



CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI - SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO	TITOLO	SCALA
PRO-REL-11	FUNZIONAMENTO E MANUTENZIONE	—

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



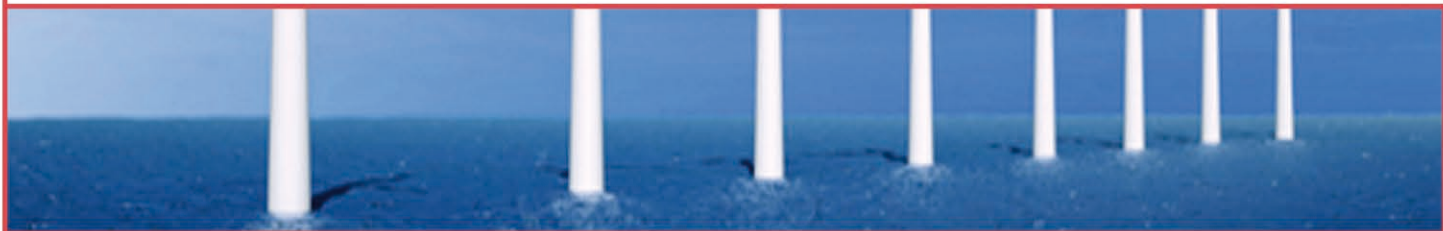
TG Energie rinnovabili S.r.l.
Ravenna via Zuccherificio n.10
P.IVA 02260730391



Gruppo di progettazione

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

Ing. Franco Cesari



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	06-03-2013	Data edizione	

Il presente documento è proprietà riservata di TG S.r.l. Ai sensi dell'art. 2575 C.C. è vietata la riproduzione, la pubblicazione e l'utilizzo senza espressa autorizzazione.

REVI- SIONE	DATA	STATO MODIFICHE	ATTUALE E	AUTORE	APPRO- VATO
<i>00</i>		<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem</i>		<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>				<i>i</i>	

INDICE

INDICE	3
1 SCOPI DELLA RELAZIONE	5
1.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO EOLICO	5
1.2 CONTENUTO DELLA RELAZIONE	7
2 ENERGIA EOLICA ED ENERGIA ELETTRICA	11
2.1 CARATTERISTICHE DELL'ENERGIA DA PARCHI EOLICI	11
2.2 SALVAGUARDIA DELL'AMBIENTE	16
2.3 INTERFERENZE POSITIVE GENERALI	18
2.4 INTERFERENZE POSITIVE LOCALI	21
3 INTERVENTI A CENTRALE COSTRUITA E DURANTE IL FUNZIONAMENTO	23
3.1 CONDIZIONI PRE/DURANTE L'ESERCIZIO	23
3.1.1 Operazioni da seguire a centrale costruita	23
3.1.2 Funzionamento normale dell'impianto	25
3.1.2 Misure, segnalazioni ed interventi	30
3.2 CONTROLLO, AVVIAMENTO ED ASSICURAZIONI	32
3.2.1 Gestione e monitoraggio dell'impianto	32
3.2.2 Avviamento	33

3.2.3	Assicurazioni e qualifiche	34
3.3	MANUTENZIONE DEI COMPONENTI A MARE	35
3.3.1	Caratteristiche della manutenzione	35
3.3.2	Manutenzione preventiva	42
3.3.3	Manutenzione straordinaria	46
3.3.4	Mezzi per la manutenzione	51

1 SCOPI DELLA RELAZIONE

1.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO EOLICO

L'aerogeneratore, che dell'impianto eolico è la essenziale e tipica rappresentazione e che esercita la funzione centrale di trasformazione dell'energia eolica in elettrica, è costituito da un certo insieme di componenti.



Fig. 1-1a. Impianto di Nysted

I *sistemi ed i componenti principali* della turbina eolica, da porre in postazioni a mare, sono gli stessi di quelli per analoghe macchine, destinate a funzionare a terra, e precisamente

- il *rotore con le pale*, completo di mozzo d'attacco (Fig. 2-1b) all'albero principale e dell'albero stesso oltre alle pale (Fig. 3-1c/d e 3-3i/l);
- i dispositivi di blocco o di *freno*;
- i *sistemi ausiliari* (idraulico, antincendio, etc.);
- i *sistemi di controllo*, regolazione, allarme e relativa strumentazione;
- l'*impianto elettrico* (generazione dell'energia elettrica, elevazione del voltaggio, protezione, etc.);
- le *parti strutturali*, come torre (Figg. 2-2a e 3-3c/n), navicella (Figg. 3-3g/h/k/m) e, soprattutto, la fondazione (Figg. 3-1b e 3-3b/o), che è il corpo in grado di trasmettere al suolo i carichi e di reggere, oltre al peso proprio dell'aerogeneratore, tutte le azioni da esso trasmesso e quelle applicate direttamente dall'ambiente eolico e marino alla fondazione stessa.

Vanno pure considerate le soluzioni date ai *collegamenti con la struttura fondiaria* (Figg. 3-b/c), sulla quale l'unità deve essere assicurata e deve scaricare tutte le azioni prodotte dal vento e dal funzionamento dei sistemi ospitati nella navicella e costituenti l'aerogeneratore.

Proprio per la rilevanza delle funzioni, assegnate alla fondazione, è necessario intervenire con molteplici verifiche, che sono anche il tema fondamentale del presente documento.

In questa Relazione Specialistica (Rel. Spec.) saranno esaminate delle diverse componenti strutturali/impiantistiche, prima elencate, quelle che possono essere messe in relazione con le funzioni da espletare nelle fasi manutentive prestabilite.

1.2 CONTENUTO DELLA RELAZIONE

Si prevede che la vita di un impianto abbia una durata per 25-30 anni dalla data del raggiungimento della piena potenza o del completo funzionamento secondo i dettami contrattuali di acquisto. Per raggiungere lo scopo non basta provvedere in sede progettuale e costruttiva. Si deve operare anche con la manutenzione durante il corso dell'esistenza del campo eolico. Ogni fase, attraverso cui si passa dal tavolo di disegno alla realizzazione, deve essere impostata secondo le proprie responsabilità ed attinenze per raggiungere lo scopo del miglior e continuo comportamento durante il periodo operativo dell'impianto.



Fig. 1-2a. Fase installativa della turbina da 5 MW (Ormonde)

E' ovvio che, una volta terminata la centrale e completate le fasi di avvio e di esercizio preliminare, la centrale vada seguita e protetta grazie ai procedimenti di manutenzione. In primis, si deve proporre il programma della manutenzione per i vari

sistemi, di cui si compone la centrale. Ma sono i componenti principali ad esser asserviti prioritariamente a siffatto processo di difesa.

E tale iniziativa è tanto più meritoria ed essenziale, quanto più i pezzi o i sistemi sono posti al di fuori della possibilità di renderli presidiati continuamente. Come è noto, le turbine eoliche offshore sono completamente dipendenti da controlli e da monitoraggi a distanza. La generale remotizzazione impone, di conseguenza, una sorveglianza costante ed assidua, sia per quanto riguarda la gestione, sia per gli aspetti di segnalazione dei fuori servizi e per le indicazioni di allarme relativi a casi gravi di rottura o di malfunzionamento.

Tutte le occasioni, in cui la divergenza dell'esercizio rispetto ai parametri di funzionamento normale non possa esser corretta con segnali contrari alle alterazioni, inviati dalla sala controllo ed agendo sullo SCADA di ogni macchina, richiedono necessariamente, un intervento attraverso l'opera di personale addetto.



Fig. 1-2b. Campo durante le verifiche pre-operative (Ormonde)

E tale iniziativa è tanto più meritoria ed essenziale, quanto più i pezzi o i sistemi sono posti al di fuori della possibilità di renderli presidiati continuamente. Come è noto, le turbine eoliche offshore sono completamente dipendenti da controlli e da monitoraggi a distanza. La generale remotizzazione impone, di conseguenza, una sorveglianza costante ed assidua, sia per quanto riguarda la gestione, sia per gli aspetti di

segnalazione dei fuori servizi e per le indicazioni di allarme relativi a casi gravi di rottura o di malfunzionamento.

Tutte le occasioni, in cui la divergenza dell'esercizio rispetto ai parametri di funzionamento normale non possa esser corretta con segnali contrari alle alterazioni, inviati dalla sala controllo ed agendo sullo SCADA di ogni macchina, richiedono necessariamente, un intervento attraverso l'opera di personale addetto.

Si tratti, o di una ispezione preventiva ed orientativa, o di un intervento manutentivo diretto, ad ogni buon conto occorre spedire sul luogo del personale. E a questo momento si presentano tutti i dubbi e tutte le difficoltà di attuare immediatamente o a tempo debito quanto si è appena detto.

L'accessibilità -nel senso di possibilità da parte dell'uomo di salire a bordo della turbina- deve essere, non soltanto assicurata attraverso i provvedimenti progettuali e costruttivi che la consentano fisicamente (ad es., mediante la landing structure, i dispositivi supplementari per raggiungere la piattaforma di servizio, etc.), ma, soprattutto, dalle condizioni meteo-marine (Fig. 2-4b), che non sono a portata di decisione dell'uomo.



Fig. 1-2c. Campo eolico in esercizio (Ormonde)

La natura, talora, dispone diversamente dalle esigenze della manutenzione e dalle attese umane. Se è difficile arrivare via acqua per lo stato del mare particolarmente

avverse, occorre prospettare anche la via aerea (mediante elicottero) per giungere sul sito, sempre che la turbolenza non renda l'approccio pericoloso.

Altro grosso ostacolo si erige con la movimentazione di pezzi pesanti e/o ingombranti. Il caso si presenta quando occorre effettuare sostituzione di materiale o di dispositivi non rispondenti completamente alle esigenze funzionali o statico-dinamiche dell'impianto.

Per rispondere alle richieste, precedentemente esposte, i programmi di intervento prevedono due tipi di operazioni

- *manutenzione preventiva od ordinaria* da svolgere secondo criteri di mantenimento nelle migliori condizioni operative di ogni componente o sistema;
- *manutenzione correttiva o straordinaria* da svolgere soltanto a sostituzione di pezzi, che hanno accusato cattivo funzionamento o rotture;

che costituiranno il nucleo dei capitoli a seguire e che faranno anche riferimento a campi esteri con potenza o prestazioni simili, come quello di Ormonde (Figg. 1-2a/b/c e 3-3b), di Nysted (Fig. 1-1a), di Walney (Fig. 2-4a), di Samsø (Fig. 3-3n) e di OWEZ in particolare.

2 ENERGIA EOLICA ED ENERGIA ELETTRICA

2.1 CARATTERISTICHE DELL'ENERGIA DA PARCHI EOLICI

L'aumento dei consumi energetici a livello mondiale, la prospettiva di un esaurimento dei combustibili fossili e le emissioni di gas serra e di polveri sottili, che sembrano compromettere in modo serio il clima globale e la vita degli umani sul pianeta, rendono necessaria la *ricerca di nuove fonti energetiche*.

L'ipotesi di un sempre più largo utilizzo delle fonti rinnovabili ha guadagnato nel corso degli anni consensi crescenti, sia nell'opinione pubblica, sia tra gli esperti di problemi energetici. Deve, inoltre, trovare i sostegni e gli apprezzamenti necessari al momento di prendere la decisione di autorizzare e di realizzare un parco eolico tra le comunità interessate da tale insediamento in linea diretta (in quanto prospicienti il sito) o indiretta (in quanto residenti nella regione), oltre che degli enti interessati all'assorbimento dell'energia generata (Fig. 2-1a).

Si devono mettere in evidenza e ribadire le *notevoli qualità della fonte eolica*, la quale potrebbe, se ben sfruttata, apportare un contributo notevole alla produzione di energia elettrica nel nostro paese, come sta già avvenendo in altre nazioni europee. Essa presenta, infatti, tutta una serie di caratteristiche positive, che è necessario evidenziare anche se in misura limitata.

La *fonte eolica* ha come proprietà positive da tener presenti

- la *rinnovabilità*, cioè la capacità di fornire energia senza esaurirsi;
- la *innocuità specialmente verso l'ambiente*, non rilasciando emissioni di gas serra e di inquinanti di qualsiasi specie durante la sua generazione;
- la *semplicità* del suo utilizzo, trasformando l'energia cinetica eolica direttamente in energia elettrica senza il ricorso a fluidi operativi od a trasformazioni intermedie/successive;
- la capacità di produrre quantità rilevanti d'energia elettrica grazie alla *concentrazione della potenza installata* in ogni unità e, quindi, in ogni parco eolico a mare.

Se al momento della decisione su un parco eolico, persistono le *caratteristiche positive* dell'energia elettrica tratta da sorgente eolica, mantenendosi il carattere di sorgente rinnovabile, l'assenza di emissioni di gas serra e la mancanza di combustione alcuna, è opportuno considerare i vari aspetti, che portano alla realizzazione di un campo eolico a mare e che devono essere compatibili con i suoi requisiti e, soprattutto, con le richieste da parte della U.E. per un maggior peso dell'energia elettrica, tratta da risorse rinnovabili.

A complemento delle ragioni, che dovrebbero sostenere e favorire le decisioni anche degli organi locali verso un impianto a mare e che caratterizzano l'energia eolica, sta innanzitutto l'orientamento di tecnici che vorrebbero entro il 2020 circa il 50% della popolazione eolica di tipo offshore. Proprio in questa prospettiva bisogna evidenziare le relazioni, che intercorrono nel *mercato dell'energia elettrica* tra energia d'origine eolica e quella da diversa tipologia di generazione.

Per i rapporti con tale mercato si devono ribadire le caratteristiche, che sono tipiche di siffatto insediamento, quali

- *incremento della produzione di energia elettrica*, che un campo eolico di media/grande potenza può consentire anche in relazione ad una producibilità non elevatissima, ma congrua con le esigenze di economicità dell'investimento (grazie ai certificati verdi, depurati dalla frazione di energia derivante dal net metering) e stimabile in un intervallo nominale di 2.500/2.500 MWh all'anno per MW installato (il valore minimo, come quello massimo, dovrebbe essere innalzato, portando l'intervallo a 2.500-3.000 MWh all'anno per MW di potenza);
- *riduzione dell'uso di fonti non-rinnovabili* e delle importazioni energetiche, che conferma e rientra nelle direttive di politica energetica nazionale e comunitaria, oltre che adeguarsi perfettamente alle imposizioni ed alle richieste di miglioramento dell'effetto serra, come è sottolineato e sostenuto dalle decisioni delle conferenze internazionali (Kyoto, Rio de Janeiro, etc.);
- *difesa dell'ambiente* in tutte le sue varie forme;
- *modifica del mix delle fonti energetiche* in sede regionale, contribuendo in tal senso anche in sede nazionale per la quota di sua produzione in favore di energia altamente pulita, rinnovabile e di produzione interna al territorio;
- *sviluppo economico locale*, sia nella direzione industriale, sottolineando il grande contributo che le capacità tecniche esistenti nelle province limitrofe della regione possono dare alla realizzazione ed alla gestione di un parco siffatto, sia nel settore turistico, ove il messaggio derivante da una consistente produzione di energia ecologicamente pregiata può offrire senza imporre limitazioni onerose alla fruizione dell'ambiente (la sistemazione delle macchine, pur essendo localizzate a piccola distanza dalla costa, sarà curata in modo da non

creare disuniformità visive all'orizzonte; la localizzazione non sarà direttamente prospiciente grandi centri abitati; il numero di pale, che è di tre, renderà più uniforme l'eventuale vista da terra; il colore da applicare ai componenti visibili a distanza sarà adatto a confondere tali corpi e soprattutto il profilo delle torri, già di per sé snelle, con lo sfondo, etc.);

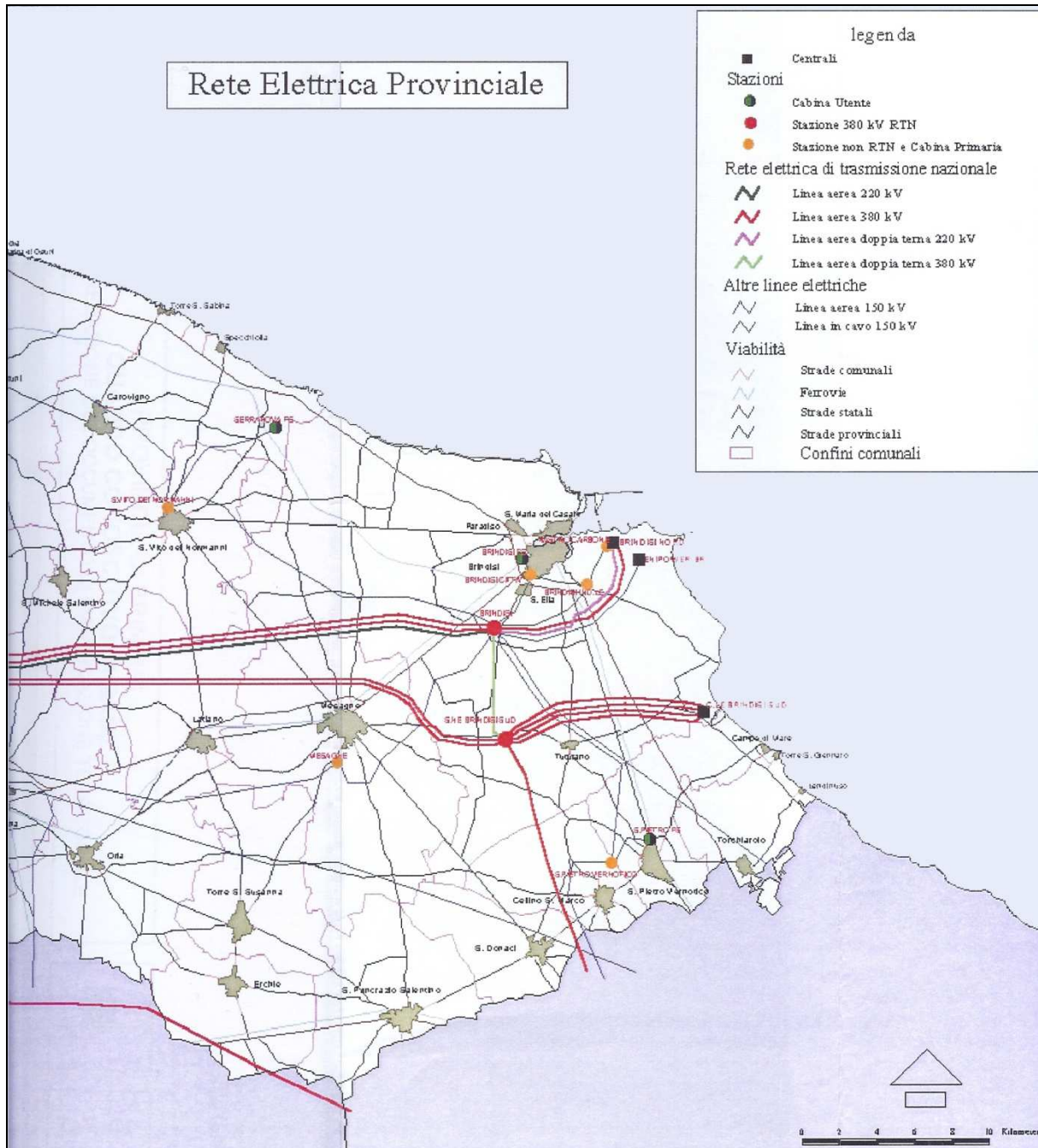


Fig.2-1a. Schema delle dislocazioni delle linee e delle Stazioni ENEL e TERNA nella provincia di BR

- *sperimentazione tecnologica*, che, pur non inficiando il carattere industriale dell'iniziativa, inserisce il nostro paese in un contesto europeo di campi offshore, che sono stati realizzati prevalentemente nei mari settentrionali, offrendo materia per verificare alcune scelte di carattere impiantistico prese, sia durante la progettazione, sia durante la costruzione ed il montaggio, sia soprattutto a ricaduta sull'esercizio, riguardando in particolare il settore della O&M;



Fig. 2-1b. Turbina eolica da 2,5 MW (Nordex)

- *uso plurimo delle risorse e sviluppo sostenibile* consentiti nel braccio di mare limitrofo al sito eolico, pur se sono vincolati ad alcune limitazioni (divieto di pesca, di ancoraggio, etc.) nell'area soggetta a concessione.

La formulazione di criteri guida può derivare da una accurata analisi della legislazione corrente e delle disposizioni, che in materie affini sono state prese, oltre ai provvedimenti specifici, che sono stati diramati da Organismi legislativi od Amministrativi dello Stato. Normative, autorizzazioni e controlli da parte del potere pubblico sono aree non ben determinate e non adeguatamente sviluppate.

Si ricade su un argomento vitale, che riguarda le *procedure autorizzative*, i sostegni alle iniziative verso campi eolici a mare e la legislazione corrente. Sono temi vitali per rendere fattibili realizzazioni abbastanza complesse e ricche di diversi contributi disciplinari (carpenteria, opere elettriche, lavori a mare, indagini aerodinamiche, controllo a distanza, etc.).

2.2 SALVAGUARDIA DELL'AMBIENTE

La *salvaguardia dell'ambiente generale* (ecosistema e socio-economia) va considerata in tutte le sue varie forme.



Fig. 2-2a. Campo Bard Offshore 1 di circa 60 kmq, costituito da 80 unità Bard 5 MW su fondale da 30-40 m di profondità a circa 90-100 km dall'isola di Borkum (DE)

In particolare, va applicata specialmente ad alcune direttrici, che riguardano

1. l'interferenza negativa dovuta agli impatti tipici di una centrale elettrica ad energia eolica offshore;

2. le interferenze positive generali (per l'annullamento di qualunque forma di emissione verso l'atmosfera) e locali;

3. l'aiuto a preservare ed a difendere *l'ecosistema* (animale e vegetale) della zona;

anche indipendentemente dalla regione, in cui il parco è localizzato, e dalla situazione geo-morfologica del sito, che, poi, va presa in attento esame proprio per confrontarla con i requisiti, esposti nei tre punti precedenti.

Anticipando i temi del punto 1, che dovranno, poi, essere il nocciolo dello *Studio dell'Inserimento Socio-ambientale e Paesaggistico* per la VIA e la Conferenza dei Servizi) si può ritenere che un parco eolico possa determinare la modifica -in via presuntiva almeno- di una serie di fattori ambientali da rendere necessaria l'analisi di tutte quelle attività, che si attuano per la realizzazione di un campo eolico in un determinato sito.

Riferendosi agli aspetti salienti, può essere opportuno considerare ciò che attiene

- all'impatto visivo ed alla compatibilità con la destinazione urbanistica del territorio;
- all'impatto acustico;
- ai disturbi elettromagnetici;
- all'interazione con l'avifauna stanziale e migratoria.

Non sembra opportuno a questo punto della trattazione esaminare nei particolari tutti i componenti delle varie forme d'impatto, che possono interessare un insediamento eolico.

In merito alle *salvaguardie verso l'ambiente animale e botanico marino* (punto 3 dell'elenco premesso a quest'esposizione) non sembra utile anticipare considerazioni valutative circa le presunte offese da tale regni subite, come vorrebbe certa stampa non correttamente informata.

2.3 INTERFERENZE POSITIVE GENERALI

Vale, in ogni caso, la pena di cogliere l'opportunità per qualche osservazione, tendente a mettere in luce alcuni aspetti singolari, che vanno sotto l'etichetta delle *interferenze positive*.

Nell'ambito delle influenze della centrale sull'ambiente (*interferenze globali*), cui ci si sta riferendo, sono da considerare le *mancate emissioni*, che si avrebbero per produrre energia elettrica e che sarebbero dovute essere rilasciate, se in assenza di aerogenerazione l'elettricità fosse stata prodotta in centrali termoelettriche.

Esse costituiscono a confronto con gli inquinamenti del punto 1 una delle proprietà positive dell'insediamento eolico.

Vanno, quindi, considerate proprio in questa fase dell'esposizione, che si concentra sulle caratteristiche dell'energia eolica, poiché si stanno interpretando quegli influssi che possono avere una ricaduta favorevole sull'ambiente.

Nelle centrali convenzionali la generazione d'energia elettrica per via termica è conseguenza dell'ossidazione (leggi combustione) di sostanze combustibili fossili. Ciò comporta alla fine del ciclo lo scarico nell'atmosfera di molteplici composti gassosi, oltre ai residui in altro stato (ceneri, costi liquidi). Quelli, che sono rilasciati al camino, sono particolarmente compromettenti per la qualità dell'aria, essendo costituiti da *aeriformi inquinanti* e dai *gas serra*.

Tra i primi sono da considerare l'*anidride solforosa* (o biossido di Zolfo, SO_2) e gli *ossidi d'Azoto* (NO_x). Sono pericolosi, sia per la salute umana, sia per la conservazione del patrimonio storico e dei beni culturali, attaccando i materiali e producendo evidenti depauperamenti strutturali e formali.

Tra i secondi s'impone l'*anidride carbonica* (CO_2), il cui progressivo accumulo deve essere evitato, come è stato richiesto in alcune importanti conferenze (Rio de Janeiro, Kyoto, etc.). E', infatti, ritenuta da molti studiosi una delle principali sostanze, che causano cambiamenti climatici drammatici, responsabili di immensi danni all'umanità.

Il *livello delle emissioni* è naturalmente comandato da diversi fattori tecnici, connessi con la tecnologia della combustione e del controllo dei fumi, ed, in primis, dal tipo di combustibile, che alimenta il processo della centrale. Per avere un indice di pericolosità di tali rilasci si ammette generalmente che nella generazione d'elettricità per via termica con combustibili fossili si liberano quantitativi di emissioni gassose.

La stima di tali sostanze gassose e delle loro quantità liberate è stata oggetto di discussione. Secondo valutazioni, effettuate da ENEL nel 1999 per un mix di combustibili oggi presenti in Italia, si potrebbe accettare un valore massimo per l'anidride carbonica, che sia molto vicino a quello medio e che sia un po' inferiore

a quello usualmente utilizzato. Si potrebbe, quindi, convenire su un'entità pari a 580 g/kWh, grosso modo la metà del valore, che è inserito nel riquadro sottostante.

Si possono accettare i seguenti limiti

CO_2	$1.000 \text{ g/kWh} = 1 \text{ ton/MWh} = 1 \text{ ton/MWh}$
NO_x	$1,9 \text{ g/kWh} = 1,9 \text{ kg/MWh} = 1,9 \text{ dN/MWh}$
SO_2	$1,4 \text{ g/kWh} = 1,4 \text{ kg/MWh} = 1,4 \text{ dN/MWh}$
$PM10$	$0,023 \text{ g/kWh} = 23 \text{ g/MWh} = 23 \text{ g/MWh}$

Il dato relativo alle polveri sottili è di larga massima e molto approssimativo. E' stato, infatti, derivato dalle concentrazioni di tali corpi microscopici nei fumi di scarico di una centrale alimentata a gas metano di recente costruzione. Diversa può essere la situazione con combustori meno moderni e destinati all'impiego di combustibili più generosi in tali polveri. Naturalmente il computo, che serve soltanto a dare un'idea molto grossolana di quale possa essere la misura del vantaggio nell'impiegare fonti rinnovabili, non tiene conto dello spettro di tali corpuscoli.

Si sa bene che il danno maggiore è provocato al sistema respiratorio umano dalle polveri microniche o submicroniche. Queste, rispetto alle PM10, che hanno dimensioni medie pari a 10 μm , sono inferiori da uno a più ordini di grandezza. Per ciò stesso sono meno arrestabili nelle vie respiratorie superiori e più facilmente depositabili negli alveoli polmonari.

I valori precedenti vanno associati all'energia elettrica generata durante un lasso di tempo determinato, che può essere un anno o tutto il periodo d'esercizio dell'insediamento eolico.

Ammettendo valori cautelativi (non pessimistici per non marcare eccessivamente il lato positivo delle energie alternative) di durata di funzionamento annuale (con 2.000 MWh -valore medio netto dell'energia da cedere alla rete in un anno per ogni MW installato- e con un rendimento globale di 0,86) si ritiene di riuscire a produrre al minimo

$$36 \text{ unità} \times 3 \text{ MW/unità} \times 2.325 \text{ MWh/MW/anno} \times 0,86 = 216.000 \text{ MWh/anno}$$

nel campo eolico in questione.

Si derivano rispettivamente per i gas richiamati le corrispondenti *quantità annue non prodotte e non rilasciate* verso l'ambiente locale.

Le *quantità annue risparmiate* valgono rispettivamente

CO_2	$216.000 \text{ MWh/a} \times 1 \text{ ton/MWh}$	$= 216.000 \text{ ton/anno}$
NO_x	$216.000 \text{ MWh/a} \times 1,9 \text{ kg/MWh}$	$= 410 \text{ ton/anno}$
SO_2	$216.000 \text{ MWh/a} \times 1,4 \text{ kg/MWh}$	$= 302 \text{ ton/anno}$
Pm_{10}	$216.000 \text{ MWh/a} \times 23 \text{ g/MWh}$	$= 4,97 \text{ ton/anno}$

che costituiscono le mancate emissioni per il funzionamento di un anno del parco eolico.

Il risultato, che si consegue con le mancate emissioni in atmosfera, è di evidente valore quantitativo e di profondo significato per la politica energetica nazionale. Se si pensa che con i parchi eolici si eliminano non soltanto le frazioni di gas, di cui si è detto, ma tutti i rilasci aeriformi, che sono scaricati dal camino delle nostre centrali termoelettriche.

E' evidente che il contributo offerto dagli impianti eolici sia da incrementare decisamente. Con l'aumentare dei campi eolici a mare, come d'altronde avviene in alcuni stati europei, il risparmio in emissioni crescerebbe anche per la migliore produttività energetica di tali centrali.

2.4 INTERFERENZE POSITIVE LOCALI

Qualche breve osservazione meritano anche le *interferenze positive locali*. Esse sono determinate dalla realizzazione e dall'esercizio di un campo eolico e possono essere molto sommariamente e schematicamente richiamate nei punti, citati nel riquadro, senza apportare elementi di maggior chiarimento né tanto meno suffragarle con esempi e con opportune applicazioni.

Si possono considerare *interferenze positive locali*, quali

- la *rimunerazione ricavata dai Comuni*, cui fa riferimento la centrale eolica, in grado di offrire un aumento non trascurabile (talora considerevole) del bilancio annuale;
- i posti di lavoro nell'industria, coinvolta nella realizzazione e nella installazione, oltre che nella gestione e nella manutenzione del parco, da non trascurare specialmente in aree con scarsa attività industriale al presente;
- il *turismo indotto* dall'esistenza del parco eolico a mare, fornendo un contributo locale non indifferente, se è opportunamente convogliato e specializzato;
- una *maggiore consapevolezza sul rispetto per la natura* e sui problemi di applicazioni energetiche diverse (uso di pannelli solari, installazione di captatori fotovoltaici, etc.) derivante dall'avvicinamento alle fonti rinnovabili di energia (termica od elettrica) da parte delle comunità locali;
- possibilità di generare con *metodologie eco-sostenibili* elettricità in zone, che possono anche essere in deficit energetico rispetto alla rete nazionale;
- *miglioramento della biodiversità marina* per i divieti alla pesca nell'area del campo eolico.

Naturalmente gli elementi, appena indicati, che non esauriscono tutti i possibili contributi, che un parco eolico può in linea generale consentire, caso per

caso possono avere un rilievo, che è relativamente diverso e che può essere anche più accentuato.



Fig. 2-4a. Campo eolico di Walney.1 nel Mar d'Irlanda di 73 kmq di specchio acqueo a 15 km dalle coste dell'isola omonima, composto da 51 unità da 3,6 MW (Siemens SWT-3,6-107) impostate su fondazioni a monopila in fondali da 19-23 m di profondità



Fig. 2-4b. Cattive condizioni meteo con mare calmo (Moray Firth)

3 INTERVENTI A CENTRALE COSTRUITA E DURANTE IL FUNZIONAMENTO

3.1 CONDIZIONI PRE/DURANTE L'ESERCIZIO

3.1.1 Operazioni da seguire a centrale costruita

Installati tutti i componenti della centrale l'impianto deve essere sottoposto alla campagna di prove di collaudo e di funzionalità.

Per far questo una serie di ispezioni e di visite in campo devono abbracciare tutti gli aspetti costruttivi ed operativi degli equipaggiamenti installati a mare ed a terra (con preferenza per la componentistica a mare che è quella maggiormente esposta ai carichi meteo-marini e che comprende anche le funzioni più importanti). E' quello che in gergo si intende come *commissioning* dell'impianto.

Le fasi più rilevanti di questo programma riguardano tutta la componentistica a mare, ma, soprattutto (o, se si vuole, prioritariamente) le turbine eoliche, che sono le macchine fondamentali per assicurare il ciclo produttivo richiesto al campo a mare. Riferendosi ad uno schema, già attuato (e precisamente da *The Crown Estate, 2009*) ed espresso con termini inglesi per maggior chiarezza tecnica, evitando così d'introdurre terminologie italiane non ancora ben assestate o di poco chiara precisione.

Tali fasi coprono per quanto riguarda l'*aerogeneratore* i seguenti step di lavoro, che comprendono

- Check of installation activity and documentation;
- Energisation of all subsystems;
- Testing of each link in safety and emergency system chains;
- Exercising of all safety-critical and auxiliary systems;
- Slow rotation of the rotor to confirm balance and smooth operation of the drive train;

- Overspeed sensor and other safety-critical checks;
- First generation and checks on normal operation of all systems.

A questi stadi devono seguirne altri con un decorso ed un intervallo tra loro, che risultano da

- Checks on critical components and connections after a period of attended operation, then after a longer period of unattended operation.

L'ultima parte della procedura diventa assai utile, quando la durata dell'installazione si protrae nei mesi con macchine già finite ed altre ancora in installazione, come accade in grandi campi eolici con decine e decine di aerogeneratori. L'avvertenza non sembra avere caratteri di necessità per campi con numero ridotto di turbine.



Fig. 3-1a. Mezzi installativi per cavo sottomarino

Procedendo di pari passo anche con i *cavidotti* (e con la stazione elettrica a mare, qualora sia stata prevista ed installata), gli step di lavoro (Fig. 3-1a) dovrebbero comprendere

- Visual inspections;

- Mechanical testing;
- Protection testing;
- Electrical insulation testing;
- Pre-energisation checks;
- Trip tests and load checks

L'insieme dei procedimenti sembra un po' eccessivo per le tratte di cavi elettrici. Volendo verificarne tutto il tragitto (specialmente dall'estremità dei sottocampi verso la terraferma), si dovrebbe richiedere anche la posa dei nastri marcatori. La operazione sarebbe necessaria, se si volesse ripercorrere tutto il tragitto con un ROV, che ne segua con precisione lo sviluppo.



Fig. 3-1b. Caricamento di monopila (Offshore Wind Energy Ltd.)

3.1.2 Funzionamento normale dell'impianto

Il convertitore eolico in esercizio normale produce energia tramite il generatore elettrico, che è mosso dalle pale, montate sul rotore, e che è portato al regime previsto grazie ad un moltiplicatore di giri, interposto tra rotore e generatore. Come primo risultato del funzionamento possono essere gli effetti di rumore e di elettromagnetismo, che sono indotti e che devono essere presi in considerazione per attuare le mitigazioni più opportune.

Secondariamente bisognerà evidenziare le misure, che sono indispensabili per il funzionamento delle turbine eoliche e che possono richiedere interventi di correzione, di ritaratura o di interventi consimili, indipendentemente dai classici provvedimenti manutentivi con sostituzioni, modifiche, rinnovo di materiali (come il lubrificante presente in circuiti o sistemi meccanici), rabbocchi, ricambi od altro, che sono tipici interventi da esercizio, spesso richiamati con la sigla O&M (*Operation and Maintenance*).

Come è già stato ampiamente descritto in altre Relazioni Specialistiche, la centrale eolica offshore, di cui si sta parlando, è composta da 36 macchine disposte su 4 linee parallele, sistemate con maglia triangolare in modo abbastanza regolare ed uniforme per formare cinque sottocampi.

L'aerogeneratore da 3,0 MW, che è ad oggi una ottima scelta tecnologica per un campo a mare, consta di una torre tubolare conica rastremata verso l'alto, di una navicella per i componenti principali e di un rotore tripala.

La turbina eolica, il cui asse è collocato a circa 80 m s.l.m., ha diametro rotorico di 112 m e velocità di rotazione a giri variabili (tra 8,6 e 18,4 rpm). Questo accorgimento riduce il numero di giri indipendentemente dal vento, con conseguente abbattimento della *produzione di rumore*.

Durante il funzionamento le fonti di rumore sono, oltre a quello prodotto dalla rotazione delle pale, dal moltiplicatore di giri e dal generatore elettrico, che sono sistemati nella navicella.



Fig. 3-1c. Sistemazione di pale accostate

Provvedimenti tecnici limitatori dell'intensità di sorgente sonora sono noti e necessari. L'insonorizzazione dell'abitacolo della gondola e l'adozione di usuali dispositivi antivibranti, sottoposti al basamento degli apparecchi con masse rotanti, intervengono nel contrastare la diffusione di tali manifestazioni sonore. Alcuni costruttori evitano, addirittura, l'introduzione del moltiplicatore di giri, accoppiando direttamente l'asse rotorico con l'asse del generatore. La macchina produttrice di energia elettrica diventa così una grossa unità multipolare a numero di giri basso, essendo calettata sull'albero lento. La soluzione è imposta, venendo a mancare l'albero veloce per la eliminazione del moltiplicatore.

Un altro fattore mitigante è da imputare alla *quota della navicella rispetto alla base*.

Nella macchina attuale la navicella si trova sugli 80 metri rispetto al terreno od al mare medio. La distanza, intercorrente tra sorgente e basamento, o, meglio, con il mare medio, è tale che l'intensità sonora tende a decrescere manifestamente soltanto per questa differenza di quota.

Diversi rilievi hanno dimostrato che una odierna turbina in funzionamento alla potenza di targa e soggetta al vento di specifica fa percepire ad un soggetto, che sia collocato a 200 m dalla base, un rumore appena captabile (40-50 dB). Se, poi, lo si mette in relazione con il fondo naturale determinato almeno dal fruscio della corrente ventosa, e, soprattutto, dallo sciabordio del moto ondosso, la percezione di tale disturbo sonoro è veramente lieve o del tutto assente.

Sono da considerare anche i *campi elettromagnetici generati dagli aerogeneratori*.

I disturbi di questo tipo, di cui sono responsabili i grandi rotori delle turbine eoliche, sono limitati alla zona circostante il campo eolico e si manifestano esclusivamente con interferenze delle onde radio. Hanno carattere locale e non traggono contributo dai sistemi, che sono alloggiati nella navicella e che sono necessari al funzionamento del convertitore.

D'altronde la navicella è schermata per quanto è possibile. Un'altra sorgente potrebbe essere localizzata nel generatore elettrico. L'apparecchiatura fortunatamente opera a tensione di macchina piuttosto bassa (solitamente attorno ai 600 V e raramente oltre i 1.000 V).

Sempre con riferimento ai *campi elettromagnetici generati dal cavidotto sottomarino* sono da considerare

- quelli relativi alle strutture dell'aerogeneratore ed alla sua cabina di macchina;
- i cavi dei sistemi di misura, di comando e di monitoraggio, sistemati negli opportuni cavidotti;

- i cavi per la distribuzione dell'energia generata all'interno del campo eolico e sino all'arrivo degli stessi a terra (MT),

a questi vanno aggiunti i provvedimenti da prendere nella posa dei cavi terrestri, che sono tutti interrati. Se si applicano le buone regole d'opera e si rispettano le disposizioni vigenti in materia, non sono da prendere specifiche azioni per mitigare il fenomeno dal momento che i suoi affetti rientrano nei limiti consentiti dalla legge.

L'esercizio di una centrale elettro-eolica a mare è svolto in modo remoto dal centro operativo, che è localizzato adeguatamente rispetto al campo a mare e che sempre è sistemato a terra.

Comunque, i compiti manutentivi, cui si stanno (o, meglio, si dovranno) esaminare nel prosieguo, devono essere svolti in continuo. Ciò impone al personale addetto la necessità e l'obbligo di accedere a componenti/strutture a mare e di potervi trasportare equipaggiamenti o pezzi atti a corrispondere alle esigenze per cui si è previsto tale intervento. In funzione del compito manutentivo da osservare un corrispondente sforzo logistico deve essere sviluppato per consentire l'attuazione del programma ispettivo e correttivo prestabilito.



Fig. 3-1d. Sistemazione a pale incrociate

Nei paragrafi successivi si affronteranno questi temi, che trovano ausili essenziali e specifici in altre Relazioni Specialistiche, come quella su *“Operazioni a terra, installazioni a mare ed accessibilità all’impianto”* o nei paragrafi a venire della presente nota.

3.1.2 Misure, segnalazioni ed interventi

Come si è osservato nel parag. A.3.7, la centrale è di solito dotata di alcuni sistemi. Consentono di governare l'impianto e di ricavare tutte le informazioni, che cooperano nella determinazione dello stato attuale della centrale, e le quantità indispensabili per descrivere i vari bilanci tecnici ed economici, richiesti dal gestore. Essi possono essere in linea generale

- *sistema di misura, comando e monitoraggio*, che serve ad ottimizzare la produzione d'energia elettrica ed a programmare gli interventi di manutenzione ordinaria dell'impianto al fine di disporre di un sistema di misura, comando e monitoraggio da utilizzare anche a distanza con le diverse navicelle, di cui il sistema si compone;
- una *rete di comunicazione* tra le turbine eoliche e la stazione di terra;
- *sistema di gestione*, che è separato rispetto ai circuiti di regolazione e di sicurezza e che anche in caso di avaria del sistema di gestione le singole macchine sono in grado di procedere al proprio esercizio;
- *sistema di monitoraggio e raccolta dati*, che serve al gestore per tenere sotto controllo tutti le variabili essenziali ed in particolare le informazioni necessarie alla sue valutazioni gestionali ed economiche.

Nel caso in cui il sistema di gestione avverta la *presenza di anomalie* è possibile organizzare visite di controllo direttamente alle unità, che sono state coinvolte dall'allarme o dalle segnalazioni di non corretta marcia dei vari componenti monitorati. Grazie al personale addetto, che opera tutte le 24 ore di funzionamento, si può impostare, sia la supervisione dalla sala controllo, sia la ricognizione diretta in loco. A seguito delle tipologie di allarme rilevate ed alle eventuali visite ispettive in situ è possibile impostare interventi manutentivi di soccorso nell'ambito di cicli ordinari o straordinari. Per tali esigenze possono essere imposte possibili aree di esclusione (del raggio di alcune centinaia di metri, all'incirca 500 m) da far rispettare a tutti per consentire l'effettuazione di tali operazioni.

Quanto è in questa fase determinante è la *organizzazione di controlli*, effettuati di solito dal personale dell'esercizio alle turbine eoliche e non da quello dei servizi dedicati alla manutenzione.

Ciò richiede la richiesta e lo spostamento di mezzi nautici adeguati. Non sono necessariamente di grande stazza e di notevole capacità di carico. E' preferibile privilegiare la prontezza e la rapidità di intervento, una volta che si sia deciso di condurre un sopralluogo, rispetto alla importanza delle prestazioni del trasporto, se non si suppone di dover operare sostituzioni o particolari operazioni di rinnovo.

La semplice attrezzatura leggera, di cui il mezzo deve essere equipaggiato, può consentire l'effettuare delle operazioni previste, quali controlli funzionali, resettaggi, ritarature veloci, riavvio di apparati eventualmente andati in blocco: In sostanza si tratta prevalentemente di ricognizioni più a scopo conoscitivo che operativo. Nella Tab. G.3.2 si sono indicati -alla voce *fase operativa*- numero e tipologia dei natanti di impiego prevedibile.

3.2 CONTROLLO, AVVIAMENTO ED ASSICURAZIONI

3.2.1 Gestione e monitoraggio dell'impianto

Il *sistema di misura, comando e monitoraggio* serve ad ottimizzare la produzione d'energia elettrica ed a programmare gli interventi di manutenzione ordinaria dell'impianto al fine di disporre di un sistema di misura, comando e monitoraggio da utilizzare anche a distanza con le diverse navicelle, di cui il sistema si compone. Grazie ad esso è possibile acquisire ed archiviare i dati relativi al funzionamento di ciascuna unità e del parco nel suo insieme. I dati, che sono rilevati su ciascun componente, possono essere visionati direttamente, sia sul quadro all'interno dell'aerogeneratore, sia da terra nell'area di gestione e di manutenzione della centrale.

Per trasferire a terra tutti i dati rilevati sulle macchine è predisposta una *rete di comunicazione* tra le turbine eoliche e la stazione di terra. Il collegamento permanente è assicurato da un sistema di cavi a fibre ottiche, che sono associati ai cavi sottomarini e che ne seguono i tracciati, dovendo collegarsi con tutti gli aerogeneratori.

Il cavo a fibre ottiche consente di disporre di un mezzo di comunicazione privo di disturbi ad isolamento galvanico e dotato di una banda larga anche su lunghe distanze.

Il *sistema di gestione* è separato rispetto ai circuiti di regolazione e di sicurezza, che provvedono al funzionamento delle macchine. Anche in caso di avaria del sistema di gestione, di cui si è parlato, le singole macchine non vengono messe fuori servizio. Sono in grado di procedere al proprio esercizio in completa sicurezza ed autonomia con i propri sistemi di regolazione, allarme e di eventuale intervento d'emergenza.

Il *sistema di monitoraggio* e raccolta dati serve al gestore per tenere sotto controllo tutte le variabili essenziali ed in particolare le informazioni necessarie alla sue valutazioni gestionali ed economiche.

Copre in ogni momento la generazione di energia tramite i bilanci energetici, le anomalie e gli allarmi, il comportamento delle stazioni a terra, l'intervento degli organi di sezionamento e di interruzione, le indicazioni dell'energia disponibile e quella prodotta, gli assorbimenti dell'impianto, etc.

Nel caso in cui il sistema di gestione avverta la *presenza di anomalie* è possibile organizzare visite di controllo direttamente alle unità, che sono state coinvolte dall'allarme, grazie al personale addetto, che serve tutte le 24 ore di funzionamento.

A seguito delle tipologie di allarme rilevate ed alle eventuali ispezioni in loco è possibile impostare interventi manutentivi di soccorso nell'ambito di cicli ordinari o straordinari. Per tali esigenze possono essere imposte possibili *aree di esclusione* (del raggio di alcune centinaia di metri, all'incirca 500 m.) da far rispettare a tutti per consentire l'effettuazione di tali operazioni.

3.2.2 Avviamento

Quando la velocità del vento, indicata dai misuratori di bordo, arriva al valore di funzionamento per un dato lasso di tempo (ad es., 3 minuti) si può procedere alla *preparazione per il parallelo* ed all'avvio del sistema ad hoc. La navicella va allineata con la direzione del vento agente, orientando opportunamente le pale (con il controllo di pitch). In questa fase si assorbe energia dalla rete sino a che non si sarà raggiunta la velocità, che assicura almeno il limite inferiore di potenza.

Il *parallelo deve essere condotto automaticamente*, purché la tensione di macchina e quella di rete siano coincidenti (i relativi valori dell'intervallo atteso di confidenza -sotto/sopra voltaggio- devono essere predeterminati, al pari di quelli per la frequenza) e costanti in un determinato periodo di tempo.

Procedura inversa si deve predisporre nel caso in cui la turbina vada *messa fuori servizio*, cioè debba essere fermata. Se la tensione dovesse uscire dal predetto intervallo, la macchina va arrestata, anche perché non vi è a bordo alcun componente capacitivo di compensazione.

La *connessione della centrale con la rete* è una procedura semplice, che può in certi casi (condizioni meteo, etc.) essere rinviata a tempi anche lunghi. Dopo i controlli usuali si procede alla messa in parallelo attraverso il nodo di connessione con la rete sotto la supervisione dei tecnici del GSE e, talora, anche di quelli di TERNA. Tali operazioni possono essere condotte, o dal personale della società che gestisce le reti di trasporto dell'energia elettrica, o da una società terza.

3.2.3 Assicurazioni e qualifiche

Va pure espletata la pratica GSE necessaria al riconoscimento della *qualifica IAFR* (Impianto A Fonte Rinnovabile), che è il presupposto di legge per il rilascio dei Certificati Verdi.

Tutte le fasi di attività dovrebbero essere garantite dalla sottoscrizione di apposite *fideiussioni bancarie*. E' questo il caso, soprattutto, della procedura espletata dal GSE.

3.3 MANUTENZIONE DEI COMPONENTI A MARE

3.3.1 Caratteristiche della manutenzione

In una visione globale dell'impianto e della sua gestione si devono stabilire dei strategie di O&M in cui si massimizzi l'energia prodotta minimizzando i costi della manutenzione, in modo da rendere possibile e vantaggiosa la commercializzazione della centrale eolica a mare. Tali strategie devono trarre vantaggio dal deprimere i rischi operativi grazie a filosofie ed a programmi di manutenzione e di monitoraggio, che siano atti a migliorare l'efficienza produttiva ed a ridurre i costi.



Fig. 3-3a. Sottostazione elettrica con aggiunta foresteria (accomodation platform) ad Horns Rev (dongenergy)

In un tipico impianto offshore si può ritenere che siano richiesta da 4 a 6 visite all'anno per turbina. Di questi uno o due sono pianificate regolarmente dal programma di manutenzione, essendo visite di servizio, e due non sono previste, essendo imposte da interventi correttivi (50% manutenzione preventiva e 50% manutenzione straordinaria).

E' pratica comune condurre una revisione attenta ogni 5 anni, durante la quale tutti i componenti importanti della turbina sono ispezionati al pari delle parti immerse in acqua della struttura di sostegno (pur se proprio per queste si è sempre detto che non abbisognano di manutenzione normale, ma di un controllo dello stato generale, specie del banco anodale essenziale per la difesa dei materiali strutturali).



Fig. 3-3b. Impianto finito con unità alla manutenzione (Ormonde)

I numeri, che sono stati indicati, valgono come riferimento generico, pur riconoscendo ad essi una grande variabilità, in quanto sono sovente una estrapolazione da impianti a terra. Si tenta, comunque, di introdurre correttivi per valutare correttamente l'azione dell'ambiente marino e per stimare gli effetti al crescere della durata dell'esercizio e della vita complessiva.



Fig. 3-3c. Piattaforma e porta di accesso

Le operazioni di manutenzione e di servizio alle turbine coinvolgono e si estendono anche ai trasporti da/per il sito, che movimentano personale ed apparecchiature. Le condizioni atmosferiche possono costituiscono un ostacolo effettivo, imponendo restrizioni sui tempi d'intervento e sulla capacità di colmare la distanza dal campo a mare.

Per limitare tempi/numeri di missioni verso siti magari molto distanti, che fortunatamente non corrispondono al caso di Cerano, occorre dotare la turbina di una piattaforma in grado di accogliere personale anche per soste non limitate a poche ore (permanenze prolungate a causa di maltempo con predisposizione di misure di sopravvivenza). Provvedimento questo, che non sempre è attuato, come, invece, è stato fatto per l'impianto di Horns Rev (Fig. 3-3a).



Fig. 3-3d. Manutenzione in navicella

Tab. 3.1.1. Interventi manutentivi su turbina offshore e loro percentuale

Maintenance action	Required equipment	Occurrence
Replacement of small part (man carried) or inspection/repair	Vessel or Helicopter	69%
Replacement of small part (<1 ton)	Vessel, Permanent internal crane	23%
Replacement of large part	Vessel, Build up internal crane or Crane vessel	7%

Replacement of heavy component	Vessel, Jack-up with crane	1%
--------------------------------	----------------------------	----

Source: Salzmann 2009

Le attività principali si concentrano in ispezioni o in interventi limitati, per cui non sono necessari grandi mezzi navali. Solitamente si impostano i cicli manutentivi nella buona stagione, sia per la clemenza del clima, sia per le condizioni anemologiche, che non sono particolarmente sostenute (bassa ventosità), e si predispongono, imponendo la fermata dell'unità direttamente da terra. Accanto a interventi a programma vanno effettuati anche interventi imprevisti a causa di rotture o di malfunzionamenti, che avvengono improvvisamente. Le azioni manutentive secondo le tesi di un rapporto SINTEF si possono far rientrare in quattro categorie, raccolte nella Tab. 3.3.1 (si riporta lo schema in inglese) con una corrispondente percentuale.

Le prime voci si riferiscono a ispezioni normali o a sostituzione di piccoli pezzi (Fig. 3-3d), che richiedono non grandi numeri, cioè poco personale, equipaggiamenti di ridotto peso, portati dagli stessi operatori, e l'uso dei mezzi di sollevamento inseriti nell'unità stessa, come potrebbe essere l'ispezione o la pulizia delle pale, la sostituzione di piccoli motori.

Diversa è la situazione, che è prevista nelle restanti due voci, dove non si tratta più di una manutenzione preventiva o minimamente correttiva, quanto la sostituzione di pezzi pesanti e grossi. Se il pezzo, oggetto di tale opera, è ragguardevole, l'intervento non rientra certamente nel programma manutentivo normale, ma, come si spiegherà meglio più avanti, richiede prestazioni, che non sono ritrovabili e disponibili nella turbina stessa. Si richiedono, sia mezzi navali adeguati (Fig. 3-3b/c/d), sia dispositivi di sollevamento con prestazioni altrettanto consone. E sono situazioni (dette *condition monitoring techniques*), che riguardano le seguenti aree rotore-pale, albero-catena di pezzi concernenti la rotazione, generatore elettrico-avvolgimenti, trasformatore e barre d'alimentazione, interruttori-deviatori.

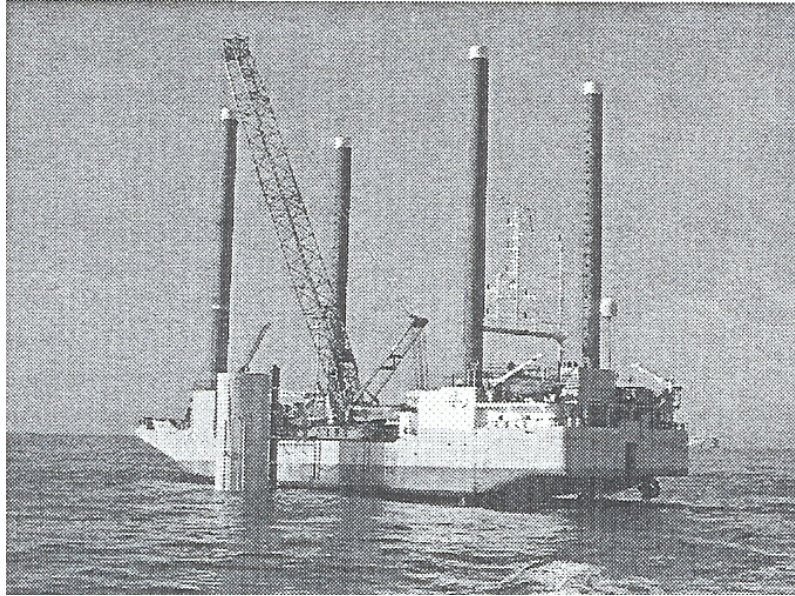


Fig. 3-3e. Jack-up all'installazione di fondazione monopila, che può essere richiesto per grandi interventi manutentivi (Elsam)

La manutenzione di macchine eoliche a mare ha *caratteristiche sue proprie*, che sono giustificate, sia dai tempi di intervento, sia dai mezzi da mettere in mare, sia dalla durata (di ciclo o di vita) dei pezzi (componenti o sistemi che siano). Occorre esaminare con attenzione tutte le procedure e le strategie, che si vogliono attuare per verificare la corrispondenza piena tra attese preventivate e risultati da conseguire

La singolarità della manutenzione è in particolar modo determinata dalla *rilevanza economica*, che compete agli atti ad essa afferenti. Lo stato di particolare significatività può essere la conseguenza di svariati fattori, di cui alcuni derivano da



Fig. 3-3f. Jack-up su campo inglese (Robin Rigg)

La *rilevanza* della manutenzione deriva

- dai *tempi più lunghi dei trasporti* (i mezzi marini rispetto a quelli terrestri potrebbero essere più lenti a parità di carico veicolato, pur avendo minori limiti negli spostamenti a meno delle condizioni del mare e potendo dirigersi per vie dirette sul sito; difficoltà nello sbarcare sulla turbina eolica personale e materiali da issare sulla piattaforma e da avviarli al portellone d'ingresso, dovendo seguire anche prescrizioni aggiuntive di sicurezza; necessità di superficie e di aree attrezzate, ossia darsene, per mettere a bordo ciò che deve essere veicolato a mare; etc.);
- dal *personale più numeroso* (dovendo ricorrere anche a personale competente per assicurare la navigazione in situazione di mare sovente non ideale, oltre a quello strettamente pertinente all'intervento manutentivo ed al mantenimento delle condizioni di sicurezza più complesse e numerose di quelle da osservare per gli impianti a terra);
- dal *costo dei mezzi di trasporto* (essendo i mezzi navali generalmente costosi anche per i ricoveri e le darsene di cui necessitano, per i consumi di combustibile e per le prescrizioni di sicurezza);



Fig. 3-3g. Mezzi di sollevamento nella movimentazione della navicella

- dal *rilievo tecnico-economico dei componenti* da sostituire (a parità di prestazioni la loro rilevanza può essere più significativa, dovendo questi lavorare in condizioni di acuta salinità per l'umidità marina veicolata dal vento e per le condizioni di progetto ovviamente più acute e più severe di quelle spettanti per unità in-land a causa di maggiori intensità eoliche e di azioni marine);

e da ulteriori concause, che vanno studiate e che devono trovare le contromisure opportune nelle attività di manutenzione da programmare o da decidere.

3.3.2 Manutenzione preventiva

Il primo stadio dei processi cautelativi per il mantenimento delle condizioni di esercizio normale riguarda la *manutenzione preventiva*. E' affrontata per evitare, o un funzionamento insoddisfacente per incerte e minori prestazioni, o fermate inattese di impianti o di equipaggiamenti.

Queste anomalie possono essere causate da malfunzionamenti o da fuori servizio o da indicazioni di scorretta e discontinua risposta funzionale senza la comparsa di eventi incidentali veri e propri. Uno schema orientativo, che è compilato a scopo esemplificativo e che è stato impostato su manutenzione annuale e pluriennale (precisamente ogni cinque anni), è riportato nella Tab. 3.3.2.



Fig. 3-3h. Intervento alla connessione rotore-naso del mozzo

Essa può essere *pianificata regolarmente*, nel senso che è indicata dal programma di manutenzione ordinaria, steso per dare ordine agli interventi sui componenti del parco e per organizzarli secondo una scala di priorità basati su una elevata probabilità di mancato o di cattivo funzionamento.

Può anche essere *pianificata da condizioni di stato*, in quanto è predisposta a seguito di un intervento ispettivo o di controlli routinari o di test di funzionalità senza essere preceduta od accompagnata da evento incidentale alcuno o da segnalazione di non corretto funzionamento.

Tab. 3.3.2. Schema di massima degli interventi di manutenzione ordinaria

Sistema	Componente	Intervento	
		1y	5y
Pala	Superficie esterna	V	F, R
	Connessione	V	T
	Protezione fulmini		F, R
Inclinazione pala	Supporto pala	V, G	P
	Inclinazione cilindri	V	F
	Supporto cilindri	P	
	Valvole ecc.	V	F
Albero	Cuscinetto di spinta	G	P
	Scatola di distribuzione olio	V	F
	Supporti & tenute	V	F, R
Riduttore/moltiplicatore	Parti meccaniche	Ve	Vd, F
	Sistema di lubrificazione	V	F
	Sistema di raffreddamento	V	F
	Olio lubrificante	T	X
	Filtro	F, X	
Alternatore	Colonna di supporto	G	
	Avvolgimento		V
Sistema frenante	Spegnimento d'emergenza	F	
	Freno meccanico	F	
	Guarnizioni freno		X
Sistema d'imbardata	Corona dentata	V, G	P
	Motori		F
	Accoppiamenti meccanici	V, G	P
Sistema idraulico	Sistema di circolaz. & pompaggio	V, G	F
	Olio	T	X
	Valvole, etc.	V	F
	Filtro	F, X	
Interruttore		V	F
Trasformatore		V	
Sistema di controllo	Monitoraggio condizioni eoliche	V	F
	PLC	F	
Gruppo d'emergenza	Motore + generatore	V, F	G
	Combustibile	R	
Cavi		V	
Piattaforme e scale			V
Estintori antincendio		V	X
Navicella	Piastra di supporto, perno	V	R
	Chiusura superiore navicella	V	R

V: visiva (esterna, e; con endoscopio, d)

T: campionamento a test

X: sostituzione eventuale

F: prova funzionale

P: misura del gioco del supporto

R: rinnovo/ristrutturazione

G: ingrassaggio

La politica della manutenzione preventiva può attuarsi sotto diverse forme, rispettando due criteri orientativi, che si possono riassumere con la formulazione seguente, anche se un po' drastica

- *manutenzione zero* o assenza di manutenzione;
- *ridotta manutenzione* o bassa frequenza di interventi manutentivi.

Le due alternative sono ovviamente concorrenti, anche se apparentemente antitetiche.



Fig. 3-3k. Manutenzione sull'estremità del mozzo

La *assenza di manutenzione* non va considerata alla lettera nel senso che per una macchina o per un impianto in esercizio si debba escludere durante la sua vita operativa qualunque possibile controllo. In realtà, si potrebbero escludere sostituzioni, ma non verifiche, anche se condotte con periodicità molto lunga e non programmate per testarne l'affidabilità, come è il caso della struttura fondaria.

Già al primo avvio le azioni di supervisione e di ispezione (*supervised test run*), che sono assai intense proprio per contrastare la mortalità infantile (concetto ben noto a tutti gli esercenti d'impianti nei primi periodi di funzionamento, il quale spesso è effettuato anche a carattere sperimentale o preliminare), possono costituire una utile premessa.

In questo periodo di tempo, può essere prevedibile (ed in tal senso è preventivata) una verifica globale entro un breve lasso temporale (3 o 6 mesi), che può essere ancora inteso come estensione dell'avvio sperimentale.

Dopo tale intervento l'esercizio potrebbe continuare e la prossima revisione potrebbe cadere dopo un anno e così via crescendo.

E' essenziale che, nell'intervallo di funzionamento senza interventi (della durata anche di qualche anno, ad es., più o meno cinque anni al massimo), la macchina abbia la possibilità di operare correttamente a manutenzione preventiva assente e ne dia effettiva dimostrazione.

Si deve determinare la *frequenza minima* o di riferimento per attestare e dare corpo alla filosofia della bassa manutenzione Un'indicazione probante potrebbe essere dedotta dall'esperienza di altri parchi, equipaggiati con lo stesso tipo di convertitori d'energia eolica, e dallo stesso campo a mano a mano che procede l'esercizio. Un lasso temporale di un anno potrebbe ritenersi congruo.

3.3.3 Manutenzione straordinaria

La *manutenzione correttiva* coincide dal punto di vista filosofico con quanto si è detto a proposito della manutenzione straordinaria, in quanto si procede ad un intervento di ripristino del funzionamento susseguente ad un evento incidentale con semplice sostituzione del pezzo avariato o ad un arresto accompagnato eventualmente da riparazione del guasto anche su componenti primari con adeguato spiegamento di mezzi (Figg. 3-3e/f).

Dai dati di letteratura sembra difficile determinare una failure rate o un corrispondente MTBF (e di conseguenza un albero dei guasti consapevole e realisticamente valido) per l'evento accaduto in un determinato componente.



Fig. 3-3i. Pale impilate ordinatamente mediante struttura ad hoc

In linea esemplificativa e puramente arbitraria si potrebbe produrre una valutazione quali-attiva -anche se si indicano numeri, che sono stimati e collocati su

una scala ipotetica di frequenze- secondo la rappresentazione di *eventi/anno* della Tab. 3.3.1.

Ciò porterebbe ad ipotizzare cautelativamente una occasione di guasto pari a poco più di un evento incidentale all'anno. Lo schema presentato vale, soprattutto, in senso relativo. Così facendo, bisogna, allora, rilevare che gli inconvenienti sulle pale potrebbero essere di frequenza almeno doppia di quelli, riscontrabili in un moltiplicatore di giri o nel sistema idraulico.

Tab. 3.3.1. Eventi manutentivi eccezionali

<i>Eventi/anno</i>	<i>Tipologia/sede</i>
0,3-0,4	pale e componenti pesanti
0,15	riduttore e generatore
0,10	elettronica e sistemi di controllo
0,15	sistemi idraulici
0,20	parti elettriche in generale
0,10	parti restanti, non considerate nelle voci precedenti

Inoltre, si dovrebbe osservare, sempre a proposito di questo -lenco -presente in diversa letteratura tecnica del settore- che un evento manutentivo non programmato non corrisponde necessariamente con un evento catastrofico. Intervenire su una pala non vuol dire che si è riscontrata la sua distruzione od una rottura con lancio di parte della stessa o di suoi frammenti nello spazio circostante alla turbina incidentata.



Fig. 3-3l. pala pronta per il carico

C'è tutta una gamma di fatti, la cui gravità ha il suo culmine nella perdita della pala (ed, addirittura, della torre) ed il cui ventaglio va da una supervisione sulla

superficie esterna per controllarne la regolarità e la integrità a verifiche più pertinenti sulla sua funzionalità, come i circuiti anti-fulminazione, le connessioni tra i vari pezzi (pala-mozzo, etc.) e via dicendo. E', appunto, questa assistenza imprevista, che può indurre ad assegnare alla pala una cifra di intervento più alta rispetto ad un apparecchio, come il moltiplicatore di giri (spesso fonte di grattacapi), anche in considerazione della rilevanza degli effetti conseguenti.

Per tradurre la scala relativa di ipotetiche richieste di manutenzione supplementare in frequenza operativa bisognerebbe trasformare i suddetti dati in probabilità. Si dovrà forzatamente moltiplicare tali valori per un ordine di grandezza (solitamente 10^{-x}) in grado di pesare numericamente la tendenza a richiedere una maggiore o minore partecipazione di controlli e di esami. E tale quantità non è detto che non sia a sua volta già condizionata dalla tipologia di malfunzionamento considerata.

E', invece, indispensabile effettuare una *serie di rilevazioni*, che consentano di

- capire e precisare le *cause incidentali*, se, cioè, l'evento sia dovuto a debolezza del progetto, a difetto di realizzazione del componente, ad eccessive funzioni richieste allo stesso o ad altro ancora;
- realizzare una *banca dati eventi e guasti*, indispensabile per dedurre informazioni utilissime per il progettista come pure per l'Esercente dell'impianto;

per orientare gli scenari manutentivi del parco eolico e per permettere una statistica ragionata sui potenziali eventi e sull'influenza, che la condizione di marinizzazione provoca ad essi.



Fig. 3-3m. Intervento all'unione rotore-navicella

Per ridurre il *ricorso alla manutenzione straordinaria* devono essere prese in considerazione

- tutte quelle modifiche o tutti quei *provvedimenti anche a livello di progetto*, che possano incrementare la disponibilità delle macchine;
- l'introduzione di *sistemi ridondanti* di elevati standard qualitativi;
- la *sostituzione di sistemi complessi* con altri più semplici, ove sia possibile;
- l'adozione di *sistemi passivi a reazione autonoma* in luogo di sistemi attivati da strumentazione di processo/allarme.

Inoltre, una sempre più accurata *raccolta di informazioni* sull'impianto, come d'altronde è stato ripetutamente consigliato, è indispensabile per giustificare azioni migliorative e politiche di intervento preventivo sempre più mirate e motivate.

Di tutti gli eventi anomali (comprendendo anche quelli estremi) soltanto quelli coinvolgenti le pale (cfr. anche la Tab. A.9) necessitano di *sistemi di sollevamento* in grado di raggiungere dal mare il rotore e, quindi, capaci di portare alle massime altezze caratteristiche delle unità del parco il gancio della gru, posta su un mezzo navale.



Fig. 3-3n. Impianto di Samsø (Dk), composto da 10 unità (Bonus 2,3 MW)

Proprio le frequenze immaginate fanno ritenere che un siffatto intervento possa accadere tra tre e cinque anni o entro la durata di vita dell'aerogeneratore con una credibilità maggiore per il valore più alto. In tale previsione, se la stima è corretta e consistente con i risultati riscontrati in campi eolici attualmente operativi, non occorre procedere ad investimenti specifici (cioè, l'acquisto o la disponibilità) per il mezzo di sollevamento.

Per questo tipo di manutenzione ed in alternativa alla tipologia di intervento, previsto nel precedente paragrafo, potrebbe essere utile affrontare il tema di dotare la turbina di un *mezzo di sollevamento speciale* da manovrare dalla navicella, che sia adatto ad interventi alla quota del rotore. Sarebbe utile anche un dispositivo in grado di condurre un esame visivo sulla superficie della pala, quando è in stand-by.

L'attrezzatura -nel caso in cui non fosse sistemata a bordo- può essere issata sin nella navicella, utilizzando la stessa procedura, che è stata ipotizzata per la movimentazione dei componenti pesanti, in essa presenti.

Va, poi, reso possibile l'esame, operando dalla navicella stessa, della superficie della pala con la massima sicurezza, perché si lavora in mare aperto ed in quota. In questa prospettiva l'equipaggiamento meccanico potrebbe essere dato in dotazione permanente al campo eolico, perché si dovrebbero esaminare le pale di tutte le turbine eoliche (intervento, che rientra nella categoria delle manutenzioni preventive, come attestati dalla Tab. A.9).



Fig. 3-30. Imbarco di castelli (Ormonde)

Gli *interventi di verifica sulla struttura fondaria* (soprattutto per controllare l'accrescimento di mitili sulle strutture ed, eventualmente anche, la massa residua degli elettrodi per la protezione anodica), che avranno anch'essi una cadenza della stessa frequenza (poco più o poco meno ogni 5 anni almeno od oltre), non abbisognano di mezzi di sollevamento e, non essendo essi richiesti da eventi incidentali, fanno-parte -più che della manutenzione preventiva- dei programmi dei controlli a mare.

3.3.4 Mezzi per la manutenzione

In questo punto della trattazione andrebbero esaminati i riflessi, che gli interventi manutentivi, specialmente indirizzati ai sistemi a mare, richiedono.

L'argomento può essere suddiviso in due linee. La prima riguarda tutto ciò che è oggetto di manutenzione e di questo si è discusso nel paragrafo 3.3.2.

La seconda coinvolge direttamente i mezzi, che occorre predisporre e lasciare a disposizione del personale addetto per permettere lo svolgimento delle operazioni

necessarie. E' questo il tema che verrà esposto ed esaminato con maggior attenzione nella Rel. Spec. sui montaggi, cui si rimanda.