure vicine, si genera uno spostamento di aria dalla pianura verso i rilievi. Sulle zone pianeggianti il trascinarsi dell'aria verso la catena montuosa si avverte fino ad una distanza di 30-40 chilometri dalle montagne. Le brezze di valle sono frequenti nel periodo estivo mentre nel periodo invernale sono generalmente assenti.

Brezza di monte. Nelle ore notturne la pressione atmosferica più alta che si instaura sui rilievi montuosi rispetto alle aree pianeggianti adiacenti, spinge l'aria più fredda verso le pianure. A differenza della brezza di valle, la brezza di monte è presente in tutte le stagioni e nel periodo invernale persiste anche durante le ore diurne.

2.2.4 Andamento del vento con l'altezza

In assenza di brezze o di deformazioni del flusso aereo a causa di ostacoli, il vento dovrebbe obbedire alla legge di Buys-Ballot e cioè lasciare, nel nostro emisfero, le basse pressioni a sinistra e le alte pressioni a destra. In realtà questo avviene nella libera atmosfera e cioè a quote

superiori ai 1.000-1.500 metri. Nella bassa troposfera invece il movimento dell'aria è influenzato, oltre che dalla forza di gradiente e dalla forza deviante, anche dai moti convettivi ed in misura maggiore dall'attrito esercitato dal suolo sull'atmosfera in movimento e dall'attrito derivante dallo scorrimento fra strati di aria adiacenti. L'effetto dell'attrito è quello di diminuire la velocità del vento, ma visto che l'effetto dell'attrito diminuisce con l'aumentare della quota, la velocità del vento aumenta man mano che si sale verso l'alto. Un vento di 8 Km/h sul pelo dell'acqua corrisponde ad un vento di 15 Km/h ad un metro di altezza, ad un vento di 20 Km/h a due metri di altezza, ad un vento di 25 Km/h a otto metri di altezza ed ad un vento di 30 Km/h a quindici metri di altezza. Nello strato superficiale, fino a circa 150 metri dal suolo, la forza di attrito è di gran lunga superiore alla forza di gradiente e alla forza deviante. Il vento non subisce variazioni di direzione apprezzabili con la quota e risulta deviato sulla sinistra del moto rispetto alla direzione del vento nella libera atmosfera.

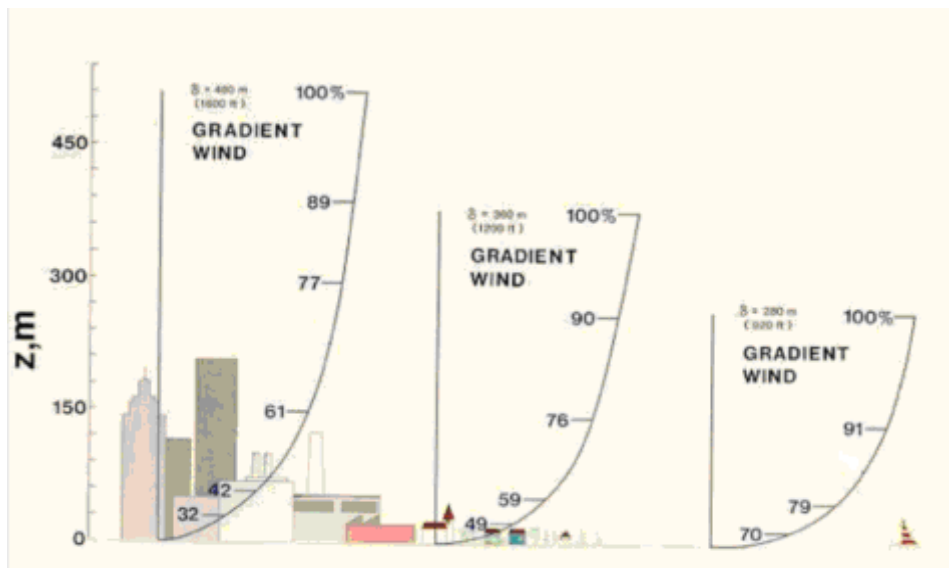


Figura 9. Andamento del vento con l'altezza

Per tener conto di questo effetto, visto che le misure vanno fatte a un'altezza diversa da quella in cui si troverà il mozzo dell'aerogeneratore, esistono delle leggi che riportano a un'altezza y il valore della velocità del vento a un'altezza desiderata, tenendo conto di una classe di rugosità dipendente dal tipo di suolo.

Ecco una formula:

$$w = w_{ref} \ln(z/z_0) / \ln(z_{ref}/z_0)$$

w = velocità del vento alla quota z.
 w_{ref} = velocità di riferimento, valutata alla quota di riferimento
 z = quota
 z₀ = scabrezza del terreno (roughness length)
 z_{ref} = quota di riferimento

0	0.0002
0.5	0.0024
1	0.03
1.5	0.055
2	0.1
2.5	0.2
3	0.4
3.5	0.8
4	1.6

2.2.5 Velocità media

È possibile determinare il profilo verticale di velocità (media) del vento presente in un determinato luogo; per fare questo è necessario conoscere i valori della velocità media (orizzontale) del vento alle varie quote (da 0 metri fino all'altezza di gradiente). Quando non si hanno a disposizione questi dati sperimentali è possibile usufruire di opportune formule che, sotto opportune ipotesi semplificative, esprimono la relazione che c'è tra la velocità media del vento e l'altezza dal suolo.

Le principali formule che descrivono l'andamento di velocità media in funzione della quota sono due: la legge esponenziale e la legge logaritmica.

Tali leggi descrivono, accuratamente, l'andamento del profilo verticale della velocità media del vento fino a quote di 100-200 metri dal suolo (ovvero nella parte più bassa dell'ABL, denominata Atmospheric Surface Layer ASL, che può essere quantificato come il primo 10% dell'ABL).

Il profilo verticale di velocità media, è il primo parametro che viene considerato per caratterizzare aerodinamicamente un determinato sito geografico.

2.2.5.1 Legge esponenziale

$$U(z) = U(z_{rif}) \cdot \left(\frac{z}{z_{rif}} \right)^\alpha$$

Relazione di tipo sperimentale.

U = velocità del vento [m/s],

z = altezza a cui si vuole calcolare la velocità del vento,

z_{rif} = altezza di riferimento, in cui è nota la velocità,

α = esponente del profilo di velocità (è direttamente proporzionale alla rugosità del suolo).

2.2.5.2 Legge logaritmica

$$U(z) = \frac{u_*}{k} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

Relazione teorico-sperimentale; è la più usata.

U = velocità del vento [m/s],

z = altezza a cui si vuole calcolare la velocità del vento,

z₀ = lunghezza di rugosità (dipende dal tipo di terreno),

u* = velocità di attrito,

K = costante di Von Karman (=0,4).

La lunghezza di rugosità (z₀) è il parametro che caratterizza la superficie su cui spira il vento, maggiore è il suo valore maggiori saranno le asperità del terreno ed i disturbi creati dal suolo al flusso ventoso.

Fisicamente z₀ può essere immaginata come la dimensione del vortice turbolento che viene creato dall' interazione del vento con il suolo.

Il valore di z₀ è stato standardizzato in base alle tipologie di terreno (categorie di riferimento) che, più frequentemente, si possono presentare nella realtà.

Categorie di terreno	z ₀ [m]	α
I. Mare aperto, laghi con almeno 5 km di estensione sopravvento e campagna senza ostacoli.	0.01	0.12
II. Terreno agricolo con recinzioni, piccole fattorie, case o alberi.	0.05	0.16
III. Aree suburbane o industriali o foreste permanenti.	0.3	0.22
IV. Area urbana in cui almeno il 15% della superficie sia coperta da edifici la cui altezza media superi i 15 m.	1	0.30

Tabella 3. Tabella delle rugosità

2.2.6 La turbolenza del vento

In presenza di venti deboli, suolo privo di ostacoli ed atmosfera stabile, le correnti aeree scorrono ai vari livelli in strati paralleli e la sua velocità, in un dato punto, è costante. Se la velocità del vento è superiore agli 15-20 km/h ed il suolo è accidentato e pieno di ostacoli, qua e là alcuni filetti fluidi si staccano dal flusso principale formando dei vortici che determinano una brusca variazione della velocità e della direzione del vento. Questa agitazione dell'aria è chiamata turbolenza. L'aumento brusco della velocità del vento dovuto alla turbolenza si chiama raffica che può anche raggiungere una velocità doppia rispetto a quella del vento medio. Le coste alte, in presenza di vento di terra, possono originare a qualche centinaio di metri dal litorale venti discendenti rafficosi.

2.3 Gli aerogeneratori

L'energia cinetica del vento varia con il cubo della sua velocità: se quest'ultima raddoppia, l'energia aumenta all'incirca di otto volte, se la velocità del vento aumenta di un 10% si ha un aumento del 30% di energia. Oltre alle condizioni meteo tra i vari fattori che influenzano la velocità del vento ci sono effetti geografici locali, come le asperità del terreno e l'altezza delle correnti d'aria.

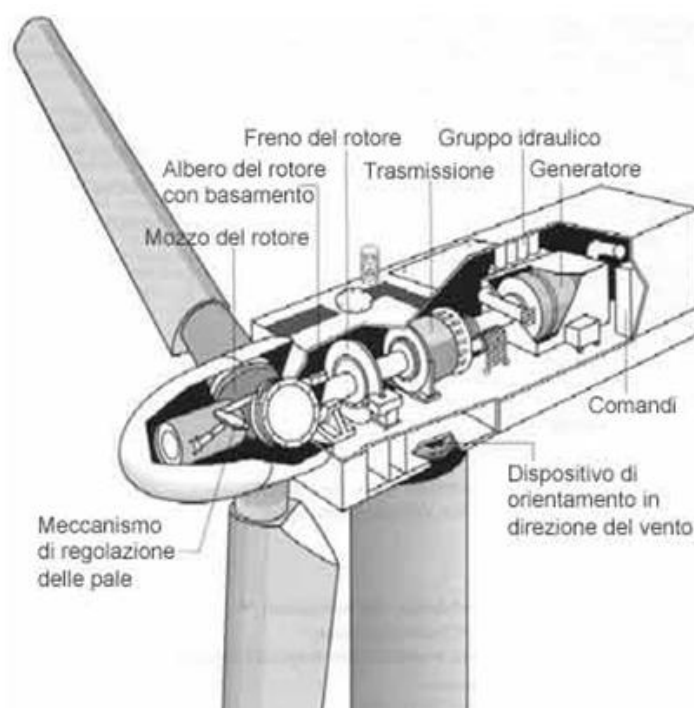


Figura 10. Componenti aerogeneratori

La valutazione della ventosità di un sito richiede un'accurata indagine, che può durare anche fino a cinque anni. I siti vanno selezionati sulla base di indicatori biologici (grado di inclinazione permanente del fogliame, rami, tronchi degli alberi), geomorfologici (ostacoli naturali e antropici quali edifici, rugosità e orografia del terreno), socioculturali (toponomastica e memoria storica degli abitanti), nonché su un attento esame dei vincoli esistenti (ambientali, archeologici, demaniali). La selezione definitiva viene fatta dopo un periodo di misura della velocità e direzione del vento. Anche l'esistenza di strade adeguate e la vicinanza a linee elettriche devono essere tenute presente, poiché hanno implicazioni dirette con la redditività di un'iniziativa.

Importante è la disponibilità della fonte e quella della stessa macchina. Siti interessanti garantiscono intorno a 100 giorni di vento/anno (circa 2400 h/anno). Buone macchine consentono almeno il 95% di ore di funzionamento all'anno. Le potenze installabili per una moderna centrale si aggirano sui 5 MW/km², anche se l'area effettivamente occupata è molto più piccola.

2.3.1 L'energia cinetica convertita da un aerogeneratore

L'energia producibile da un aerogeneratore dipende dall'area del rotore e dalla efficienza aerodinamica dello stesso. Una turbina eolica che possa utilizzare la forza del vento che va da 3 m/s a 25 m/s può produrre mediamente 860 kWh all'anno per ogni m² di corrente d'aria intercettata; un rotore eolico può avere una potenza nominale di 0,3-0,4 kW/m². In Italia un parco eolico a terra produce energia elettrica con una efficienza del 22% circa della potenza nominale installata (corrispondenti ad una media di 1900 ore di funzionamento all'anno).

Per le turbine ad asse orizzontale l'area attiva è data dalla superficie sviluppata dal raggio dell'elica. Per le turbine ad asse verticale la superficie utile è data dalla larghezza massima di prospetto per l'altezza della turbina.

Le più piccole turbine eoliche hanno una superficie attiva di 0,2 m² e possono produrre mediamente 100 kWh/anno. Le più grandi turbine hanno una superficie attiva di 10.200 m² con una potenza di 5 MW, possono produrre 10.000 MWh all'anno.

2.3.2 Gli impianti eolici

L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalla "wind farm" (disposizione reticolare di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio ma collegati ad una unica linea che li raccorda alla rete locale o nazionale). Gli impianti eolici possono poi classificarsi in base alla loro dislocazione sul territorio: impianti sulla terraferma ed impianti sul mare (offshore). Oltre ai grandi impianti esistono anche le piccole applicazioni per i privati e le piccole industrie; in questo caso è presente un solo piccolo generatore e l'impianto si dice "mini-eolico".

2.3.3 Dimensione delle macchine

Dal punto di vista delle dimensioni, le macchine si suddividono in: macchine di piccola taglia (potenza 5-100 kW; diametro rotore 3-20 metri; altezza mozzo 10-20 metri), macchine di media taglia (potenza 100-800 kW; diametro rotore 25-50 metri; altezza mozzo 25-50 metri) e macchine di grande taglia (potenza 800-2500 kW; diametro rotore 55-100 metri; altezza mozzo 60-80 metri).

2.3.4 Il rotore

Tra le diverse alternative di progetto è fondamentale la scelta del numero delle pale. I rotori degli attuali aerogeneratori hanno due o tre pale. I rotori a due pale sono meno costosi ma più rumorosi visto che girano a velocità più elevate, mentre quelli a tre pale presentano migliori proprietà dinamiche, poiché forniscono una coppia motrice più uniforme, e hanno una resa energetica leggermente superiore. Un'ulteriore alternativa di fondo nel progetto di un aerogeneratore riguarda la scelta di un rotore sottovento o sopravvento rispetto al sostegno.

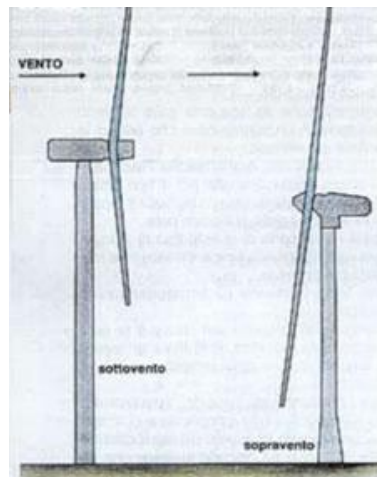


Figura 11. Posizionamento del rotore

Il primo ha il vantaggio di essere più facilmente orientabile, ma ha lo svantaggio di sollecitare maggiormente la struttura di sostegno generando vibrazioni sia sulla torre che sulle pale stesse.

2.3.5 Le pale

Le soluzioni costruttive ideate per le pale variano a seconda della taglia delle macchine: in particolare, per le macchine di media e grossa taglia, la struttura della pala è simile a quella delle ali degli aerei. La progettazione della pala deve tener conto dell'esigenza di assicurare ad essa un'adeguata resistenza a fatica che consenta di prevedere una vita economicamente accettabile. I carichi variabili sulla pala durante la sua rotazione sono dovuti al peso proprio e a quello di eventuali manicotti di ghiaccio, alle rapide fluttuazioni in direzione e intensità della velocità del vento, al fenomeno dello strato limite (l'intensità del vento che investe le parti più alte del rotore è maggiore di quella che investe le parti più basse) e, per le macchine con rotore sottovento, all'effetto torre, cioè alla schermatura dovuta al sostegno al momento del passaggio in corrispondenza di quest'ultimo. Occorre tener presente anche il fatto che, essendo il rotore un disco rotante a velocità uniforme, i carichi citati inducono su di esso, e quindi sulle pale, reazioni di tipo giroscopico. I materiali più usati per la costruzione delle pale sono i seguenti: acciaio, materiali compositi rinforzati con fibra di vetro, legno, leghe d'alluminio, materiali compositi di tipo innovativo (ad esempio quelli che utilizzano fibre di carbonio).

2.3.6 Navicella o gondola

È l'elemento, montato alla sommità della torre, a cui è collegato il rotore e che contiene al suo interno il moltiplicatore di giri (non necessariamente), il generatore di corrente, il sistema di controllo ed il sistema di imbardata.

2.3.7 Mozzo oscillante

Con i rotor a due pale è stato introdotto - almeno nelle medie e grandi macchine - il mozzo oscillante, che consente al rotore di oscillare di alcuni gradi perpendicolarmente al piano di rotazione. Questo grado di libertà riduce gli sforzi al piede della pala dovuti alle raffiche, allo strato limite e all'effetto torre.

2.3.8 Trasmissione del moto

La trasmissione del moto dal rotore al generatore elettrico avviene attraverso un moltiplicatore di giri il cui rapporto è, in genere, tanto più elevato quanto maggiore è il diametro del rotore. L'albero veloce, per aerogeneratori collegati alla rete, deve ruotare alla velocità necessaria perché il generatore elettrico generi corrente alternata alla frequenza di 50 Hz (la frequenza della corrente della rete in Europa). Se dunque al crescere del diametro del rotore diminuisce la velocità del cosiddetto albero lento, che trasmette il moto dal rotore al moltiplicatore, crescerà quindi l'ingombro trasversale e il numero degli stadi di quest'ultimo, a pari velocità dell'albero veloce.

La trasmissione del moto avviene, nelle macchine più recenti, attraverso elementi flessibili che riducono le variazioni di coppia motrice e, in generale, contribuiscono ad attenuare le brusche sollecitazioni indotte nel sistema. Sull'albero veloce è presente anche un freno di parcheggio. Occorre infine osservare che, anche per le grandi macchine, si prospetta attualmente la possibilità di funzionare a più di una velocità di rotazione per meglio sfruttare le diverse velocità del vento, alcune società all'avanguardia producono macchine con la trasmissione del moto in presa diretta dal rotore che muovono generatori elettrici a numero di coppie polari variabili e altre soluzioni tecniche ed elettroniche. Non necessitando del moltiplicatore non serve utilizzare un lubrificante con conseguenti minori costi di gestione e miglior ecologia del sistema.

2.3.9 Sistemi di generazione

I problemi relativi agli aerogeneratori si presentano in modo diverso a seconda delle esigenze dell'utenza da alimentare. Accoppiando all'aeromotore un generatore a corrente continua o un generatore a corrente alternata di cui non interessa mantenere costante la frequenza si possono alimentare soltanto certe utenze isolate con esigenze ridotte. I sistemi che presentano invece maggior interesse sono quelli che generano corrente alternata a frequenza costante (50 o 60 Hz) i cui tipi principali sono: aeromotori a velocità costante accoppiati a generatori sincroni, aeromotori a velocità quasi costante accoppiati a generatori asincroni, aeromotori a velocità variabile accoppiati ad apparati di conversione capaci di generare corrente alternata a frequenza costante.

2.3.10 Sistemi di imbardata

E' importante mantenere nel tempo un allineamento quanto più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento per garantire la massima producibilità della macchina. Nei piccoli aerogeneratori è frequente, con rotori sopravvento, l'impiego di una semplice pinna direzionale; con rotori sottovento, si tende spesso a realizzare un auto-orientamento spontaneo di tipo aerodinamico senza l'aiuto di servomotori. Nelle macchine di media e grande taglia è quasi sempre usato un servo-meccanismo.

2.3.11 Quadri di controllo

Tra i morsetti del generatore e la linea si installano dispositivi che controllando il funzionamento della macchina, la proteggono, la mettono in parallelo con la rete, la staccano dalla stessa in caso di guasto o la fermano in caso di eccessiva velocità del vento. Il controllo si realizza mediante apparati più o meno sofisticati che misurano la tensione, l'intensità e la frequenza della corrente in ognuna delle tre fasi, l'energia prodotta dal generatore e il fattore di potenza. La tensione e l'intensità di corrente si misurano mediante trasformatori di misura.

2.3.12 Trasformatore

Il trasformatore è un elemento che si interpone tra la centrale e la rete elettrica; ha la funzione di variare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore, in particolare di portare la corrente dalla tensione di uscita del generatore a quella (alta o media tensione, ad esempio 132-150 kV), della linea elettrica. Il trasporto della corrente elettrica avviene infatti ad alta tensione per ridurre le perdite per effetto Joule lungo la linea.

2.3.13 Torre

Ha funzione di sostegno della navicella. Può essere costituita da un traliccio simile a quelli utilizzati per il sostegno dei cavi degli elettrodotti. Questa soluzione ha lo svantaggio di essere strutturalmente molto rigida e di trasmettere quindi alle fondazioni tutti i carichi generati dalla navicella, particolarmente elevati in certe condizioni transitorie.

La tendenza attuale è quella di realizzare torri di sostegno a forma tubolare, molto elastiche e che riescono a "tagliare" le sollecitazioni provenienti dalla navicella, con notevoli vantaggi nella realizzazione delle fondazioni. La torre viene realizzata con elementi componibili di forma tronco-conica, collegati con flange o ad incastro. Alla base della torre di sostegno possono essere installate le apparecchiature di controllo e collegamento alla rete.

2.3.14 Fondazioni

Alla base della torre sono necessarie, come per tutte le strutture civili od industriali, delle fondazioni, cioè delle strutture che trasferiscono a terra i carichi che agiscono sulla macchina eolica: peso proprio, spinta del vento ed azioni sismiche.

2.3.15 Interferenze elettromagnetiche

Gli aerogeneratori possono essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura. Per misurare gli effetti di questo fenomeno si può far ricorso sia a prove sperimentali che a previsioni teoriche. Il primo metodo consiste nel controllare, tramite rilevamenti effettuati a varie distanze dagli aerogeneratori, la qualità dell'immagine ricevuta, correlandola al livello del segnale riflesso o diffuso dalla struttura del generatore stesso. Esistono inoltre modelli matematici predittivi per calcolare i livelli del segnale riflesso e diffuso dalle strutture in movimento. Questi permettono di individuare, in maniera conservativa, una zona di rispetto oltre la quale il rapporto tra segnale e disturbo è di entità tale da non incidere sulla qualità del radioservizio stesso.

Sulla base di quanto riportato in letteratura e con riferimento a risultati di prove di caratterizzazione di macchine di media taglia, si ritiene che il rischio di tali disturbi possa considerarsi irrilevante per gli aerogeneratori attuali che utilizzano pale in materiale non metallico ed antiriflettente.

3 L'offshore in Italia e nel mondo

L'energia eolica, inizia ad essere competitiva con le tipiche fonti energetiche da combustibile ed altre fonti energetiche rinnovabili; negli anni sono state sviluppate attività di ricerca, ed applicazioni progettuali di impianti eolici, sia onshore (sulla terraferma) in un primo tempo, che offshore (in mare) successivamente, passando per applicazioni semi-offshore, cioè in zone costiere o vicine al mare.

Le applicazioni offshore, di cui oggi si vedono i primi impianti estensivi installati in mare, soprattutto nei paesi del nord come la Danimarca, sono per alcuni aspetti ancora nella fase di ricerca e sperimentale, soprattutto per le applicazioni rivolte ai fondali profondi (oltre a 50 m), mentre le wind-farm onshore, hanno raggiunto un buon grado di maturità, pur essendo ancora in pieno sviluppo, sia per numero di impianti che per potenze installate singolarmente.

Dai primi impianti eolici offshore, di qualche MW di potenza installata, si è passati ad impianti di 210 MW, con turbine eoliche da 3 MW ciascuna, mentre sono allo studio turbine fino a 6 MW; tra gli aspetti salienti da considerare, quando si parla di applicazioni offshore, c'è la presenza del mare, che differenzia sostanzialmente gli impianti offshore da quelli sulla terraferma, per struttura, risorsa energetica, trasporto, installazione, montaggio e ambiente.

3.1 Il potenziale italiano

Lo sviluppo dell'energia eolica nel nostro paese, pur se in ritardo rispetto a paesi come la Danimarca, la Germania, la Spagna, ha portato a fine 2008 ad avere una potenza installata in Italia di 3.538 MW.

Un grosso impulso all'installazione di centrali eoliche si è avuto con l'introduzione del CIP 6/92, uno strumento incentivante delle tariffe pagate al produttore di energia elettrica da fonte eolica; negli ultimi anni si è assistito ad un rallentamento dei tassi di crescita relativi alle installazioni di aerogeneratori, per un sistema legislativo, normativo e di mercato in fase di evoluzione.

La distribuzione di potenza eolica installata in Italia, vede la netta prevalenza delle regioni meridionali ed insulari, in particolare la Campania e la Puglia; è importante ricordare come le migliori condizioni di risorsa eolica disponibile, siano proprio nelle isole e nell'Italia del sud.

Si tratta esclusivamente di impianti onshore, cioè di impianti ubicati sulla terraferma, frequentemente in zone montuose, con una potenza media installata di circa 1,5 MW/aerogeneratore, con aerogeneratori per la grande maggioranza di costruzione Vestas, seguiti dalla Enercon ed altri, tra i quali Gamesa, Bonus, RWT, NEGMicon e Fuhrlander.

Altri soggetti sono invece coinvolti nella produzione di energia, è il caso di IVPC, IVPC 4, Edens, Enel Green Power, ed altri, con la partecipazione anche di consorzi ed enti.

Con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, gli impegni presi dai paesi partecipanti, Italia compresa, diventano giuridicamente vincolanti, con l'obiettivo per l'Italia di ridurre le emissioni di CO₂ di alcune decine di milioni di tonnellate/anno, con un rilevante aiuto che potrà essere dato dalla fonte eolica; ad oggi comunque, un'espansione della potenza installata potrà avvenire non solo intensificando lo sfruttamento dei siti onshore, ma anche iniziando a realizzare impianti eolici offshore.

3.2 Impianti eolici offshore nel mondo

Alla fine dell'anno 2008, in Italia non era stato installato nessun impianto offshore, a differenza di quanto avvenuto in altri paesi europei, nei quali si sono realizzate vere e proprie centrali eoliche in mare o anche solo impianti sperimentali costituiti da uno o due aerogeneratori.

Il primo impianto ad essere costruito in mare, è stato quello di Vindeby, ubicato nel mar Baltico, e realizzato nel 1991; l'impianto si trova ad una distanza di 1,5-3 km dalla costa dell'isola di Lolland, vicino al villaggio di Vindeby. La consistenza è di 11 aerogeneratori da 450 kW cadauno, per un totale di quasi 5 MW di potenza installata, con una producibilità di energia elettrica annua di circa il 20% superiore di quella ottenibile da simili impianti onshore; si è provveduto anche all'installazione di due anemometri per studiare le condizioni del vento ed in particolare la turbolenza.

Qualche anno dopo, nel 1995, è stato costruito l'impianto di Tuno-Knob, nel mare di Kattegat, 3 km offshore dall'isola di Tuno, e 6 km offshore dalla penisola dello Jutland, per una consistenza di 10 aerogeneratori da 500 kW, per una potenza complessiva di 5 MW. A questi primi impianti, di tipo semi-sperimentale, sono seguiti impianti eolici di taglia ben maggiore: Middlegrunden da 40 MW, con 20 aerogeneratori da 2 MW ciascuno, Samsø con 23 MW installati con 10 turbine eoliche da 2,3 MW, Horns Rev con 160 MW installati mediante 80 turbine da 2 MW ciascuna, e Nysted con 165,3 MW installati, costituiti da 72 aerogeneratori da 2,3 MW. Il salto dimensionale in termini di potenza, è di 4 volte da Vindeby a Middlegrunden, e di altre 4 volte circa da Middlegrunden a Nysted, arrivando a potenze installate in una sola centrale eolica, paragonabili a quelle esistenti alimentate da combustibili tradizionali. La centrale eolica di Nysted, realizzata nel 2003, è ubicata 10 km a sud della città di Nysted (isola di Lolland), con aerogeneratori alti 70 m e rotori di oltre 82 m di diametro; la potenza totale installata è di 165,5 MW, costituiti da 72 aerogeneratori da 2,3 MW.

Senza dubbio la Danimarca è il paese con maggiore potenza offshore installata nel mondo, ma esistono comunque altri impianti, Bocksting (Svezia) per 2,75 MW, Utgrunden (Svezia) 10,5 MW, Yttrenstengrund (Svezia) 10 MW, Northhoyle (UK) per 60 MW di potenza installata, Arklow Bank (Irlanda) per 25,2 MW di potenza installata, ed altri.

3.3 Aspetti salienti della tecnologia offshore

Le installazioni offshore, ad oggi, sono realizzate con aerogeneratori di elevata potenza unitaria, che permettono di meglio sfruttare la migliore risorsa eolica offerta dall'ambiente offshore.

Nell'impianto di Arklow Bank, in Irlanda, sono in uso macchine eoliche della GE, di 3,6 MW; comunque, negli impianti di ultima generazione, si va da 2 MW a 5 MW per aerogeneratore, nella stragrande maggioranza dei casi. Tali aerogeneratori, hanno altezza di torre fino a 80-100 m (al rotore), e diametri di rotore di 90-120 m, con un massimo di 126 m per la macchina di 5 MW; le wind farm, sono poi realizzate in modo da evitare gli effetti di interferenza aerodinamica tra gli aerogeneratori, disponendoli a distanze reciproche di almeno 4-7 diametri di rotore.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni coinvolte nelle aree di installazione.

D'altro canto, esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza del mare che di una maggiore risorsa eolica, nonché per la presenza del ghiaccio nei mari del nord, esiste una più accentuata corrosività dovuta all'ambiente marino, una maggiore frequenza di fulminazione, una maggiore distanza dalla terraferma che implica l'adozione di infrastrutture elettriche rilevanti, possibili vincoli legati all'uso delle acque. L'installazione a mare, implica delle procedure di trasporto, montaggio ed installazione/messa in opera, molto diverse da quelle sulla terraferma; è inevitabile che tempi ed attrezzature siano di altri ordini di grandezza, e soprattutto dal punto di vista strutturale assume grande rilevanza la struttura di fondazione.

4 Analisi della procedura autorizzativa

4.1 Percorso legislativo della normativa per la produzione da fonti rinnovabili

La produzione di energia pulita mediante lo sfruttamento della forza del vento è stata introdotta in Europa e in Italia con l'emanazione di una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili in generale e l'eolico in particolare. Gli atti legislativi, sia comunitari sia nazionali, sono stati emanati per incentivare l'utilizzo di fonti energetiche il cui sfruttamento non comporti l'emissione di gas serra in atmosfera.

L'installazione di un parco eolico ha pertanto effetti positivi sull'ambiente e sulla qualità della vita: lo sfruttamento di una fonte rinnovabile e quindi il mancato utilizzo di combustibili convenzionali fa sì che ci sia una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente.

In questo contesto si vuole evidenziare che in numerosi documenti normativi internazionali, comunitari e nazionali vengono stabiliti obiettivi da perseguire sulla diffusione e l'applicazione delle FER. Primo fra tutti il Libro Bianco della Commissione Europea del 1996, in cui viene stabilito lo scopo di realizzare una strategia e un piano d'azione sulle Fonti Rinnovabili e in cui si fa già esplicito riferimento all'energia eolica quale fonte competitiva e disponibile in tutto il territorio europeo.

Vi è poi il Protocollo di Kyoto con la sua sottoscrizione i paesi del mondo più industrializzati si impegnano a ridurre le emissioni di gas serra mediamente del 5%. Il protocollo di Kyoto concerne le emissioni di sei gas ad effetto serra:

- biossido di carbonio (CO₂);
- metano (CH₄);
- protossido di azoto (N₂O);
- idrofluorocarburi (HFC);
- perfluorocarburi (PFC);
- esafluoruro di zolfo (SF₆).

Tale documento rappresenta un passo importante nella lotta contro il riscaldamento planetario poiché contiene obiettivi vincolanti e quantificati di limitazione e riduzione dei gas elencati.

In base alla quantificazione degli impegni di limitazione o riduzione delle emissioni riportata in allegato al Protocollo stesso, gli Stati membri dell'Unione Europea, e quindi anche l'Italia, devono ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8% tra il 2008 e il 2012.

A seguito degli impegni presi all'atto di adozione del protocollo di Kyoto, il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno approvato la Direttiva 2003/87/CE (di seguito Direttiva ETS) per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.

Dopo una serie di atti legislativi per introdurre le fonti di energia rinnovabile nel mercato dell'energia elettrica (Decreto Bersani), la prima vera semplificazione e razionalizzazione della materia nella normativa nazionale si ha con il decreto legislativo 387/2003.

Esso concerne l'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Tale decreto è finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di micro generazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Altro importante documento è il Protocollo d'Intesa di Torino stipulato tra il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero per i Beni e le Attività Culturali e la Conferenza delle Regioni. Le Regioni riconoscono il rilievo delle fonti rinnovabili di energia come strumento per favorire lo sviluppo sostenibile dei loro territori e ciascuna di esse persegue politiche per favorire la diffusione delle fonti più idonee ai rispettivi contesti. Il 4 giugno 2001, sottoscrivendo il Protocollo di Torino, le Regioni si sono impegnate a predisporre entro il 2002 i rispettivi piani energetico - ambientali che privilegino le fonti rinnovabili e la razionalizzazione della produzione elettrica e dei consumi energetici.

I soggetti che hanno sottoscritto detto protocollo concordano sul fatto che l'eolico sia una tecnologia sufficientemente matura per garantire costi di produzione contenuti e ridotto impatto ambientale. Per il corretto inserimento delle centrali eoliche nel territorio, le Regioni si impegnano a definire le zone precluse all'installazione perché caratterizzate da forte naturalità e le zone in cui la realizzazione delle centrali eoliche è subordinata al rispetto di requisiti specifici.

4.2 Inquadramento normativo italiano

Un impianto eolico è soggetto ad una procedura di verifica ambientale come stabilito dal DLgs. n. 152/2006 e dal precedente D.P.R. del 12 aprile 1996.

In entrambi i decreti suddetti si prevede che il Governo definisca le condizioni, i criteri e le norme tecniche per l'applicazione della procedura di impatto ambientale secondo la Direttiva europea 85/337/CEE.

In particolare nell'Allegato III alla parte seconda del Decreto 152/2006, nell'elenco B, al Punto 2, lettera E) è riportato l'elenco delle opere soggette a valutazione di impatto ambientale nel caso in cui le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette; vi è la discrezionalità per l'Autorità competente di richiedere ugualmente lo svolgimento della procedura di valutazione di impatto ambientale, sulla base di elementi indicati nell'Allegato IV alla parte seconda del medesimo decreto, anche se le opere non ricadono in aree naturali protette. Tra queste opere rientrano anche gli impianti eolici.

Ulteriori specifiche richieste sono inserite nelle linee guida e nei piani energetici ambientali che ogni regione è libera di promulgare (PEAR); ad oggi solo alcune regioni hanno redatto tali documenti contenenti indicazioni a riguardo della produzione da energia eolica, mentre altre stanno iniziando ora. Ad esempio la normativa regionale sulla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA, nel seguito) nella Regione Puglia fa riferimento alla Legge Regionale n. 11 del 12 aprile 2001: "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale". Gli allegati alla L.R. n. 11/2001 riportano gli elenchi delle tipologie progettuali che richiedono di essere sottoposte alla procedura di VIA.

Inquadramento normativo delle opere connesse al progetto.

Le opere connesse alla centrale eolica, ovvero le opere che riguardano il collegamento della centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale, sono:

- cabina di trasformazione;
- elettrodotto di collegamento tra la cabina di trasformazione e la stazione di smistamento;
- stazione di smistamento e relativi raccordi alle linee a 150 kV.

Per quanto riguarda l'elettrodotto e i raccordi di collegamento, essi, secondo il D.P.R. 12 aprile 1996:

- a) non sono assoggettati alla procedura di VIA se non superano la lunghezza di 10 km;

b) se di lunghezza superiore ai 3 km essi non sono assoggettati alla procedura di impatto ambientale se non ricadono all'interno di aree naturali protette;

c) la stazione di smistamento non richiede procedura di VIA o valutazione di incidenza a meno che non ricada in aree naturali protette.

Inoltre, poiché sia la centrale eolica che le opere connesse sono sottoposte a VIA nell'ambito di competenza del Ministero dell'Ambiente, esse non sono oggetto della disciplina di cui all'Atto di indirizzo e coordinamento del DPR 12-04-96, art. 1 punto 10.

4.3 Richiesta di uso dei suoli demaniali

Il primo passo da fare è assicurarsi che lo Stato ci permetta l'installazione delle turbine nel tratto di mare scelto, visto che normalmente si parla di acque territoriali di competenza nazionale per un'estensione di 12 miglia marine; di seguito viene riportata una breve guida che spiega in modo semplice la procedura da seguire:

4.3.1 La fase introduttiva e di pubblicità

Sulla base del combinato disposto dell'art. 5 reg. nav. mar. e dell'art. 3 del D.p.r. 509/1997, chi intenda occupare zone del demanio marittimo o del mare territoriale o pertinenze demaniali marittime, apportarvi innovazioni o recare limitazioni degli usi cui esse sono destinate, deve formulare apposita domanda indirizzata:

- per utilizzazioni turistico - ricreative e per la realizzazione di punti di ormeggio, alla regione territorialmente competente e in regime di subdelega, ai comuni costieri;
- per le altre tipologie di utilizzazione diverse dall'approvvigionamento di fonti energetiche, in mancanza delle leggi regionali di riparto delle competenze, ai comuni costieri, o nell'eventualità di "avvalimento" (finanziaria 2001), secondo modalità al momento non ancora definite;
- per la realizzazione di porti ed approdi turistici, al capo del compartimento, con comunicazione al comune;
- per l'approvvigionamento di fonti energetiche, al capo del compartimento territorialmente competente.

L'art. 6 reg. nav. mar. determina il contenuto della domanda, nella quale deve essere specificato:

- l'uso che il richiedente intende fare del bene;
- evidenziata la motivazione per una eventuale durata del titolo concessorio diversa dai sei anni.

Nel caso di presentazione di più domande riguardanti la stessa zona demaniale è preferito il richiedente che offra maggiori garanzie di proficua utilizzazione della concessione e proponga questa per un uso che risponda ad un più rilevante interesse pubblico.

In caso di concessioni aventi particolare importanza, per l'entità e lo scopo (art. 18 reg. nav. mar.), si deve procedere alla pubblicazione della domanda mediante affissione all'albo del comune ove è sito il bene demaniale richiesto.

Il provvedimento di pubblicazione, oltre ad indicare il soggetto, l'oggetto ed i contenuti della domanda deve contenere l'avvertenza che chiunque può presentare, entro il termine all'uopo fissato, contro la domanda stessa, osservazioni e reclami, ovvero, entro il medesimo termine, possono essere presentate domande concorrenti.

Non si può, comunque, procedere alla stipulazione dell'atto di concessione se non dopo venti giorni dalla data di affissione della domanda nelle forme sopramenzionate.

Inoltre, l'art. 37 del cod. nav., così come novellato dalla legge 494/1993, dà rilievo all'esigenza della tutela dell'ambiente costiero, per cui, nel caso di nuove concessioni turistico - ricreative, si deve assegnare preferenza, alle richieste "che importino attrezzature non fisse e completamente amovibili"(i criteri di prelazione naturalmente vanno resi noti ai terzi).

In caso di mancanza di ragioni di preferenza, il rilascio della concessione avviene a seguito di licitazione privata, a chi offre il canone annuo maggiore. Infine, lo stesso articolo prevede , peraltro, il cosiddetto "diritto di insistenza", assegnando preferenza alle precedenti concessioni, in sede di rinnovo, rispetto alle nuove istanze.

4.3.2 La fase istruttoria

Essa consta nei seguenti accertamenti:

1) Preliminarmente si procede al vaglio delle qualità del richiedente; nonché all'acquisizione/verifica delle necessarie informazioni sulla natura del bene richiesto, sull'oggetto dell'istanza di concessione e sullo stato dei luoghi (eventuale presenza di occupazioni abusive; presentazione di altre istanze per la medesima area; conformità della richiesta alle indicazioni del Piano di utilizzazione degli arenili laddove adottato; etc.).

2) Poi, si acquisiscono i pareri ed i provvedimenti degli enti ed uffici indicati dal codice della navigazione, dal relativo regolamento e dalla legislazione (comunque, qualunque organo interessato al bene oggetto della concessione può essere opportunamente consultato - senza ovviamente "aggravare" il procedimento, così come disposto dalla legge 241/1990).

I pareri normalmente da richiedere sono i seguenti:

Il parere dell'Ufficio del genio civile per le opere marittime

Sulla domanda di concessione è richiesto (art. 12 reg. nav. mar) il parere del competente Ufficio del genio civile (peraltro, interessato da profonde innovazioni, a partire dal d.lgs. n. 300 del 30.07.1999) che indica le condizioni tecniche alle quali ritiene necessario sia sottoposta la

concessione, e pone il suo visto alla relazione tecnica, ai piani e agli altri disegni dopo averne accertata l'esattezza.

L'intervento di tale organo è volto ad accertare l'opportunità di consentire le modifiche che l'eventuale concessionario intende realizzare sul bene demaniale marittimo; a verificare la corretta progettazione e lo scopo delle opere stabili da assentire in concessione, le quali, allo scadere di questa diverranno pertinenze dello Stato. Il predetto ufficio deve essere chiamato ad esprimere il proprio parere tecnico obbligatorio solo in merito al rilascio delle concessioni assentite per atto formale, e, comunque, a fronte di richieste che prevedano la realizzazione di opere permanenti.

Per le concessioni con licenza, invece, il predetto parere deve essere richiesto soltanto quando per l'attuazione degli impianti previsti si debbano apportare modificazioni di qualunque entità ad opere marittime. Anche l'esecuzione delle opere è soggetta alla vigilanza dell'ufficio del genio civile, alle cui prescrizioni il concessionario deve attenersi.

L'Ufficio del genio civile esprime, inoltre, motivato parere in ordine alla durata della concessione ed all'entità della cauzione da imporre al concessionario, pari almeno al doppio di una annualità del canone (art. 17 reg. nav. mar.).

Il parere della circoscrizione doganale

L'art. 14 reg. nav. mar. prevede la necessità di promuovere "... sulla domanda di concessione il parere dell'autorità doganale competente" .

La legge (D.P.R. 23.1.1973, n. 43) prevede l'espresso divieto di eseguire costruzioni ed altre opere di ogni specie, sia provvisorie sia permanenti, in prossimità del lido del mare in carenza dell'autorizzazione del capo della circoscrizione doganale: provvedimento avente carattere autonomo, che non rimane assorbito da atti di altre autorità.

Quindi l'autorità doganale possiede un autonomo potere autorizzativo da esercitarsi, a richiesta del privato interessato, in base ad un'autonoma istruttoria ed operante prima, e quindi al di fuori, del procedimento amministrativo volto all'ottenimento della concessione.

Il Parere dell'intendenza di finanza (Agenzia del Demanio)

“Sulle domande relative a concessioni superiori al biennio o che importino impianti di difficile rimozione è necessario, in base all'art. 15 reg. nav. mar., il parere della competente intendenza di finanza per quanto ha riguardo alla proprietà demaniale e alla misura del canone. Per le

concessioni con licenza il parere è richiesto sulla misura del canone, se questa non sia stata fissata a norma del penultimo comma dell' articolo 16.

La Circolare n. 120, ribadisce questo concetto sottolineando come tale parere, sulle domande relative a concessioni che importino impianti di difficile rimozione, vada obbligatoriamente richiesto.

Il Parere del Comune

Oggi è necessario, anche, il controllo del Comune sull'attività urbanistico – edilizia svolta dai privati sul suolo demaniale.

Ben sappiamo che la normativa urbanistica e di edilizia paesaggistica è normalmente finalizzata al rilascio della concessione edilizia (C.E.), ma poiché lo scopo di chi ottiene una concessione demaniale (C.D.M.) è sempre quello di realizzare “un qualcosa” sull'area assegnatagli, è prassi Amministrativa consolidata di tutte le Capitanerie di Porto e oggi della stragrande maggioranza degli Uffici Demanio, acquisire anche il parere edilizio urbanistico e paesaggistico del Comune (Ufficio Tecnico). Sarebbe assurdo infatti, se in un momento successivo l'Ufficio Tecnico negasse la Concessione edilizia, poiché a quel punto l'Ufficio Demanio si troverebbe costretto ad attivare una "decadenza" della concessione per "impossibilità a realizzare lo scopo" per cui la stessa era stata richiesta.

Oggi, inoltre, il Comune ha anche strumenti urbanistici sul demanio. I piani di utilizzo delle aree demaniali marittime sono stati previsti dalla Legge 494/1993, che precisa, altresì, come dovrebbero essere predisposti dai Comuni, sulla base di criteri indicati dalla Regione, tenendo in debito conto le concessioni già rilasciate. A tutt'oggi, dopo circa nove anni, questi strumenti di pianificazione non sono stati ancora predisposti, creando problemi e perplessità in quanto la pluralità di norme che tutelano i diversi aspetti configgenti sul demanio appaiono sempre più scorrelate tra loro. Il Ministero competente precisa come nel frattempo sia opportuno limitarsi a rilasciare solo concessioni suppletive di quelle già esistenti al fine precipuo di approntare “i necessari adeguamenti e modifiche strutturali nonché ottemperare ad eventuali prescrizioni dettate da altre leggi o regolamenti sia statali che regionali” evitando di rilasciare nuove concessioni per non compromettere future pianificazioni. Vale solo la pena di accennare come tale raccomandazione sia stata ignorata il più delle volte.

Il Parere dell'Autorità Marittima

La Circolare n. 120 del 24/05/2001 precisa che, “Ogni qualvolta la concessione comporti la realizzazione o il mantenimento di impianti, manufatti ed opere di cui alle lettere A, B ed E della Tabella delle Opere, deve essere acquisito il parere obbligatorio dell'Autorità Marittima.” Si tratta delle opere caratterizzate dal requisito dell'inalienabilità, o di quei casi in cui la concessione demaniale marittima implichi aspetti connessi con la sicurezza della navigazione.

Infine, anche al fine di consentire l'aggiornamento del S.I.D., appare comunque opportuno che l'Autorità Marittima continui ad avere cognizione dei titoli concessori rilasciati o rinnovati, attraverso la trasmissione dell'atto in copia finale, ciò anche ai fini della regolare attività della Polizia Giudiziaria sul demanio marittimo.

4.3.3 La delibera

L'ultima fase del procedimento concessorio non offre particolari problematiche. Il provvedimento finale, a mente dell'art. 19 reg. nav. mar., deve contenere tutte le informazioni riguardanti l'identificazione del bene, la durata della concessione, la natura, forma e dimensioni delle strutture da realizzare, l'ammontare del canone e le condizioni particolari a cui la concessione è sottoposta. L'atto finale deve essere iscritto nel repertorio degli atti soggetti a registrazione, nel registro delle concessioni e nella rubrica alfabetica dei concessionari. Qualora la concessione sia stata rilasciata per atto formale, dovrà essere sottoposta al visto di registrazione della Corte dei Conti.

L'atto approvato in via definitiva deve essere altresì registrato a spese del concessionario. A tal riguardo si chiarisce che la base imponibile ai fini della quantificazione dell'imposta di registro è costituita dall'ammontare del canone dovuto per l'intero periodo della concessione da assoggettare all'aliquota proporzionale del 2% (tenendo conto che l'importo per la tassa di registrazione non può comunque essere inferiore ad € 129,11).

A seguito della registrazione della Corte dei Conti e del pagamento della prima rata del canone si può procedere alla consegna del bene oggetto della concessione. Dopo la consegna, e per l'intera durata del rapporto, verrà effettuata la vigilanza sull'osservanza delle norme e delle condizioni a cui è stato assoggettato il concessionario.

In sintesi, la procedura prevede:

1. Presentazione della domanda alla Regione e/o ai Comuni competenti per il territorio. Nei casi in cui la domanda riguarda i porti o le aree individuate con D.P.C.M. del 21/12/1995, la domanda

va rivolta alla competente Capitaneria di Porto. La domanda deve essere presentata utilizzando l'apposito modello D1, completo di rilievo planimetrico dell'area secondo le modalità previste per la gestione del S.I.D. (art. 104 D. L.vo n. 112/1998).

2. Pubblicazione entro dieci giorni dalla ricezione. Il responsabile del procedimento ordina la pubblicazione, per estratto, della domanda nell'albo pretorio del Comune e degli uffici marittimi interessati, ai sensi della legge 340/2000. Chi ha interesse può presentare osservazioni entro il termine riportato nel foglio di pubblicazione, queste saranno poi valutate nel provvedimento finale. E' da osservarsi che, eventuali domande concorrenti, presentate entro il termine suindicato, sono pubblicate ai soli fini della presentazione delle osservazioni e non riaprono in nessun caso i termini per la presentazione di ulteriori domande concorrenti.

3. Esperita la pubblicazione segue la vera e propria istruttoria, oppure la domanda, unitamente alle osservazioni e alle domande concorrenti può essere sottoposta all'esame della "Conferenza di Servizi", ai sensi dell'art. 14 della L. n.241/1990, come modificato dall'art. 9 della L. n.340/2000, cui partecipano insieme, la Regione, il Comune, la Circostrizione Doganale, l'ufficio del Genio Civile regionale, l'Amministrazione finanziaria e quella marittima, nonché l'Azienda Sanitaria locale, il comando dei Vigili del Fuoco, ove sussistono profili di sicurezza antincendio, la Soprintendenza per le aree sottoposte a vincoli culturali, paesaggistici o archeologici. L'Amministrazione marittima e finanziaria forniscono parere obbligatorio solo qualora la concessione riguardi beni di pertinenza demaniale, ovvero preveda la realizzazione di impianti di difficile rimozione. Naturalmente nel caso di domande concorrenti sarà data preferenza a quella che soddisfi maggiormente, in via combinata "le esigenze di tutela del paesaggio e dell'ambiente e gli interessi pubblici connessi alla valorizzazione turistica ed economica della regione nel rispetto delle linee guida sulla redazione dei piani di utilizzo degli arenili adottate dalle Regioni d'intesa con l'Autorità Marittima" ed ove non ricorrano tali ragioni di prelazione la concessione sarà rilasciata a chi offre il canone annuo maggiore. Nel caso in cui ci si avvalga della "Conferenza di servizi" l'autorizzazione finale sostituisce "a tutti gli effetti ogni autorizzazione, concessione, nulla osta o atto di assenso comunque denominati di competenza delle amministrazioni partecipanti o comunque invitate a partecipare". Allontanarsi da tale approccio, invece, significa acquisire la concessione demaniale da un lato, la Concessione Edilizia e quella rilasciata dalla Circostrizione Doganale dall'altro. Come abbiamo già avuto modo di vedere nella Regione Puglia, questa procedura stenta ad essere accettata dagli Enti delegati.

4.4 Valutazione dell'impatto ambientale

I pareri di VIA per impianti eolici offshore sono rilasciati dal Ministero dell'Ambiente e dal Ministero dei Beni Culturali tramite una Commissione a cui partecipa un rappresentante regionale. Lo prevede la L.99 del 23/07/2009, art.42 comma 1, senza effetto retroattivo.

Nota: la stessa legge prevede per gli impianti offshore un coefficiente moltiplicativo di 1.5 per i certificati verdi (L.99 del 23/07/2009, art.42 comma 4), invece del coefficiente 1 previsto dalla finanziaria 2008 (L.244/07).

I documenti da presentare perché il proprio progetto venga preso in considerazione nell'iter di valutazione di impatto ambientale per l'ottenimento del parere positivo di VIA è:

- RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA DI PROGETTO
- RELAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
- VALUTAZIONE DI INCIDENZA
- ALLEGATI:
 - ANALISI CHIMICO FISICHE DELL'ACQUA
 - ANALISI DI PRODUCIBILITA'
 - RELAZIONE GEOLOGICA E GEOTECNICA
 - SCHEDE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE
 - PROGETTO DELLE INFRASTRUTTURE ELETTRICHE (con planimetrie allegate)
 - DISPOSIZIONE DELLE TURBINE NEL CSMPO EOLICO
 - STUDIO SULLE FONDAZIONI UTILIZZATE
 - FOTOSIMULAZIONE DELL'OPERA
 - RICHIESTA DI CONNESSIONE ALLA RTN
 - STUDIO IMPATTO ACUSTICO
 - STUDIO DEL MOTO ONDOSO IN LOCO
 - STUDIO DEI VINCOLI COSTIERI E TERRITORIALI
 - COPIA DELLA PUBBLICAZIONE DELLA PRESENTAZIONE DI DOMANDA PRESSO IL COMUNE E GIORNALI LOCALI

Ad oggi è stato rilasciato un solo parere positivo alla verifica tecnica di impatto ambientale VIA-VAS in data 14/10/2009 per la centrale a Termoli della società Effeventi S.r.l..

4.5 Autorizzazione Unica

L'autorizzazione unica viene rilasciata dal Ministero dei Trasporti con il Ministero dello Sviluppo Economico ed il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare; questo è sancito dalla L.244/07 (finanziaria 2008) - Art 158: "All'art. 12 del decreto legislativo 387/03 sono apportate le seguenti modificazioni: ... al comma 3 è aggiunto il seguente periodo: "Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei trasporti, sentiti il Ministero dello sviluppo economico ed il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima""".

4.5.1 Connessione RTN

Parallelamente bisogna avviare i rapporti col GRTN (Terna s.p.a.) per ottenere la soluzione tecnica minima generale (STMG) di allaccio alla rete nazionale. Viste le elevate potenze di un parco eolico offshore, la connessione deve essere fatta in alta tensione quindi l'allacciamento deve avvenire mediante una sottostazione esistente o bisogna prevederne la costruzione di una nuova nelle vicinanze in una zona esente da vincoli e nelle immediate vicinanze di una linea di alta tensione. Per quanto riguarda le condizioni tecniche ed economiche la norma a cui si fa riferimento è la delibera ARG/elt. 99/08.

Una volta che si dispongono di questa autorizzazioni, assieme ai nulla osta per la connessione elettrica, si può procedere con la dichiarazione di inizio lavori.

5 Aspetti tecnici, ambientali ed economici dell'eolico offshore

5.1 Aspetto tecnico

Di seguito verranno analizzati gli aspetti fondamentali per lo studio di un impianto eolico offshore. Il primo studio fatto riguarda le fondazioni, per capire la reale fattibilità di un impianto di questo tipo; successivamente saranno analizzati tutti i principali aspetti critici dell'installazione in mare.

Una volta visto questo punto si faranno delle considerazioni sull'impatto ambientale e sull'eventuale mitigazione, visto che sarà necessario limitarlo il più possibile per ottenere la concessione a realizzarlo; in fine verranno riportate stime, valori reali e paragoni per quanto riguarda l'aspetto economico.

5.1.2 Fondazioni

La diversità fondamentale tra l'eolico onshore e quello offshore sta nelle fondazioni; infatti il più grande ostacolo al suo sviluppo sta nel costo dell'installazione. Analizziamo ora le caratteristiche tipiche per i sostegni degli aerogeneratori.

Le caratteristiche di una adeguata struttura di fondazione, devono essere:

- costo di realizzazione compatibile con l'economicità dell'impianto, considerando che l'incidenza del costo di fondazione negli impianti a mare sale notevolmente;
- facilità di costruzione, trasporto a mare ed installazione;
- possibilità di produzione in serie;
- adattabilità ai diversi fondali, ed alle condizioni locali;
- progettazione finalizzata a rendere unico il blocco fondazione-aerogeneratore, dal punto di vista del comportamento statico-dinamico;
- facilità di montaggio con l'aerogeneratore, in sito o precedentemente al varo in mare;
- facilità di dismissione a fine vita dell'impianto.

Nella progettazione delle fondazioni, si devono considerare contemporaneamente i regimi idrodinamici (onde, correnti e maree), i regimi aerodinamici (forze tangenti, normali e momenti

causati dal vento), ed eventualmente quelli sismici; considerazione a parte sarà fatta per il rischio di impatto da natanti.

Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione nei confronti di quello dell'aerogeneratore: una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

In genere le costruzioni a mare, vengono divise in due gruppi principali, in relazione alla frequenza fondamentale della struttura: strutture con frequenza propria maggiore dell'onda dominante e strutture con frequenza propria minore dell'onda dominante (ad esempio le strutture a traliccio hanno un periodo proprio di 3-5 secondi).

Si elencheranno di seguito alcuni aspetti indispensabili da esaminare nel dimensionamento di una struttura di fondazione:

- Caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, acclività del fondale marino, profondità.
- Ambiente marino: velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, altezza dell'onda al largo, altezza dell'onda sul sito, periodo di picco.
- Effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale.
- Criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza.
 - a. Forze ambientali + peso proprio
 - b. Forze di esercizio + peso proprio
 - c. La più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali
- Materiale strutturale.
- Protezione superficiale della struttura: gli effetti da contrastare possono essere lo scouring (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche.
- Fenomeni di fatica.

Riportiamo di seguito le diverse tipologie di fondazioni utilizzate ad oggi in base alla profondità dell'installazione:



Figura 12. Tipi di fondazione

5.1.2.1 Fondazioni a monopila

Negli ultimi due anni, la tendenza verso la scelta di fondazione monopila si è nettamente accentuata, mentre si opta per l'uso di fondazioni a tripode (struttura a tre gambe) per fondali più profondi.

La struttura monopalo è una struttura semplice che consiste nel prolungamento del sostegno dell'aerogeneratore fin sotto il livello del mare e oltre al fondale. Quindi sarà necessario avere una nave in grado di piantare il palo con diametri di circa 4 metri per profondità di circa 20 metri. Questa soluzione viene usata fino a fondali di 30 metri, quindi alla lunghezza della torre dell'aerogeneratore vanno sommati 50 metri di palo (trenta metri di profondità più venti metri al di sotto del fondale).

Di seguito riportiamo un'illustrazione di tale tipo di fondazione che ci permette di vedere gli aspetti tecnici costruttivi:

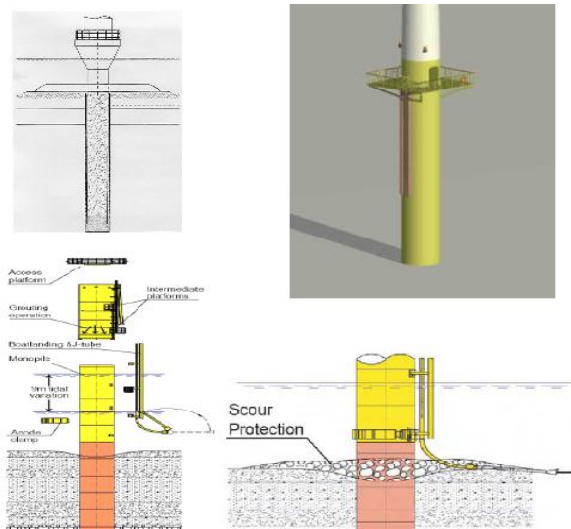


Figura 13. Struttura monopalo

5.1.2.2 Fondazioni a tripode

La ricerca di una migliore produttività degli impianti eolici e di un minor impatto visivo ha portato a spingere le installazioni in siti più lontani dalla costa, con fondali più profondi. Per profondità comprese tra i 30 e i 50 metri la soluzione oggi maggiormente utilizzata è la fondazioni a tripode, cioè fondazioni che consistono in un palo portante al quale viene ancorata la torre dell'aerogeneratore il quale a sua volta è sostenuto e fissato da tre pali con diametro minore che vengono infissi nel fondale per una profondità di circa 20 metri. Di seguito sono riportate le illustrazioni di due tipologie di struttura usate oggi per installazioni a diverse profondità:

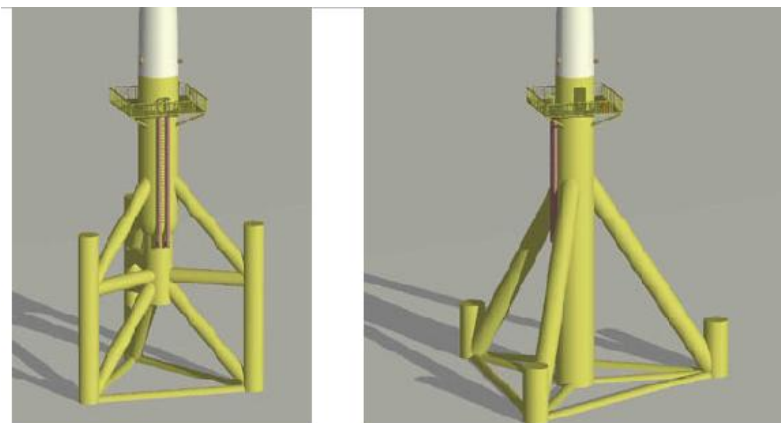


Figura 14. Strutture a tripode

La scelta dei pali di sostegno deve venir fatta in base a:

- a. L'effetto delle reazioni del suolo marino ai carichi trasmessi dai pali (si assume il terreno costituito da strati).
- b. La lunghezza d'inserimento del palo in funzione del suo diametro e del suo spessore (si terrà conto della forza d'urto del battipalo e la reazione di taglio del suolo).

La struttura è costituita da una colonna centrale, capace di trasferire i carichi a cui è soggetta, alle tre braccia, posizionate al di sotto del livello del mare, attraverso i quali vengono guidati i pali di fondazione. La colonna centrale è collegata alle tre braccia, attraverso una struttura reticolare, mentre il collegamento tra la struttura ed i pali di fondazione è ottenuta cementando la testa tra i pali e le braccia aperte alle estremità; sono montati anche tre bracci diagonali che collegano la colonna centrale alle tre braccia.

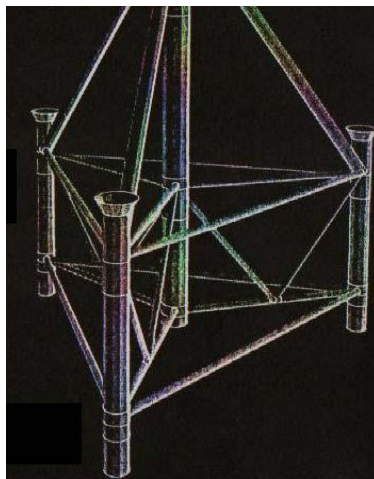


Figura 15. Particolare costruttivo del tripode

Tutti i carichi dell'aerogeneratore sono applicati alla base della torre (normalmente a 5 m rispetto al livello del mare); vediamo ora i carichi che si andranno ad esercitare sulla struttura con l'ipotesi di installazione di turbine da 2 MW e da 4 MW (le potenze sono scelte di poco superiori alle reali macchine presenti sul mercato per stimare pesi superiori garantendo una certa tolleranza nel calcolo degli sforzi):

Momento flettente	30.000 kN
Forza di taglio	500 kN
Forza verticale	2.000 kN

Momento flettente	160.000 kN
Forza di taglio	2.000 kN
Forza verticale	5.000 kN

Tabella 4. Dati di carico tipici per macchine da 2 e 4 MW

Questi sforzi dovuti alle masse della turbina e alla spinta del vento, si trasferiscono in modo solidale sulla struttura della fondazione dove troviamo il massimo carico alla sua base (forza peso della struttura, spinta del vento, spinta dell'acqua).

5.1.2.3 Fondazioni a traliccio

Un'altra struttura che può essere considerata per l'installazione offshore è quella a traliccio a tre o quattro gambe; questo tipo di struttura ha il vantaggio di ridurre notevolmente i pesi e quindi i costi, mantenendo comunque un grado di rigidità e resistenza agli sforzi più che sufficiente a garantire la solidità della fondazione.

Questo tipo di fondazioni, del tutto simili a quelle usate nel campo di estrazione petrolifera, si presta con leggere modifiche all'installazione delle turbine sopra descritte (tre gambe 2 MW, quattro gambe 4 MW).

5.1.2.4 Confronto tra i tre tipi di fondazione

In base alla profondità dei fondali in cui si andrà ad operare c'è la necessità di scegliere il tipo di fondazioni. Lo sviluppo oggi raggiunto dalle strutture e dai materiali usati, fa sì che la scelta tra due fondazioni consone all'installazione a medesime profondità, non sia vincolata da problemi di resistenza agli sforzi ma solo da un fattore di peso-costi.

Riportiamo di seguito i risultati ottenuti da uno studio svolto dall'Università di Bologna che paragona i quattro tipi di strutture sopra descritti:

Facciamo ora delle considerazioni sulla scelta delle fondazioni in base alla turbina scelta e alla profondità del fondale.

Per macchine con potenza di 2 MW e per profondità dei fondali marini superiore a 8 / 10 m, il trend mostra una netta preferenza per la fondazione monopile, mentre per profondità inferiori a tale limite, la scelta è rivolta verso le fondazioni a gravità. Quanto detto vale fino a 15/20 metri. In effetti a 25 m le caratteristiche tecniche della soluzione sono fuori dal margine di accettabilità. Per profondità che stanno attorno ai 25 metri si ritiene che la soluzione migliore sia quella a tripode visto che è in grado di sostenere sforzi maggiori. Il punto sfavorevole di questo tipo di struttura sta nel suo peso: infatti se si scende a profondità maggiori (verso i 50 metri) questa soluzione risulta eccessivamente costosa rispetto alle soluzioni a traliccio.

Per profondità fino a 30 metri le soluzioni a traliccio sono economicamente paragonabili a quelle monopila e tripode. La loro convenienza sta nell'uso in acque più profonde (oltre i 35 metri di profondità). La scelta a quattro gambe rispetto a quella a tre deve ritenersi necessaria solamente in caso di condizioni di carico gravoso, in caso contrario sarebbe economicamente sfavorevole.

La struttura a traliccio varia la sua complessità tecnica all'aumentare della profondità quindi il suo costo non è lineare con la profondità.

5.1.2.5 Sistemi galleggianti

In questi ultimi anni, si è cominciato a pensare al concetto di aerogeneratori installati a mare con l'utilizzo di piattaforme offshore già esistenti, oppure con sistemi galleggianti e semi-sommersi variamente collegati al fondale marino o alla costa.

Un esempio proposto dalla Edison, di riutilizzo di una piattaforma offshore riguarda il VEGA, ubicata in un fondale profondo 120 m, a 22 km dalla costa siciliana; essa è costituita da un jacket a 8 gambe di acciaio, con dimensioni geometriche 80X60 m. Lo studio di prefattibilità ha considerato l'installazione di un aerogeneratore di 4,5 MW di potenza, dotato di un rotore di 112 m di diametro, per una producibilità annua di 12,2 GWh, con una velocità del vento a 50 m di 7,22 m/s.

Lo studio di strutture floating, per lo sfruttamento dell'energia eolica, nasce da diversi bisogni, legati alla necessità di evitare fondazioni fisse, migliorando così l'impatto ambientale dell'impianto, e di poter eventualmente spostare l'insieme aerogeneratore - floating, da un sito all'altro.

Il sistema galleggiante è composto di due parti essenziali: la piattaforma galleggiante con il suo apparato di ancoraggio, e la turbina eolica rigidamente fissata alla piattaforma.

Ad oggi sono state proposte varie soluzioni per applicazioni di questo genere, ma nessuna si è dimostrata economicamente competitiva con gli impianti offshore a fondazione; si possono considerare alcuni tipi di ancoraggio al fondale marino o alla costa, mediante cavi ancorati ad una o più masse fissate al fondale, o con collegamento rigido (tipo monopalo).

Tra gli studi condotti sull'argomento, si possono ricordare alcune soluzioni: i pontoni semi-sommersi per applicazioni di tipo estensivo, proposti dall'Università di Delft, oppure strutture di sostegno tubolari o in calcestruzzo ancorate al fondo del mare con cavi e pilastrini.

Lo studio ha riguardato la fattibilità di un progetto d'impianto a 50-200 km dalla costa, per una profondità di 50 m nel Mare del Nord, velocità media a 100 m di altezza di 9 m/s, ed installazione di una macchina da 5 MW per un parco eolico da 500 MW; il costo kWh stimato è di 0,068 Euro a 100 km, 0,074 Euro a 200 km, sono valori elevati se confrontati con i classici impianti offshore a fondazione, ma varrà la pena seguire l'evoluzione di questo tipo di sistemi floating.

Nella seguente figura sono rappresentati i principali concetti delle strutture galleggianti di sostegno degli aerogeneratori proposte a livello mondiale, utilizzabili in linea di massima pure per il sostegno delle eventuali sottostazioni elettriche galleggianti degli impianti eolici offshore in acque profonde.

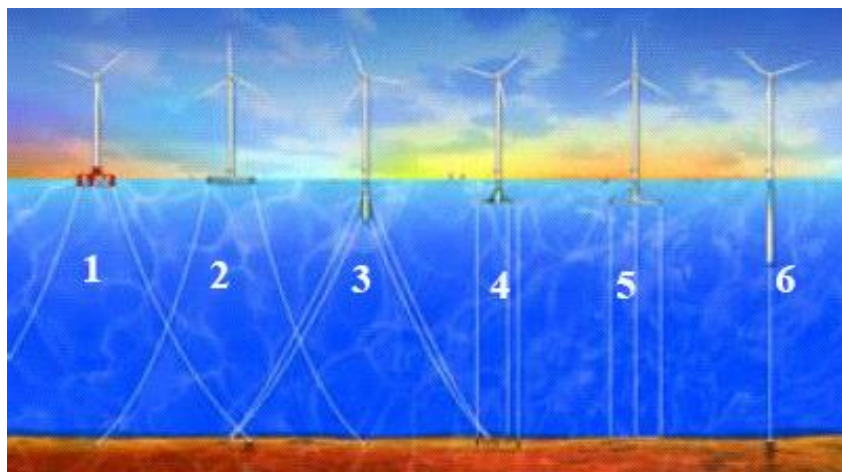


Figura 16. Diverse tipologie delle strutture galleggianti

(Semisommersibile a tre bracci con funi di ormeggio a catenaria)

(Chiatta con funi di ormeggio a catenaria)

(Sommergibile affusolata con funi di ormeggio a catenaria)

(Sommergibile a tre bracci con tiranti verticali con ancore a suzione)

(Sommergibile a tre bracci in c.a. con tiranti verticali con ancore a gravità)

(Sommergibile affusolata con tirante verticale)

In generale una struttura di sostegno galleggiante per aerogeneratori deve:

- rimanere stabile;
- mantenere la posizione, anche con ampi spostamenti;
- avere ridotte inclinazioni con aerogeneratore in funzione, in modo da poter essere utilizzata con aerogeneratori simili a quelli attualmente impiegati nelle installazioni offshore vincolate direttamente sul fondo del mare e mantenerli in funzionamento per più ore all'anno, e quindi renderli più produttivi;
- consentire un valido allineamento dell'aerogeneratore al vento, in modo da garantirne un buon funzionamento e quindi una buona producibilità;
- presentare la maggiore economicità, considerati i costi di costruzione, di installazione e di manutenzione.

Un altro importante requisito della struttura galleggiante, per lo meno per la situazione italiana, è che sia idonea ad essere installata in siti con profondità del mare tra ~60 m e 200÷300 m ed abbia la possibilità di adottare diversi tipi di ancoraggio delle linee di ormeggio, in modo da poter far fronte alle diverse possibili composizioni del fondale marino al largo delle coste italiane più promettenti. Per la loro individuazione si può comunque fare riferimento alla tecnologia delle piattaforme petrolifere offshore galleggianti, con le quali sono presenti da un lato significative analogie ma dall'altro lato importanti differenze.

In particolare le differenze riguardano: le dimensioni ed i pesi, maggiori per le piattaforme petrolifere; la distribuzione dei pesi, più in alto per le piattaforme petrolifere e i carichi esterni, più in alto per le strutture di sostegno degli aerogeneratori a causa della spinta del vento localizzata soprattutto in corrispondenza del rotore dell'aerogeneratore.

Le principali strutture galleggianti di sostegno degli aerogeneratori proposte a livello mondiale possono essere concettualmente suddivise, in funzione della modalità adottata per stabilizzarle, come rappresentato nella seguente figura e come di seguito specificato:

- stabilizzazione con peso ("Ballast Stabilized"), con contrasto alle spinte del vento e del mare tramite una grossa zavorra, posizionata nella zona inferiore della struttura

galleggiante, di forma allungata, ed ancorata mediante linee di ormeggio a catenaria al fondale marino;

- stabilizzazione con tiranti (“Mooring Line Stabilized” o “Tension Leg Platform”), con contrasto alle spinte del vento e del mare tramite tiranti verticali disposti ai vertici della struttura galleggiante, dotata di lunghi bracci orizzontali;
- stabilizzazione con forma (“Boyancy Stabilized”), con contrasto alle spinte del vento e del mare tramite un’ampia chiatta galleggiante, ancorata con funi di ormeggio a catenaria sul fondo del mare.

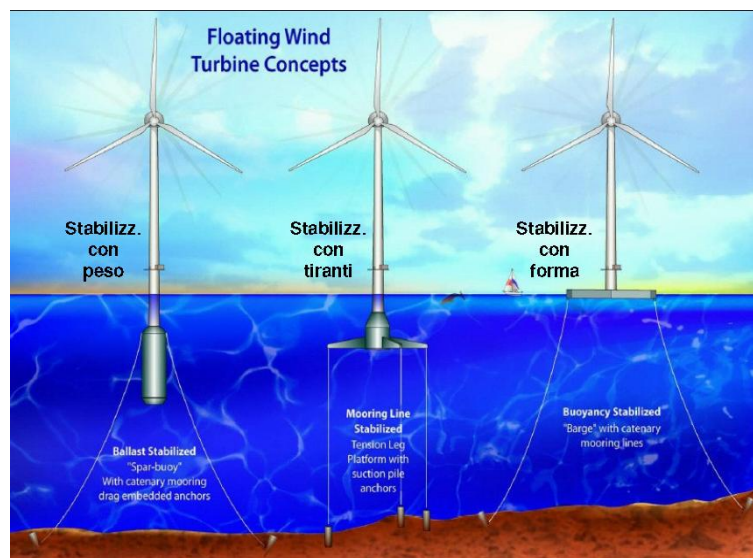


Figura 17. Principali tipologie delle strutture di sostegno galleggianti per aerogeneratori offshore

I sistemi di ormeggio delle strutture galleggianti per aerogeneratori assumono compiti differenti in funzione del metodo adottato per mantenere stabili le stesse strutture. Nei casi delle strutture galleggianti stabilizzate con peso o con forma, le linee di ormeggio hanno fundamentalmente il compito di garantire che le stesse strutture mantengano la loro posizione seppure con ampi movimenti, mentre la stabilità delle medesime strutture è garantita rispettivamente dalla distribuzione del loro peso e dalla loro forma. Nel caso delle strutture galleggianti stabilizzate con tiranti, gli stessi tiranti hanno invece il compito sia di stabilizzare la struttura galleggiante sia di garantire che la stessa mantenga la posizione.

5.1.3 Realizzazione delle opere di fondazione

L'installazione di un parco eolico offshore è un processo complesso e richiede un'attenta pianificazione a partire dalle operazioni di trasporto dei componenti: le fondazioni, gli elementi di transizione, le navicelle, i rotori, le pale, ecc.

I componenti verranno stoccati in un'area portuale cercando di ottimizzare le consegne in funzione delle capacità di installazione in modo da sfruttare al meglio lo spazio disponibile e massimizzare lo spazio a disposizione delle operazioni di pre-assemblaggio a terra di grandi componenti come per esempio i rotori.

L'area portuale, per lo stoccaggio e le operazioni di pre-assemblaggio, è da individuarsi tra quelle attrezzate o da attrezzarsi per l'approdo dei mezzi marini previsti ed il carico e scarico dei componenti e dei pre-assemblati per una necessaria superficie utile di lavoro complessivi circa 5.000 m².



Figura 18. Stoccaggio delle strutture di fondazioni in porto

5.1.3.1 Preparazione del fondo

L'uso di fondazioni a tripode o a traliccio, a differenza delle fondazioni a monopila non necessitano di una particolare preparazione del fondale. La possibilità, di ricoprire la base delle fondazioni con del materiale ghiaioso onde evitare scalzamenti del manto, permette una stabilità sufficiente anche in presenza di piccoli dislivelli su cui la struttura può tranquillamente mantenere un buon grado di equilibrio.

5.1.3.2 Procedura di installazione

La struttura di fondazione viene trasportata già montata nel sito di installazione. I pali di fondazione vengono installati in mare utilizzando una nave “battipali” di tipo *self-elevating*.

Tale tipo di imbarcazione è in grado di caricare, nell’area portuale di servizio, più pali di fondazione allo stesso tempo e trasportarli ai siti designati nel lay-out d’impianto.



Figura 19. Trasporto su barge

Una volta posizionato il pontone, i pali di fondazione vengono portati in posizione verticale con l’ausilio di una dima di inclinazione (*Tilting-Frame*) e posizionamento (*Hammering-Frame*) che permette l’esatta collocazione degli stessi con una tolleranza di $0,1^\circ$ nella verticale.

Allineato il palo sulla verticale della posizione di installazione, si iniziano le operazioni di infissione con un maglio idraulico costituito da un percussore ed un distributore della forza di percussione sulla testa del palo.

Per evitare di danneggiare l’udito di eventuali specie presenti nella zona durante le fasi di battitura del palo, viene preliminarmente immerso in acqua un emettitore di suoni in modo da allontanarle prima dell’inizio delle operazioni di lavoro.

Per fondali con caratteristiche geofisiche non particolarmente gravose, come il caso di quelli a largo delle coste italiane, il tempo necessario per l’infissione dei palei è pari a circa un’ora e mezza.

Tale tempo, ovviamente, può variare a seconda delle specifiche caratteristiche del fondale di ogni fondazione che saranno determinate in fase di progetto esecutivo delle opere.

Una volta infissi i pali, sulla sommità della fondazione viene posizionato un piccolo segnalatore luminoso temporaneo in modo da prevenire collisioni nelle fasi operative di lavoro.

Successivamente all'infissione dei pali di fondazione si procede con l'installazione della struttura della torre. Dopo che i tre conci sono stati caricati sul pontone *self-elevating* nell'area portuale di servizio, e una volta posizionato il pontone e sollevato in assetto stabile da lavoro nel punto di installazione, tale struttura viene sollevata con la gru presente sul pontone e alloggiata sulla fondazione.

Vengono poi sigillate le estremità e una volta terminate le operazioni di installazione viene attivato il sistema di segnalazione luminosa previsto sulla struttura stessa, alimentato per mezzo del sistema di batterie di *back-up*.



Figura 20. Sommità del sostegno

Una volta montata la torre si può procedere con il montaggio della navicella e rotore; anche per tali operazioni si procederà attraverso l'utilizzo di un pontone *self-elevating* sul quale vengono già montate sulla navicella due delle tre pale; la terza pala viene montata per ultima, una volta che la navicella è già assicurata alla testa della torre.



Figura 21. Struttura per il rizzaggio dell'opera

Le operazioni di installazione della stazione di trasformazione elettrica a mare sono simili a quelle descritte per l'installazione delle turbine. Una volta infisse le fondazioni, si procede al pre-assemblaggio, nell'area portuale di servizio, delle travature di sostegno, del piano di solaio, così come delle paratie di protezione laterali. Caricati quindi i vari componenti sul pontone di tipo self-elevating e sul pontone di trasporto, mediante le gru, giunti in corrispondenza del punto di installazione, il pontone viene ancorato e quindi stabilizzato in posizione elevata sulle gambe di appoggio. I vari componenti la struttura vengono quindi sollevati, mediante le gru presenti sul pontone, ed alloggiati nei sostegni di fondazione. Si procede quindi al montaggio del solaio, della componentistica elettromeccanica (trasformatori, armadio AT, armadio MT, etc.) e di servizio, così come delle paratie di protezione laterali.

5.1.3.3 Posa dei Cavi

I cavi sottomarini di collegamento delle turbine vengono posati ed interrati per circa un m sul fondale in modo da evitare eventuali danneggiamenti dovuti ad ancore o reti da pesca. Nell'area portuale, il cavo, viene caricato su di un pontone di servizio o su di un'apposita imbarcazione posacavi. Giunti in prossimità della turbina, il cavo viene srotolato verso il fondo e la sua estremità viene guidata all'interno del tubo a J, con l'ausilio di un sommozzatore e quindi inserita nella cassetta di terminazione.

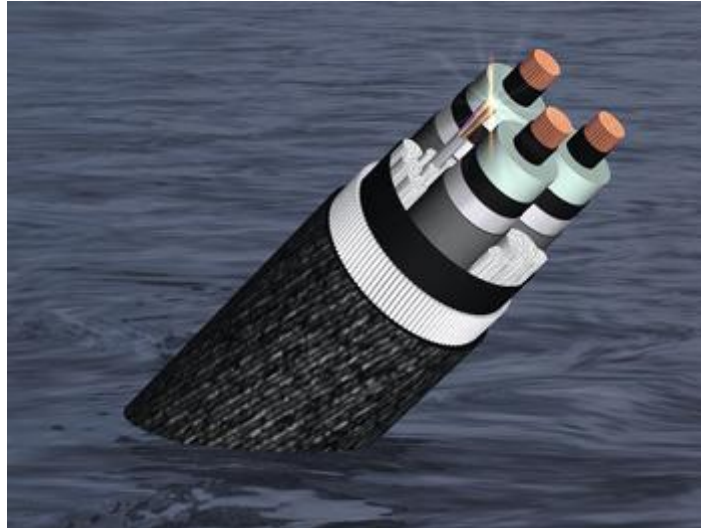


Figura 22. Cavi PIRELLI per l'installazione in mare

Terminata tale operazione, il cavo viene guidato nel tracciato stabilito ed interrato allo stesso tempo mediante l'utilizzo di potenti getti d'acqua.

A questo scopo si può utilizzare un veicolo robotizzato comandato a distanza (Remotely Operated Vehicle) che entra in azione dopo che il cavo è stato posato sul fondo del mare (ROV System); il veicolo, che si muove sul fondale marino su ruote oppure su cingoli speciali, è dotato di particolari bracci muniti di ugelli che possono essere opportunamente orientati al fine di smuovere il fondale marino sottostante il cavo in maniera da creare una trincea, della profondità desiderata, nella quale il cavo medesimo viene ad adagiarsi. Altrimenti si può utilizzare una macchina speciale che opera sul fondale marino ed è trainata dalla nave posacavi.

Giunti in prossimità della turbina successiva, il terminale del cavo è quindi guidato, sempre con l'ausilio di un sommozzatore, all'interno del tubo a J per poi essere collegato alla relativa cassetta di terminazione.

Analoga operazione è condotta per i cavi in arrivo ed in partenza dalla sottostazione elettrica a mare. Il cavo di collegamento con la costa, una volta in prossimità della battigia, viene interrato all'interno di un opportuno scavo preparato sulla spiaggia e quindi unito al cavo terrestre mediante un opportuno giunto, una volta sigillato il quale, viene poi ricoperto.

Il cavo terrestre viene quindi installato, secondo il percorso prestabilito, descritto nel capitolo precedente, nello scavo di alloggiamento. Le opere di scavo sono eseguite mediante appositi mezzi per la movimentazione della terra, di piccola taglia date le dimensioni esigue dello scavo da eseguirsi; l'alloggiamento del cavo viene effettuato mediante l'ausilio di un camion gru sul quale è installata la bobina di avvolgimento del cavo stesso; lungo il percorso verranno collocati i vari pozzetti di giunto degli spezzoni del cavo. Una volta posato e protetto con copponi di

resina con sovrastante apposito nastro di segnalazione il cavo verrà ricoperto con materiale di riporto e verranno quindi ripristinate le condizioni iniziali di superficie.

Il cavo terrestre viene quindi fatto fuoriuscire in corrispondenza del punto di transizione in linea aerea. In tale punto verranno realizzate le opere per la costruzione delle infrastrutture elettriche. Verranno quindi realizzate le opere di fondazione necessarie per i tralicci di sostegno lungo la linea aerea, i quali verranno poi installati mediante l'ausilio di mezzi di sollevamento, assieme alle linee elettriche.

Nell'area di ubicazione della sottostazione, si provvederà allo spianamento e bonifica della superficie d'impianto, alla realizzazione degli accessi previsti allo stesso ed alla costruzione dell'edificio di controllo. Quindi, mediante l'ausilio dei mezzi di sollevamento, si procederà al montaggio dei portali e dei tralicci, così come ai cablaggi previsti.

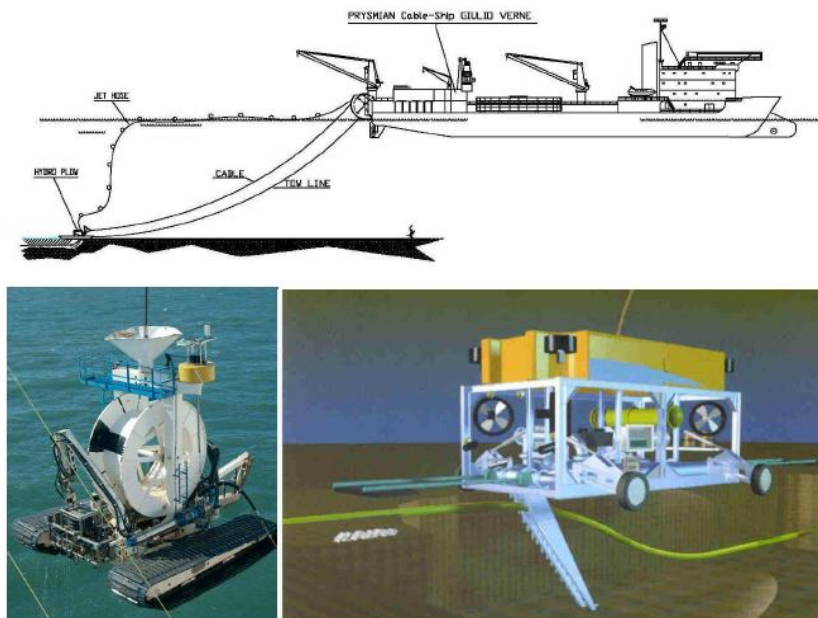


Figura 23. Dispositivi per la posa dei cavi

5.1.4 Aerogeneratori per l'installazione in mare

I principali costruttori di aerogeneratori oggi stanno investendo nello studio di macchine da installare in mare, con la necessità di modificare le caratteristiche delle strutture per limitare al massimo i pesi, in modo da ridurre i costi di trasporto, installazione e delle opere di fondazione. Ad oggi si installano macchine di provenienza onshore opportunamente modificate per evitare problemi di corrosione dovuti alla presenza di un ambiente fortemente aggressivo.

Il primo produttore di macchine offshore è Vestas di cui qui sotto sono riportate le caratteristiche dell'aerogeneratore V112-3 MW:

TECHNICAL DATA		Electrical	
Power regulation	pitch regulated with variable speed	Frequency	50 Hz
		Converter type	full scale converter
		Generator type	permanent magnet generator
Operating data		Main dimensions	
Rated power	3,000 kW	Blade	
Cut-in wind speed	3 m/s	Length	54.6 m
Rated wind speed	12 m/s	Max chord	4 m
Cut-out wind speed	25 m/s	Nacelle	
Wind Class - IEC	S	Height for transport	3.3 m
Operational temperature range	standard range -20°C to 40°C	Height installed	3.9 m
Rotor		Width	3.9 m
Rotor diameter	112 m	Length	14 m
Swept area	9,852 m ²	Hub	
Operational interval	6.7 to 17.7 rpm	Height	3.9 m
Nominal revolutions	14 rpm	Diameter	3.2 m
Tower		Max weight per unit for transportation	70 metric tonnes
Type	tubular steel tower site specific		
Hub heights			

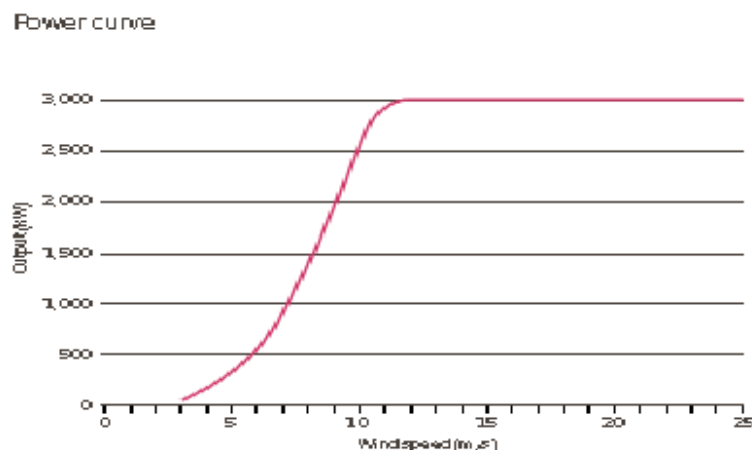


Tabella 8. Curva di potenza turbina Vestas

5.1.4.1 Nuovi aerogeneratori Direct Drive

La presenza di un moltiplicatore di giri collegato al rotore della turbina è causa di perdite, peso e frequenti disservizi. Per gli aerogeneratori di installazione offshore questi inconvenienti sono da evitare, per questo diversi produttori si stanno muovendo nella costruzione di macchine che funzionano senza il gear-box, cioè con generatori a magneti permanenti che producono bene energia anche a velocità variabile.

Questi nuovi tipi di generatori hanno anche la capacità di erogare potenza a valori di tensione nettamente superiore (3 kV) a quella fornita dai classici sistemi (690 V – 1 kV), il che permette di trasportare la potenza fino al trasformatore di cabina riducendo notevolmente le perdite. Il vantaggio principale è la riduzione del peso alla sommità della torre di sostegno, permettendo di avere carichi minori esercitati sulle fondazioni.

Un'azienda che produce prevalentemente macchine per l'installazione offshore è la norvegese Darwind, la quale per incrementare il vantaggio di queste turbine hanno proposto delle pale in fibra di vetro, molto leggere ma allo stesso tempo resistenti. La stessa tecnologia nella costruzione delle pale è usata da Vestas nelle sue macchine di elevata potenza.



Figura 24. Turbina eolica con tecnologia Direct Drive

Sviluppi futuri fanno pensare all'uso di fibre di carbonio nella costruzione delle pale; questa soluzione garantirà ottime caratteristiche tecniche ma costi ancora proibitivi.

5.1.5 Protezioni necessarie per l'eolico offshore

Particolare attenzione bisogna porre sulla sicurezza del sistema fondazione-aerogeneratore, poiché gli elevati investimenti da ammortizzare in pochi anni impongono di ridurre al minimo i fermo-macchina per problemi di guasto e manutenzioni ordinaria.

Le differenze importanti tra l'eolico offshore e quello onshore sta nel maggior rischio di fulminazione viste la grandi dimensioni dei rotori e la possibile corrosione delle fondazioni che sono soggette a un ambiente fortemente conduttivo. Analizziamo di seguito le soluzioni scelte per garantire la sicurezza della struttura.

5.1.5.1 Protezione contro i fulmini e sovratensioni per i generatori eolici

Gli impianti ad energia eolica sono impianti elettrici ed elettronici sofisticati, concentrati in spazi molto ristretti. Si può trovare tutto quello che offre l'elettrotecnica e l'elettronica: impianti di commutazione, motori e azionamenti, invertitori di frequenza, sistemi bus con attuatori e sensori. Facilmente si capisce che delle sovratensioni possono causare diversi danni.

A causa della posizione e l'altezza della costruzione, gli impianti ad energia eolica sono soggetti alla fulminazione diretta; ricordiamo che il rischio di fulminazione aumenta al quadrato con l'altezza della costruzione.

Impianti ad energia eolica multi-megawatt, raggiungono un'altezza complessiva fino a 150 m e sono perciò particolarmente soggetti a rischio. Serve dunque una protezione contro i fulmini e le sovratensioni completa.

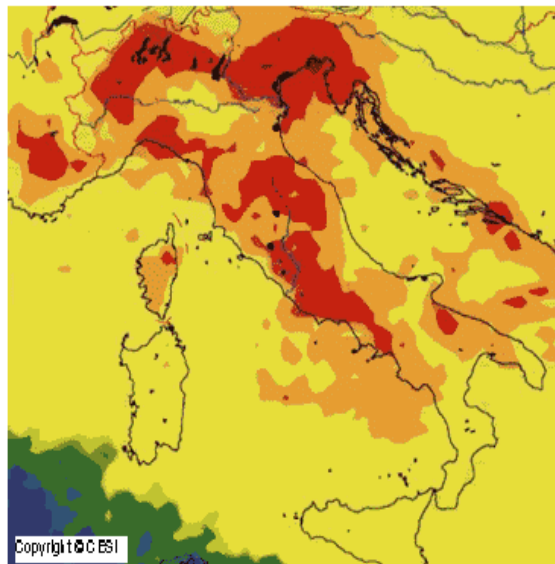


Figura 25. Cartografia rappresentante il numero di fulmini all'anno per km² sul territorio Italiano

Il numero annuale dei fulmini nube-terra, per una determinata regione si ricava dal livello isoceraunico. In Europa per zone costiere e di collina vale un numero medio di uno - tre fulmini a terra per km² ad anno.

Per il dimensionamento delle misure di protezione contro i fulmini deve essere osservato, che con una altezza dell'oggetto maggiore di 60 m in zona esposta alla fulminazione che oltre i fulmini discendenti devono essere calcolate anche i fulmini ascendenti terra - nube.

I fulmini terra - nube, partendo da alti oggetti esposti, hanno un'elevata carica di corrente da fulmine, che sono principalmente di grande importanza per le misure di protezione delle pale del rotore e per il dimensionamento degli scaricatori di corrente da fulmine.

Di base, per il dimensionamento del concetto di protezione, sono in prima linea i risultati di una accurata valutazione dei rischi, nonché le direttive delle compagnie assicurative.

L'associazione delle compagnie assicurative della Germania, nella sua guida Vds - 2010 per una protezione contro i fulmini e le sovratensioni orientata al rischio degli impianti ad energia eolica, consiglia almeno un livello di protezione II, per soddisfare le richieste di protezione minime di questi impianti.

Di seguito viene descritta principalmente la realizzazione di misure di protezione contro i fulmini e le sovratensioni per gli apparecchi e sistemi elettrici ed elettronici di un impianto ad energia eolica. I problemi complessi per la protezione delle pale del rotore e le parti rotanti montate su cuscinetti, richiedono una dettagliata verifica, e sono specifici per ogni costruttore e tipo di macchina.

I test da fare sono i seguenti:

- Test specifici su quadri elettrici precablati, per la protezione dell'impianto elettrico;
- Tenuta alle correnti da fulmine dei cuscinetti;
- Test di corrente da fulmine per le calate e ricettori delle pale dei rotori.

Il concetto di protezione a zone da fulminazione è un provvedimento di strutturazione per realizzare un ambiente EMC all'interno dell'oggetto.

L'ambiente definito EMC viene specificato dalla immunità ai disturbi degli apparecchi elettrici utilizzatori.

Il concetto di protezione a zone, come misura di protezione include quindi, di ridurre i disturbi condotti e di campo alle interfacce di zona a valori prestabiliti. A questo scopo l'oggetto da

proteggere viene suddiviso in zone di protezione. Le zone di protezione risultano dalla costruzione dell'impianto eolico e dovrebbero rispettare la loro struttura. E' decisivo, che gli effetti dei parametri da fulminazione diretta dall'esterno in zona di protezione LPZ 0A, tramite schermatura e l'installazione di dispositivi di protezione da sovratensioni possono essere ridotti in maniera tale, che i sistemi e apparecchi collocati all'interno dell'impianto eolico possono funzionare senza essere disturbati.

La navicella dovrebbe essere costruita come schermo metallico chiuso in se stesso. All'interno della navicella si ottiene così un volume con un campo elettromagnetico, relativo all'esterno, sensibilmente attenuato. I quadri di commutazione e comando nella navicella e se presenti nell'edificio di servizio, dovrebbero essere anche loro di costruzione metallica. I collegamenti dovrebbero essere provvisti di uno schermo di grande sezione per portare elevate correnti. Conduttori schermati dal punto di vista della tecnica antidisturbo, sono efficaci contro gli accoppiamenti EMC, se gli schermi sono collegati all'equipotenzialità su entrambi i lati. La connessione degli schermi deve avvenire con morsetti a contatto su tutta la circonferenza del conduttore, senza che siano installati delle lunghe trecce di connessione, inefficaci dal punto EMC.

Per la messa a terra di un impianto a energia eolica, deve essere utilizzata in ogni caso l'armatura metallica della torre. La realizzazione di un dispersore di fondazione nel basamento della torre, e se presente nella fondazione dell'edificio di servizio, è preferibile anche dal punto di vista del pericolo di corrosione dei conduttori di terra.

5.1.6 Protezione dalla corrosione

L'esperienza maturata dagli impianti eolici offshore installati nel nord Europa e nelle piattaforme petrolifere in mare ha portato alla scelta della protezione catodica ad anodo sacrificale come scelta ottima per la protezione delle fondazioni dei nuovi impianti eolici offshore. Andiamo qui di seguito ad illustrare il metodo usato per evitare problemi di corrosione delle strutture metalliche a contatto con ambienti con presenza di acqua.

La protezione catodica è una tecnica elettrochimica di prevenzione della corrosione dei materiali metallici immersi in ambienti aggressivi aventi un'apprezzabile conducibilità elettrica, quali i terreni e le acque; non è invece applicabile alle strutture esposte all'atmosfera.

Si attua facendo circolare una corrente continua fra un elettrodo (anodo) posto nell'ambiente e la superficie della struttura da proteggere (catodo): tale corrente provoca la diminuzione del potenziale del materiale metallico e riduce la velocità di corrosione fino al suo arresto.

La modalità con cui si realizza la circolazione di corrente definisce i due tipi di protezione catodica a corrente impressa e ad anodi galvanici (o sacrificali), illustrati nella seguente figura, rispettivamente (a) e (b). Il primo utilizza una unità di alimentazione elettrica, il cui polo positivo è collegato a un anodo insolubile e quello negativo alla struttura da proteggere. Nel sistema ad anodi galvanici la struttura da proteggere viene collegata elettricamente ad un metallo meno nobile: ad esempio, per la protezione dell'acciaio vengono usati l'alluminio e lo zinco nell'acqua di mare, il magnesio nei terreni e nelle acque dolci.

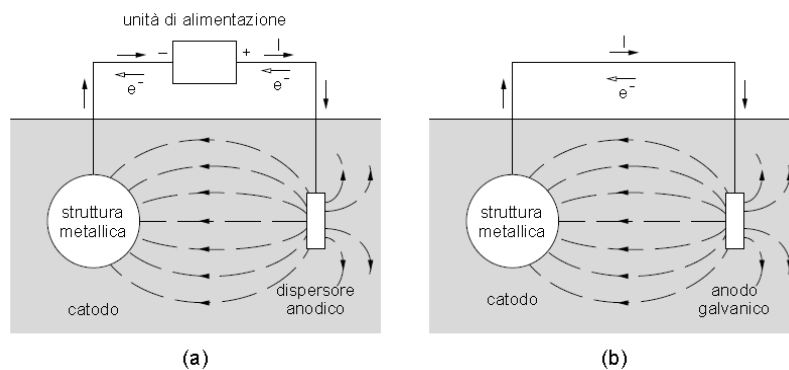


Figura 26. Protezione anodica

Gli anodi galvanici sono impiegati negli ambienti aventi elevata conducibilità, ad esempio in acqua di mare; i sistemi a corrente impressa sono preferiti negli ambienti resistivi, come i terreni e il calcestruzzo, e per la protezione di strutture estese con un numero limitato di anodi.

I sistemi ad anodi galvanici non richiedono alcuna fonte di energia esterna e, se correttamente progettati, assicurano protezione senza alcun onere di manutenzione. I sistemi a corrente impressa consentono di disporre di tensioni di alimentazione ben più alte rispetto agli anodi galvanici (sino a 50 V) e le condizioni di funzionamento possono essere regolate intervenendo sull'unità di alimentazione, adeguandole alle richieste della struttura da proteggere. Con un unico dispersore possono essere protette superfici molto estese, sino a lunghezze nell'ordine di decine di chilometri nel caso di condotte interrate; d'altra parte, la circolazione di correnti elevate può generare effetti negativi di interferenza elettrica e di sovra protezione.

5.1.7 Rischio di collisioni con natanti

Quasi mai si mettono in relazione questi impianti con collisioni navali, ma in realtà si tratta di un rischio da non sottovalutare.

Le collisioni con impianti eolici offshore non sono poi così rare: nell'agosto 2007 il cargo Jork, lungo 93 m, andò infatti ad urtare contro la piattaforma Viking Echo a 40 nodi al largo delle coste orientali britanniche. La nave, con il suo carico di oltre 2.000 t di frumento, imbarcò velocemente acqua, inclinandosi su un fianco, e colò a picco. Il danno complessivo si aggirò intorno ai 10 milioni di euro. Come dimostra questo esempio le costruzioni offshore, anche per il numero di impianti eolici in costante crescita, rappresentano un pericolo per la navigazione e sono suscettibili di causare danni elevati alle persone e all'ambiente. Nel caso di navi cisterna un impatto con strutture offshore può provocare il danneggiamento delle cisterne, con conseguente fuoriuscita di petrolio o prodotti chimici, mentre nel caso di portacontainer con carichi pericolosi può verificarsi la caduta di container fuori bordo. In ambedue le situazioni viene messo in pericolo l'ambiente marino. Non vanno poi trascurati i serbatoi di combustibile: le navi di grande stazza trasportano non di rado oltre 5.000 t di combustibile e un danneggiamento può provocare danni ingentissimi all'ambiente. Ma si può dare anche il caso inverso: una manovra di ancoraggio può danneggiare i cavi elettrici sottomarini degli impianti eolici.

5.1.7.1 A chi appartiene il mare?

Nei prossimi anni sorgeranno molte strutture in zone di mare finora riservate esclusivamente alla navigazione. Nell'individuare e dotare di infrastrutture i siti adatti all'installazione di impianti eolici offshore vanno tenuti sempre in considerazione gli interessi di una navigazione agevole e sicura.

Gli impianti eolici sono infatti, in ultima analisi, ostacoli artificiali che riducono la libera superficie di transito. L'utilizzo dei mari è regolamentato da normative nazionali e internazionali, di cui la Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982 costituisce il fondamento di diritto internazionale.

5.1.7.2 Rischi di collisione

Nella gestione dei rischi di collisione degli impianti eolici offshore si deve distinguere fra circolazione navale interna ed esterna all'area dell'impianto. Si parla di circolazione interna nel caso di traffico navale connesso con l'esercizio del parco eolico; diversamente si parla di traffico esterno, intendendo per esso la navigazione al di fuori di tale zona.

Solo nell'area dello zoccolo continentale britannico sono state registrate fra il 1975 e il 2000 ben cinquecentocinquantesette collisioni tra navi e piattaforme per l'estrazione di petrolio o gas naturale, ottantasei delle quali hanno causato danni ai manufatti di media fino a grave entità. Il numero delle collisioni sfiorate sarebbe tuttavia sensibilmente più elevato. Oltre il 95% delle cinquecentocinquantesette collisioni è peraltro imputabile alla circolazione navale interna, mentre solamente in otto casi si sono verificati impatti con navi in circolazione esterna, prevalentemente pescherecci.

Di norma nel corso dell'installazione di impianti eolici offshore e della posa degli elettrodotti il traffico navale aumenta notevolmente. Ma non è tutto: il «traffico di cantiere» incrocia anche le rotte di altre navi. Quindi l'impiego di apposite imbarcazioni nonché l'obbligo di segnalazione e di registrazione per tutti i natanti, le gru galleggianti e le piattaforme coinvolti nelle operazioni dovrebbero consentire di regolare il traffico ed evitare il più possibile intoppi o incidenti.

Durante l'esercizio dei parchi eolici, quando i natanti impiegati per le verifiche di funzionamento, per la manutenzione e la riparazione costituiscono un ulteriore pericolo di collisione, i centri di controllo del traffico navale svolgono un ruolo primario: essi infatti devono monitorare e regolare tutto il traffico nell'area del parco eolico off-shore. Per ridurre sul lungo periodo il rischio di collisioni, va attribuita uguale importanza sia ai moderni sistemi di navigazione e di comunicazione che ad un'adeguata formazione di tutti i membri degli equipaggi.

Zone di sicurezza in mare

La distanza di sicurezza di un impianto o di un parco eolico off-shore dalle rotte di navigazione si determina attraverso grandezze d'influenza di tipo nautico e giuridico: dal punto di vista nautico ci deve sempre essere una superficie di transito sufficientemente ampia ai margini esterni delle zone di separazione del traffico e delle vie di navigazione.

Ai sensi della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982 ogni Stato costiero può istituire zone di sicurezza con limitazione di transito all'interno della propria zona

economica esclusiva, con un limite massimo di 500 m dal margine esterno delle strutture. Nel caso di impianti eolici offshore anche l'installazione di più impianti singoli in blocchi può ridurre l'intralcio alla navigazione, garantendo nel contempo un sufficiente spazio sempre libero per natanti di manutenzione, piattaforme e pontoni.

5.1.7.3 Obbligo di segnalazione

Non vi è dubbio che gli impianti eolici offshore vadano sempre segnalati come ostacoli alla navigazione. In tale contesto le norme dei singoli Paesi possono integrare il dettato della Raccomandazione O-139 dell'Associazione internazionale di segnalamento marittimo (IALA). La IALA raccomanda ad esempio di colorare in giallo il fusto fino ad un'altezza di 15 m sopra il livello dell'alta marea come segnalamento ottico diurno.

Per i parchi eolici off-shore si consiglia, oltre all'identificazione luminosa notturna, l'installazione di mede a risposta radar che comunicano la posizione dell'impianto eolico sugli schermi della nave in avvicinamento con uno speciale segnale sulla frequenza di trasmissione del radar. Il segnale del risponditore ha la forma di un codice Morse che viene visualizzato sui display del radar.

Gli impianti eolici in mare possono inoltre essere dotati di sistema automatico di identificazione (AIS), un apparato a radiofrequenza con il quale è possibile identificare imbarcazioni o manufatti e scambiare informazioni sul traffico. I dati AIS vengono visualizzati sulla strumentazione di bordo dei natanti.

5.1.7.4 Reazione alla collisione

Cosa accade però se un natante, nonostante le distanze di sicurezza e le segnalazioni di pericolo, impatta con un impianto eolico? Vari fattori influenzano la portata dell'evento tra cui:

- le dimensioni del natante,
- la velocità del natante; è infatti ben diverso se si tratta di una nave alla deriva (ad esempio a causa di un guasto alle macchine) o di un natante per la manutenzione che naviga a bassa velocità oppure, l'eventualità più grave, di una nave che procede a tutta forza;
- la struttura di fondazione dell'impianto eolico.

Gli aerogeneratori possono essere dotati di fondazioni monopila, tripode o pluripila a traliccio (jacket). Ricerche effettuate dalla Technische Universität Hamburg-Harburg mostrano che le

monopile, costituite da una torre unica come gli impianti sulla terraferma, si spezzano nel fondo marino o sott'acqua, allontanandosi dal natante che normalmente subisce solo lievi danni. Non si può però tralasciare l'ipotesi che, con il cedimento della torre, la pesante navicella precipiti.

Anche il jacket, costituito di tubi sottili, opporrà probabilmente una bassissima resistenza e causerà danni trascurabili allo scafo del natante.

Potrebbe però accadere che la stabilità del traliccio venga compromessa, causando il collasso dell'aerogeneratore e in questo caso la pesante navicella assieme al rotore potrebbe precipitare sulla nave e danneggiarla gravemente.

Per quanto riguarda il tripode, i pali d'acciaio che ne costituiscono la struttura potrebbero trapassare lo scafo e danneggiare le cisterne o i serbatoi del combustibile.

Fondazioni sicure in caso di collisione

Tra i presupposti richiesti per l'autorizzazione di parchi eolici off-shore sono previste analisi dettagliate di rischio, sulla base delle quali le autorità preposte formulano una valutazione della pericolosità per l'ambiente marino. La ricerca si sta concentrando oggi sullo sviluppo di fondazioni capaci da un lato di sopportare un eventuale impatto con una nave e dall'altro di evitare danni allo scafo tali da provocare la fuoriuscita di combustibile o di altre sostanze chimiche. Allo scopo vengono simulate al computer collisioni tra diverse tipologie di fondazioni e di natanti.

Tipologia di fondazione	Petroliera doppio scafo	Porta-container	Petroliera monoscafo	Porta-rinfusa
Tripode	■	■	■	■
Pluripila a traliccio	■	■	■	■
Monopila	■	■	■	■

■ La struttura può essere considerata sicura in caso di collisione.

■ È possibile individuare scenari di rischio e proporre contromisure. La struttura è considerata limitatamente sicura in caso di collisione in relazione alla tipologia di natante.

■ È possibile individuare scenari di rischio senza che sia possibile proporre contromisure. Senza radicali modifiche delle geometrie la struttura è da considerare insicura.

Tabella 9. Pericolosità dell'impatto con natanti

La Convenzione sul diritto del mare del 1982 ha previsto la possibilità di costruire ed esercire impianti eolici offshore nella zona economica esclusiva. Dal punto di vista della navigazione queste strutture rappresentano tuttavia degli ostacoli che limitano la libera superficie di transito sul mare. Le normative nazionali ed internazionali intendono garantire che il traffico sul mare sia sicuro ed agevole, riservando alla navigazione una certa priorità rispetto ad altre forme di utilizzo.

Solo una segnalazione efficace degli impianti, assieme alle misure di sicurezza ed alla sorveglianza del traffico marittimo, permettono di evitare collisioni con natanti. Inoltre l'adozione di tipologie costruttive sicure in caso di collisione per gli impianti eolici può contribuire a mitigare i danni agli scafi, riducendo così il rischio di falla o affondamento.

5.1.8 Nuovo sistema di misura del vento in mare aperto: Windsentinel

La difficoltà di avere misure dirette nei siti dove si intende sviluppare un parco eolico offshore è dovuta all'elevato costo della struttura di sostegno degli anemometri e al lungo iter autorizzativo necessario per poterlo installare.

L'unica soluzione che ci permette di ottenere dei dati da misure, senza dover ricorrere a metodi matematici di previsione è stata prodotta dalla società canadese Axys Technologies Inc.; tale strumento consiste in una piccola imbarcazione ancorata al fondale, la quale è in grado di eseguire letture della direzione e velocità del vento con qualsiasi condizione metrologica mediante tre raggi laser a stato solido. I dati così registrati verranno teletrasmessi a terra e successivamente analizzati. Questa nuova tecnologia uscita a fine 2009 nel mercato, ha costi elevati, ma risulta conveniente se paragonata ad altre soluzioni; in oltre tale tecnologia permette di spostare questa unità con estrema facilità, da un sito ad un altro.



Figura 27. Windsentinel: misuratore anemologico offshore

5.2 Aspetto ambiente

L'Italia è un paese in cui il patrimonio ambientale è un bene di grande valore, da salvaguardare e valorizzare, ma è imprescindibile la necessità di installare nuove centrali che sfruttano le fonti rinnovabili.

La tecnologia dell'eolico è ormai matura e ha bassi costi di produzione, quindi è una di quelle da preferire ma che purtroppo, a causa delle grandi dimensioni dell'aerogeneratore, incontra maggiori contestazioni da parte delle popolazioni che risiedono nelle vicinanze. La soluzione di installare queste macchine in mare piuttosto che onshore può ridurre notevolmente questo “disturbo”.

Di seguito riportiamo i punti più importanti per quanto riguarda lo studio di impatto ambientale:

1. Aree di rispetto: si eviterà la localizzazione in aree soggette a vincoli ambientali, in aree che interferiscono con rotte navali/aeree, in zone militari, in zone a rischio sismico, e in zone in cui esistono limitazioni all'uso dello specchio di mare prescelto.
2. Rumore: gli aerogeneratori hanno emissioni sonore certificate entro certi limiti, comunque sono in genere poste ad una distanza tale dai centri abitati da non provocare disturbi.
3. Impatto sull'ambiente vivente: l'ambiente vivente non subisce effetti rilevanti, considerando che il disturbo creato dalle operazioni a mare, soprattutto lo scavo per la fondazione e il sotterramento dei cavi sottomarini, hanno durata limitata nel tempo, riscontrando anzi successivamente all'installazione, un arricchimento in termini di biodiversità.
4. Impatto sull'ambiente non vivente: non si rilevano impatti rilevanti, se non possibili effetti inquinanti sull'acqua del mare nella fase di trasporto ed installazione per l'uso di mezzi navali (effetti comunque limitatissimi) e quelli dovuti alla messa in opera della fondazione e dei cavi sottomarini.
5. Impatto visivo: la localizzazione in mare, permette di evitare la vicinanza con i centri abitati, ma non sempre si è riscontrato il favore della popolazione, perché gli aerogeneratori in mare sono visibili, pur potendo diminuire la visibilità aumentando la distanza dalla costa, e con la scelta di colori mimetizzabili con l'ambiente.

5.2.1 Aree di rispetto

Per garantire la preservazione del territorio esistono leggi molto dettagliate per quanto riguarda limiti e vincoli per la costruzione di nuove opere. Nel caso dell'ambiente marino esistono particolari aree protette marine e distanze minime dalla costa e dalle zone di entro terra di particolare interesse; ecco la lista dei vincoli da analizzare per la scelta del sito:

- Aree marine protette
- Parchi nazionali
- Riserve naturali
- ZPS (zona protezione speciale)
- SIC (siti importanza comunitaria)
- IBA (important bird area)
- PUTT (piano urbanistico territoriale tematico)
- Decreto Galasso
- Vincoli idrografici
- Rischio, pericolosità frane, pericolosità inondazione

5.2.2 Rumore

L'impatto acustico causato da un impianto eolico dipende da numerosi fattori di natura meccanica e aerodinamica. Il continuo sviluppo tecnologico delle turbine eoliche ha permesso di realizzare oggi macchine sempre più silenziose, tuttavia il rumore emesso e la conseguente sua immissione nell'ambiente costituiscono un elemento di verifica nella progettazione di un impianto eolico.

I livelli di rumore emessi sono di norma misurati e forniti dal fabbricante delle macchine secondo quanto previsto dalla Norma EN 61400-11 "Acoustic noise measurement technique".

E' noto che la percezione fisiologica del rumore è parzialmente soggettiva, tuttavia al di sotto di un certo livello, la percezione del rumore proveniente da un impianto eolico (come da ogni altro emettitore) tende a confondersi con il rumore generale di fondo. E' quindi buona norma progettare e verificare che presso eventuali recettori sensibili (abitazioni o zone di attività umana) e livelli di rumore immessi si mantengono al di sotto di detti limiti.

I principali provvedimenti legislativi che regolano la materia sono:

- D.P.C.M. 1 marzo 1991 “Limiti massimi di esposizione al rumore degli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno”
- Decreto Ministero Ambiente 19 marzo 1998 “Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico”

Il primo decreto regola i livelli massimi ammissibili di rumore in base alla classificazione (locale) del territorio; il secondo detta le norme per l'esecuzione dei rilievi acustici ad opere ultimate.

La valutazione dell'impatto acustico di una sorgente rumorosa, oltre che tenere conto dei limiti massimi di esposizione della realtà in cui la sorgente viene inserita si deve basare anche sulla misurazione del rumore di fondo. Al fine di determinare il livello di pressione acustica ad una distanza nota dalla sorgente è necessario definire in quale modo avviene la propagazione delle onde sonore. In generale, se il suono si propaga senza ostacoli da una sorgente, il livello di pressione sonora diminuisce con una legge logaritmica. Nella propagazione del suono, bisogna considerare, i seguenti fattori che influenzano il percorso delle onde sonore:

- caratteristiche della sorgente
- distanza della sorgente dal recettore
- assorbimento dell'aria, il quale dipende dalla frequenza del suono
- effetto del suono
- effetto di blocco e schermo delle onde sonore causati da ostacoli
- condizioni meteorologiche
- orografia del territorio in cui avviene la propagazione del suono

Un modello basato sulle ipotesi più conservative è quello suggerito dalla IEA che considera una propagazione sferica del suono (suolo perfettamente riflettente) con un assorbimento dell'aria descritta da una funzione che dipende dalla potenza emessa, dalla distanza tra emissioni e recettore e dell'assorbimento dell'aria.

Il valore totale del rumore prodotto da tutte le macchine dell'impianto, con riferimento ad un determinato punto, viene calcolato sommando tutti i contributi di ciascuna turbina attraverso le regole matematiche delle operazioni svolte nel dominio delle frequenze.

Vediamo qui di seguito l'andamento delle isofoniche in prossimità di un impianto del nostro tipo con coefficiente di assorbimento dell'aria pari a 0,005.

Si può notare come il valore di 50 dB (valore sensibile per l'uomo) si abbia solo in prossimità delle macchine e che non si raggiunge la costa nemmeno con valori di 30 dB.

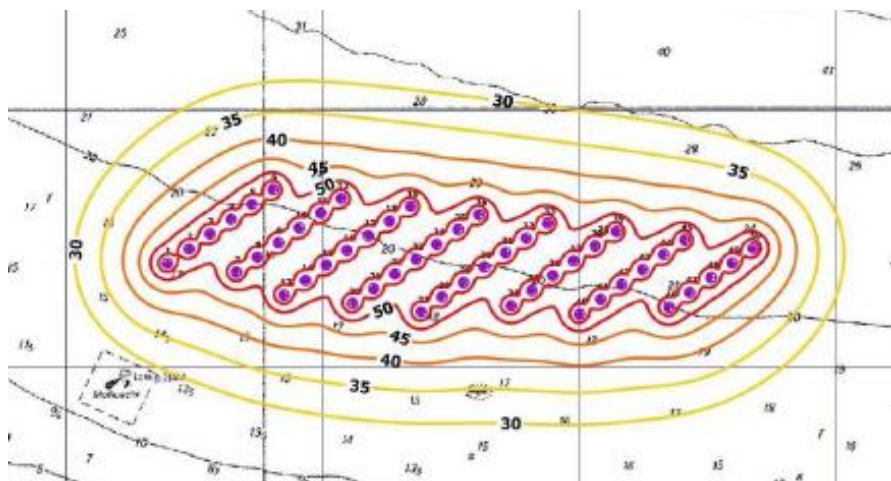


Figura 28. Propagazione del rumore in mare aperto

5.2.3 Impatto sull'ambiente vivente

Le specie animali soggette alla presenza delle turbine eoliche installate in mare sono gli uccelli e i pesci; il maggior disturbo viene apportato all'avifauna, mentre le specie marine non risentono della presenza delle turbine se non durante la fase di costruzione.

5.2.3.1 Avifauna

Tra gli impatti ambientali causati dalla realizzazione di una centrale eolica quello sull'avifauna è uno dei più rilevanti.

La letteratura in materia di effetti prodotti da centrali eoliche offshore sull'avifauna è ancora limitata dato che questo tipo di installazioni è da considerarsi una tecnologia ancora nuova. Le considerazioni che si possono fare sono però le stesse che si ricavano per le installazioni onshore. Possibili effetti di disturbo sugli uccelli sono attesi sia durante la fase di costruzione sia durante quella di esercizio, sebbene quelli relativi alla costruzione siano senza dubbio di scarsa entità.

Uno studio approfondito sulla presenza di specie di tipo migratorio in Italia ha evidenziato le presenza delle seguente specie:

Species	Months birds are likely to be ringed or recovered at Italy												Links
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Teal (<i>Anas crecca</i>)	✓	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	view species page
Shoveler (<i>Anas clypeata</i>)		✓							✓			✓	view species page
Black-headed Gull (<i>Chroicocephalus ridibundus</i>)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	view species page
Pochard (<i>Aythya ferina</i>)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓	view species page
Ruff (<i>Philomachus pugnax</i>)		✓	✓	✓	✓		✓	✓			✓		view species page
Black-tailed Godwit (<i>Limosa limosa</i>)		✓	✓	✓									view species page
Mallard (<i>Anas platyrhynchos</i>)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	view species page
Lapwing (<i>Vanellus vanellus</i>)	✓	✓	✓	✓						✓	✓	✓	view species page
Mute Swan (<i>Cygnus olor</i>)	✓			✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓		view species page
Garganey (<i>Anas querquedula</i>)		✓	✓	✓	✓			✓	✓				view species page
Tufted Duck (<i>Aythya fuligula</i>)	✓	✓										✓	view species page
Wigeon (<i>Anas penelope</i>)	✓	✓	✓				✓		✓	✓	✓	✓	view species page
Coot (<i>Fulica atra</i>)	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	view species page
Pintail (<i>Anas acuta</i>)	✓	✓			✓	✓	✓			✓	✓	✓	view species page
Black Tern (<i>Chlidonias niger</i>)				✓	✓	✓	✓	✓	✓				view species page

Tabella 10. Specie migratorie presenti in Italia

È importante anche lo studio di eventuali rotte migratorie e la non coincidenza con una di queste con il parco eolico. Oggi non esistono mappe aggiornate e studi approfonditi su questo aspetto ma di seguito riportiamo i risultati di uno studio svolto qualche anno fa:

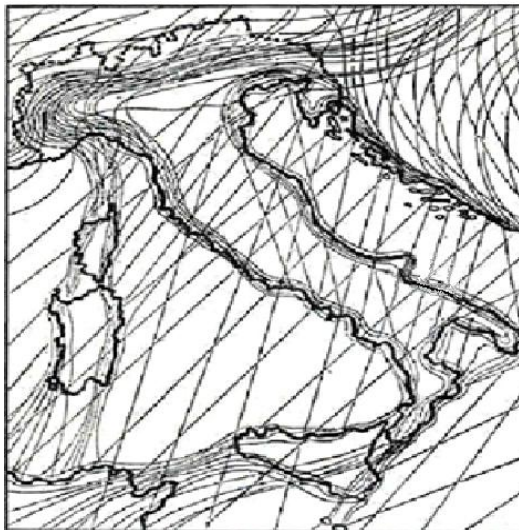


Figura 29. Rotte migratorie che interessano l'Italia

5.2.3.2 Fauna marina

A livello nazionale, l'ultimo controllo effettuato per conto del Ministero dell'Ambiente della fauna marina italiana ha registrato l'esistenza di 8.432 specie marine, suddivise in spugne, cnidari, echinodermi, molluschi, artropodi, pesci marini, rettili, uccelli marini e cetacei.

Nei mari italiani sono presenti circa:

- 500 specie di spugne;
- 458 specie di cnidari (meduse e coralli);
- 118 specie di echinodermi (gigli di mare, cetrioli di mare, stelle di mare, stelle serpentine, ricci di mare) di cui quattro meritevoli di protezione (due stelle e due ricci di mare);
- 1.528 specie di molluschi marini;
- 2.222 specie di Arthropoda;
- 506 specie ittiche di cui il maggior numero di endemismi è riscontrabile in Adriatico
(circa il 15% del totale delle specie).

La SIBM (Società Italiana di Biologia Marina), su incarico della Direzione Generale per la Protezione della Natura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MiATTM), ha rivisto e aggiornato la checklist delle specie marine della fauna italiana. Secondo la nuova checklist della fauna marina italiana i mari italiani passano dalla divisione in tre macroaree della FAO-CGPM seguite nella checklist 1993- 1995 a quella in nove zone biogeografiche, i cui confini sono marcati da aree di transizione che fluttuano in funzione delle variazioni climatiche, così suddivise:

- 1) Mar Ligure, a Nord di Piombino e Capo Corso, afferente al settore nord-occidentale
- 2) coste della Sardegna (e Corsica) ed alto Tirreno da Piombino a tutto il Golfo di Gaeta, afferenti alla sezione settentrionale del settore centro-occidentale del Mediterraneo;
- 3) tutte le coste campane, le coste tirreniche della Basilica, della Calabria e della Sicilia, nonché gran parte delle coste siciliane meridionali, afferenti alla sezione meridionale del settore centro-occidentale del Mediterraneo;
- 4) Stretto di Messina (un micro settore a se stante);
- 5) estremità sud-orientale della Sicilia, isole Pelagie (e arcipelago maltese), afferenti al settore sud-orientale del Mediterraneo;

- 6) costa orientale della Sicilia, coste ioniche della Calabria e della Basilicata e porzione meridionale della penisola salentina fino ad Otranto, afferenti al settore centro-orientale del Mediterraneo;
- 7) coste delle Murge (a sud del Golfo di Manfredonia) e del Salento a Nord di Otranto, afferenti al settore del Basso Adriatico;
- 8) coste dal Golfo di Manfredonia compreso fino al promontorio del Conero, afferenti al settore del Medio Adriatico;
- 9) coste dal Conero fino all'Istria, costituenti il settore dell'Alto Adriatico.

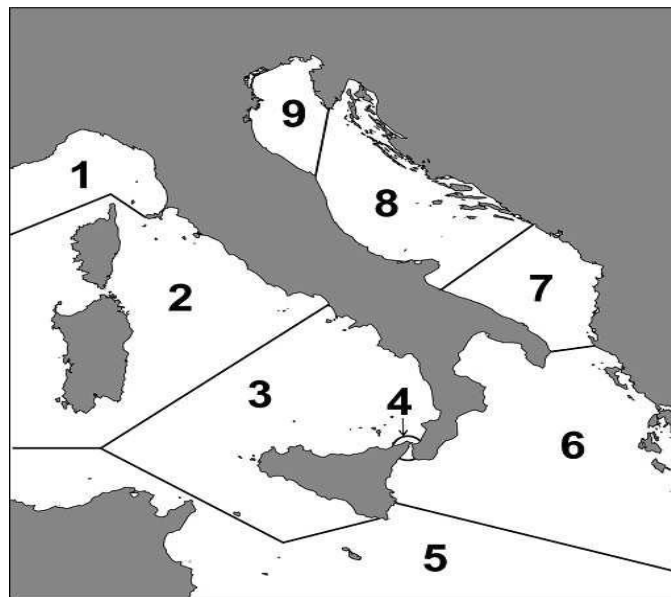


Figura 30. Suddivisione in zone del mare italiano

Osservazioni preliminari mostrano che le fondazioni degli impianti offshore generano le condizioni ottimali per la vita dei pesci, degli organismi bentonici (comunità che vivono sul fondale marino) e della fauna in generale. Questa condizione è determinata anche dal fatto che nelle vicinanze delle centrali offshore viene proibita la pesca a strascico con evidenti aspetti positivi per l'habitat marino e quindi per le diverse specie di pesci.

I maggiori disturbi generati dalla realizzazione di una centrale eolica offshore sul fondale marino e sugli organismi bentonici si osservano comunque in fase di costruzione, anche se questi effetti sono solo temporanei per cui, una volta terminata l'attività di costruzione, ci si attende che le specie tornino nell'area impattata molto rapidamente.

I possibili impatti su pesci e organismi bentonici sono legati principalmente alla presenza fisica delle turbine.

La parte di fondale occupata dalle fondazioni è una parte molto inferiore rispetto all'area occupata dal layout di progetto e pertanto l'impatto sul fondale può ritenersi trascurabile.

Le fondazioni delle turbine, se propriamente progettate, possono fornire l'habitat per una varietà di fauna e flora marina, dando cibo e rifugio alle diverse specie di pesci e generalmente possono contribuire alla biodiversità nell'area. L'impatto generato dal rumore su queste specie può ritenersi trascurabile poiché il rumore generato dalle turbine (in fase di esercizio) è di tipo continuo, per cui è probabile che i pesci si abituino a tale tipo di rumore.

I campi magnetici generati da cavi, trasformatori e turbine dell'impianto eolico offshore possono essere rilevati solo entro distanze di 1 m dalle strutture stesse; pertanto non ci si attende che i campi magnetici del parco eolico possano rappresentare un problema di rilievo per i pesci.

Gli impatti dovuti alla sottrazione di fondale marino sono del tutto trascurabili poiché l'area effettivamente sottratta è molto limitata. L'impatto sulle specie bentoniche e sul fondale marino può in definitiva considerarsi trascurabile e comunque limitato nel tempo.

Al fine di mitigare gli impatti su mammiferi e tartarughe marine nella scelta della localizzazione del sito idoneo alla realizzazione della centrale eolica sono state evitate le aree marine protette, aree di tutela o di protezione per particolari specie di pesci, di mammiferi marini o di fauna e flora marina soggetta a tutele.

Infine i cavi sottomarini saranno opportunamente interrati e schermati in modo da ridurre al massimo la generazione di campi elettromagnetici.

5.2.4 Impatto sull'ambiente non vivente

L'influenza che le fondazioni possono avere sulle onde è ridotta all'area nelle immediate vicinanze delle fondazioni. E' infatti possibile affermare che le fondazioni abbattano il flusso di energia delle onde e di conseguenza riducano l'altezza delle onde stesse nelle immediate vicinanze delle fondazioni.

L'influenza sul trasporto dei sedimenti sarà trascurabile, viste le profondità interessate elevate (più 15 m di profondità). A tali profondità infatti la ri-sospensione dei sedimenti dovuti al moto ondoso e il loro conseguente trasporto è minima.

La dispersione di polveri di rame e carbonio può essere causata dall'abrasione dei cuscinetti delle turbine eoliche. L'aumento della concentrazione di rame può indurre una inibizione temporanea di plankton. L'impatto derivante è comunque di entità limitata in quanto l'aumento di concentrazione di rame rispetto alle normali condizioni è inferiore a 1 µg/l.

La manutenzione delle turbine e delle fondazioni richiede che nell'arco del ciclo di vita delle turbine stesse (circa 20 – 25 anni) siano effettuate attività di sabbiatura e pittura. Al momento sono sconosciuti gli effetti che la pittura e i rifiuti rimossi dalle fondazioni e dalle torri possono avere sulla qualità dell'acqua. Sebbene non si sappia se la pittura sia tossica per il plankton, essa potrebbe portare ad una riduzione nella produzione primaria e a cambiamenti nella composizione di specie di plankton. Inoltre le gocce di pittura potrebbero anche causare problemi nel caso in cui galleggiassero sulla superficie dell'acqua raggiungendo la costa. E' necessario, per tale motivo, effettuare indagini circa la solubilità e le caratteristiche di dispersione dei vari tipi di pittura, oltre che test circa la tossicità per il plankton, le specie bentiche, le microalghe, i pesci. Sarà inoltre necessario ridurre il più possibile i residui derivanti da tali attività di manutenzione. La dispersione di rame derivante dall'usura dei cuscinetti delle turbine sarà limitata tramite l'uso delle BAT, le migliori tecnologie attualmente disponibili.

5.2.4.1 Presenza di rotte di navigazione

La presenza di eventuali rotte di navigazione è un vincolo importante e dal quale bisogna mantenere distanze importanti. Di seguito riportiamo le principali rotte che vengono seguite dalle navi; per quanto riguarda le piccole imbarcazioni potrebbero anche passare attraverso il campo eolico.



Figura 31. Rotte marittime in Italia

La presenza delle turbine sarà comunque segnalate attraverso sistemi luminosi e pittorici, accogliendo le indicazioni che verranno espresse da parte degli enti preposti alla navigazione navale ed aerea.

5.2.5 Impatto visivo

Per rimanere nell'ambito territoriale delle acque nazionali gli impianti eolici offshore devono rimanere all'interno delle dodici miglia dalla costa; per quanto riguarda invece la distanza minima dalla costa a cui possono essere installati gli aerogeneratori dipende dalle disposizioni regionali (linee guida e PEAR). Per limitare l'impatto visivo si cerca di spostare il parco eolico più lontano possibile tenendo conto però dell'aumento della profondità dei fondali e dell'aumento della lunghezza dei cavi (quindi maggior investimento e maggiori perdite). Nei casi italiani si tiene una distanza minima di 3-4 km dalla costa la quale, come vedremo nelle seguenti foto, è sufficiente per minimizzare l'impatto visivo da terra.

Riportiamo di seguito la disposizione delle turbine in un parco eolico tipico con una disposizione geometrica regolare. Ricordiamo che la disposizione dipende soprattutto dalla direzione prevalente del vento, dalle dimensioni del rotore (rotori più grandi significa distanze maggiori per evitare perdite dovute alle turbolenze) e dalle perdite.

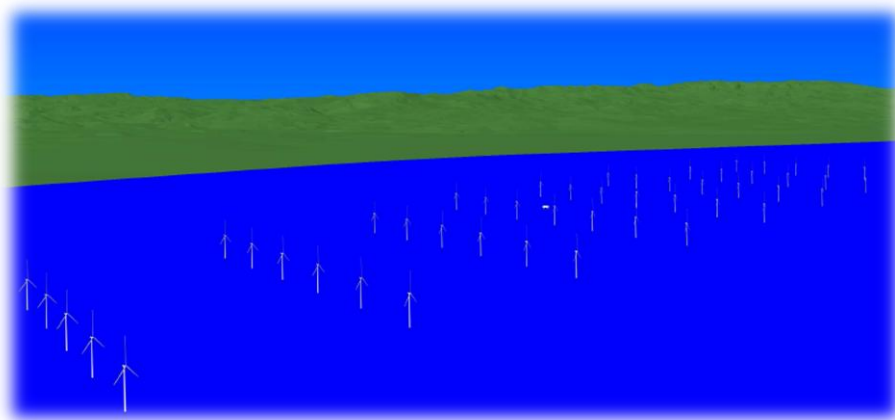


Figura 32. Simulazione della disposizione del parco eolico

Riportiamo anche la foto di un tipico aerogeneratore per l'installazione offshore:



Figura 33. Aerogeneratore utilizzato ($H_{mazzo}=90\text{ m}$; $D=126\text{ m}$)

Per capire l'impatto che ha un impianto di questo tipo dalla costa, è utile ricorrere a delle foto simulazioni dai punti di maggior interesse ambientale e da quelli con maggior visuale.

Vediamone un esempio:



Prima



Dopo

Figura 34. Foto simulazione parco eolico a 6 km

Queste elaborazioni danno un'idea molto realistica dell'aspetto che avrà il sito dopo l'installazione dell'impianto. Come si può vedere qui sopra l'impatto visivo che creano questi parchi così osteggiati è molto lieve soprattutto se paragonato ai moderni palazzi con dimensioni e altezze ben superiori.

5.3 Aspetto economico

5.3.1 Costi di installazione (Capex)

L'aspetto economico merita un importante approfondimento poiché un paragone è difficile con gli impianti già esistenti nel Mare del Nord viste le differenti condizioni. Ad oggi sembra verosimile ritenere i seguenti costi:

- il costo a MW installato in Italia di una turbina onshore è di circa 1.300.000 – 1.500.000 euro.
- il costo a MW offshore in Italia è stimato dai 2.500.000 – 3.200.000 euro.

Gli impianti eolici onshore in Italia funzionano in media circa 2.000 ore anno.

Quelli offshore circa 2.500 – 3000 ore anno (nel Mar del Nord si possono avere oltre 5000 ore equivalenti di funzionamento). Gli impianti eolici beneficiano del meccanismo dei certificati verdi (essendo a fonte rinnovabile): il valore medio di un certificato verde (rilasciato dal GSE) è di 90 euro per ogni MWh prodotto al quale andrà sommato il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica (circa 70 - 90 euro). Il meccanismo vale per 15 anni (finanziaria 2008). Ogni fonte poi beneficia di un differente coefficiente moltiplicativo (per eolico onshore è di 1 mentre per l'eolico offshore di 1,5). Le voci principali di costo sono costituite dalla macchina eolica e dalla struttura fondiaria, seguite dalle opere elettriche, di trasporto e montaggio, di progettazione, indagini in sito e cantieristica. Riportiamo un confronto tra i costi delle varie tecnologie che sfruttano delle fonti di energia rinnovabili:

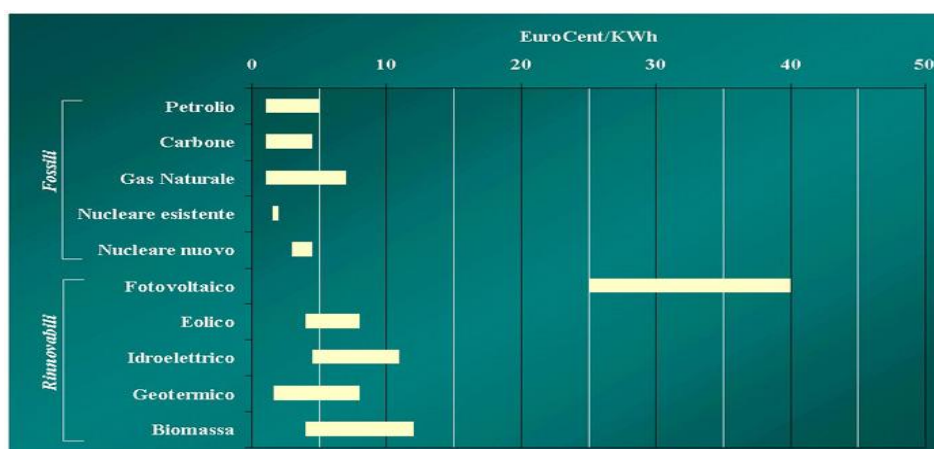


Figura 35. Comparazione tra i costi delle varie tecnologie rinnovabili

Anche se il valore riportato per l'eolico è considerato per un'installazione onshore, l'indicazione è comunque indicativa visto che ci si aspetta un'ulteriore diminuzione dei costi; il paragone con le altre fonti risulta comunque a favore di questa tecnologia.

Di seguito viene riportato un confronto tra un impianto eolico onshore e uno offshore:

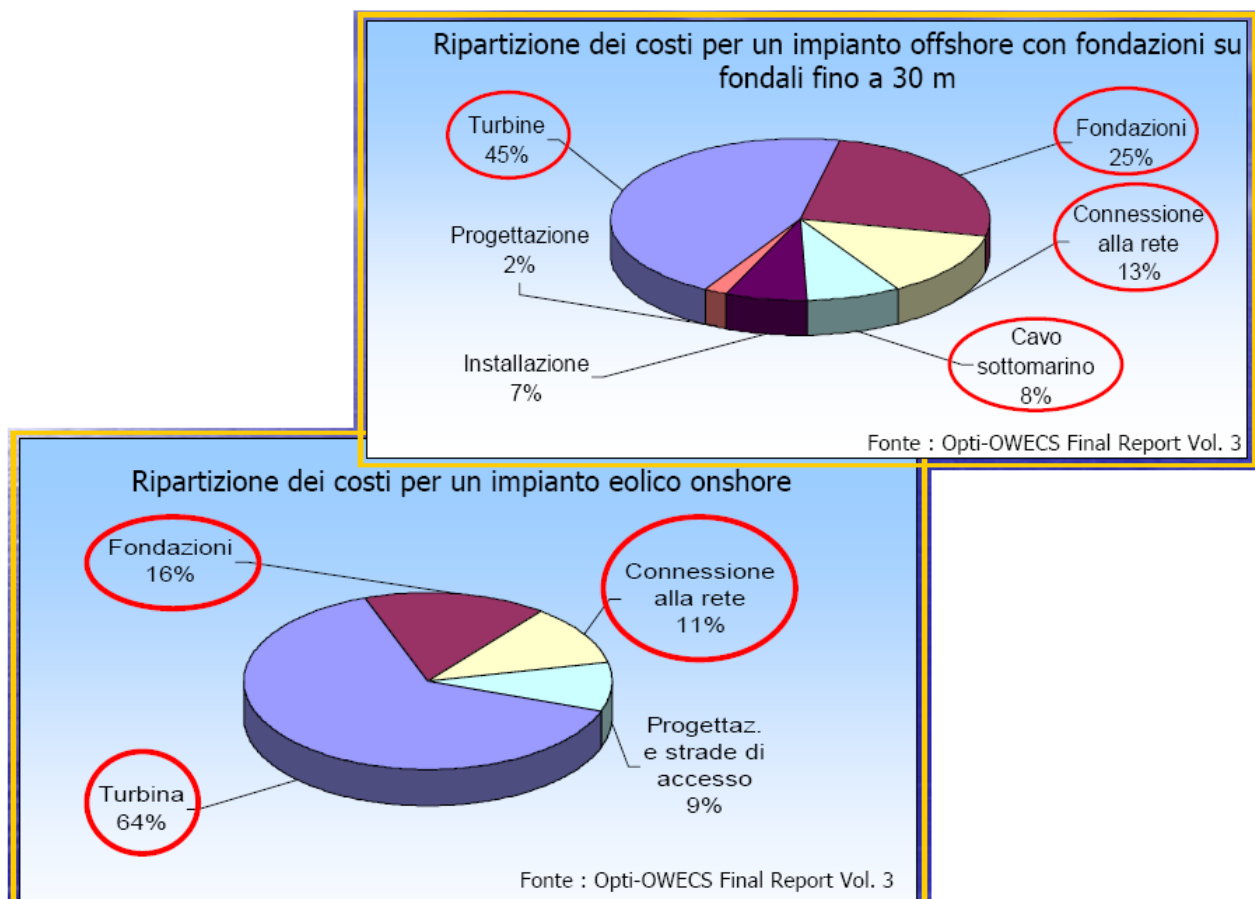


Figura 36. Confronto tra i costi di un impianto onshore e uno offshore

Come si vede le opere di fondazioni sono quelle che fanno la differenza tra le due installazioni. Un'ulteriore sviluppo e una produzione di massa può portare a un avvicinamento tra i prezzi dell'onshore e offshore con una netta preferenza per il secondo caso.

5.3.2 Occupazione

Numerosi sono i vantaggi dello sviluppo delle nuove tecnologie che sfruttano le fonti rinnovabili e tra questi è importante ricordare l'occupazione che andrà a generare lo sviluppo della tecnologia offshore; infatti oltre ad essere impegnati specialisti nello sviluppo del progetto, c'è la possibilità di coinvolgere ditte specializzate che risiedono in loco per quanto riguarda la costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Di seguito viene riportata una tabella in cui sono espressi gli occupati per un impianto simile a quelli che verranno sviluppati in Italia che è quello di Horns Rev (in Inghilterra) la cui potenza nominale è di circa 160 MW.

Numero di occupati diretti	Numero di occupati indiretti	Totali occupati
52	35	87

Tabella 11. Occupazione permanente di una Wind farm offshore

5.3.3 Dismissione dell'impianto a fine vita

Al termine della vita utile dell'impianto, stimabile in 25-30 anni, il parco eolico potrebbe essere "rimodernato", ovvero, dopo una verifica dell'integrità dei piloni di fondazione, si potrebbe procedere alla sostituzione integrale delle sole turbine.

Infatti la fondazione, la torre e la turbina sono tre parti distinte che vengono assemblate nel luogo di installazione dell'aerogeneratore. Pertanto si potrebbe procedere allo smantellamento delle torri eoliche preservandone le fondazioni che verrebbero utilizzate per nuove turbine.

Diversamente si potrebbe procedere allo smantellamento integrale della centrale procedendo in senso inverso alla fase di installazione della centrale.

La dismissione di un impianto eolico si presenta comunque di estrema facilità se confrontata con quella di centrali di tipologia diversa, ed inoltre le operazioni di smantellamento sono sostanzialmente ripetitive.

Il decomissing dell'impianto prevede la disinstallazione di ognuna delle unità produttive utilizzando i mezzi e gli strumenti appropriati, così come avviene nelle diverse fasi di realizzazione. Successivamente per ogni macchina si procederà al disaccoppiamento e

separazione dei macrocomponenti (generatore, mozzo, rotore..); quindi saranno selezionati i componenti riutilizzabili, quelli da riciclare, quelli da rottamare secondo le normative vigenti. Una volta effettuato lo smontaggio delle macchine, si procederà alla rimozione dei singoli elementi costituenti il parco eolico.

In particolare i cavidotti che collegano la centrale con la cabina di trasformazione e le linee elettriche che collegano l'impianto alla stazione di smistamento saranno rimosse e conferite agli impianti di recupero e trattamento.

Le misure di ripristino interesseranno anche la cabina di trasformazione a terra (se non dovesse risultare di interesse per altri scopi): essa dovrà essere smantellata in maniera tale da riportare il sito alla condizione in cui si trova prima della costruzione della centrale.

6. Progetto di un parco eolico offshore nel mare Adriatico

Il lavoro riportato di seguito consiste in un'analisi di fattibilità tecnico ed economica per lo sviluppo di un eventuale parco eolico offshore sulle coste italiane.

6.1 Scelta del sito

La scelta del sito per l'installazione di un parco eolico in mare dipende da diversi fattori; il primo è la presenza di vento con particolari caratteristiche (vento costante, velocità media sostenuta, presenza di vento per un elevato numero di ore) e in secondo luogo la presenza di fondali non troppo profondi (visto che lo studio è stato pensato per lo sviluppo mediante la tecnologia ad oggi più matura e conveniente che è quella non galleggiante).

Il primo lavoro che è stato svolto è quello di creare una cartografia delle coste italiane mediante software dedicati (nel nostro caso Arcgis) in cui unire i due vincoli sopra citati per individuare i siti idonei per il nostro studio. I dati anemometrici che sono stati inizialmente usati provengono dall'atlante eolico redatto dal CESI, mentre le curve batimetriche sono state estrapolate da cartografie rappresentanti le curve di livello dell'intero bacino Mediterraneo.

I dati del vento sono riportati a un'altezza compresa tra i 75 e gli 85 metri (altezza a cui si ipotizza di avere il mozzo dell'aerogeneratore) mentre per quanto riguarda i fonali si ritiene interessante analizzare i tratti costieri di mare con profondità non superiore ai 45 metri.

Di seguito è stata riportata la cartografia ottenuta necessaria per l'individuazione delle regioni interessanti per un eventuale progetto di un parco eolico da installare in mare:

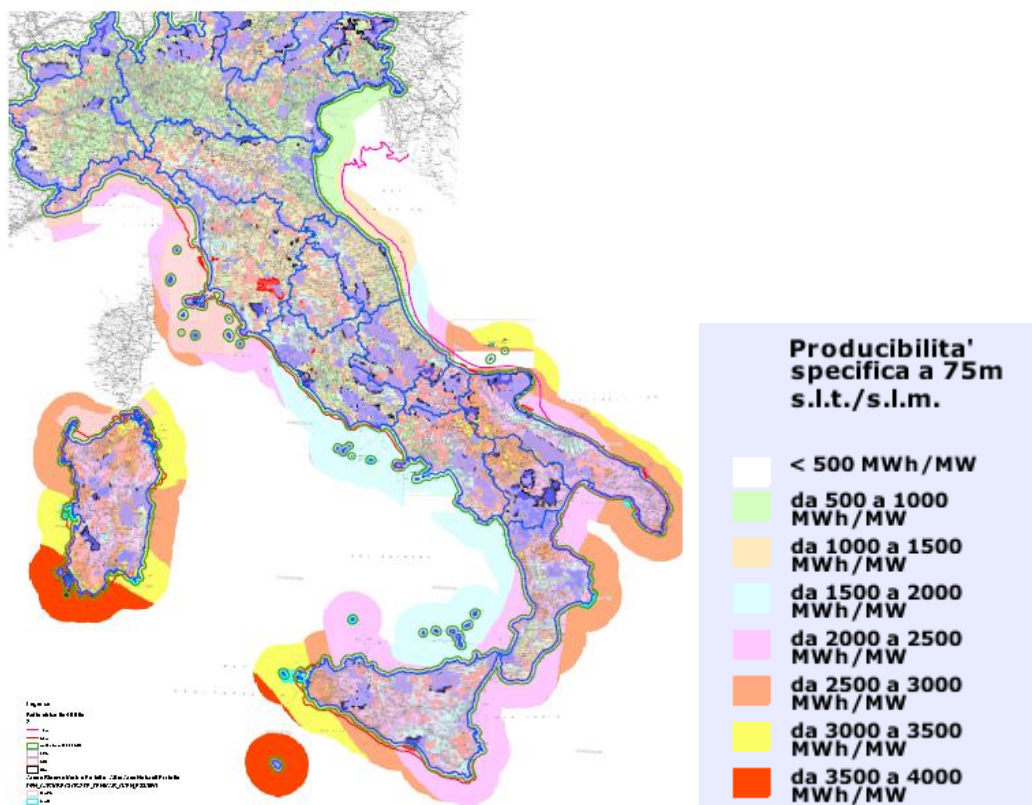


Figura 37. Cartina dell'Italia con batimetria e ventosità

Il secondo passo è stato quello di individuare il posizionamento di altri impianti già presentati per la valutazione di impatto ambientale per evitare la scelta di zone non disponibili e allo stesso tempo avere delle informazioni sulle scelte fatte da altri operatori.

	Provincia	Proponente	Marca/mod	n° aerogea.	MW	MW tot	Hhub [m]	Drot [m]	Distanz a costa [km]	Hmin foed [m]	Hmax foed [m]	L parco [km]	B parco [km]	Dist X [m]	Dist Y [m]	N° diam. X	N° diam. Y	Indice Vis. Azimut. [°]	Indice Vis. Azim. Pesato [°]	Vm [m/s]	A [m/s]	t	Vmed [m/s]
Msaafredonio	FG	Trevis	V90-3MW	100	3	168	90	90-120	8	16	20	16	5	900	500	8,0	4,5	1,8	1,05	-	-	-	7-7,2 a 90m
Chivati	FG	Trevis		50	3	150	90	90-120	5	17	30	6,3	5,6	900	700				0,00	4	4,5	1,61	3,91-4,82
Termoli	CB	Effeventi	GE3.6-104 V90-3MW	54	3	168	74	90	4,5	12	20	8,5	3,2	1000	500	11,1	5,6	1,6	1,34	6,53	7,2	1,44	6,5-7 a 74m
Gelb Rev.0	CL	Mediterranean Wind		38	3,6	136,8	80	110	3,8	14	23	5,65	2,47	800	450	7,3	4,1	0,9	0,82	6,10	6,70	1,38	7,2-7,6 a 80m
Gelb Rev.1	Caltanissetta	Offshore		113	3,6-4,8	406,8	80	110	4,1	13	33	16,4	5,4	960	830	8,7	7,5	2,2	1,93				
Torre S. Genaro		Trevis	V90-3MW	50	3	150	90	90-120	3	17	30	3,6	5,6	900	700	8	6,05			5,57	5,20	1,89	

Tabella 12. Impianti in via di sviluppo in Italia

Ad oggi sono stati presentati cinque progetti per installazione di impianti eolico fuori costa con fondazioni non galleggianti situati nelle regioni del Molise, Puglia e Sicilia. Un'altra autorizzazione è stata presentata per un progetto che prevede una struttura galleggiante nello stretto di Otranto a una distanza di circa 20 km dalla costa.

N turb.	P nom.	P tot.	Dist. Costa	Prof. Fondale.
25	3,5 MW	85 MW	20 km	108 m

Tabella 13. Caratteristiche wind farm Tricase

Tornando alla scelta del sito, visto l'importante investimento iniziale da sostenere per la realizzazione dell'impianto, si è deciso di prendere in considerazione solo i tratti costieri con producibilità maggiore a 2500 MWh/MW.

Nella carta è stato riportata anche la linea di distanza della costa di 4 km, entro i quali si vuole evitare di procedere con la progettazione visto l'eccessivo impatto visivo (tale limite è anche riportato nei PEAR di alcune regioni che si affacciano al mare).

Uno studio condotto dallo Stato italiano, presentato alla Commissione Europea, dà le seguenti stime delle superfici sfruttabili per l'eolico offshore nelle diverse regioni italiane espresse in chilometri quadrati:

1. PUGLIA	2932
2. MARCHE	2717
3. SICILIA	1772
4. SARDEGNA	1270
5. ABRUZZO	952
6. TOSCANA	727
7. EMILIA ROMAGNA	369
8. MOLISE	292
9. LAZIO	6

Tabella 14. Superfici disponibili per lo sfruttamento delle centrali eoliche offshore

A questo punto si dispone di tutti i dati necessari per l'individuazione dei potenziali siti dove si può ipotizzare l'installazione di una centrale offshore.

Un'attenta analisi delle coste c'ha portato a fare le seguenti considerazioni sulla disponibilità dei suoli interessanti per lo sviluppo progettuale:

- La costa sud della Sicilia presenta le maggiori possibilità di sviluppo offshore.
- Altre regioni interessanti sono: Sardegna, Puglia, Molise e Abruzzo.

- Anche la Toscana presenta buone potenzialità, però l'area è tutta vincolata (Santuario per i mammiferi marini). NB: alcuni proponenti hanno comunque già avanzato una proposta di progetto.

La scelta della regione su cui indirizzarci è naturalmente soggetta anche ad altri vincoli che sono di tipo sociale e politico; per quanto riguarda la Sicilia sono ora fortemente osteggiati i progetti di questo tipo, e anche la Sardegna incontra problemi simili. Quindi, scartate queste due ipotesi, si è scelto di focalizzare l'attenzione sulle coste della Puglia.

Di seguito è stato riportato un ingrandimento della cartografia della regione studiata e in essa sono stati evidenziati mediante rettangoli rossi le iniziative già in fase di autorizzazione o richiesta demaniale di cui si è a conoscenza:

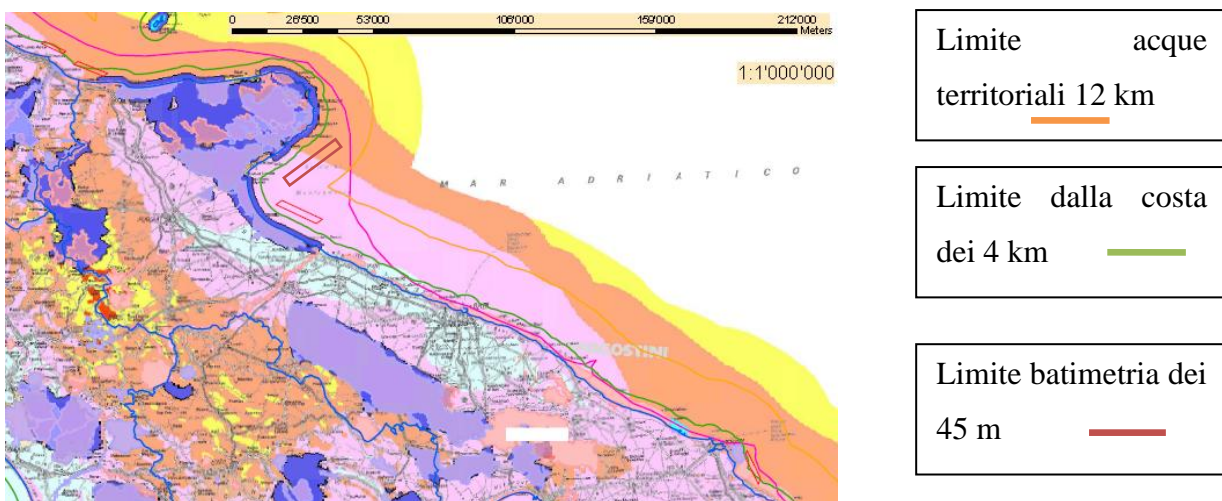


Figura 38. Particolare cartografia italiana con ventosità e batimetrie

Una prima analisi evidenzia come la zona ideale sia quella del Golfo di Manfredonia dove sono presenti condizioni di buona ventosità e fondali di profondità accessibile (20 metri).

Come si vede però nella cartografia in tale zona sono già stati presentati due progetti, uno da Gamesa (società spagnola) e una della Trevi Energy (società italiana che ha già ottenuto il VIA per la costruzione di un impianto dello stesso tipo sulle coste di fronte a Termoli). Quindi risulta utile evitare tale zona e spostare l'attenzione verso sud sulla costa tra Brindisi e Barletta.

Riportiamo qui di seguito un breve sunto delle linee guida della regione Puglia per la realizzazione di un impianto eolico (anche offshore).

Dalle linee guida regionali della Puglia emergono alcune caratteristiche tecniche e prescrittive del territorio: la ventosità media annua del sito deve essere superiore a 6 m/s ed il funzionamento dell'impianto deve essere garantito per almeno 300 giorni all'anno. Inoltre, per valutare la frequenza del vento in relazione all'intensità e quindi alla reale capacità di produrre energia, occorre effettuare una campagna anemometrica in sito che deve durare il più a lungo possibile e comunque non meno di un anno. L'attività di rilievo in sito deve essere correlata alla dimensioni del parco che si intende insediare. I risultati delle misure effettuate devono anche offrire suggerimenti circa le caratteristiche tecnologiche dell'impianti da insediare (tipo di pale, distribuzione).

Nella scelta delle localizzazioni idonee sono indicate le tipologie da considerarsi aree critiche dal punto di vista naturalistico. Nelle aree limitrofe a quelle prima individuate occorrerà valutare attentamente l'incidenza di un eventuale impianto eolico caso per caso, in considerazione degli impatti potenziali. Gli impianti nei siti della rete Natura 2000 (obbligatoriamente assoggettati alla Valutazione di Incidenza) dovranno rispondere a requisiti specifici.

L'eventuale costruzione di impianti off-shore deve essere supportata da una specifica analisi dei fondali. Sconsigliate sono le aree a rischio frana e i pendii eccessivamente ripidi dove si possono innescare pericolosi fenomeni di erosione. A causa del potenziale impatto su flora e ecosistemi per la localizzazione dell'impianto vengono indicate delle tipologie di aree da evitare. In ogni caso i progetti ricadenti nelle aree critiche Aree protette nazionali e regionali istituite ai sensi della Legge n. 394/91 e della Legge Regionale n. 19/97 sono assoggettati alla procedura di V.I.A. Sono inoltre indicate delle tipologie di aree assoggettate a verifica di assoggettabilità ambientale. Per quanto concerne l'impatto visivo vengono date delle specifiche indicazioni; la struttura a palo viene preferita rispetto a traliccio, si dice di ricorrere ad aerogeneratori a bassa velocità di rotazione della pale nonché di accorgimenti per rendere visibili le macchine (es. pala nera).di evitare l'installazione sui crinali, di evitare l'effetto selva e di rispettare delle distanze minime tra aerogeneratori ed inoltre è preferibile che le linee di trasmissione siano interrato. Tra gli aspetti progettuali e costruttivi si indica la distanza minima tra due torri pari ad almeno 5 diametri del rotore nella direzione prevalente del vento ed almeno 3 diametri nella direzione perpendicolare a quella prevalente del vento e comunque collocazione tale da non creare effetto barriera e/o selva. Le distanze minime da strade provinciali o nazionali deve essere di 500 m evitando che l'evoluzione dell'ombra provochi gelo su carreggiate. Per quanto concerne gli

impegni economici, al fine di fornire adeguate garanzie della reale fase di dismissione degli impianti eolici, il progetto dovrà documentare il soddisfacimento dei seguenti requisiti:

- Fideiussione bancaria necessaria per coprire gli oneri di ripristino del suolo nelle condizioni naturali da specificare ed allegare agli schemi di Convenzione tra il Soggetto Proponente (Gestore) e il Comune. Tale polizza fideiussoria dovrà essere pari almeno al 2% dell'importo del valore delle opere da realizzare per l'esecuzione del progetto.
- Annegamento della struttura di fondazione in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 metro.
- Rimozione completa delle linee elettriche e conferimento agli impianti di recupero e trattamento secondo la normativa vigente.
- Obbligo del produttore di comunicazione a tutti gli Assessorati regionali interessati dalla dismissione e/o la sostituzione di ciascun aerogeneratore.
- In caso di superamento del terzo anno di non funzionamento dell'impianto eolico realizzato non a servizio di uno specifico insediamento produttivo, ma per l'immissione di energia elettrica sulla rete di distribuzione della stessa, l'impianto deve essere obbligatoriamente dismesso.

6.2 Analisi anemometrica

I dati anemologici della zona dove si vogliono installare gli aerogeneratori sono indispensabili per il progetto di un parco eolico, ma in mancanza di dati puntuali forniti da stazioni installate in loco si è deciso di ricorrere a un sistema di predizione dei dati che simula le caratteristiche del vento partendo da dati storici rilevati da anemometri installati nelle coste pugliesi che si affacciano nel Mar Adriatico; tale metodo è denominato META ed è stato implementato dall'Università del Salento.

I cardini principali di tale metodo sono:

- la ricostruzione bidimensionale e tridimensionale dello stato meteorologico caratterizzante il territorio preso in esame mediante un'analisi diagnostica dei dati storici delle variabili meteorologiche;
- la possibilità di integrare le sue procedure con un modello prognostico permettendo di ricavare le caratteristiche meteo delle zone offshore dove è difficoltoso effettuare rilevamenti dei fenomeni atmosferici.

La sua applicazione consente di ricostruire la distribuzione dei campi di vento e di valutare la capacità di produrre energia a quote superiori rispetto a quelli di rilevamento dei comuni anemometri, cioè proprio in corrispondenza del rotore della turbina eolica. In particolare nell'analisi di un sito, META consente di valutare la produttività dell'impianto fornendo la stima delle ore equivalenti di funzionamento.

Per la ricostruzione dei campi meteorologici in generale e dei campi di vento in particolare, META utilizza dati storici:

- dati anemologici rilevati ogni 10 minuti dal 01/01/2000 al 31/12/2005
- dati meteorologici rilevati ogni ora dal 01/01/2000 al 31/12/2005

Cosa fondamentale è conoscere la macchina che si vuole utilizzare o almeno l'altezza del mozzo per evitare di ricorrere a successive simulazioni ad altezze diverse.

Il programma di simulazione richiede l'inserimento delle caratteristiche orografiche della zona in cui installare la macchina (nel nostro caso il tutto si semplifica non avendo nessun tipo di ostacolo e avendo rugosità del terreno trascurabile) e l'altezza a cui si troverà il mozzo; in uscita ci darà:

- velocità del vento
- direzione prevalente del vento

La velocità del vento viene espressa nel seguente modo:

- valore medio
- moda della velocità
- velocità massima
- velocità minima

Tale metodo si è dimostrato molto attendibile e i risultati si discostano di poco se applicati a siti di cui si conoscono i valori ottenuti da rilievi anemologici.

L'implementazione di tale metodo ci fornisce i seguenti risultati se applicato al tratto di zona considerato:

ALTEZZA HUB E VELOCITÀ DEL VENTO:	
➤ 60m slm : $v = 5,6 - 6,2$ m/s. Dev.St. 0,30	
➤ 80m slm : $v = 6,6 - 7,2$ m/s. Dev.St. 0,21	
➤ 100m slm: $v = 7 - 7,6$ m/s. Dev.St. 0,34	

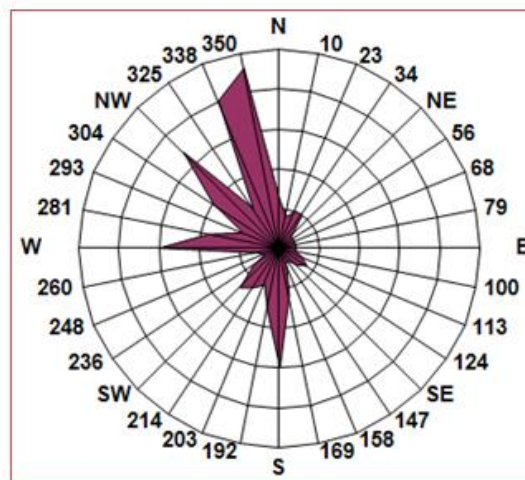


Tabella 15. Dati anemometrici del sito ottenuti con il metodo META

Per il calcolo della producibilità, quindi per analizzare la convenienza dell'installazione in quel tratto di costa, purtroppo non sono sufficienti questi grafici; c'è la necessità di venire in possesso della curva di Weibull del sito di interesse.

Per completezza, riportiamo di seguito la mappa del vento che si ricava sempre mediante l'uso del metodo META:

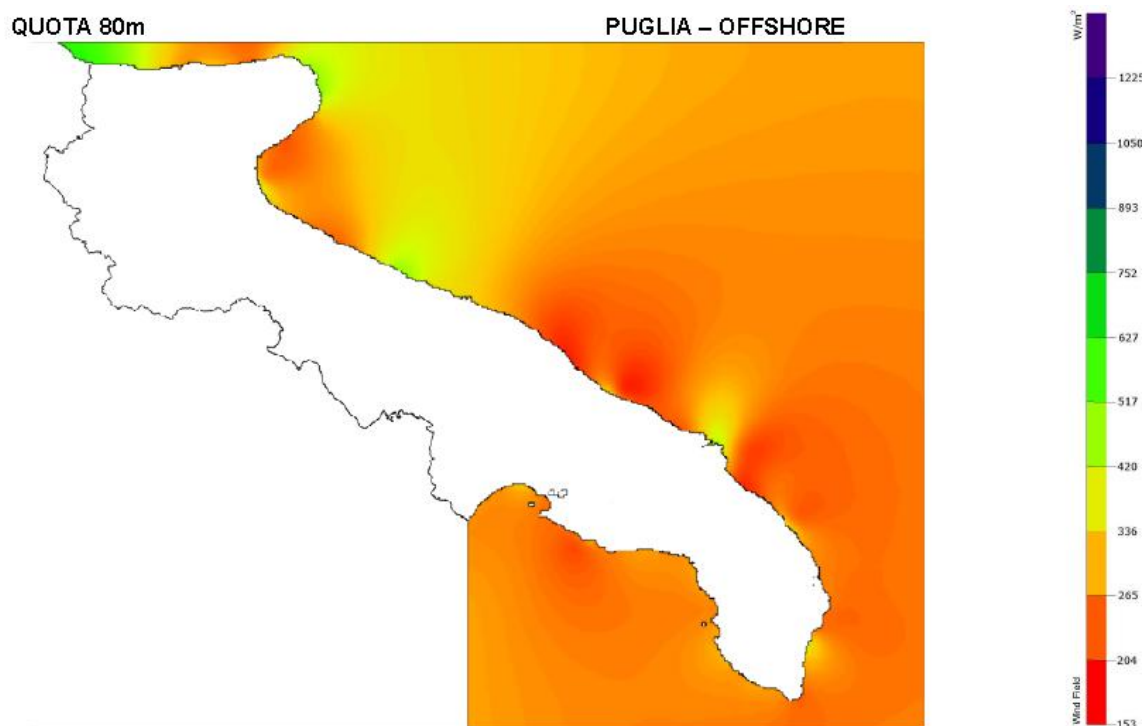


Figura 39. Atlante Eolico UniSalento

Questa carta sicuramente risulta più accurata di quella fornita dall'atlante eolico nazionale; la precisione dei dati dovrà venir verificata da successive misure in loco, ma a livello iniziale per la scelta del sito, risulta sufficientemente dettagliata.

6.3 Analisi dei sito

Altro punto importante da analizzare per la scelta del sito è l'individuazione dei vincoli presenti nella zona. Quando si parla di vincoli si devono tener conto di diversi tipi di vincoli a livelli amministrativi diversi. Andiamo di seguito ad identificarli e determinare le aree interessate.

6.3.1 Vincoli territoriali

Il primo studio svolto è stato quello di identificare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'Ambiente Italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale); altri vincoli che potrebbero ostacolare la realizzazione dell'impianto sono:

- vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;
- presenza di importanti rotte di navigazione;
- altri vincoli (servitù militari, aeronautica, ecc.);

Andiamo qui di seguito a riportare le cartografie con l'analisi dei principali vincoli:



Figura 40. Aree marine protette

Come si può vedere l'area marina protetta più prossima è quella di Torre Guaceto la quale è situata nella parte sud dalla costa. Bisognerà quindi evitare la zona in prossimità di Brindisi in modo da evitare di rientrare nel buffer di protezione dell'area marina protetta.

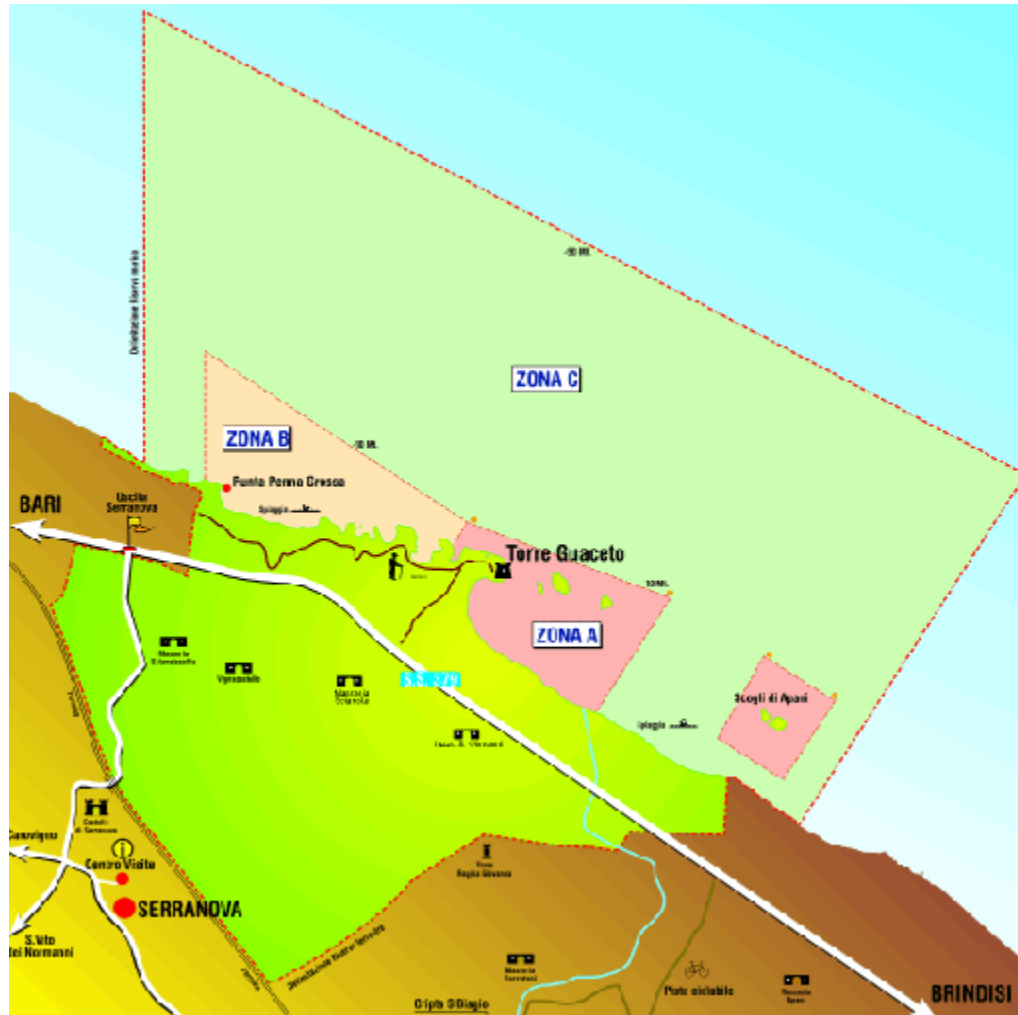


Figura 41. Area protetta Torre Guaceto

Una successiva analisi dei vincoli in mare è stata fatta ricorrendo a carte nautiche le quali sono molto dettagliate e contengono anche eventuali zone riservate alla pesca, ripopolamento di particolare specie, zone riservate ad uso militare o presenza di relitti nel fondale. Un esempio di carta nautica è qui sotto riportata:



Figura 42. Vincoli di pesca e ostacoli presenti

Questa carta nautica, ad esempio, riporta la presenza di ordigni bellici e zone di scarico edile di fronte a Molfetta; questo è un vincolo importante perché non sarebbe economicamente conveniente “ripulire” il fondale per installare le fondazioni.

Altri vincoli analizzati sono stati le zone SIC (Siti Importanza Comunitaria); anche queste sono imposte a livello nazionale ed esistono delle cartografie specialistiche che si possono consultare dal sito del Cartografico Nazionale. Le zone evidenziate in azzurro nella seguente cartina sono alcune SIC presenti nella zone. In tali zone è vietata l’installazione di parchi eolici che apporterebbero disturbo e danni all’ambiente protetto; bisogna anche rispettare delle distanze minime di 2 km per evitare interferenze con il sistema biotico presente.

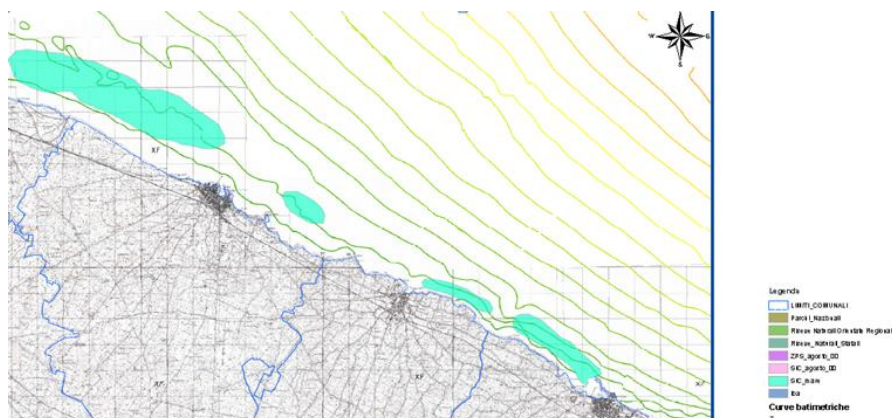


Figura 43. Vincoli Rete Natura 2000

Riportiamo di seguito gli altri vincoli che bisogna tenere in considerazione per la progettazione; questi vincoli sono: ZPS (zona protezione speciale), vincoli idrogeologici, zone PAI, zone PUTT.

La necessità di considerarli è dovuta alla successiva realizzazione del collegamento elettrico che andrà a connettere la centrale con la rete di trasmissione nazionale.

Per evidenziare tali vincoli, si è deciso di riportare solo l'analisi di una zona limitata della costa.

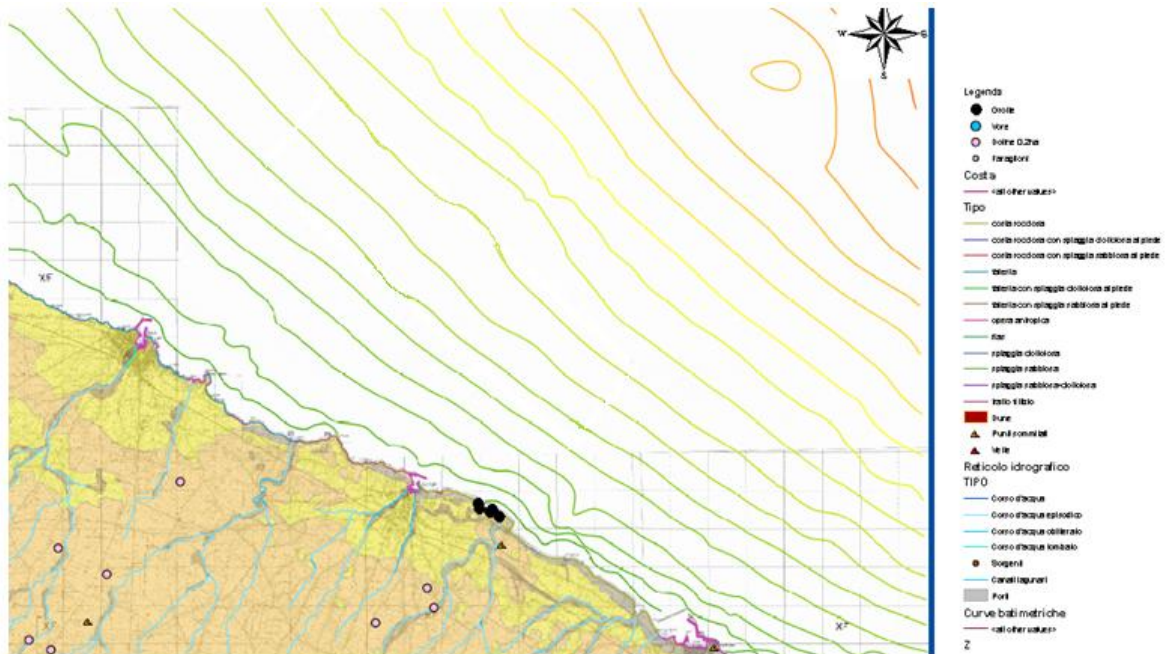


Figura 44. Vincolo idrologici

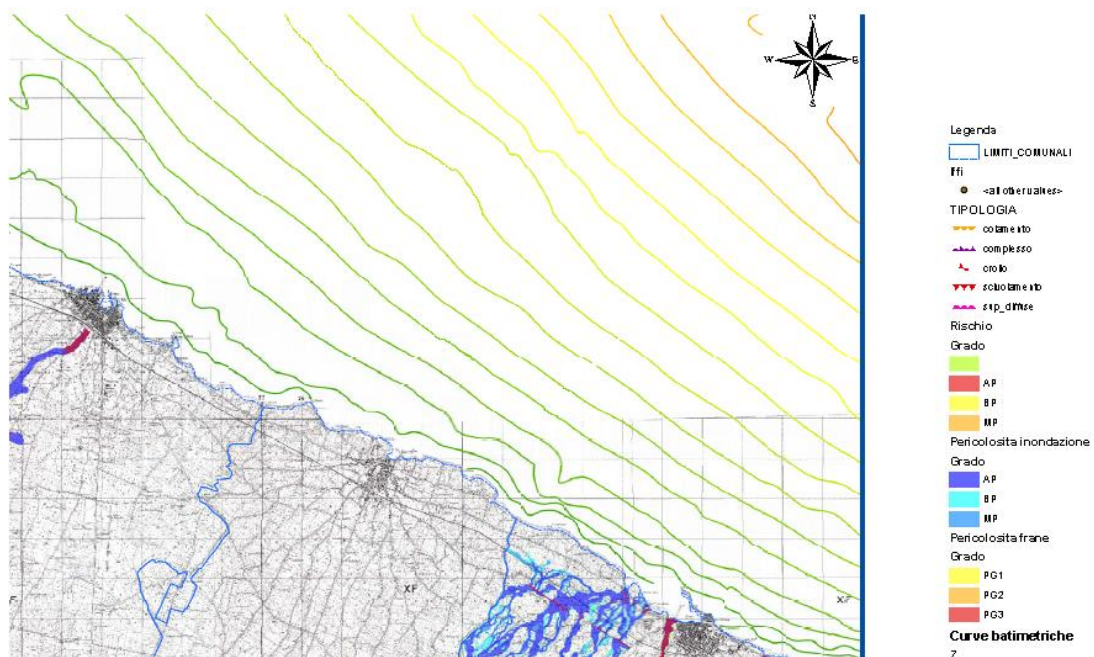


Figura 45. Zone PAI

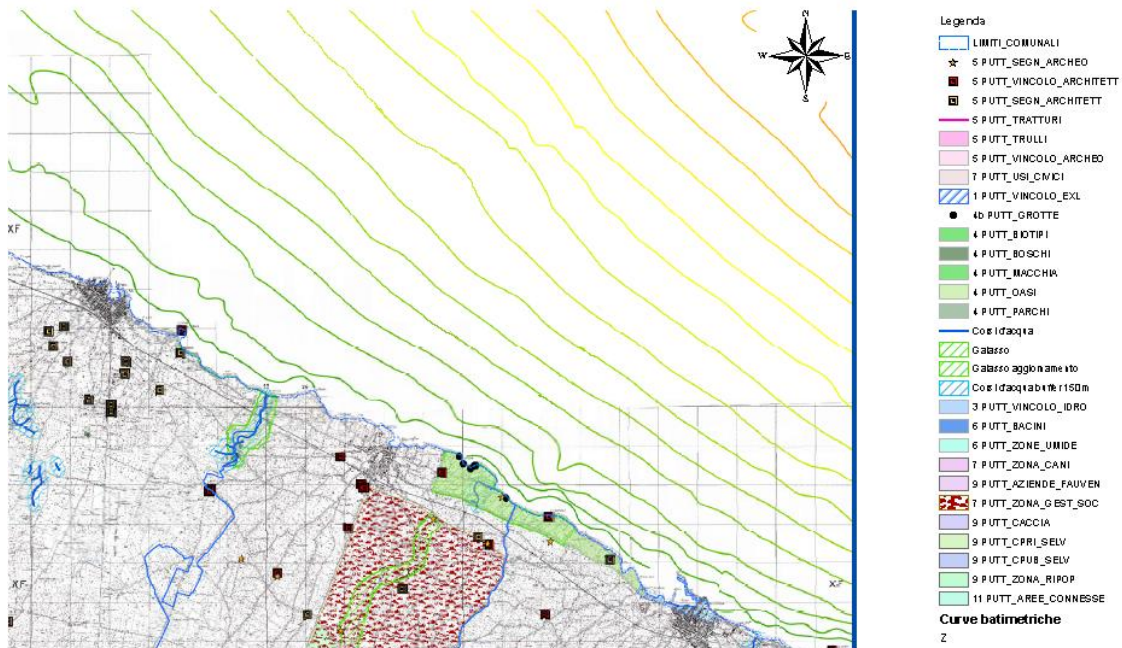


Figura 46. Zone PUTT

L'Italia è un paese ricco di risorse naturalistiche ed è costellata di zone protette per la salvaguardia del territorio. Quindi spesso non è così facile determinare il posizionamento ottimale di un sito scegliendolo in base alle sue caratteristiche tecniche.

Un'altra analisi richiesta dall'importanza delle opere di sostegno e anche dal PEAR, è lo studio della sismicità del terreno; ora siamo ricorsi a cartografie già esistenti, ma in un secondo momento sarà necessario ricorrere a uno studio della propagazione delle onde nel fondale.

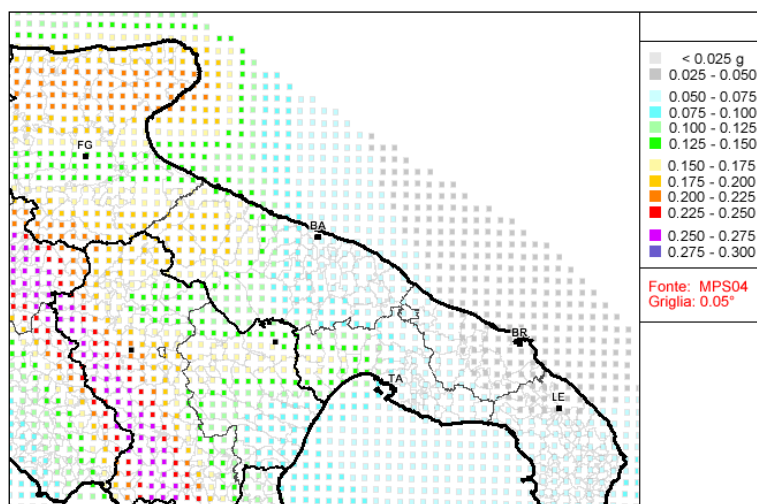


Figura 47. Carta sismica della Puglia

Le caratteristiche sismiche della costa possono essere classificate come di scarsa rilevanza e questo è un aspetto favorevole per la progettazione delle fondazioni.

La presenza di rotte navali limita ulteriormente la scelta del posizionamento. Visto che si ritiene interessante rimanere a nord di Brindisi e a sud di Manfredonia, le uniche rotte che siano tracciate e che potrebbero interferire con l'opera in progetto sono quelle che partono da Bari (quello che partono da Manfredonia puntano in direzione est, evitando interferenze verso sud a limitate distanze della coste). Si ricorda che l'elevata distanza tra gli aerogeneratori a cui verranno installati (per ridurre le perdite fluidodinamiche del parco) consentono a piccole imbarcazioni di transitare in esso, mentre sono vietate opere di pesca a strascico e navigazione di grosse imbarcazioni (tali vincoli saranno disposti successivamente dall'autorità navale).

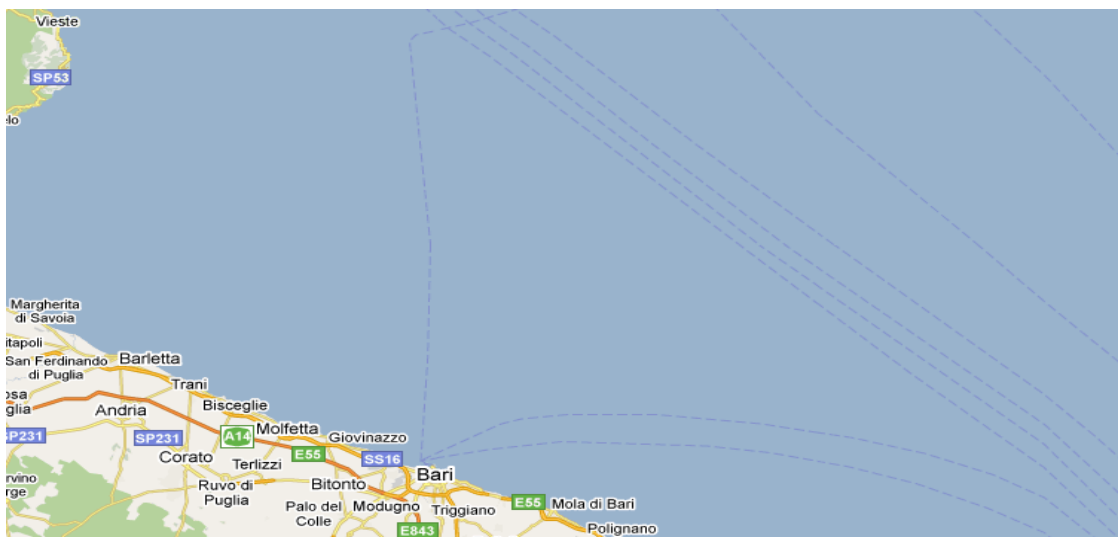


Figura 48. Rotte navali dal porto di Bari

Come si vede anche le rotte che sono tracciate dal porto di Bari non limitano la scelta del tratto di zona costiera (< 10 km) di cui si vorrebbe disporre.

Ultimo vincolo, ma non meno importante, l'allaccio alla rete di connessione; per ridurre i costi e creare un'economia di scala che permetta di ridurre il costo unitario dell'investimento a MW, l'entità della potenza installata dovrà essere superiore ai 100 MW, e tale potenza richiede un allaccio alla linea di alta tensione; questo implica la vicinanza alla linea di trasmissione e l'eventuale presenza di una sottostazione. In caso una sottostazione non fosse presente bisognerà prevedere la richiesta della costruzione di una nuova sottostazione.

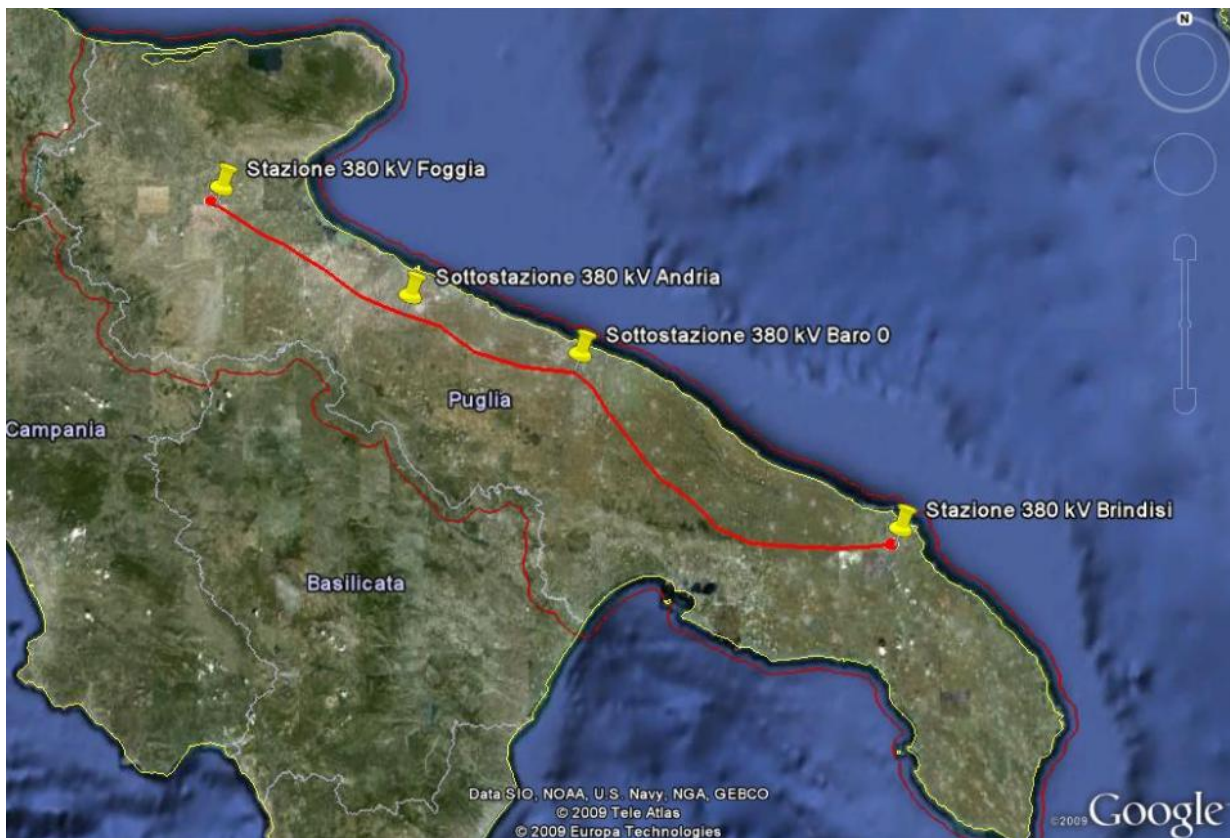


Figura 49. Tracciato linea costiera 380 kV Puglia

Il risultato della prima analisi è che anche se la costa scelta risulta costellata da vincoli, esistono siti che si possono prestare all'installazione di un impianto eolico offshore.

Un ulteriore problema può essere riscontrato nell'importante propensione turistica dei paesi della costa pugliese; sarà quindi necessario ridurre al minimo l'impatto visivo andando a individuare una zona lontana dalla costa, con aerogeneratori con altezze della torre minori di 90 metri, e una disposizione del parco di tipo geometrico. Altre opere di mitigazioni saranno poi individuate e riportate.

6.3.2 Curve batimetriche

Altro lavoro importante è l'analisi accurata dell'andamento del fondale marino mediante l'ausilio di carte batimetriche che riportano le isolivello sotto il livello del mare (ottenute dal Sit della Puglia). Naturalmente più in profondità si andranno ad installare le fondazioni, maggiori saranno i costi e le difficoltà tecniche che si incontreranno. Come vedremo di seguito, questa ha

notevolmente influenzato il layout del progetto poiché per evitare di scendere troppo verso fondali profondi si dovrà allungare il parco eolico per mantenere un valore elevato di potenza. Questo è andato a scapito dell'indice di visibilità dalla costa.

La cartografia nautica a questo punto non ci può più essere di aiuto e quindi si sono cercate altre carte nelle quali fosse evidenziata questa informazione.



Figura 50. Profondità del mar Mediterraneo

Uno zoom sulla zona di nostro interesse evidenzia la disponibilità di fondali adatti all'installazione delle turbine (<50 m) anche se il gradiente risulta abbastanza accentuato (<7 km a 50 m).

Più si scende verso Brindisi, maggiore è la profondità a basse distanze della costa. Sul seguente ingrandimento sono riportate le linee di distanza dalla costa di 4 km (rossa) e quella dei 50 metri di profondità (verde). L'installazione è da presupporre sulla fascia compresa fra le due linee.

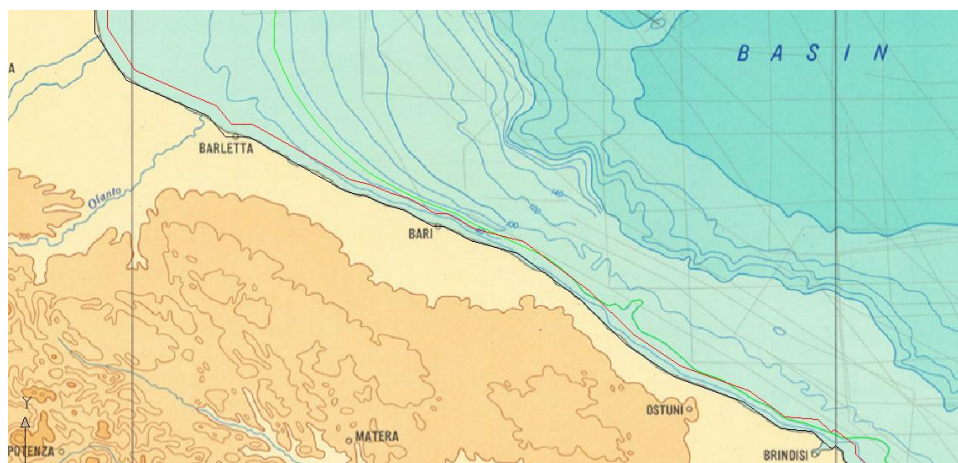


Figura 51. Batimetria costa pugliese

6.3.3 Caratteristiche dei fondali marini

Il tipo del fondale su cui si andrà a installare il parco eolico è importante per capire il tipo di fondazione che meglio si presta per le coste pugliesi. È importante anche individuare la presenza di faglie o zone rocciose che potrebbe causare problemi nella battitura dei pali di infissione; un fondale di tipo sabbioso può invece avere difficoltà a reggere le spinte meccaniche esercitate dal vento e dalle correnti. Riportiamo uno studio svolto che ne caratterizza la composizione:

I parametri che possono interessare il nostro studio sono:

- stratigrafia, spessori, composizione e caratteristiche geotecniche (peso specifico, angolo di attrito, coesione, carichi ammissibili,....) delle varie formazioni;
- ubicazione e caratteristiche di eventuali ammassi rocciosi.

La sedimentazione nella gran parte delle aree marine (piattaforme continentali, margini continentali,

bacini sui margini o profondi, pianure batiali ed abissali) è intensa e continua nel tempo, per cui spessori anche di diverse centinaia di metri di sedimenti ricoprono le formazioni geologiche più antiche.

La situazione delle aree marine italiane è diversa rispetto alle aree terrestri. Le aree marine sono infatti in larga misura caratterizzate dalla presenza di depositi tardo quaternari raramente deformati, e ben inquadrabili mediante opportune metodologie (sismica ad alta risoluzione e datazioni assolute) in quadri temporali definiti. Questi sedimenti, raggruppati in sequenze deposizionali, registrano i vari eventi eustatici e climatici tardo-quaternari. La sequenza deposizionale è la conseguenza di un ciclo completo di variazione relativo del livello del mare che porta ad una deposizione di corpi sedimentari i cui limiti sono costituiti da superfici.

Il fondale marino al largo della costa adriatica della Puglia è una zona prevalentemente di mare basso e solo nel settore meridionale raggiunge profondità elevate (circa 1200 m). Dal punto di vista geologico il mare Adriatico si presenta assai differenziato. Il fondale dell'Adriatico, in particolare nelle vicinanze della costa, è caratterizzato da modesti spessori della successione plio-quaternaria e da tettonica verticale. In linea generale si può comunque ritenere che i fondali in corrispondenza della Puglia possano essere fondamentalmente costituiti da sedimenti a granulometria prevalentemente fine o media (argille, limi e sabbie).

Questo permette di non incontrare difficoltà nella perforazione, ma impone lunghezze importanti dei pali da conficcare nel fondale per garantire una buona tenuta agli sforzi in gioco.

6.3.4 Correnti prevalenti e caratteristiche ondametrische del sito

Le correnti superficiali prevalenti nell'Adriatico centro-meridionale, lungo la costa italiana, sono correnti provenienti da Nord-Ovest dirette verso Sud-Est. Il tratto di mare considerato dal presente studio è soggetto ad una corrente la cui velocità è nell'ordine di 0,25 – 0,3 m/s.

Lungo il tratto italiano della costa adriatica, l'escursione di marea varia gradualmente da 90 cm a Nord fino a circa 30 cm a Sud.

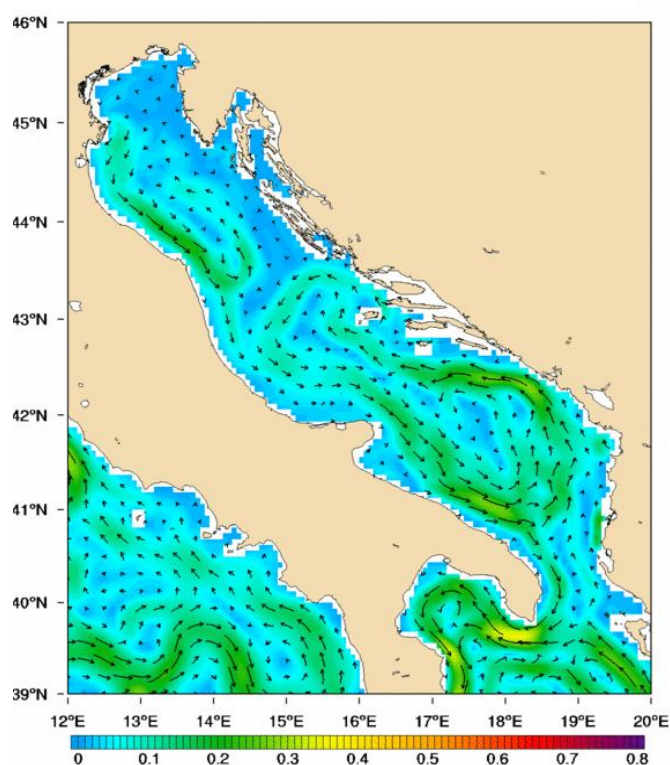


Figura 52. Andamento delle correnti nel tratto di costa interessato

Le correnti di marea nell'area vicina a Manfredonia sono di entità trascurabile rispetto alle correnti di marea che interessano l'area del medio-basso Adriatico: secondo i dati del servizio APAT Idromare l'escursione mareale massima, misurata nel periodo 1/01/2006 – 31/12/2008, è di 54 cm, mentre quella media è di circa 20 cm.

Uno studio dell'altezza delle onde invece è importante per definire l'altezza a cui verrà effettuata la connessione tra la parte di fondazione affiorante dall'acqua e la base della torre dell'aerogeneratore.

I valori massimi lungo la costa sono riportati di seguito in base ai massimi ottenuti nel passare degli anni.

t [anni]	50	100	200	500
Hp [m]	4,42	4,92	5,41	6,06

Tabella 16. Massimi valori raggiunti a costa dell'altezza delle onde

Il valore medio che si raggiunge nel tratto di costa analizzato a una distanza compresa tra i 4 e gli 8 km è compresa tra 1 e 2 metri. Il valore massimo delle onde che si può ipotizzare per la definizione dell'altezza della fondazione si definisce di 6 metri; la giunzione verrà imposta per motivi precauzionali a 10 metri.

6.3.5 Sottostazione a mare e collegamenti elettrici

Gli aerogeneratori di solito producono energia a una tensione di 650-1000 V; questa tensione viene innalzata subito a valle dei generatori da un trasformatore fino a un livello normale di 30 kV; ogni aerogeneratore sarà collegato mediante cavi sottomarini a una cabina elettrica installata in mare la quale avrà il compito di contenere le protezioni e il trasformatore innalzatore 30/150 kV che limiterà le perdite di trasporto. La sottostazione sarà installata al centro del parco eolico per minimizzare l'effetto delle perdite e la sua disposizione sarà scelta in modo da non interferire sul flusso del vento intercettato dalle macchine a valle. La struttura di sostegno consiste in quattro pali infissi sul fondo del mare i quali sosterranno il peso della struttura.

Dalla sottostazione partiranno i cavi sottomarini interrati che andranno a riva; il collegamento alla RTN è costituito da un tratto in cavo sottomarino e da un tratto terrestre, a sua volta realizzato in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea. Anche il percorso per il raggiungimento della sottostazione è soggetto a vincoli e la scelta tra il cavidotto o l'elettrodotta aereo oltre che ad essere di tipo economico, dovrà aver a che fare con la concessione da parte degli enti territoriali.

6.4 Scelte progettuali

6.4.1 Disposizioni delle turbine

Il layout del parco va fatto tenendo conto di molti fattori. Come prima cosa abbiamo imposto una distanza minima della prima fila di aerogeneratori alla costa di 4 km e il valore massimo scelto per la massima profondità di installazione è imposto a 45 m. Per minimizzare l'impatto visivo da terra la disposizione andrà fatta in modo geometrico posizionando le turbine in fila secondo la direzione prevalente del vento che sappiamo nel nostro caso essere nord-ovest.

La distanza tra il posizionamento degli aerogeneratori è importante per il rendimento fluidodinamico dell'intero parco. Una prima ipotesi è stata quella di imporre un valore pari a otto diametri del rotore nella direzione prevalente del vento e sei in quella normale ad esso; successivamente saranno studiate le perdite che si avranno con diversi valori di distanze.

Per ottenere valori di potenza superiori ai 100 MW nominali, il primo layout prevede l'installazione di 50 macchine (maggiore di 2 MW ciascuna) e quindi una disposizione in 50 punti. Successivamente si potrà ridurre questo numero di punti ricorrendo all'installazione di turbine con potenze nominali unitarie maggiori in modo da ottimizzare la disposizione in base alle caratteristiche del sito e per minimizzare l'impatto visivo.

6.4.2 Fondazioni

Vista la profondità dei fondali a cui si prevede l'installazione degli aerogeneratori (30-45 metri) la scelta del tipo di fondazione monolipa (la più semplice ed economica) non può venir fatta; resta quindi la scelta fra le fondazioni a tripode e quelle a traliccio. Come prima soluzione si prende in considerazione la struttura a tripode, la quale è la più semplice e standardizzata tra le due. In un secondo momento analizzeremo la convenienza a sostituirla con una struttura a traliccio a quattro gambe.

Il singolo tripode consta in una struttura di un unico pezzo fatta di acciaio S355-JO il quale è particolarmente indicato per la costruzione di strutture portanti viste le sue elevate caratteristiche meccaniche. Il peso della struttura per una profondità media di 40 metri è di circa 500 t alle quale dovrà essere sommato il peso dei tre pali (130 t) che verranno infissi per una profondità di circa 20 metri nel fondale.

Qui di seguito riportiamo la scheda tecnica di tale materiale:

Qualità materiale		S355J0 (Fe 510 C)		<i>Scheda tecnica</i>				
Norma di riferimento		EN 10025-2: 2004		Trafilix				
Numero		1.0553		<i>Gruppo Lucefin</i>				
Composizione chimica								
C%	Si%	Mn%	P%	S%	N%	Cu%	Al%	
max	max	max	max	max	max	max		
0,20 [ⓐ]	0,55	1,60	0,030	0,030	0,012 [ⓐ]	0,40	–	Analisi di colata
0,23 [ⓐ]	0,60	1,70	0,040	0,040	0,014 [ⓑ]	0,45	–	Analisi di prodotto
Metodo di dissidazione FN acciaio effervescente non ammesso								
[ⓐ] per spessori > 30 mm fino a 100 mm max 0.22 in colata / 0.24 sul prodotto								
[ⓐ] per spessori > 100 mm il contenuto di C va concordato								
[ⓐ] il valore max di N non si applica se la composizione chimica mostra un contenuto di Al (totale) > 0.020%								
[ⓑ] il valore max di N non si applica se la composizione chimica mostra un contenuto di Al (totale) ≥ 0.015%								
Temperature in °C								
Deformazione a caldo	Normale stato di fornitura	Ricottura di lavorabilità	Ricottura isoterma rapida		Le temperature valgono per analisi che si approssima a:			
1100-850	Stato naturale	700 aria	–		C%	Mn%	Si%	
					~ 0.18	~ 1.20	~ 0.30	
In alcuni casi i particolari sono sottoposti anche a normalizzazione e rinvenimento oppure tempra e rinvenimento					Preriscaldamento per saldatura	Distensione dopo saldatura		
Normalizzazione	Tempra	Distensione	Tempra provetta Jominy	100	raffreddamento lento			
Rinvenimento	Rinvenimento							
920 aria	880-900 acqua	50 sotto la	–					
550-650 aria	550-650 aria	temperatura di rinvenimento			Ac1	Ac3	Ms	
					–	–	–	
							Mf	
					–	–	–	
Proprietà meccaniche								
Laminati a caldo EN 10025-2: 2004 S355J0								
Prova di trazione a temperatura ambiente e resilienza a 0°C in longitudinale								
diametro mm	R	diametro mm	R _{eH} min	diametro mm	A% L	A% T	HB	
oltre	fino a	N/mm ²	oltre	fino a	N/mm ²	oltre	fino a	
3	510-680		16	355	3	40	22	
3	100	470-630	16	40	345	40	63	
100	150	450-600	40	63	335	63	100	
150	250	450-600	63	80	325	100	150	
--	--	--	80	100	315	150	250	
--	--	--	100	150	295	--	--	
--	--	--	150	200	285	oltre	fino a	
--	--	--	200	250	275	10	150	
--	--	--	--	--	--	150	250	
							Kv 0°C J min. [ⓐ]	
							27	
							27	
							--	
[ⓐ] Per spessori > 100 mm i valori devono essere concordati. (la normalizzazione è consigliata)								
Trafilato a freddo				Laminato-Pelato-Rullato				
diametro mm	Prova di trazione in longitudinale a +20°C			Prova di trazione in longitudinale a +20°C				
	R	R_{p 0.2}	A%	HB	R	R_{p 0.2}	A%	
oltre	fino a	N/mm ²	N/mm ² min	min	N/mm ²	N/mm ² min	min	
Nelle norme di riferimento non ci sono indicazioni in merito (si possono considerare, orientativamente, i valori dell'acciaio S355J2G3C EN 10277-2)								
EUROPA EN	ITALIA UNI	SPAGNA UNE	GERMANIA DIN	FRANCIA AFNOR	UK B.S.	SVEZIA SS	USA AISI/SAE	
S355J0	Fe 510 C	AF 355 C	Sr 52-3 U1	F 36-3	50 C	–	–	

Tabella 17. Caratteristiche chimiche e meccaniche dell'acciaio S355J0

La struttura composta da un palo centrale sostenuto e collegato da tre gambe ha il compito di venir collegata in modo solidale alla torre dell'aerogeneratore e sostenere gli sforzi che ne derivano.

Per avere un'idea dei carichi che gravano sulle fondazioni abbiamo preso degli sforzi esercitati da tre modelli con potenza e diametri diversi. Eccoli qui di seguito riportati:

	Marca	Vestas	Vestas	Vestas
	Modello	V80	V90	V112
	Potenza (MW)	2	3	3
	Diametro (m)	90	90	112
	H mozzo (m)	78	80	84
EXTREME LOAD - SLU	Fy - spinta orizzontale(KN)	209	220	923
	Fz - peso (KN)	986	2503	3500
	Mx - momento flettente (KN)	3957	10860	70500
NORMAL LOAD - SLE	Fy - spinta orizzontale(KN)	141	189	508
	Fz - peso (KN)	2611	2687	3638
	Mx - momento flettente (KN)	9944	14402	40367

Tabella 18. . Sforzi esercitati dagli aerogeneratori sulle fondazioni

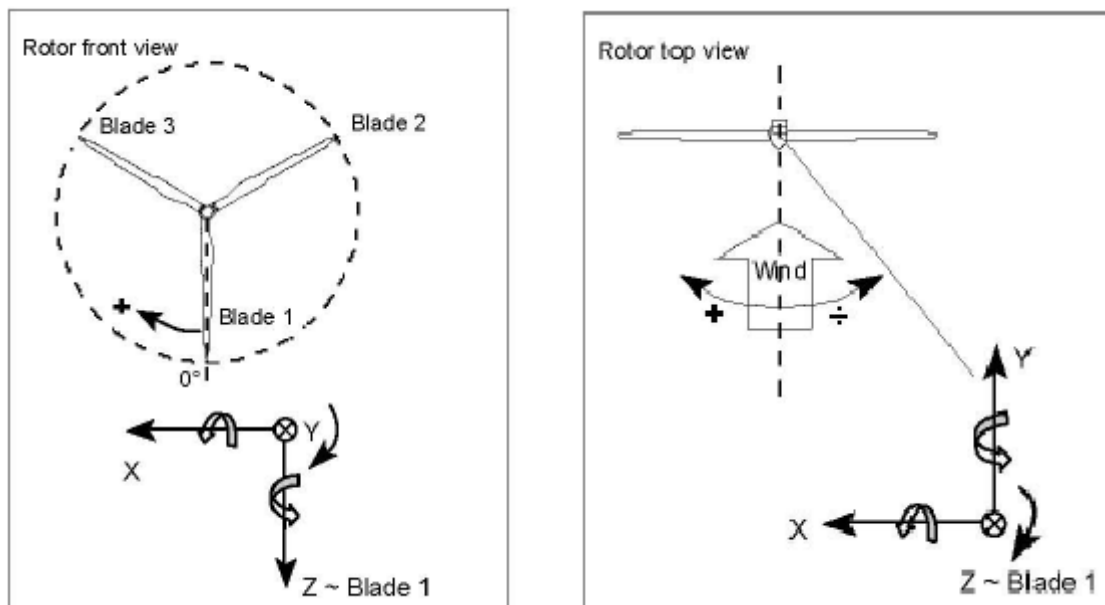


Figura 53. Sistema di riferimento per gli sforzi

6.4.3 Scelta dell'aerogeneratore

La scelta della turbina è vincolata al limitato numero di costruttori che forniscono oggi macchine per l'installazione in mare. Tra questi ricordiamo Vestas, RePower, Areva, GeWind, Nordex WinWind e Siemens. La struttura di sostegno a torre è imposta sia dalla scelta delle fondazioni considerate (tripode) sia dal PEAR della regione Puglia che preferisce il suo uso rispetto alle torri a traliccio. L'altezza del mozzo, di solito fissata per impianti onshore, per installazioni offshore è imposta da noi a 80 metri in modo da limitare al minimo l'impatto visivo da terra. Essendo ancora nella fase iniziale, la scelta del produttore viene riservata per un secondo momento; viste le caratteristiche di tutte le macchine presenti oggi nel mercato si può far riferimento a un valore del diametro massimo di 126 metri il quale risulta essere il valore più elevato per macchine di 5 MW. In base agli sforzi esercitati dall'aerogeneratore e alle fondazioni scelte si ipotizza di installare comunque macchine di potenza uguale o maggiore a 3 MW (scelta verso cui si stanno muovendo ormai tutti i proponenti).

6.5 Impatti ambientali e loro mitigazioni

6.5.1 Impatto visivo

In sintesi il progetto consta nell'installazione di aerogeneratori ancorati sul fondo del mare e connessi elettricamente alla stazione elettrica con condutture sottomarine. Gli elementi visibili del progetto sono dunque l'insieme degli aerogeneratori e la stazione elettrica, visibili solamente nella parte affiorante sopra il livello del mare.

Per analizzare l'impatto visivo che avrà un impianto di questo tipo bisogna ricorrere a modelli di foto simulazione e a mappe di intervisibilità. Queste sono necessarie per dare un metodo di valutazione a chi si occuperà di concedere un parere per quanto riguarda l'impatto ambientale.

Scopo di una mappa di intervisibilità, finalizzata alla valutazione di visibilità di un oggetto di progetto, è quello di determinare da quali punti del territorio l'oggetto o gli oggetti in esame risultano visibili. Per ottenere questo risultato ci si avvale di strumenti GIS (Geographical Information Systems) che, sulla base del modello del terreno e dei modelli degli elementi di progetto posti nella loro posizione spaziale, permettono di definire per ciascun punto del territorio quali elementi risulteranno visibili.

Tanto più il modello del terreno è sofisticato e preciso, tanto più esatta risulterà l'analisi. Tuttavia, il risultato ottenuto con modelli semplificati risulta essere maggiormente utile e conservativo nei risultati (il modello individua punti "visibili" anche dove in realtà non ci sono). Un altro fattore che rende conservativo il risultato di un'analisi di intervisibilità è che nel modello non è contemplata la presenza di elementi naturali o artificiali del territorio (filari di alberi, boschi, muri, palizzate, agglomerati urbani, ecc.) che pure esistono e contribuiscono a mascherare la vista degli oggetti di progetto. Inoltre anche dove, ad esempio, interi centri abitati risultassero potenzialmente esposti alla visibilità, nella realtà solo da qualche edificio particolarmente elevato sarà possibile osservare gli oggetti di progetto. Discorso analogo per le arterie stradali le quali normalmente contengono ai margini elementi che interdicano la visibilità del territorio circostante.

L'elemento significativo e certo, invece, di una mappa di intervisibilità è la segnalazione dei punti (o delle aree) del territorio dai quali è certa la non visibilità degli oggetti di progetto e sui quali è giustificato a priori il mancato sopralluogo.

Una prima cosa da stabilire è a che distanza le strutture non risultano più visibili. Di seguito riportiamo un calcolo svolto mediante modelli matematici definiti dalla normativa il quale darà come risultato che l'opera non sarà più visibile a circa 15 km di distanza (a 10 km dalla costa).

		Distanza di visibilità [m]
Numero di aerogeneratori	44	
Altezza torre	80 m	$(100+n. \text{ aerogeneratore}) * \text{ altezza torre}=14400$
Raggio rotore	63 m	
Altezza totale	143 m	$(100+n. \text{ aerogeneratori}) * \text{ altezza totale}=25740$

Tabella 19. . Distanza di visibilità di un aerogeneratore

Per quanto riguarda la foto modellazione, resa mediante rendering computerizzato basato su modello 3D del territorio e su modello tridimensionale degli aerogeneratori, tiene conto delle caratteristiche progettuali dell'opera, dello stato dei luoghi prima dell'intervento e rappresenta nel modo più realistico possibile lo stato dei luoghi dopo l'intervento.

Per realizzare una foto simulazione realistica (o foto inserimento) viene impiegato un programma di rendering che rispetta complessivamente le condizioni di ripresa. Un programma di rendering è perfettamente in grado di simulare uno scatto fotografico in base alla focale impiegata, alla posizione del punto di ripresa, alla direzione di mira, al giorno e all'ora di ripresa. Quando la foto simulazione deve essere eseguita, come per diversi casi affrontati, su di una panoramica, il lavoro risulta decisamente più complesso dovendo sovrapporre porzioni più o meno coincidenti di immagini distorte, cioè le parti laterali. Il lavoro di inserimento, in questo caso, procede per approssimazioni successive sulle immagini originali in modo da realizzare la miglior coincidenza possibile tra gli elementi virtuali ai bordi dei singoli scatti. Infine viene realizzata, per composizione, la simulazione finale della panoramica.

Un altro passaggio, assolutamente necessario, per realizzare una foto simulazione veramente realistica è la parte di fotoritocco che serve a “fondere” gli oggetti virtuali nella fotografie. Infatti l'immagine virtuale può facilmente essere confusa con una immagine reale, tuttavia appena viene accostata ad una immagine vera immediatamente si evidenzia la “perfezione” matematica dell'oggetto virtuale. Il fotoritocco permette di sfumare le differenze fondendo perfettamente il virtuale con il reale.

Per quanto riguarda la collocazione del modello virtuale sull'immagine reale, nel caso specifico, trattandosi di simulare l'inserimento di oggetti in mare aperto, non si disponeva nelle foto di elementi antropici facilmente individuabili.

Ci si è dovuti perciò affidare al profilo dell'orizzonte dove, attraverso ingrandimenti, è stato possibile riconoscere il profilo del territorio e quindi appoggiarvi il modello del terreno per verificarne la coincidenza. Anche la linea di costa è stata un elemento di aiuto nel posizionamento del modello anche se, ovviamente, la linea cartografata non può corrispondere alla realtà data la continua evoluzione delle coste.

L'andamento generale rimane comunque invariato. Grande utilità hanno avuto invece i moli e tutti gli elementi antropici a mare di grandi dimensioni presenti in alcuni fotogrammi.

Per quanto riguarda i dati caratteristici utilizzati per la realizzazione dell'impianto, le macchine sono state orientate a Nord-Ovest, direzione prevalente presunta di provenienza della ventosità; il colore degli aerogeneratori è stato mantenuto bianco su materiale sintetico.

Per quanto riguarda, infine, la luce ambiente si è cercato di simulare al meglio la luminosità diffusa presente nelle fotografie. Per la direzione di provenienza della luce solare si è tenuto conto del giorno e dell'ora di scatto dei fotogrammi.

Riportiamo il risultato delle foto simulazioni fatte da due punti diversi lungo la costa presa in considerazione a due orari diversi:



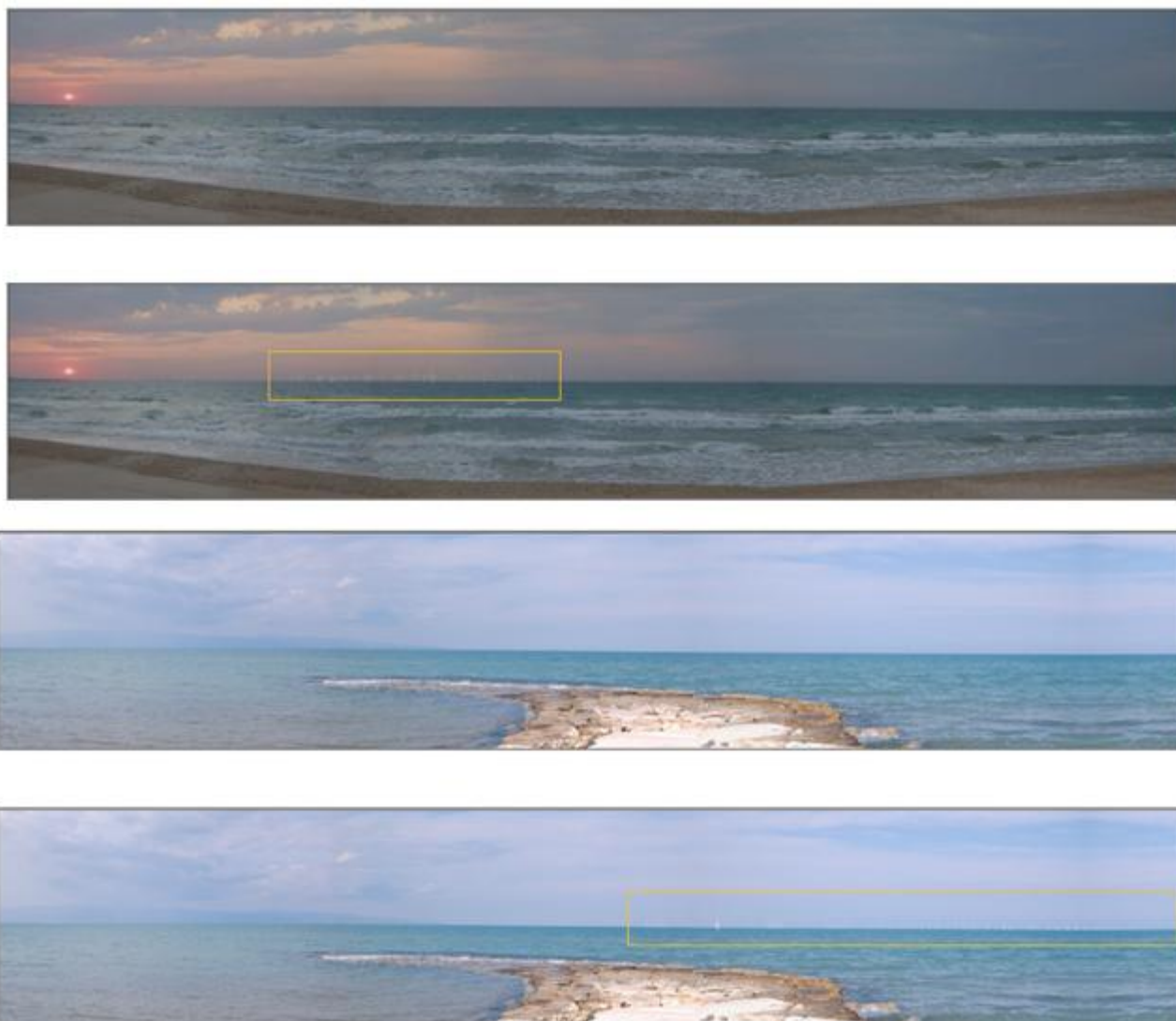


Figura 54. Foto simulazioni dell'impianto eolico offshore

Una volta che si dispone del layout definitivo del progetto si dovrà ricorrere a uno studio preciso sulla valutazione dei punti sensibili e produrre delle foto simulazioni come quelle sopra riportate che andranno a illustrare l'entità dell'impatto visivo dai vari punti della costa.

Naturalmente la maggior visibilità in termini di imponenza dei singoli aerogeneratori si ha dal punto più vicino all'opera, mentre l'impatto globale della centrale, di solito è maggiormente importante da punti rialzati dove si ha il massimo spazio visivo.

6.5.1.1 Stima dell'incidenza visiva da terra

Un'analisi di tipo matematico richiesta dalla normativa impone la valutazione del fattore di incidenza visiva; esistono dei valori di “peso” della visibilità di un oggetto a cui risulta visibile; visto che tale normativa dà solo dei valori puntuali, abbiamo ricavato una legge logaritmica mediante un'interpolazione.

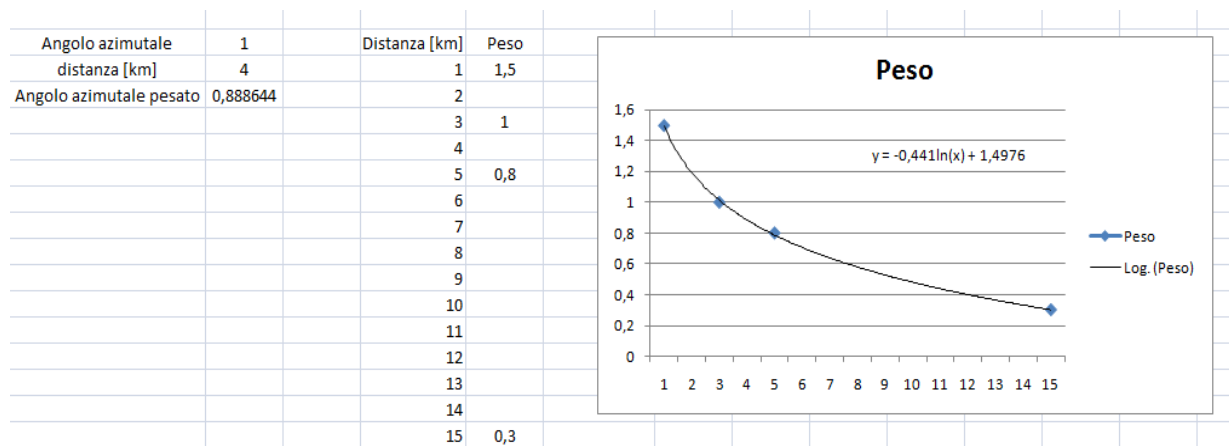


Tabella 20. Legge Indice di Incidenza

L'angolo di incidenza azimutale è definito come il rapporto dell'angolo di visibilità dell'impianto dalla costa (punto maggiormente impattante) e il valore di 50° che coincide con l'angolo di visibilità posseduto normalmente dall'occhio umano. Visto che nel nostro caso la distanza minima si può considerare di 4 Km, l'indice di incidenza azimutale pesato sulla distanza dalla costa è l'indice di incidenza azimutale moltiplicato per il fattore 0,888644.

Ipotizzando un parco lungo 10 km abbiamo un indice di visibilità azimutale di 1,78, il quale pesato sulla distanza di 4 km dalla costa vale 1,64.

Un paragone con gli altri progetti presentati dai vari proponenti indica che questo valore risulta essere più alto di quello di Termoli (già autorizzato) ma inferiore ad altri progetti (come quello di Torre San Gennaro – Puglia).

Manfredonia	FG	Trevi	V90-3MW	100	3	168	90	90	8	16	20	16	5	900	500	10,0	5,6	1,8	1,05
Chieti	FG	Trevi	V90-3MW	50	3	150	90	90	5	17	30	6,3	5,6	900	700	10,0	7,8	1,7	1,17
Termoli	CB	Effeventi	GE3.6-104	54	3	168	74	90	4,5	12	20	8,5	3,2	1000	500	11,1	5,6	1,6	1,34
Gela Rev.0	CL	Mediterranean Wind	3,6 MW 110 m	38	3,6	136,8	80	110	3,8	14	23	5,65	2,47	800	450	7,3	4,1	0,9	0,82
Gela Rev.1	CL	Mediterranean Wind		113	3.6-4.6	406,8	80	110	4,1	13	33	16,4	5,4	960	830	8,7	7,5	2,2	1,93
Torre S. Gennaro	BR	Trevi	V90-3MW	50	3	150	90	90	3	17	30	3,6	5,6	900	700	10	7,77778	2,14	2,1732

Tabella 21. Confronto degli impatti visivi a terra tra i vari progetti presentati

Per ridurre il valore di incidenza visiva o si deve aumentare la distanza dalla costa o si riduce la lunghezza del parco.

6.5.2 Impatto sull'avifauna

Questa problematica ricopre grande importanza per ottenere le autorizzazioni alla costruzione, anche perché associazioni ambientaliste fanno leva su questo argomento per muovere l'opinione pubblica. Quindi lo studio dell'impatto sugli uccelli dovrà essere approfondito e realizzato da soggetti operanti nel settore. Riportiamo comunque qui di seguito un'analisi preliminare per indagare la reale fattibilità dell'opera lungo la costa pugliese senza incorrere in difficili opposizioni.

In Puglia è segnalata la presenza delle seguenti specie prioritarie:

1. Tarabuso
2. Lanario
3. Grillaio
4. Gallina prataiola
5. Gabbiano corso

Qui di seguito sono state riportate le fasce di rispetto IBA (Important Bird Area) le quali sono definite a livello locale. Come possiamo vedere la Puglia ha vaste aree riservate al ripopolamento, nidificazione e stazionamento degli uccelli. Da queste zone bisogna mantenere distanze importanti per l'installazione delle turbine perché la coincidenza di un parco eolico, con un'eventuale rotta migratoria potrebbe causare oltre che ad elevato disturbo (rumore), anche una forte moria di specie.

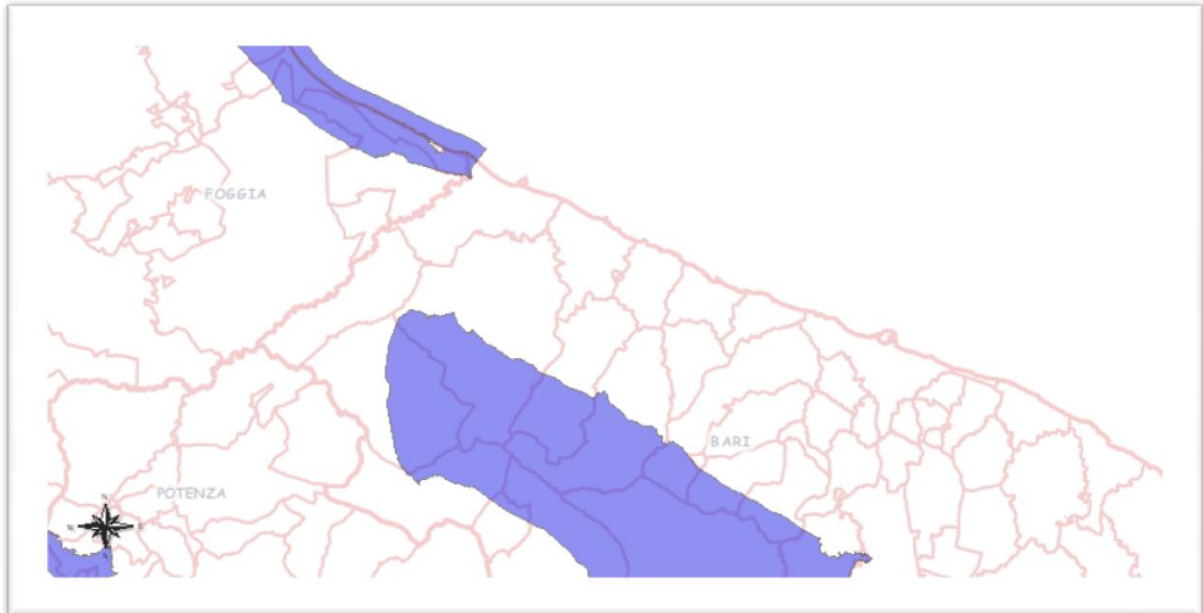


Figura 55. Zona IBA

6.5.3 Mitigazione dell’impatto sulla fauna e flora marina

L’installazione delle turbine in mare potrebbe apportare disturbo alle specie marine che risiedono nel fondale; questo sarà particolarmente concentrato nel corso della messa in opera delle fondazioni.

Per limitare i danni all’habitat naturale presente prima dell’opera si sono studiate delle soluzioni sotto riportate:

Per la fauna:

- creazione di tane e rifugi per specie stanziali, con conseguente riduzione della mortalità di uova e stadi giovanili;
- aumento della diversità ecologica, legata alla disponibilità di nuovi substrati per l’adesione di specie bentoniche e l’attrazione e concentrazione di specie pelagiche;
- riciclo energetico con produzione di biomassa sessile;
- protezione di biocenosi naturali;

Per la componente vegetale:

- difesa di areali pregiati, ad es. a Fanerogame marine;
- aumento della produttività primaria.

A livello ecologico lo sviluppo del manto vegetale può realizzare una serie di effetti articolati che portano a:

- aumento della produzione di ossigeno;
- captazione di sedimenti per organismi sestonofagi;
- creazione di nurseries e risorse alimentari per pesci fitofagi.

Infine le alghe, assieme agli invertebrati sessili che occupano direttamente il substrato, fungono da specie formanti nuovo habitat e provvedono ad uno spazio colonizzabile supplementare. Tali effetti si possono tradurre in un incremento dei rendimenti di pesca ed in un aumento netto della biomassa animale.

E' oramai da tempo riconosciuto che le barriere artificiali sono strutture artificiali sommerse che consentono di influenzare il comportamento e l'abbondanza degli organismi acquatici espletando una le funzioni richieste dai suddetti obiettivi dell'intervento.

Le barriere artificiali costituiscono infatti un mezzo efficace per aumentare, tramite nuovo substrato, l'area di interfaccia di un ambiente, rendendo disponibile ulteriori superfici per l'adesione degli organismi che, almeno in una fase del loro ciclo vitale, richiedono un substrato.

Il processo di colonizzazione vegetale di una struttura artificiale sommersa si manifesta come sviluppo di una comunità *fouling (periphyton)*, sottoposta a diversi condizionamenti biotici ed abiotici, che possono influire sulla presenza-assenza delle specie fitali (ad esempio sulla loro capacità di adesione al substrato, sulla rigogliosità e sulle caratteristiche riproduttive).

Con tali presupposti la realizzazione di moduli a barriere artificiali, da posizionarsi in relazione alla disposizione del reticolo costituito dai generatori eolici, costituisce un ambiente di protezione e rifugio per le specie ittiche necto-bentoniche, potenziando e stabilizzando l'effetto tigmotropico prodotto dalle palificazioni di sostegno ai generatori, rivolto soprattutto alle specie ad abitudine più pelagica.

L'incremento delle risorse alieutiche, determinato dalla presenza di barriere artificiali, può portare ad un ulteriore sviluppo di attività di pesca mediante attrezzi selettivi, quali trappole o reti da posta, rientranti all'interno della piccola pesca artigianale. Tale mestiere di pesca, a sua volta, si presta meglio di altri a forme di pesca-turismo, in associazione o meno con lo sviluppo di attività sub-marine.

6.6 Analisi economica

La realizzazione di un'opera di questo tipo richiede l'assoluta sicurezza del ritorno economico in breve tempo. Ancora prima di addentrarci su analisi più approfondite è stato necessario fare delle precise considerazioni sulla producibilità e sul costo delle opere.

6.6.1 Stima della producibilità

Per fare il calcolo della producibilità dell'impianto la prima cosa è quella di analizzare in dettaglio i dati anemometrici. La mancanza di misure dirette ci impone di usare i dati a nostra disposizione (fornitici da studi di previsione) in modo cautelativo; questo provocherà una stima della produzione in difetto, il che andrà bene in caso il progetto risultasse sostenibile. Una volta ottenuta l'autorizzazione dell'uso demaniale si procederà con l'installazione di un anemometro in mare nella zona di interesse. Riportiamo qui di seguito la tabella con i dati della curva di Weibull all'altezza di nostro interesse (80 m):

V(m/s)	f [%]
0	0,024698612
1	0,074595617
2	0,089742562
3	0,094203261
4	0,092792972
5	0,087852605
6	0,080847377
7	0,072776975
8	0,064337992
9	0,056009682
10	0,048109242
11	0,040832072
12	0,034282944
13	0,028500701
14	0,023477854
15	0,019175967
16	0,015537504
17	0,012494731
18	0,009976196
19	0,00791125
20	0,006233037
21	0,004880306
22	0,003798333
23	0,00293923
24	0,002261808
25	0,001731168

Tabella 22. Caratteristiche di ventosità del sito

Questi dati sono quelli che ci permettono di ricavare la distribuzione di probabilità, la quale rappresenta la probabilità del vento di assumere determinata velocità riportate lungo l'asse delle x.

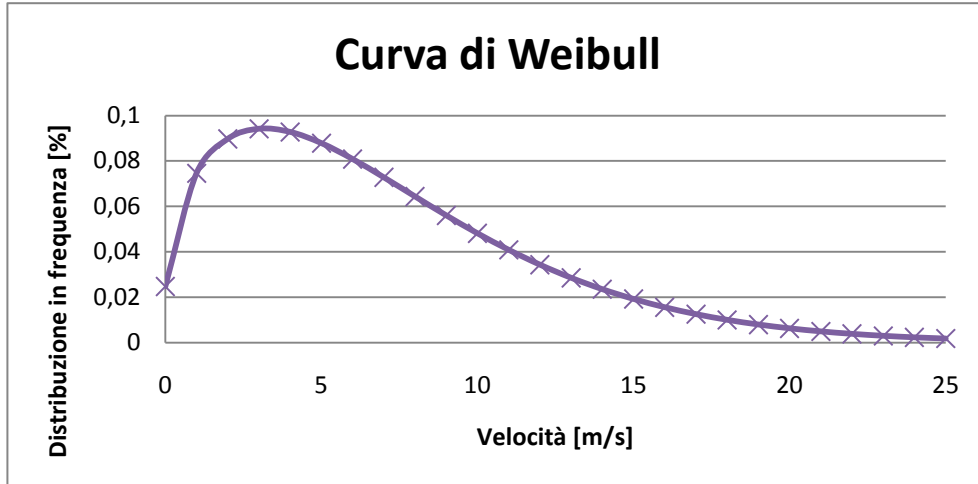


Figura 56. Curva di Weibull stimata per un eventuale sito

Data questa curva è importante conoscere i parametri descrittivi (fattore di forma e fattore di scala) i quali assieme al valore della velocità media ci permettono il calcolo della producibilità. Per determinare questi due parametri è stato utile ricorrere a un modello di semplificazione matematica facilmente implementabile in ambito Excel.

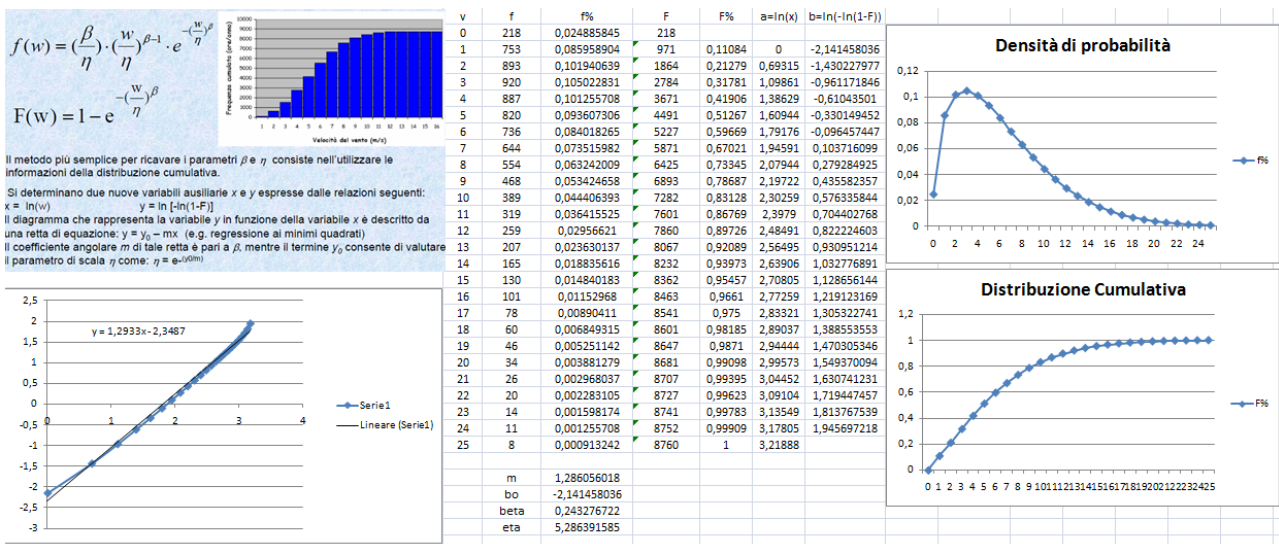


Tabella 23. Determinazione dei parametri A e k

A questo punto si dispongono di tutti i dati anemologici di nostro interesse. Il passo successivo sta nella scelta della turbina da installare; questa scelta viene fatta tenendo conto sia della producibilità fornita dalla macchina, sia dal rapporto costi-servizi/MW. Partiamo dall'analizzare il tipo di macchina che si potrebbe prestare per l'installazione in un sito con le caratteristiche appena viste.

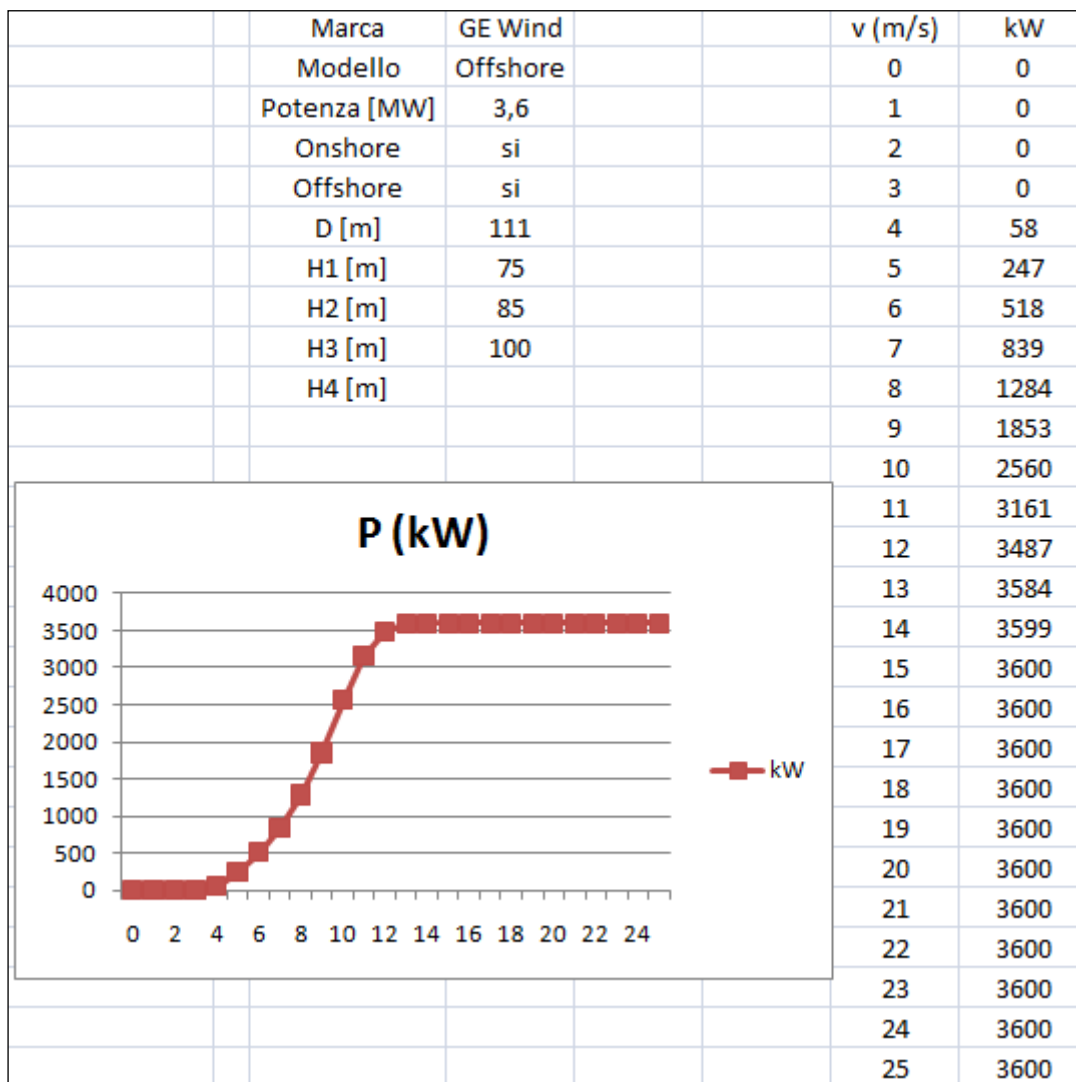


Tabella 24. Curva di potenza

Quello sopra riportato è solo un esempio; per scegliere la macchina che si presta meglio alle condizioni del vento che si ipotizzano nel mare di nostro interesse sono stati contattati i diversi costruttori per ottenere le varie curve di potenza. Nel seguente file sono riportate tutte le caratteristiche di nostro interesse dei più importanti aerogeneratori.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	V	X	Y	Z	AA
1	Marca	Nordez		Nordez		Nordez		Flapower		Vestas		Vestas		V/vVind		V/vVind		Simenz		Simenz		GE Vind		GE Vind		GE Vind	
2	Modello	N80		N80		N80		5M		V90		V90		V/vD100		V/vD90		SVT107		SVT93		GE2,6		GE3,6		GE Vind	
3	Potenza [I]	2,5		2,3		2,5		5		3		3		3,03		3,03		3,6		2,3		2,5		3,6		3,6	
4	Onshore	si		si		si		si		si		si		si		si		si		si		si		si		si	
5	Offshore	no		no		no		si		si		no		no		no		no		no		no		no		si	
6	D [m]	80		90		100		125		140		160		180		200		220		240		260		280		300	
7	H1 [m]	90		80		70		60		50		40		30		20		10		0		0		0		0	
8	H2 [m]	100		70		70		95		94		80		80		80		80		80		85		85		85	
9	H3 [m]	100		80		80		117		119		105		100		100		107		93		100		104		111	
10	H4 [m]			100																		100		100		100	
11																											
12	v [m/s]	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp	kW	Cp
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	4	15	0,076	35	0,14	50	0,162	102	126	149	0,854	77	0,875	79,2	0,83	79,6	0,80	80	0,88	85	0,81	91	0,8	39	0,8	58	1,06
18	5	121	0,374	175	0,359	221	0,369	0,88	292	320	0,838	190	0,818	253,6	0,83	219,9	0,82	238	0,86	180	0,84	221	0,81	210	0,82	247	0,93
19	6	251	0,377	352	0,416	431	0,415	0,85	648	573	0,838	353	0,823	456,3	0,83	393,7	0,84	474	0,87	352	0,83	414	0,81	423	0,84	516	0,81
20	7	433	0,41	550	0,434	720	0,436	0,85	1081	927	0,840	581	0,823	739,5	0,83	626,7	0,79	802	0,90	590	0,85	695	0,82	740	0,79	839	0,81
21	8	667	0,423	870	0,436	1102	0,447	0,84	1638	1395	0,833	886	0,824	1117,5	0,83	943,5	0,72	1243	0,86	906	0,86	1044	0,82	1142	0,72	1284	0,81
22	9	974	0,434	1237	0,435	1575	0,449	0,77	2335	1977	0,799	1273	0,802	1117	0,82	1350,6	0,66	1773	0,89	1308	0,87	1506	0,81	1718	0,66	1853	0,81
23	10	1319	0,428	1623	0,417	2019	0,42	0,72	3170	2584	0,707	1710	0,730	1594	0,7	1857,8	0,59	2379	0,80	1767	0,79	1977	0,74	2246	0,59	2560	0,71
24	11	1675	0,409	2012	0,388	2304	0,36	0,67	4017	2947	0,543	2145	0,646	2103,1	0,63	2410,5	0,53	2948	0,70	2085	0,67	2308	0,58	2948	0,53	3161	0,61
25	12	2094	0,377	2230	0,331	2458	0,296	0,62	4755	2998	0,391	2544	0,564	2505,1	0,45	2873,4	0,46	3324	0,58	2234	0,45	2457	0,43	3437	0,46	3487	0,51
26	13	2291	0,337	2300	0,289	2500	0,227	0,43	5000	3000	0,295	2937	0,490	2370,3	0,38	3032,3	0,40	3895	0,41	2293	0,34	2495	0,33	3616	0,40	3594	0,31
27	14	2463	0,292	2300	0,215	2500	0,189	0,33	5000	3000	0,232	2965	0,390	3032,3	0,29	3032,3	0,33	3577	0,31	2286	0,26	2500	0,25	3629	0,33	3599	0,31
28	15	2500	0,241	2300	0,175	2500	0,154	0,26	5000	3000	0,186	2995	0,304	3030,3	0,24	3030,3	0,28	3594	0,25	2299	0,21	2500	0,20	3635	0,28	3600	0,21
29	16	2500	0,198	2300	0,144	2500	0,127	0,22	5000	3000	0,153	3000	0,245	3030,3	0,19	3030,3	0,23	3599	0,20	2300	0,17	2500	0,17	3633	0,23	3600	0,15
30	17	2500	0,165	2300	0,12	2500	0,106	0,18	5000	3000	0,127	3000	0,203	3030,3	0,16	3030,3	0,20	3600	0,17	2300	0,14	2500	0,14	3633	0,20	3600	0,12
31	18	2500	0,139	2300	0,101	2500	0,089	0,15	5000	3000	0,107	3000	0,170	3030,3	0,14	3030,3	0,16	3600	0,14	2300	0,12	2500	0,12	3633	0,16	3600	0,14
32	19	2500	0,118	2300	0,085	2500	0,076	0,13	5000	3000	0,082	3000	0,144	3030,3	0,12	3030,3	0,13	3600	0,12	2300	0,10	2500	0,10	3633	0,13	3600	0,12
33	20	2500	0,102	2300	0,074	2500	0,065	0,11	5000	3000	0,079	3000	0,124	3030,3	0,10	3030,3	0,12	3600	0,10	2300	0,09	2500	0,09	3633	0,12	3600	0,11
34	21	2500	0,088	2300	0,064			0,1	5000	3000	0,069	3000	0,107			3030,3	0,12	3600	0,09	2300	0,07	2500	0,08	3633	0,11	3600	0,09
35	22	2500	0,076	2300	0,055			0,08	5000	3000	0,061	3000	0,094			3030,3	0,11	3600	0,08	2300	0,07	2500	0,07	3633	0,12	3600	0,09
36	23	2500	0,067	2300	0,049			0,08	5000	3000	0,054	3000	0,082			3030,3	0,11	3600	0,07	2300	0,06	2500	0,06	3633	0,11	3600	0,09
37	24	2500	0,059	2300	0,043			0,07	5000	3000	0,048	3000	0,073			3030,3	0,10	3600	0,06	2300	0,05	2500	0,05	3633	0,10	3600	0,09
38	25	2500	0,052	2300	0,038			0,06	5000	3000	0,043	3000	0,065			3030,3	0,09	3600	0,05	2300	0,05	2500	0,05	3633	0,10	3600	0,09

Tabella 25. Curva di potenza per le macchine analizzate

Con i dati fin'ora inseriti ora il programma è in grado di calcolare producibilità e ore equivalenti di funzionamento in base alla macchina scelta. Ecco i risultati:

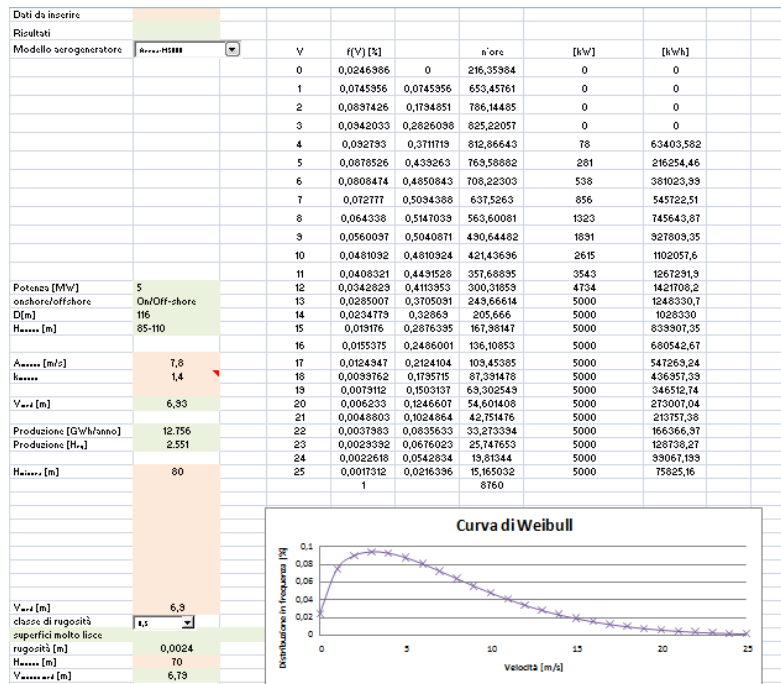


Tabella 26. Programma di calcolo della producibilità

È stato anche inserito il parametro della rugosità del terreno il quale mi serve per calcolare la velocità media alle varie altezze in veri tipi di terreno (questo è un surplus visto che in mare la classe di rugosità è molto basso = la velocità varia poco al variare dell'altezza).

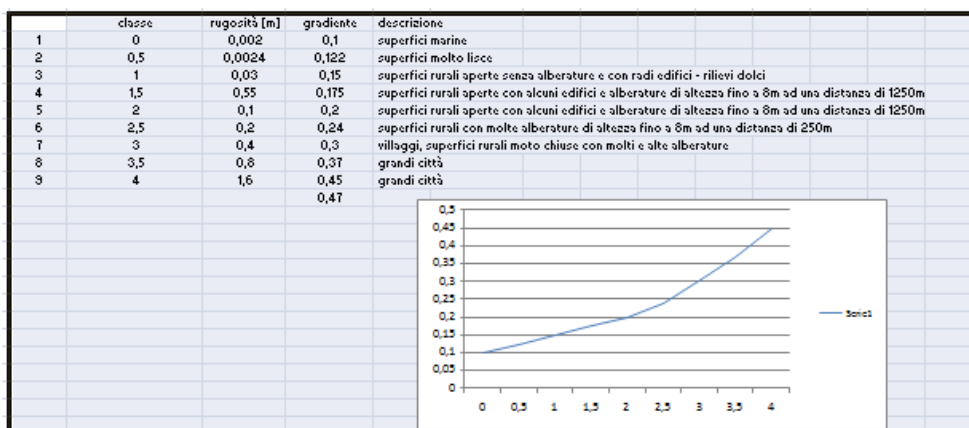


Tabella 27. Influenza della rugosità sulla stima dei parametri

I risultati ottenuti con le macchine presenti nel mercato che possono essere installate in mare è il seguente:

Marca	Modello	Potenza MW	D(m)	MWh/MW
Areva	M5000	5	116	2551
Nordex	N90	2,5	111	2890
GeWind	GE3,6	3,6	90	2845
Siemens	SWT107	3,6	107	2799
Repower	3,3M	3,3	104	2.927
Repower	5M	5	126	2775
Vestas	V112	3	112	3272
WinWind	WWD3-100	3	100	2548

Tabella 28. Caratteristiche delle macchine

Nei prossimi anni saranno presenti nuove macchine anche di altri produttori, che sfrutteranno tecnologie innovative (direct drive, pale in fibra di carbonio, ...); per ora la macchina più prestante per le caratteristiche inserite è la Vestas V112 la quale è una macchina di potenza nominale di 3 MW (avendo elevato rapporto area spazzata/potenza erogata si presta bene al tipo di vento presente nella parte centrale della costa pugliese). Altre considerazioni di tipo economico verranno fatte più avanti, visto che maggiore è la potenza esercita dalla singola macchina, minore sarà l'incidenza del costo delle fondazioni sul costo/MW (questo perché il peso e la struttura delle fondazioni varia poco tra una macchina di 3 MW e una di 5 MW).

Per verificare i risultati ottenuti dal nostro foglio di calcolo ed implementarli con un'analisi economica della producibilità, siamo ricorsi all'uso di un software di simulazione. Riportiamo ora i dati inseriti in ingresso e i valori ottenuti da paragonare.


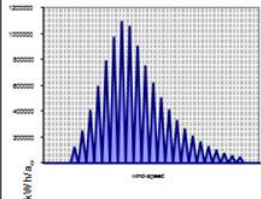
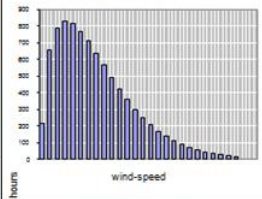
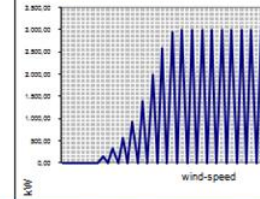



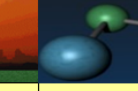
Turbina Eolica				Sistema		eolico	
Costruttore Nordex		Modello Selezionare modello		N Turbine 1			
Producedibilità Netta [MWh/anno]		9172.409		Producedibilità Netta [MWh/anno]		9.103.62	
Ore equivalenti		3267,08		Ore equivalenti		3.267,08	
Potenza [kW]		3000,00		Potenza [kW]		3	
							
Curva Producedibilità Lorda - kWh/anno				data-set-ore-vento		Curva di Potenza Turbina Eolica - kW	
Producedibilità kWh Lordi		Frequenza di Vento Sito		WindSpeed		Power	
data-set	anno	%	data-set-ore-vento	[mph]	[m/s]	[kW]	Turbina Eolica
0	0	2,47	216	0,0	0,0	0,00	Costruttore
0	0	0,00	0	1,1	0,5	0,00	Modello
0	0	7,47	653	2,2	1,0	0,00	Vestas
0	0	0,00	0	3,4	1,5	0,00	V112
0	0	8,99	786	4,5	2,0	0,00	Producedibilità Lorda [kWh/anno]
0	0	0,00	0	5,6	2,5	0,00	9.801.254
0	0	9,43	825	6,7	3,0	0,00	Coefficienti correttivi Producedibilità
0	0	0,00	0	7,8	3,5	0,00	
120988	121168	9,28	812	8,9	4,0	149,00	Wind Turbine tower height [m]
0	0	0,00	0	10,1	4,5	0,00	Reference height of wind speed distribution data [m]
246080	246446	8,79	769	11,2	5,0	320,00	distribution data [m]
0	0	0,00	0	12,3	5,5	0,00	Wind shear coefficient
405684	406287	8,09	708	13,4	6,0	573,00	0
0	0	0,00	0	14,5	6,5	0,00	Producedibilità Lorda [kWh/anno]
590499	591377	7,28	637	15,7	7,0	927,00	corretta
0	0	0,00	0	16,8	7,5	0,00	9.801.254,24
785385	786552	6,44	563	17,9	8,0	1.395,00	Altezza Sito [m]
0	0	0,00	0	19,0	8,5	0,00	1
968730	970170	5,60	490	20,1	9,0	1.977,00	Coefficiente correttivo
0	0	0,00	0	21,3	9,5	0,00	0,01%
1087864	1089481	4,81	421	22,4	10,0	2.584,00	Temperatura media [°C]
0	0	0,00	0	23,5	10,5	0,00	16
1052079	1053643	4,08	357	24,6	11,0	2.947,00	Coefficiente correttivo
0	0	0,00	0	25,7	11,5	0,00	0,33%
899400	900737	3,43	300	26,8	12,0	2.998,00	Stima Perdite Sistema Eolico
0	0	0,00	0	28,0	12,5	0,00	Blade Soiling
747000	748110	2,85	249	29,1	13,0	3.000,00	1,5%
0	0	0,00	0	30,2	13,5	0,00	Blade Icing
615000	615914	2,34	205	31,3	14,0	3.000,00	0,50%
0	0	0,00	0	32,4	14,5	0,00	Wake Effect
501000	501745	1,91	167	33,6	15,0	3.000,00	0,25%
0	0	0,00	0	34,7	15,5	0,00	Secondary Electrical Losses
408000	408606	1,55	126	35,8	16,0	3.000,00	1,00%
0	0	0,00	0	36,9	16,5	0,00	Yaw and Miscellaneous Losses
327000	327486	1,25	109	38,0	17,0	3.000,00	2,00%
0	0	0,00	0	39,1	17,5	0,00	Availability Losses, Initial
261000	261388	0,99	87	40,3	18,0	3.000,00	1,00%
0	0	0,00	0	41,4	18,5	0,00	Totale Perdite
207000	207308	0,79	69	42,5	19,0	3.000,00	6,42%
0	0	0,00	0	43,6	19,5	0,00	Producedibilità Netta [kWh/anno]
162000	162241	0,62	54	44,7	20,0	3.000,00	Turbina Eolica
0	0	0,00	0	45,9	20,5	0,00	9.172.409
126000	126187	0,48	42	47,0	21,0	3.000,00	
0	0	0,00	0	48,1	21,5	0,00	
99000	99147	0,38	33	49,2	22,0	3.000,00	Ore equivalenti
0	0	0,00	0	50,3	22,5	0,00	3.267,08
75000	75111	0,29	25	51,4	23,0	3.000,00	Fattore di Capacità
0	0	0,00	0	52,6	23,5	0,00	37,30%
57000	57085	0,22	19	53,7	24,0	3.000,00	Sistema
0	0	0,00	0	54,8	24,5	0,00	eolico
45000	45067	0,17	15	55,9	25,0	3.000,00	N Turbine Eoliche
0	0	0,00	0	57,0	25,5	0,00	1
0	0	0,00	0	58,2	26,0	0,00	Potenza Parco
0	0	0,00	0	59,3	26,5	0,00	kW
0	0	0,00	0	60,4	27,0	0,00	3000,00
0	0	0,00	0	61,5	27,5	0,00	Mismatching
9.786.709	9.801.254	100	8747				0,75%
Producedibilità Netta Parco Eolico [kWh/anno]							9.103.616
VALUTAZIONE MANCATO IMPATTO AMBIENTALE							
Emissioni Evitate CO2 [kg/anno]		TEP/anno		Emissioni Evitate NOx [kg/anno]		Emissioni Evitate SO2 [kg/anno]	
6.144.941,1		2.093,8		13.655,4		12.745,1	
							
153.623,5		52.345,8		341,4		318,6	
Emissioni Evitate CO2 in 25 anni [ton]		TEP 25 anni		Emissioni Evitate NOx 25 anni [ton]		Emissioni Evitate SO2 25 anni [ton]	

Tabella 29. Dati in ingresso Simulwind

6.6.2 Stima delle perdite

Le perdite di un parco eolico dipendono molto dalla disposizione delle turbine. Noi abbiamo ipotizzato una disposizione fissa di 1000 metri per 700 metri indipendentemente dal rotore che avrà la macchina. Con le macchine che abbiamo a disposizione tale distanza coincide con valori di circa 9 diametri per 6.

dx [m]	dy [m]	D [m]	n° diametri X	n° diametri Y
1000	700	116	8,62	6,03
1000	700	111	9,01	6,31
1000	700	107	9,35	6,54
1000	700	104	9,62	6,73
1000	700	126	7,94	5,56
1000	700	112	8,93	6,25
1000	700	100	10,00	7,00

Tabella 30. Distanza tra le macchine

Ora analizziamo come cala il rendimento del parco al variare della distanza mantenuta nella distribuzione delle macchine; questi risultati che riportiamo qui sotto sono ricavati dall'uso del software WindPro il quale è in grado di gestire della banche dati con al loro interno numerose informazioni sulle diverse turbine.

14 aerogeneratori in linea D=126 m					
n° diametri	distanza [m]	efficienza parco			
5	630	95			
6,3	793,8	96,5			
8	1008	97,5			
10	1260	98,2			
numero file					
file da 14 aerogeneratori distanziati $8D*5D=1008 \times 630m$					
1	97,5				
3	95,1				
5	93,7				
7	93				
3filex14 aerogeneratori D=126m					
5x8			630x1010		
		93,7	5x8		630x1010
			93,7		
3filex14 aerogeneratori D=111m					
3x5		380x630		333x555	
		88,1	3x5		333x555
			88,2		

Tabella 31. Efficienza del parco eolico in base alla distanza fra le macchine

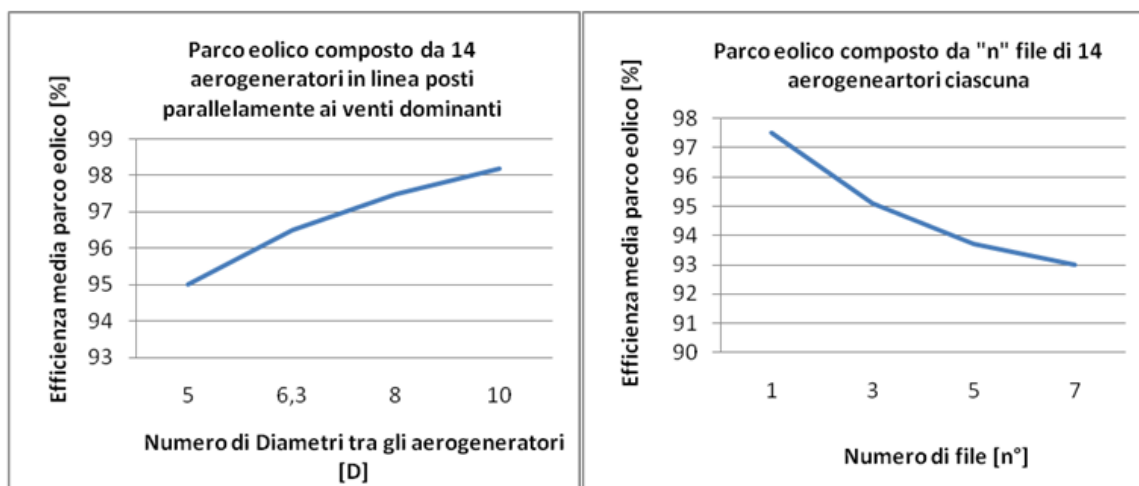


Figura 57. Perdite tra le file del parco

Il risultato che si ottiene è che aumentando la distanza tra un aerogeneratore e l'altro si migliora notevolmente il rendimento del parco, ma bisogna tener conto anche del maggiore impatto visivo da terra (se allargato parallelamente alla costa la lunghezza del parco) e dell'aumento della profondità del mare (se allargato il parco allontanandomi dalla costa).

Andiamo ora a fare un confronto fra le soluzioni prese in considerazione da noi e quelle presentate ad oggi in Italia dagli altri operatori:

	Provincia	Proponente	Marca/modello	n° aerogeneratori	MW tot	Hhub [m]	Drot [m]	Distanza costa [km]	Hmin fond [m]	Hmax fond [m]	L parco [km]	B parco [km]	Dist X [m]	Dist Y [m]	N° diam. X	N° diam. Y	Indice Vis. Azimut.	Indice Vis. Pesato [°]	A [m/s]	k	Vmed [m/s]	Produzione [MWh/MW]
Manfredonia	FG	Trevi	V90-3MW	100	3	168	90	8	16	20	16	5	900	500	10,0	5,6	1,8	1,05	4,5-5,4	1,61-1,64	7-7.2 a 90m	2756
Chieti	FG	Trevi	V90-3MW	50	3	150	90	5	17	30	6,3	5,6	900	700	10,0	7,8	1,7	1,17	4,5-5,4	1,61-1,64	3,91-4,82	2540
Termoli	CB	Effeventi	GE3.5-104 V90-3MW	54	3	168	74	4,5	12	20	8,5	3,2	1000	500	11,1	5,6	1,6	1,34	7,2	1,44	6.5-7 a 74m	2700
Gela Rev.0	CL	Mediterranean Wind	3,6 MW 110 m	38	3,6	136,8	80	3,8	14	23	5,65	2,47	800	450	7,3	4,1	0,9	0,82	6,70	1,38	7.2-7.6 a 80m	2770
Gela Rev.1	CL	Mediterranean Wind		113	3,6-4,6	406,8	80	4,1	13	33	16,4	5,4	960	830	8,7	7,5	2,2	1,93				
Forre S. Gennaro	BR	Trevi	V90-3MW	50	3	150	90	3	17	30	3,6	5,6	900	700	10	7,7778	2,14	2,1732	5,20	1,89	5,57	2620
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	veva M500	44	3	132	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	8,6	6,0	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2551
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	GE3,6	44	3,6	158,4	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	9,0	6,3	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2890
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	Nordex N90	44	2,5	110	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	11,1	7,8	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2845
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	Siemens SWT107	44	3,6	158,4	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	9,3	6,5	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2799
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	epower3,3	44	3,3	145,2	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	9,6	6,7	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2927
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	repower5M	44	5	220	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	7,9	5,6	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2775
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	VestasV112	44	3	132	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	8,9	6,3	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	3272
Molfetta	BR	Elettrostudio S.p.a.	WWDS_100	44	3	132	80	3,7	30	45	10	2,5	1000	700	10,0	7,0	1,78	1,64298	7,57	1,4	6,6-7.2	2548

Tabella 32. Principali differenze tra i progetti presentati in Italia

Come si può vedere la scelta presa, a differenza di altri, si indirizza verso un'occupazione del suolo maggiore a favore di una maggior rendimento globale.

6.6.3 Collegamento elettrico

Il costo dell'opera è influenzato anche dalla lunghezza dei collegamenti elettrici. La localizzazione della cabina elettrica a mare dista circa 5 km dalla costa e questo tratto dovrà essere fatto in cavo sottomarino interrato. Per quanto riguarda invece il tratto dalla costa fino alla sottostazione si ipotizzano distanze dalla linea 380 kV di almeno 20 km; la scelta di trasportare l'energia mediante cavo risulta più onerosa (700 k€/km) rispetto a trasportarla mediante elettrodotto (400 k€/km), ma l'elevata presenza di vincoli sul territorio e la sempre maggior contrarietà della popolazione verso l'installazione di nuovi elettrodotti fa sì che si ipotizza di fare l'intero tracciato interrato.

Nello studio dei collegamenti a 150 kV sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato, sia per occupare la minore porzione possibile di territorio sia per non superare i limiti di convenienza tecnico-economica;
- evitare o minimizzare l'interferenza con aree protette o sottoposte a regimi vincolistici particolari, zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- non interferire con i nuclei abitativi, evitando di interessare anche case sparse, non solo osservando la fascia di rispetto prescritta dalla normativa vigente, ma mantenendo una distanza tale da rispettare, con l'elettrodotto percorso dalla corrente massima prevista, il limite di $3 \mu T$ per l'induzione magnetica;
- creare il minor contrasto possibile con gli strumenti urbanistici dei Comuni coinvolti, evitando anche, per quanto possibile, di interessare aree per eventuali trasformazioni ed espansioni future;
- utilizzare corridoi che siano i meno pregiudizievoli dal punto di vista dell'inserimento paesaggistico dell'opera;
- interferire nella misura minore possibile con le attività antropiche (trasporti e comunicazioni, ecc.);
- fruttare quanto più è possibile gli attuali corridoi di passaggio delle linee esistenti.

Nel caso specifico delle condutture AT e MT sono stati utilizzati i noti criteri della portata di corrente ammissibile in specificate condizioni di posa e della massima caduta di tensione ammissibile. Le scelte dimensionali di primo tentativo sono quindi state verificate procedendo a simulare, attraverso un'appropriata analisi di load-flow, il funzionamento dell'intero sistema elettrico in condizioni di regime permanente sinusoidale ed al massimo carico.

6.6.4 Costo del tripode

La differenza sostanziale nel prezzo tra l'eolico onshore e l'eolico offshore sta nelle fondazioni. Il costo del tripode è maggiore rispetto alla struttura monopalo anche se quest'ultima richiede l'utilizzo di una nave "battipali" in grado di far penetrare nel fondale un palo di diametro di 4 metri circa; questo risulta costoso (circa 300 mila €/giorno) e rischioso in caso fossero presenti strati di sottosuolo di tipo roccioso.

Riportiamo di seguito i valori per una fondazioni a tripode con profondità di installazione dai 35 ai 40 metri alla quale è possibile applicare le attuali turbine con una potenza massima di 5 MW.

Riportiamo di seguito il prezzo di massima per un singolo tripode:

- Prezzo per la fornitura, costruzione e consegna del solo tripode di 500t = 2.220.000 €
- Prezzo per la fornitura, costruzione e consegna di 130 t di pali = 260.000 €
- Stima costo per carico e rizzaggio jacket su barge del cliente = 165.000 €
- Stima costo del trasporto con barge da 300'x90' e rimorchiatore su una ipotetica distanza di 2000 km = 465.000 €

A questo dovrà essere sommato il costo per la preparazione del fondo e per il fissaggio mediante nave battipali; questo si può aggirare intorno ai 400.000 € a tripode.

6.6.5 Costo degli aerogeneratori

Il costo della fornitura e messa in opera degli aerogeneratori dipende dalla taglia della turbina, dalla tecnologia impiegata e soprattutto dal costruttore scelto. L'offerta dei produttori dipende molto anche dal numero di macchine che si intende installare. Per una fornitura e messa in opera di un parco eolico costituito da cinquanta macchine di potenza nominale di 3 MW ciascuna il costo unitario a MW si aggira su 1,150 M€. Il valore sale fino a 1,300 per macchine con potenza di 2 MW e scende leggermente per macchine con potenza unitaria di 5 MW. In questo prezzo non si tiene conto degli OPEX (costi di manutenzione) i quali variano dal servizio garantito dal produttore e dalla società che si occupa degli interventi ordinari e straordinari; questi costi li analizzeremo successivamente.

6.6.6 Costi di organizzazione e manutenzione

Oggi c'è stata una riduzione di quasi il 30 % dei costi di manutenzione e questo è dovuto alla riduzione del costo del noleggio delle strumentazioni e imbarcazioni necessarie a raggiungere ed operare sulle turbine. Un altro aspetto è dovuto al fatto che essendo aumentata la potenza unitaria della macchina il costo a MW è così sceso.

I costi di manutenzione saranno proporzionali a:

- Posizione del sito: maggiore sarà la distanza del sito da un porto maggiore sarà il costo.
- Disponibilità di imbarcazioni proprie: in caso di un esteso parco eolico può risultare redditizia la disponibilità continua di un'imbarcazione vista la necessità di eseguire manutenzioni due volte l'anno più gli inevitabili guasti.
- Tempo atmosferico e moto ondoso del mare: in caso di mare mosso è difficile il raggiungimento delle turbine; quindi in caso di impianti sottoposti a mare molto mosso ci si può trovare a imporre fermi macchina per lunghi periodi.
- Le assicurazioni: il costo delle assicurazioni è variabile nel tempo; infatti dopo il 2001 i costi delle assicurazioni sono saliti notevolmente ma si pensa che con una maggior esperienza nel settore questi possano sensibilmente diminuire.

6.6.7 Valorizzazione dell'energia

Abbiamo già detto che l'energia eolica è l'energia economicamente più matura e conveniente per la generazione elettrica ad oggi. Purtroppo la sua convenienza rispetto alle fonti fossili convenzionali è garantita soltanto grazie al sistema di incentivazione che in Italia garantisce l'attribuzione alla produzione di energia da fonte eolica offshore di certificati verdi moltiplicati per un coefficiente moltiplicativo di 1,5.

Ad oggi il costo dell'energia elettrica è di circa 70 €/MWh alla quale verrà sommato il valore dei certificati verdi che si aggira attorno agli 80-90 €/MWh (ricordiamo che questo valore dovrà essere moltiplicato per 1,5 nel nostro caso, ma che è comunque un valore che può variare nel tempo essendo soggetti a scambio in un mercato).

ANNO DI RIFERIMENTO	VALORE CERTIFICATI VERDI [€/MWh]	PERIODO DI VALIDITA'
2006	125,28	2006-2007-2008
2005	108,92	2005-2006-2007
2004	97,39	2004-2005-2006
2003	82,40	2003
2002	84,18	2002

Tabella 33. Andamento del prezzo dei certificati verdi

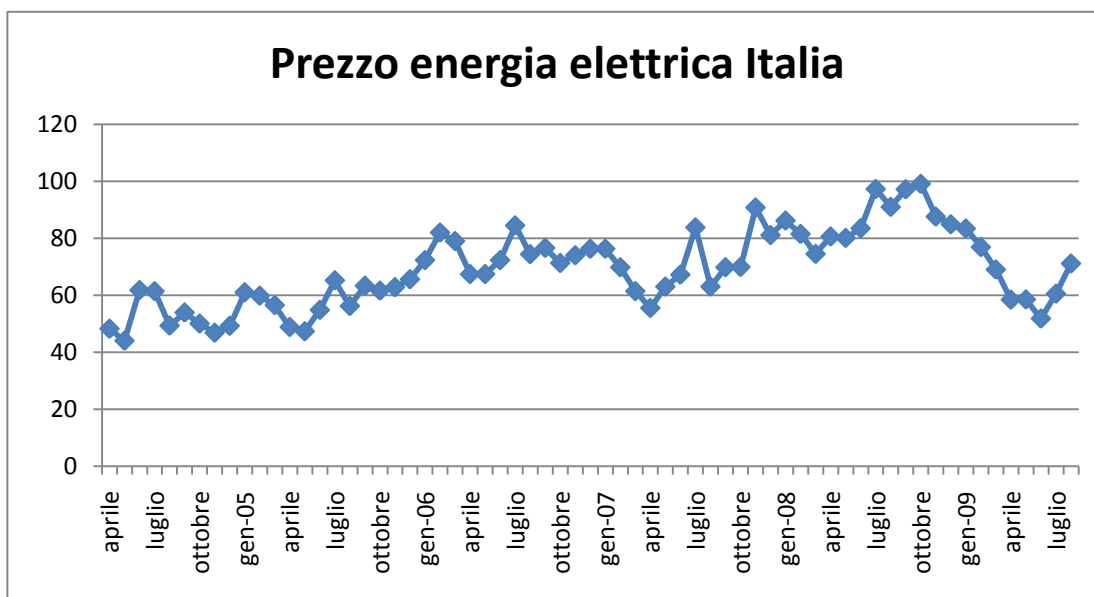


Figura 58. Andamento prezzo dell'energia elettrica in Italia

6.6.8 Riassunto economico

A questo punto riportiamo una tabella in cui vengono elencati i costi dell'investimento (CAPEX) per un impianto che prevede l'installazione di turbine con potenza nominale di 3 MW su fondali di tipo sabbioso e profondità minore di 45 metri.

	k€/MW
Fondazioni profondità	1500
Aerogeneratori	1400
Trasporto ed installazione in mare	350
Opere elettriche	200
Altri costi	50
TOTALE	3500

Tabella 34. Costi CAPEX

I costi di organizzazione e manutenzione (OPEX) sono invece i seguenti:

	€/MW
Affitto del suolo	4500
Consumo di energia elettrica	1000
Manutenzione del sito	1200
Tasse	15500
Assicurazione	20000
Costo di gestione	5000
Altri costi	2800
TOTALE	50000

Tabella 35. Costi OPEX

Il software già prima usato per il calcolo delle ore equivalenti di funzionamento, è in grado di fornirci anche un'analisi economica dell'investimento. Ora che abbiamo il costo totale a MW abbiamo implementato il programma ipotizzando un finanziamento per la realizzazione dell'impianto. Come sistema di remunerazione sono stati imposti dei valori medi di vendita dell'energia e dei certificati verdi.

SISTEMI INCENTIVANTI											
<i>Sistema</i>		eolico									
<i>Produttività Netta [kWh/Anno]</i>		9.103.616,38									
<i>Potenza elettrica totale [kW]</i>		3.000,00									
Meccanismo incentivante		Certificati Verdi									
Valore tariffa Omnicomprensiva [€/kWh]		0,00		NO TARIFFA OMNICOMPENSIVA --> Inserire valore nullo							
Certificati Verdi CV						Inserire valore Certificati Verdi			Anno	Valore CV [€/kWh]	N° CV
Anno	[€/kWh]	N°	Anno	[€/kWh]	N°	Anno	[€/kWh]	N°			
1	0,12000	9103	6	0,12000	9103	11	0,12000	9103	1	0,12000	9103
2	0,12000	9103	7	0,12000	9103	12	0,12000	9103	2	0,12000	9103
3	0,12000	9103	8	0,12000	9103	13	0,12000	9103	3	0,12000	9103
4	0,12000	9103	9	0,12000	9103	14	0,12000	9103	4	0,12000	9103
5	0,12000	9103	10	0,12000	9103	15	0,12000	9103	5	0,12000	9103
									6	0,12000	9103
									7	0,12000	9103
									8	0,12000	9103
									9	0,12000	9103
									10	0,12000	9103
									11	0,12000	9103
									12	0,12000	9103
									13	0,12000	9103
									14	0,12000	9103
									15	0,12000	9103

Tabella 36. Valore dei certificati verdi (Simulwind)

Altri dati da inserire in ingresso riguardano i tassi di interesse, i valori delle aliquote, i tassi di inflazione e i costi di gestione. Riportiamo di seguito tutti i dati inseriti per ottenere il cash flow e la redditività dell'investimento.

Regime di Ritiro dedicato GSE - Vendita INDIRECTA			SELEZIONATO
Tariffa di vendita alla Rete - Ritiro dedicato GSE [€/kWh]			
1° Scaglione	2° Scaglione	3° Scaglione	
€ 0,0650	€ 0,0650	€ 0,0650	
€ 0,06500	€ 0,0650	€ 0,06500	"INSERIRE i PREZZI MINIMI GARANTITI AEEG nelle tre celle bianche"
Prezzo zonale medio [€/kWh]			€ 0,06500
			"INSERIRE PREZZO ZONALE MEDIO ANNUALE"
Dinamiche di riattualizzazione & aspetti fiscali (aliquote)			
Tasso Inflazione annuo Energia		1,50%	
Tasso Inflazione annuo		1,50%	
Ammortamento annuo		9%	
WACC%		6,50%	
Aliquota IRES/IRPEF		27,50%	
Aliquota IRAP		3,90%	

Budget Impianto	
Costi	
Costo kW installato (IVA escluso)	13,500
Costo Totale Impianto (IVA escluso)	110.500.000,00
Manutenzione ordinaria	
(% sul costo del progetto)	2,50%
Manutenzione straordinaria 1	
(% sul costo del progetto)	5,00%
Anno Manutenzione straord.1	8
Manutenzione straordinaria 2	
(% sul costo del progetto)	5,00%
Anno Manutenzione straord.2	16
Periodo assicurativo	
	25
Costo Assicurazione al kW	112,00
Costo Assicurazione (l'anno) (IVA escluso)	136.000,00
IVA agevolata	10,00%
IVA ordinaria	20,00%
Costo Impianto chiavi in mano (IVA inclusa)	112.600.000,00
Altri costi (l'anno) (riattualizzati anno 1)	10,00
Altri costi (Una tantum)	10,00
Anno altri costi "Una tantum"	1
Finanziamento	
Copertura Costo Impianto	80,00%
Tasso di interesse annuale	6,50%
Durata anni finanziamento	15
Numero di rate annuali	2

Tabella 37. Tassi da applicare nella valorizzazione dell'investimento

L'output che ci aspettiamo riguarda il cash-flow, i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia, i costi dell'ammortamento e i tassi di redditività.

	Anni		Anni		Senza Finanziamento
	15	25	15	25	
Ricavi	126.760.247,58	135.082.001,82	1.841.764,70	1.1487.842,22	VAN
Totale costi operativi	-15.655.866,90	-10.374.383,93	7,77%	8,50%	IRR
MARGINE OPERATIVO LORDO	121.104.380,68	124.707.617,89		9	PBT
Ammortamenti	-10.500.000,00	-10.500.000,00			
MARGINE OPERATIVO NETTO	110.604.380,68	114.207.617,89			
Senza Finanziamento					
RISULTATO ANTE IMPOSTE	110.604.380,68	114.207.617,89	1.1450.160,10	1.2.005.076,97	VAN
TOTALE IMPOSTE	-13.329.775,53	-14.461.192,02	8,65%	9,14%	IRR
UTILE NETTO	17.274.605,14	19.746.425,87			
FLUSSO DI CASSA	117.774.605,14	120.246.425,87			
Con Finanziamento					
Quota Interessi	-14.457.910,58	-14.457.910,58	6,73%	5,41%	ROI
RISULTATO ANTE IMPOSTE	16.146.470,10	19.749.707,32	4,62%	3,71%	ROE
TOTALE IMPOSTE	-12.103.850,12	-13.235.266,61			
UTILE NETTO	14.042.619,98	16.514.440,71			
FLUSSO DI CASSA	16.142.619,98	18.614.440,71			
			6,73%	5,41%	ROI
			--	--	ROE

Tabella 38. Dati in uscita da Simulwind

I grafici in uscita mostrano in modo più intuitivo quanto sopra illustrato mediante dei numeri; nel primo grafico è illustrato l'andamento del cash-flow il quale evidenzia che l'impianto ha un tempo di ritorno di nove anni.

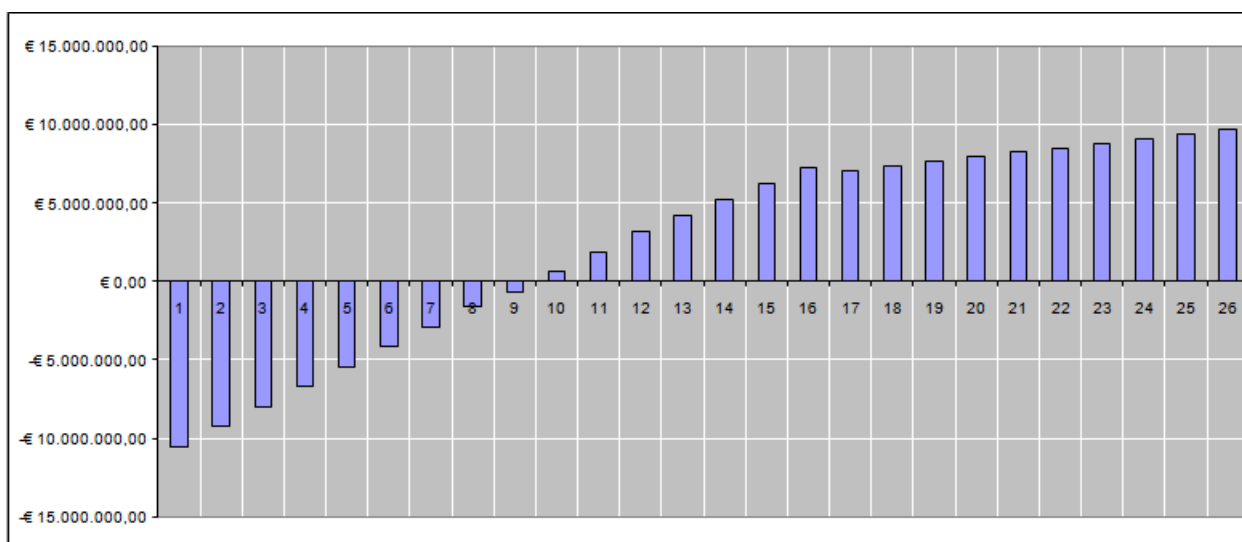


Figura 59. Cash flow dell'impianto

I seguenti due grafici invece riportano l'andamento dei costi-ricavi anno per anno e il VAN attualizzato dell'investimento.

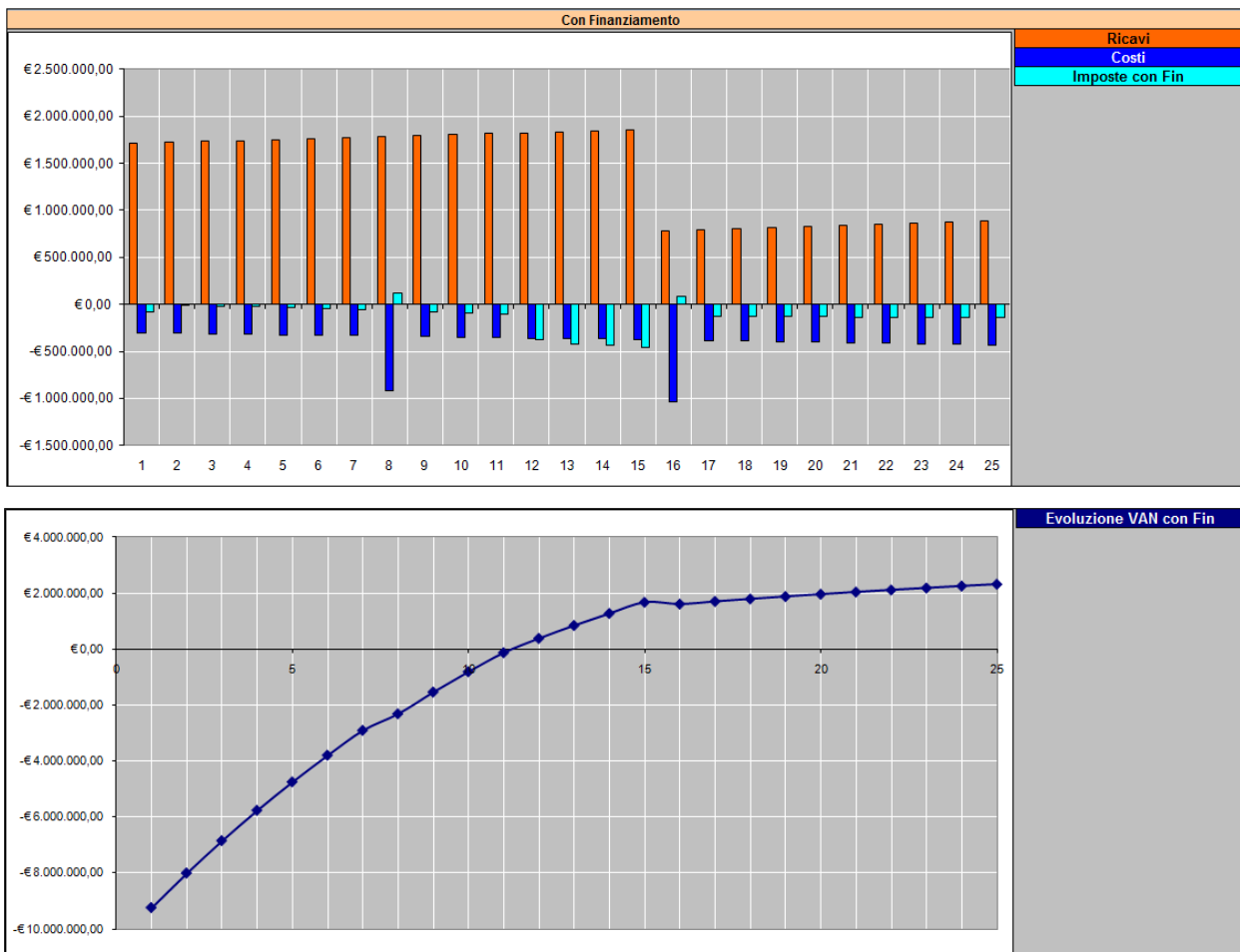


Figura 60. Grafici sulla redditività dell'investimento

La convenienza dell'investimento è garantita da un IRR unlevered dell'8,5% che è superiore al WACC. Il finanziamento da parte delle banche è garantito da un ritorno dell'investimento in meno di 10 anni; questo è possibile solo con un numero di ore equivalente di funzionamento maggiore o uguale a 3000 ore/anno.

Conclusioni

Il passaggio dall'utilizzo di fonti fossili allo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica è oggi un passo importante e inderogabile che l'uomo deve fare; l'esaurimento delle risorse energetiche non rinnovabili e l'inquinamento che il loro utilizzo comporta sono due motivi sufficienti a motivare questa scelta.

Al contempo bisogna proseguire nella ricerca di tecnologie che permettono di massimizzare la conversione energetica garantendo il minor impatto ambientale possibile.

Attualmente, le fonti rinnovabili che possono sperare in un forte sviluppo nei paesi industrializzati sono la conversione dell'energia solare, dell'energia delle biomasse e dell'energia cinetica del vento; quest'ultima è oggi quella più matura ed economicamente conveniente.

Il passaggio dalle installazioni eoliche su terraferma verso le installazioni in mare fin'ora è stato lento, e in molti casi come l'Italia deve ancora iniziare. Naturalmente lo sviluppo di nuovi impianti installati in mare deve proseguire parallelamente alle installazioni su terraferma ma i vantaggi che offre l'installazione offshore e la grande disponibilità di costa che potrebbe essere occupata fa pensare a un ruolo predominante di quest'ultima.

Le conoscenze necessarie per queste installazioni sono note ormai da anni e derivano dal campo eolico onshore e dalla tecnologia acquisita nell'estrazioni petrolifera in mare.

La riduzione del effetto sonoro e dell'impatto visivo sono due aspetti importanti che possono influenzare positivamente l'opinione che la popolazione ha nei confronti delle installazioni eoliche.

Per quanto riguarda l'iter autorizzativo, in Italia la normativa che regola questo settore ha raggiunto un buon grado di maturità che dovrebbe garantire uno sviluppo sicuro e veloce di nuovi impianti lungo le nostre coste.

Il costo elevato dell'investimento è bilanciato da una producibilità media annua importante che permetterebbe, una volta raggiunta un'economia di scala, di rendere economicamente conveniente l'installazione anche in assenza di un'incentivazione maggiorativa (1,5*valore dei CV).

Lo studio svolto per un'eventuale installazione lungo le coste italiane, ha individuato numerosi siti che si presterebbero bene al sorgere di tali opere; ipotizzando di usare fondazioni infisse nel fondale, quindi con profondità compresa tra i 20 e i 45 metri, la superficie utile si può stimare in circa 5000 km² corrispondenti a una potenza installata di 25 GW. Con il futuro miglioramento della tecnologia e riduzione dei costi delle fondazioni galleggianti (già oggi installate in alcuni

siti di studio), che permettono l'installazione in fondali fino a 300 metri, la potenza che può venir prodotta sarebbe ancora superiore.

L'ultima frontiera da superare è la sensibilizzazione dell'opinione pubblica che ignorando il grande beneficio ambientale, si limita a definirle deturpanti per il paesaggio.

Ringraziamenti

L'elaborato qui presentata è frutto del lavoro svolto in cinque anni di studio, i quali sono stati possibili solo grazie al contributo dei miei genitori che hanno reso possibile il raggiungimento di questo traguardo. A loro dedico questa tesi.

Ringraziamenti particolari vanno fatti anche al professore Arturo Lorenzoni dell'Università di Padova che oltre ad avermi aiutato a trovare l'azienda presso cui svolgere il tirocinio, ha seguito il lavoro di stesura della tesi facendomi da relatore nella presentazione finale.

Altri ringraziamenti vanno fatti a tutti i dipendenti della ditta Elettostudio che mi hanno seguito e aiutato a realizzare questo lavoro, in particolare l'ing. Marco Ceroni e l'ing. Antonio Bortolomiol.

Bibliografia

LIBRI:

- Libro: “Sistemi eolici” di Pallabazzer Rodolfo
- Atlante della rete elettrica italiana

RAPPORTI:

- “Global wind Energy out look 2008”
- “Offshore Wind” GreenPeace 2005
- “IMPIANTI EOLICI OFFSHORE” prof. F.G.Cesari Università Bologna

SITI INTERNET:

- www.vestas.it
- Atlante eolico CESI: <http://atlanteeolico.erse-web.it/viewer.htm>
- <http://www.anev.org>
- <http://www.carbontrust.co.uk/Pages/Default.aspx>

DOCUMENTI:

- Gruppo di ricerca CREA Università del Salento: ANAISI ANEMOLOGICA PUGLIA
- Linee guida regione Puglia
- Documentazione impianti eolici offshore presentati al Ministero dell’Ambiente
- Studi vari svolti da Elettrostudio presso società terze
- AMEC Wind “MONITORING & EVALUATION OF BLYTH OFFSHORE WIND FARM”

NORMATIVA:

- Dlgs 387/03
- D.p.r. 509/1997
- L.99 del 23/07/2009