

C.a. Ufficio Protocollo

Invio osservazione n° 11 al progetto indicato in oggetto

Chiedo mi sia comunicato n° di protocollo una volta espletata l'operazione

Grazie per quanto di vostra competenza

Michele Giuliano

--

-----

**OSSERVAZIONE N°11 AL PROGETTO: REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO “SAN PAOLO” COMUNE DI SAN PAOLO DI CIVITATE – COD. 3905 del 23 Gennaio 2018**

**Presentazione di osservazioni relative alla procedura di:**

- Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – art.14 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.  
 Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) – art.24 co.3 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.  
 Verifica di Assoggettabilità alla VIA – art.19 co.4 D.Lgs.152/2006 e s.m.i.

Il Sottoscritto: **Michele Carmine Giuliano**

**PRESENTA**

ai sensi del D.Lgs.152/2006, le **seguenti osservazioni** al

- Piano/Programma, sotto indicato  
 Progetto, sotto indicato.

**REALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO “SAN PAOLO” COMUNE DI SAN PAOLO DI CIVITATE – COD. 3905 del 23 Gennaio 2018**

**OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI**

- Aspetti di carattere generale (es. struttura e contenuti della documentazione, finalità, aspetti procedurali)  
 Aspetti programmatici (coerenza tra piano/programma/progetto e gli atti di pianificazione/programmazione territoriale/settoriale)  
 Aspetti progettuali (proposte progettuali o proposte di azioni del Piano/Programma in funzione delle probabili ricadute ambientali)  
 Aspetti ambientali (relazioni/impatti tra il piano/programma/progetto e fattori/componenti ambientali)  
 Altro: **STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO**

**ASPETTI AMBIENTALI OGGETTO DELLE OSSERVAZIONI**

- Atmosfera  
 Ambiente idrico  
 Suolo e sottosuolo  
 Rumore, vibrazioni, radiazioni  
 Biodiversità (vegetazione, flora, fauna, ecosistemi)  
 Salute pubblica  
 Beni culturali e paesaggio  
 Monitoraggio ambientale  
 Altro : **STUDIO DI IMPATTO ACUSTICO**

**TESTO DELL' OSSERVAZIONE : 1) Pag.4/5: “Dal punto di vista dell’impatto acustico una ipotetica futura variazione della tipologia di aerogeneratori installati con aerogeneratori aventi potenza acustica inferiore è da ritenersi una variazione in vantaggio di sicurezza. Si specifica che, poiché il modello di aerogeneratore scelto dal progettista dell’impianto è di recentissima realizzazione, non sono al momento note le curve di emissione acustica in funzione della velocità del vento, ma esclusivamente la potenza acustica massima emessa da ciascun aerogeneratore. Di ciò si terrà**

**conto nel seguito della presente trattazione, evidenziando i passaggi in cui questi dati sarebbero stati utili e le ipotesi fatte per gestire in sicurezza l'approssimazione introdotta. E' evidente che sarà cura del proponente effettuare dei monitoraggi acustici a seguito dell'installazione degli aerogeneratori al fine di verificare l'insorgere di disturbi oltre il limite di legge e pianificare le relative misure di mitigazione". Le pale che dovrebbero essere installate sono del modello Vestas 150 4.2 MW il cui livello di potenza acustica emessa dall'aerogeneratore è variabile in funzione della velocità del vento, con un livello massimo di 104.9 dB".** Di questo aerogeneratore, dice la relazione, non sono note le curve di emissione acustica in funzione della velocità del vento. Però la preponente si impegna ad effettuare dei **"monitoraggi acustici a seguito dell'installazione degli aerogeneratori al fine di evitare l'insorgere di disturbi oltre i limiti di legge e pianificare le relative misure di mitigazione"**. Cioè qui si dice: simuliamo cosa succede con un aerogeneratore, però una volta messo in funzione faremo i rilevamenti per capire se vengono superati i limiti di legge e nel caso apportiamo delle **"mitigazioni"**. Questo è semplicemente fuori da ogni logica di programmazione. Gli effetti vanno preventivati prima dell'esecuzione dell'opera e non "mitigati" a posteriori. A tale proposito le linee guida dell'Arpa pugliese al punto 3.6 riportano: **"Nel caso di Parchi Eolici la valutazione dell'impatto acustico deve interessare tre differenti tipologie di sorgenti sonore inerenti la realizzazione del progetto: Impatto acustico connesso alle attività di cantierizzazione dell'opera; Impatto acustico connesso all'esercizio dei trasformatori di potenza in progetto Impatto acustico originato dalle sorgenti "aerogeneratori"**. Quindi questi dati devono essere noti prima, in fase di autorizzazione della VIA, e non dopo **"una volta messo in funzione"**.

**2) Alla pag. 6 si legge: "Il Comune di SAN PAOLO DI CIVITATE non ha adottato la zonizzazione acustica del territorio Comunale. Valgono pertanto i limiti assoluti fissati dal DPCM 01/03/1991 per tutto il territorio nazionale, pari a 70 dB in periodo di riferimento diurno e 60 dB in periodo di riferimento notturno. Si applicano inoltre, nelle rispettive condizioni di applicabilità, i limiti differenziali diurni e notturni stabiliti dal DPCM 14/11/1997"**. Questa classificazione acustica è incomprensibile, del tutto arbitraria e per nulla condivisibile. Si capisce che viene proposta solo perché in tal modo risulta funzionale alla tipologia di impianto che si vorrebbe installare. Più corretto sarebbe parametrare la classificazione fatta per comuni simili. Ci sono comuni che hanno classificato queste aree addirittura in Classe I considerandole **"aree rurali le cui caratteristiche ambientali e paesistiche ne hanno determinato una condizione di particolare pregio. Le aree rurali di antica formazione ubicati fuori dal contesto urbanizzato e classificati dal PRG come centri storici o zone agricole"** (da Criteri tecnici per la predisposizione della classificazione acustica del territorio comunale - pag.1) Masseria Difensola; Masseria Scazzetta; Masseria Coppa delle Rose etc sono alcune di queste aree rurali di antica formazione. Quindi i limiti massimi a cui le aree possono essere sottoposte potrebbero benissimo, per analogia considerarsi 50 decibel di giorno e 40 decibel notturni e non essere asetticamente assimilate a **"tutto il territorio nazionale"**.

**3) Alla pag. 7 in riferimento alla individuazione dei recettori "Si specifica che la maggior parte di questi edifici sono piccole case che risalgono alla riforma agraria e che, allo stato, appaiono non abitate ed in evidente stato di abbandono. Da quanto è stato possibile appurare, la maggior parte di esse sono anche prive di impianti igienici. Alcune (ad esempio l'edificio con Id.6) appaiono utilizzate come deposito per gli attrezzi o comunque come luogo di appoggio per il lavoro agricolo, tuttavia non appaiono abitabili. In questi casi sono stati quindi verificati esclusivamente i limiti imposti dal criterio differenziale in periodo di riferimento diurno"**. Viene ancora scritto che questo è stato possibile appurare da un sopralluogo effettuato per poter meglio individuare i possibili recettori. Mi chiedo che tipo di sopralluogo è stato effettuato se non ci si è neppure accorti dell'esistenza di:

- a) Allevamento di circa 3.000 capi tra ovini, caprini e cavalli presso la Masseria Difensola, segnata come R54 in cartina ed in pieno raggio di azione del WTG1.**
- b) Presenza di Aziende agricole che praticano agricoltura biologica tra le quali una in particolare con annessa attività commerciale-ricettiva di agriturismo"**
- c) Erigenda villa residenziale in Contrada Difensola**
- d) Edificio residenziale stabilmente abitato in foglio 7**
- e) Edificio residenziale stabilmente abitato in foglio 8**
- f) Tutti gli edifici rurali definiti "non abitate ed in evidente stato di abbandono" sono in realtà vissuti e frequentati non solo nei tempi delle lavorazioni agricole, quando stabilmente sono utilizzate almeno per otto ore lavorative ed oltre, ma anche nelle occasioni di particolari produzioni locali (come per esempio fare la salsa) in occasione delle quali sono abitate anche per due tre giorni e notti ininterrottamente e da più persone.**
- g) Eccessiva prossimità a "masserie" censiti tra i beni rurali architettonici del PTCP della provincia di**

**Foggia a cui le vibrazioni da rumore non arrecano certo benefici.**

**4) Alla pag. 20 - IMPATTO ACUSTICO IN FASE DI CANTIERE** – Totalmente disattese le disposizioni delle Linee Guida dell'ARPA che a tale proposito stabiliscono che: "Il proponente dovrà produrre una idonea valutazione di impatto acustico redatta da Tecnico Competente in Acustica Ambientale ex art. 2 della L. 447/95. In detta valutazione dovrà essere indicato un programma dei lavori riportante le fasce orarie durante le quali verrà svolta l'attività e le varie fasi di cantierizzazione dell'opera. Per ogni fase dovranno essere indicate tipologia e numero di sorgenti sonore utilizzate, complete di dati caratteristici delle emissioni sonore, tempi di utilizzo, e dovrà essere valutato, per ogni fase, il livello di immissione in facciata all'edificio più esposto ai fini della verifica del rispetto dell'art. 17 comma 4 della L.R. n.°03/02 ". **Nulla di tutto questo risulta nella relazione.**

**5) Alla pag. 21 - IMPATTO ACUSTICO IN FASE DI ESERCIZIO.** L'impatto acustico così come descritto risulta ben dentro le norme previste a livello nazionale sull'inquinamento acustico, ma questo perché arbitrariamente si è considerato come limiti quelle generiche previste per il territorio nazionale. Limiti che, secondo la relazione sono da prendere a riferimento perché non esiste la zonizzazione acustica comunale. **A mio avviso è molto più corretto prendere invece a riferimento i limiti proposti in comuni simili che hanno effettuato l'azzonamento acustico del proprio territorio (ad esempio il Comune di Foggia).**

**6) Alla pag. 10 – Conclusioni è scritto:** Nella presente relazione è stato analizzato l'impatto acustico che sarà generato dall'installazione di un impianto eolico composto da 10 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 4,2 MW da installarsi **nel territorio del Comune di POGGIO IMPERIALE (FG).** **Questo sarà solo un refuso oppure è lecito presupporre che questa relazione era già stata elaborata per un altro comune, che guarda caso proprio a fine 2017 ha ricevuto l'autorizzazione ad un impianto simile anche se di molto più ridotte dimensioni?**

**7) Alla pag. 26 la relazione riporta** "A proposito delle conclusioni appena enunciate, si precisa che, non essendo disponibili allo scrivente dati relativi alla velocità del vento che era presente durante le misure non è stato possibile determinare la dipendenza del rumore ambientale dalla velocità del vento. Poiché in zone limitrofe a quella di impianto sono presenti, come già detto, alcuni aerogeneratori, è ipotizzabile che il rumore ambientale vari in maniera sensibile con il variare della velocità del vento". Qui la relazione contrasta nettamente con le norme dettate dalle Linee Guida dell'ARPA che a tal proposito recitano: "**La documentazione dovrà essere integrata inoltre con una analisi anemologica finalizzata a determinare le caratteristiche di prevalenza del vento in relazione a direzione e velocità a diverse altezze in modo da verificare se le condizioni prevalenti di propagazione del rumore emesso dall'impianto sono tali da favorire o contrastare l'immissione di rumore verso i ricettori individuati (studio della rosa dei venti e delle distribuzioni di Weibull per settore angolare)**". Né può trattarsi di disattenzione se proprio subito dopo la relazione riporta "Tuttavia qualora in fase di esercizio siano lamentati disturbi dovuti al rumore emesso dagli aerogeneratori, da parte di ricettori sensibili, sarà cura del gestore, su richiesta del Comune, procedere alla valutazione della problematica tramite l'esecuzione di accertamenti tecnici da condursi secondo quanto stabilito dal documento ISPRA "Linee Guida per la valutazione ed il Monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici" e individuare eventuali soluzioni per garantire un contenimento dell'impatto acustico qualora il monitoraggio determini la presenza di criticità. In questo la relazione riporta, quasi pedissequamente, quanto prescritto nelle Linee Guida dell'ARPA Puglia : "**Si ritiene opportuno prescrivere nel parere finale che, qualora in fase di esercizio siano lamentati disturbi dovuti al rumore emesso dagli aerogeneratori, da parte di ricettori sensibili, sarà cura del gestore, su richiesta del comune, procedere alla valutazione della problematica tramite l'esecuzione di accertamenti tecnici da condursi secondo quanto stabilito dal documento ISPRA "Linee Guida per la valutazione ed il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici"**".

**8) Considerazioni.** Nulla nella relazione viene rilevato circa la diversa esposizione del recettore in caso di posizione sopra o sottovento. Sottovento, infatti, l'esposizione al rumore risulta notevolmente maggiore. A tale proposito uno studio condotto dall'Associazione Nazionale di Acustica sul RUMORE DEGLI IMPIANTI EOLICI: CARATTERIZZAZIONE DI UN PARCO IN PROVINCIA DI FOGGIA (situato in territorio di San Marco in Lamis) presentato a Pisa il 17-19 giugno 2014 in occasione del 41° Congresso Nazionale così concludeva: "**Dai dati a disposizione, si evince che nelle previsioni d'impatto acustico di rumore eolico, fra le condizioni peggiori di esposizione, debba essere necessariamente aggiunto l'abbattimento acustico dovuto alla posizione sotto o sopra vento del recettore rispetto agli aerogeneratori: di fatto tale differenza può raddoppiare l'esposizione del recettore al rumore**". E' inoltre riduttivo ricondurre gli effetti della presenza di un impianto eolico industriale alla sola emanazione di

onde sonore, cioè udibili. E' noto che da tale tipologia di impianto si propagano anche e soprattutto onde a bassa e bassissima frequenza (inferiore a 20 Hz - ELF- Extra Low Frequency) le quali, pur non traducendosi nella percezione di suoni, provocano vibrazioni che investono i corpi incontrati, diffondendosi anche attraverso di essi, a volte usando la cassa toracica e la scatola cranica come casse di risonanza. Questo, oltre ad interferire con le onde emesse dai chiroterteri ed a confonderne la direzione di volo, in alcuni soggetti particolarmente sensibili, comporta una serie di disturbi e di malesseri che cessano a seguito di un significativo allontanamento dalla sorgente di emissione. Ampia è la letteratura medica in argomento, sebbene non in lingua italiana, ma anche nel nostro paese, a carico di persone colpite da tali fenomeni. In una sua pubblicazione l'Associazione Italia Nostra Onlus riposta la risposta dell'Assessore Regionale dell'Emilia Romagna che ad una interrogazione a risposta scritta così risponde: ***“In relazione ad eventuali rischi di patologie associate ad impianti eolici in esercizio sono presenti in letteratura alcuni recenti articoli che mettono in evidenza tipici disturbi da rumore riferiti dalla popolazione residente nelle vicinanze che, infatti, segnala in particolare disturbi del sonno, cefalee, calo della concentrazione e generale sensazione di malessere. Alcune autorevoli istituzioni sanitarie di altri paesi, quali ad esempio il National Institute of Health statunitense e l'Académie Nationale de Médecine di Francia, riconoscendo la necessità di un maggiore approfondimento degli effetti del rumore prodotto da tali impianti sulla salute, raccomandano, come criterio prudenziale, l'adozione di distanze minime dalle abitazioni per la realizzazione degli impianti.”*** (Le distanze minime di cui trattasi sono nettamente superiori alle poche centinaia di metri dalle abitazioni rurali circostanti il sito di progetto - ndr). **Ed è proprio il nostro caso!**

### **Per tutto quanto qui esposto si chiede la delocalizzazione dell'impianto in progetto**

Il/La Sottoscritto/a dichiara di essere consapevole che, ai sensi dell'art. 24, comma 7 e dell'art.19 comma 13, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., le presenti osservazioni e gli eventuali allegati tecnici saranno pubblicati sul Portale delle valutazioni ambientali VAS-VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ([www.va.minambiente.it](http://www.va.minambiente.it)).

#### **ELENCO ALLEGATI**

- Allegato 1 - Dati personali del soggetto che presenta l'osservazione
- Allegato 2 - Copia del documento di riconoscimento in corso
- Allegato 3 – Documento dell'Associazione Nazionale di Acustica
- Allegato 4 – Linee Guida Arpa Puglia

Segrate, 20/03/2018

Il dichiarante  
Michele Giuliano

## **RUMORE DEGLI IMPIANTI EOLICI: CARATTERIZZAZIONE DI UN PARCO IN PROVINCIA DI FOGGIA**

Giovanni Ciccotti (1), Anna Guarnieri Calò Carducci (2), Gianluca Primavera (2),  
Francesco Cardillo (2), Licitra Gaetano (3), Fredianelli Luca (4)

- 1) ARPA Puglia – DAP Foggia - U.O.S. Agenti Fisici, Foggia
- 2) ARPA Puglia – Direzione Scientifica - U.O.S. Agenti Fisici, Bari
- 3) CNR - IPCF- U.O.S., Pisa
- 4) Università di Pisa – Dipartimento di Fisica, Pisa

### **1. Introduzione**

La Regione Puglia oggi è tra i territori Italiani con la maggiore promozione e sviluppo dell'energia eolica (1985 MW pari al 24,4% della potenza eolica nazionale - fonte ENI 2012 [1]). In particolare, la densità territoriale degli impianti nelle nostre province induce a porre la centralità della tematica acustica all'interno del generale obiettivo dello sviluppo sostenibile.

La valutazione dell'impatto acustico prodotto da impianti eolici è una questione complessa poiché molteplici fenomeni fisici concorrono alla sua generazione e propagazione [2,3]. Per questo motivo, l'argomento è al centro di numerosi studi riguardante il disturbo che arreca alla popolazione [4].

La mancanza di evidenze scientifiche che studiano l'effetto sonoro in funzione delle direzioni del vento porta a sottovalutare il differenziale acustico al recettore, a seconda che lo stesso sia in posizione di sottovento o sopravento, rispetto alla posizione degli impianti. Tale sottostima è causa di errori nella simulazione dell'impatto acustico ante-opera dei parchi eolici.

Dall'elaborazione dei dati acquisiti durante una campagna di misure sia acustiche sia meteo nei pressi di un parco eolico in provincia di Foggia, gli autori si sono posti come obiettivo di quantificare la differenza di rumore al recettore rispetto alle condizioni di provenienza del vento. Il sito in questione è risultato particolarmente adatto a questo tipo di analisi per l'orografia semplice e per la posizione degli aerogeneratori rispetto al recettore individuato.

### **2. Materiali e metodi**

#### **2.1 Caratterizzazione del sito individuato**

Il sito d'indagine si trova nella più vasta pianura dell'Italia centro-meridionale, nel cuore del tavoliere delle Puglie. Geograficamente è situato nel nord della Puglia in

particolare nel territorio di S. Marco in Lamis. Le pendenze moderate e il clima continentale favoriscono la coltivazione, soprattutto per la produzione cerealicola e orticola. Durante il monitoraggio il terreno circostante agli impianti si presentava in stato di aratura e senza coltivazioni. Dalle informazioni apprese, sia con misure in sito che in letteratura, i venti dominanti della zona d'interesse sono quelli di provenienza dai quadranti Nord-Ovest [14].

## 2.2 Sorgenti sonore

Il parco eolico monitorato, di proprietà della società Renergy San Marco S.r.l. appartenente al gruppo Alerion Clean Power S.p.A., è caratterizzato da 13 turbine con tecnologia Repower 3XM da 3,4 MW. Le turbine considerate significativamente impattanti, con distanza minore di 1000 metri rispetto al recettore individuato, sono:

- torre 1 (W1), distante 897 m dal recettore;
- torre 2 (W2), distante 778 m dal recettore;
- torre 3 (W3), distante 411 m dal recettore;
- torre 4 (W4), distante 704 m dal recettore.

Il sito monitorato, a meno di sporadici rumori provenienti da mezzi agricoli, è lontano dalle infrastrutture dei trasporti, dalle attività produttive e dai generali rumori antropici.



Foto 1 – Sito monitorato (impianti e recettore)



Foto 2 – Area recettore

Foto 3 – Ubicazione strumentazione

### 2.3 Recettore e stato dei luoghi

Il recettore individuato è fisicamente la cabina di smistamento (Foto 2) della rete elettrica del parco. Ubicato a modesta distanza dalle singole turbine, rappresenta un ottimo punto di veduta per lo studio dell'effetto sonoro dell'intero parco. Inoltre non sono presenti ostacoli, barriere e quant'altro che potrebbero modificare significativamente la propagazione dell'onda sonora.

### 2.4 Strumentazione

La strumentazione impiegata per le misure fonometriche è conforme a quanto richiesto dalla IEC 61672-2002 [7] (calibrata presso centro Accredia nel dicembre 2012), in particolare:

- fonometro/analizzatore integratore real time Svantek mod. 979;
- preamplificatore Svantek mod. 12L;
- valigetta controller;
- cavo tipo coassiale di 10 m (collegamento tra controller e preamplificatore);
- cuffia antivento idrorepellente;
- calibratore della Svantek mod. SV30A;
- palo telescopico Manfrotto 4m SI269.

Il software è composto dal pacchetto Svan PC++ e SvanLab, per l'acquisizione e trattamento dei dati.

La strumentazione per le misure meteo è la seguente:

- al microfono, stazione meteorologica, FWS-20, correlata di 5 sensori (direzione del vento, velocità del vento, temperatura, umidità relativa e piovosità);
- al mozzo delle turbine, anemometri a ultrasuoni, Thies;
- su centralina da campo, misuratore di piovosità, Thies Precipitation Monitor.

### 2.5 Condizioni di misura

Le misure sono state eseguite in conformità sia alle norme cogenti che di buona tecnica [5, 10, 11, 12, 13]. Il microfono del fonometro, munito di cuffia anti-vento e anti-intemperie, è stato posto sul solaio della cabina di smistamento del parco eolico a un'altezza, rispetto al terreno, di circa 4,8 metri.

Il collegamento del microfono con il resto della strumentazione, posta all'interno della cabina, è stato garantito dal cavo coassiale passante nella griglia di aereazione presente sulla parete lato ovest della cabina.

I sensori della centralina meteo erano posti sul palo della telecamera della cabina alla stessa altezza del microfono e trasmettevano i dati all'unità centrale presente in cabina per mezzo di un segnale a radio frequenza.

Gli anemometri degli impianti, ubicati ad altezza del mozzo, 80 m, fornivano delle misure in continuo della velocità e direzione del vento.

Il misuratore di piovosità era installato sulla torre anemometrica da campo.

Le misure in continuo, sia dei dati fonometrici sia meteo, sono state eseguite dal 15 ottobre 2013 (ore 14:20) al 12 novembre 2013 (ore 10:50). Durante tale periodo sono stati eseguiti sopralluoghi al fine di salvare i dati memorizzati e compiere la calibrazione fonometrica, determinando per l'acustica 4018 file con intervalli di 10 minuti e un file meteo (assemblato).

## 2.6 Rilievi e validazione dati

Le misure fonometriche sono state eseguite tra 20Hz e 20KHz, su intervalli temporali successivi di 10' secondo la letteratura [8] e memorizzando i seguenti parametri:

- livello equivalente ponderato A,  $L_{Aeq}$  con step di campionamento di 1 secondo;
- livelli percentili  $L_{A,10}$ ,  $L_{A,50}$ ,  $L_{A,90}$  con ponderazione fast;
- spettri in bande di terzi di ottava di  $L_{Aeq}$  e di  $L_{min}$  (p. fast);
- spettri in bande di terzi di ottava dei livelli percentili  $L_{10}$ ,  $L_{50}$ ,  $L_{90}$  (p. fast).

La validazione dei dati acquisiti prevede la depurazione di eventi anomali e/o accidentali, in ogni caso non riconducibili al rumore eolico.

In particolare il dato di rumorosità all'interno del minimo intervallo previsto dalle condizioni di misura (livello equivalente nel periodo di 10 minuti) è stato scartato in presenza di eventi spuri non legati al rumore eolico o a rumori naturali indotti dal vento quali i rumori di animali, passaggi di auto ed aerei e di eventi meteorologici anomali (precipitazioni e velocità del vento superiore a 5 m/s) [9].

Per il primo livello di esclusione degli eventi anomali è stato necessario impostare il fonometro Svantek in modo da acquisire la registrazione audio degli eventi sonori al superamento di una soglia predefinita (trigger), pari a 100 dB (A), scelta in modo da evitare la saturazione della memoria interna. Gli eventi anomali individuati che hanno superato tale soglia sono stati quelli caratterizzati da un livello di rumore notevolmente elevato prodotto dagli aerei militari della vicina base Amendola.

Per tutti gli altri è stato necessario adottare una procedura di verifica di secondo livello, implementando una routine di controllo su foglio Excel basata sull'analisi della differenza tra i livelli percentili  $L_{10}$  ed  $L_{90}$  e dello scostamento del  $L_{Aeq}$  misurato in un intervallo temporale breve rispetto al suo andamento medio.

Nello specifico, dopo aver riportato nel foglio Excel i valori di  $L_{Aeq}$ ,  $L_{10}$  e  $L_{90}$  per intervalli di 5 minuti, è stata attivata una formattazione condizionale delle celle, che evidenziasse tutti i valori caratterizzati dalle seguenti due condizioni:

1. differenza tra  $L_{10}$  ed  $L_{90}$  maggiore di 15 dB (A) - questa condizione indica che, all'interno di un intervallo temporale di 5 min, i valori superati per un 10% del tempo di misura (30 s) sono maggiori di oltre 15 dB (A) rispetto ai valori superati per il 90% del tempo di misura (4 m e 30 s);
2. scostamento maggiore di 10 dB (A) tra il  $L_{Aeq}$  nell'intervallo di 5 minuti e l'andamento medio del  $L_{Aeq}$ , dato dalla media logaritmica tra il  $L_{Aeq}$  misurato nei 15 minuti antecedenti e il  $L_{Aeq}$  nei 15 minuti successivi all'intervallo di 5 minuti della misura da controllare.

Per l'individuazione degli eventi meteorologici anomali è stato analizzato lo storico dei dati riguardanti le precipitazioni, per intervalli di 10', forniti dal gestore dell'impianto.

## 2.7 Allineamento dati e periodo giorno-notte

I dati acustici e meteo validati sono stati allineati, per un intervallo di 10 minuti, unitamente a quelli forniti dal gruppo Alerion Clean Power S.p.A. [15], in particolare:

- tempi di misura;
- valori acustici misurati;
- velocità del vento al recettore ( $V_s$ );
- meteo al mozzo degli aerogeneratori e al recettore;
- velocità media del vento ( $V_m$ ) dei 4 aerogeneratori impattanti al mozzo;
- direzione media ( $Dir_m$ ) dei 4 aerogeneratori impattanti.

E' stato possibile eseguire la media  $V_m$  e  $Dir_m$  poiché i dati singoli delle quattro torri erano del tutto confrontabili grazie al particolare terreno omogeneo, pianeggiante e in assenza di ostacoli (Foto 2 e 3).

Successivamente sono state create due tabelle dati, la prima per il periodo diurno (07:00-17:00), la seconda per il notturno (19:00-05:00).

La suddivisione in periodo giorno - notte non è stata fatta rispettando la norma vigente [10], che prevede i periodi rispettivamente 06:00-22:00 e 22:00-06:00, ma è stato rispettato il principio fisico del giorno - notte. È stato quindi considerato che nel periodo di misura il sole tramontasse alle 18:00 e nascesse alle 06:00 e sono state escluse dalle misure l'ora precedente e successiva all'alba e al tramonto, in modo da evitare fenomeni d'inversione termica e quindi di ventosità anomala.

Infine, dalla colonna della direzione media ( $Dir_m$ ) sono state create altre due tabelle, dati sottovento, selezionando le direzioni da  $200^\circ$  a  $20^\circ$  e dati sopravvento, selezionando le direzioni da  $20^\circ$  a  $200^\circ$ .

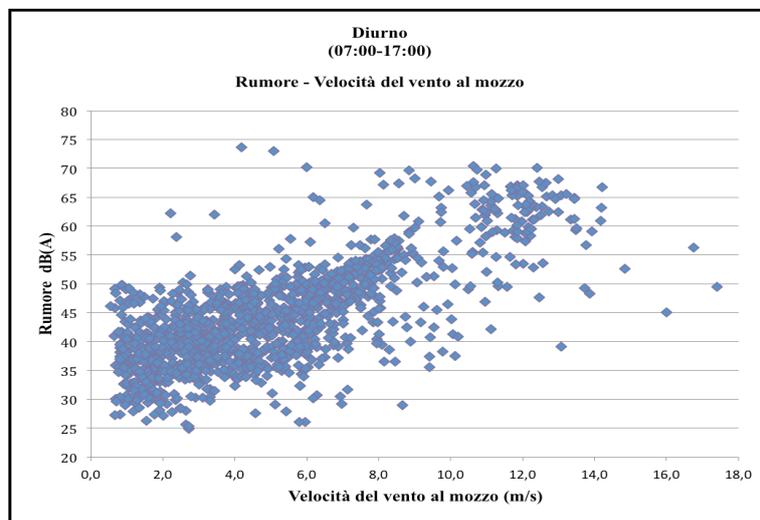


Figura 1 – Grafico rumore/velocità del vento  $V_m$  (diurno)

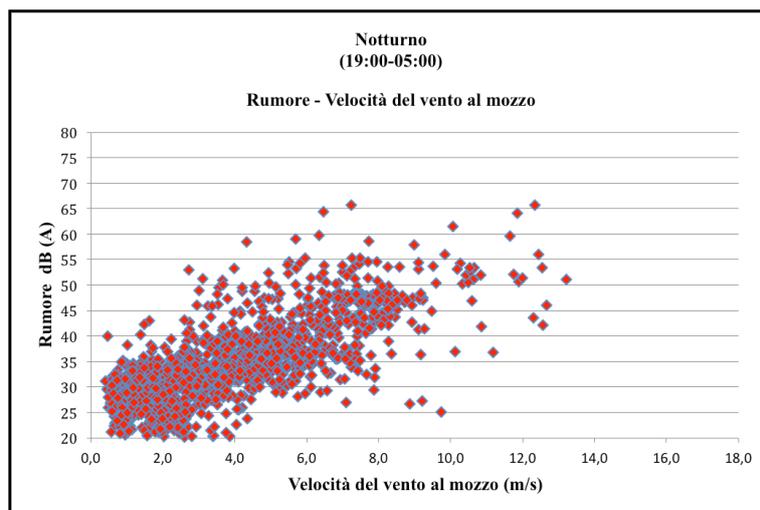


Figura 2 – Grafico rumore/velocità del vento  $V_m$  (notturno)

## 2.8 Filtri applicati

Osservando l'ubicazione dei quattro aerogeneratori impattanti rispetto al recettore individuato (Foto 1), ci si accorge che è possibile suddividere in modo netto due aree rispetto al recettore, lato ovest, con la presenza dei quattro impianti, lato est, caratterizzato dall'assenza di impianti con distanza minore di 1 Km rispetto al recettore. In considerazione di ciò è stata valutata la differenza di livello sonoro in funzione della direzione del vento, considerando per il recettore sottovento la media della direzione dei venti misurati al mozzo delle 4 torri impattanti, tra 200° e 20° e analogamente per quello sopravvento tra 20° e 200°. Al fine di trascurare la dipendenza del rumore dalla velocità del vento sia in quota che a terra, si sono applicati i seguenti filtri:

- velocità del vento al recettore ( $V_s$ )  $\rightarrow 3 \leq V_s \leq 5$  (m/s);

- velocità del vento al mozzo ( $V_m$ )  $\rightarrow 4 \leq V_m \leq 10$  (m/s).

Il primo filtro è stato applicato per  $V_s \geq 3$  m/s per una maggiore stabilità dei dati utili; mentre il  $V_s \leq 5$  m/s per l'errore che velocità superiori inducono al microfono;

Il secondo filtro è stato applicato per  $V_m \geq 4$  m/s in considerazione della velocità minima di avvio (cut-in wind speed) degli aerogeneratori installati; mentre per  $V_m \leq 10$  m/s per l'errore indotto dalla bassa statistica dei dati (per la particolarità stagionale nel periodo di monitoraggio non si sono verificati frequentemente venti al mozzo superiori a 10 m/s e quando si sono verificati, pioveva).

Al fine di poter stimare un abbattimento del rumore sotto e sopra vento statisticamente accettabile, in funzione del vento al mozzo, sono stati considerati tre intervalli:

- $4 \leq V_m < 6$  (m/s);
- $6 \leq V_m < 8$  (m/s);
- $8 \leq V_m \leq 10$  (m/s).

Per ciascun intervallo è stata calcolata la media energetica del rumore con relativa deviazione standard nei casi con direzione del vento proveniente nell'intervallo 200°-20°, nel caso del recettore sottovento, e nei casi con direzione del vento proveniente nell'intervallo 20°-200°, nel caso del recettore sopravvento.

## 3. Risultati

Dalle descritte operazioni effettuate si sono ottenuti abbattimenti del rumore fino a 3 dB (A) sia nel periodo diurno che nel notturno con deviazioni standard che variano tra 3 e 6. I risultati sono riportati nella seguente tabella e nei grafici delle figure 3 e 4.

Periodo	Intervalli vento al mozzo ( $V_m$ )	4 - 6	6 - 8	8 - 10
<b>Diurno</b> (07:00 - 17:00)	$L_{eq}$ al recettore sottovento – dB (A)	49,1	50,1	52,0
	$L_{eq}$ al recettore sopravvento – dB (A)	46,0	48,1	50,1
	<b>Differenziale – dB (A)</b>	<b>3,1</b>	<b>1,9</b>	<b>1,9</b>
	Deviazione standard sottov.	5,3	3,6	6,1
	Deviazione standard soprav.	4,0	3,6	6,1
<b>Notturno</b> (19:00 - 05:00)	$L_{eq}$ al recettore sottovento – dB (A)	43,5	46,7	49,0
	$L_{eq}$ al recettore sopravvento – dB (A)	42,3	45,5	45,7
	<b>Differenziale – dB (A)</b>	<b>1,2</b>	<b>1,3</b>	<b>3,3</b>
	Deviazione standard sottov.	5,4	4,4	3,6
	Deviazione standard soprav.	3,6	3,2	3,3

Tabella 1 – Differenziali e dev. standard sotto e sopra vento (diurno/notturno)

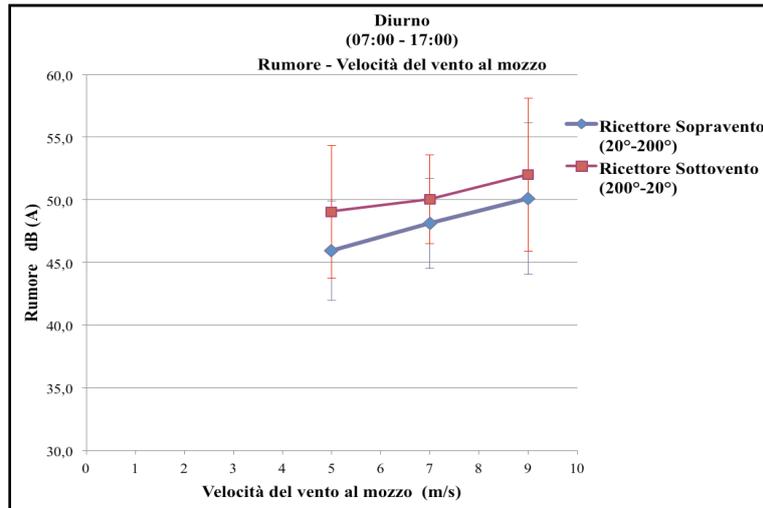


Figura 3 – Livelli di rumore per le 3 classi di vento  $V_m$  (diurno)

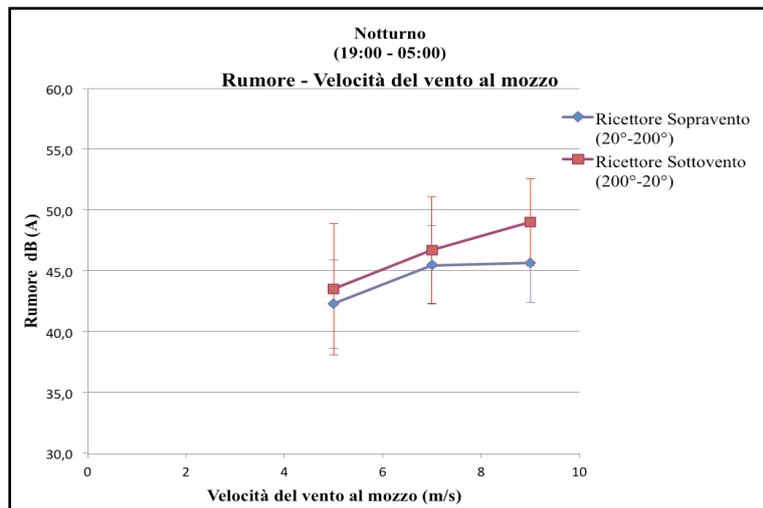


Figura 4 - Livelli di rumore per le 3 classi di vento  $V_m$  (notturno)

#### 4. Discussione e Conclusioni

Considerando tutte le difficoltà che una misura di questo tipo comporta e il grande numero di fenomeni fisici che influenzano la generazione e propagazione del rumore eolico, le differenze tra i livelli sonori misurati al recettore in condizioni sotto vento e sopra vento, nei 3 intervalli di velocità al mozzo, sono comprese, durante il periodo diurno, tra 1,9 e 3,1 dB (A) e nel periodo notturno tra 1,2 e 3,3 dB (A). Tali differenze sono da ritenersi valide per un recettore che presenta all'incirca la stessa distanza dalle sorgenti descritte, con la stessa tipologia di terreno e le stesse condizioni al contorno.

Dai dati a disposizione, si evince che nelle previsioni d'impatto acustico di rumore eolico, fra le condizioni peggiori di esposizione, debba essere necessariamente aggiunto l'abbattimento acustico dovuto alla posizione sotto o sopra vento del recettore rispetto agli aerogeneratori: di fatto tale differenza può raddoppiare l'esposizione del recettore al rumore.

Ci si propone, pertanto, di approfondire in futuro tale analisi monitorando il fenomeno nei diversi periodi stagionali e collocando i microfoni sotto e sopra vento.

## 5. Bibliografia

- [1] ENI – Energia della cultura Energia Eolica, 2012
- [2] S. Oerlemans, P. Sijtsma B. Mendez Lopez, “Location and quantification of noise sources on a wind turbine”, 1° International meeting on wind turbine noise, Berlin, 2005.
- [3] F. Van der Berg, “Wind profile over complex terrain”, 2° International Meeting on wind turbine noise, Lione, 2007
- [4] S. A. Janssen, H. Vos, A. R. Eisses, E. Pedersen, “A comparison between exposure-response relationships for wind turbine annoyance and annoyance due to other noise sources”, J. Acoust. Soc. Am. 130, December 2011
- [5] P. Gallo, L. Fredianelli, D. Palazzuoli G. Licitra, “A new procedure for the assessment of wind turbine noise”, Renewable Energy, Outgoing, 2014
- [6] G. Licitra, L. Fredianelli, “Which limits for wind turbine noise? A comparison with other types of sources using a common metric.” 5° International meeting on wind turbine noise, Denver, 2013
- [7] IEC 61672-1:2002, Electroacoustics - Sound level meters - Part 1
- [8] G. P. van der Berg, “The sound of high winds: the effect of atmospheric stability on wind turbine sound and microphone noise”, Tesi di dottorato, Università di Groningen, 2006
- [9] L. Fredianelli, G. Licitra et al., “The suitable parameters to assess noise impact of a wind farm in a complex terrain: a case-study in Tuscan hills”, Euronoise Prague, 2012
- [10] Decreto del Ministero dell’Ambiente del 16 marzo 1998, Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico
- [11] ISPRA/ARPA/APPA, Linee guida per la valutazione e il monitoraggio dell’impatto acustico degli impianti eolici Parti I, II e III, 2012
- [12] ARPA Puglia, Linee guida per la valutazione della compatibilità ambientale - paesaggistica per gli impianti di produzione ad energia eolica, 2013
- [13] Norma UNI/TS 11143-7, Metodo per la stima dell’impianto e del clima acustico per tipologia di sorgenti – Parte 7: Rumore degli aerogeneratori, 2013
- [14] A.M. – ENEL, Dati servizio Meteorologico Stazione Met. A.M. 261 Foggia Amendola, Rilievo 1/1960; 12/1991
- [15] Alerion S. Tec. e Svil. S.r.l., Dati meteo e rpm, Rilievo ott-nov/2013, S. M. in L.



**LINEE GUIDA PER LA VALUTAZIONE  
DELLA COMPATIBILITÀ AMBIENTALE – PAESAGGISTICA  
IMPIANTI DI PRODUZIONE AD ENERGIA EOLICA**

*Maggio 2013*



**ARPA PUGLIA**  
*Corso Trieste, 27*  
*70126 Bari*  
*Tel. 080/5460201*  
*Fax 080/5460200*

**Responsabile Scientifico:**

*Dr. Massimo Blonda*

**Coordinamento:**

*Dr. Vito Perrino*

**Redattori:**

*Dr. Roberto Barnaba*

*Ing. Francesco Busseti*

*Dr.ssa Anna Guarnieri Calò Carducci*

*Dr. Francesco Cuccaro*

*Dr.ssa. Filomena Lacarbonara*

*Dr.ssa Patrizia Lavarra*

*Ing. Roberto Primerano*

*Ing. Nicola Robles*

*Dott.ssa Maddalena Schirone*

**Estensore:** *Ing. Nicola Robles*

**Con il contributo:** *Ufficio Legale e Contenzioso di ARPA Puglia:*

*GdL\_FER – ARPA Puglia/ Dipartimenti Provinciali di ARPA Puglia*

<b>INDICE</b>		
<b>PREMESSA</b>		<b>4</b>
<b>CAPITOLO 1. LA TECNOLOGIA EOLICA</b>		<b>4</b>
<b>1.1</b>	<b>La produzione di energia con tecnologia eolica</b>	<b>4</b>
<b>1.2</b>	<b>Caratteristiche aerogeneratori</b>	<b>4</b>
<b>1.3</b>	<b>Tipologia di impianti eolici</b>	<b>6</b>
<b>1.4</b>	<b>Principi di funzionamento di un aerogeneratore</b>	<b>7</b>
<b>1.5</b>	<b>Opere accessorie</b>	<b>8</b>
<b>CAPITOLO 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b>		<b>10</b>
<b>2.1</b>	<b>Normativa Nazionale</b>	<b>10</b>
<b>2.2</b>	<b>Normativa Regionale</b>	<b>10</b>
<b>2.3</b>	<b>Normativa V.I.A.</b>	<b>10</b>
<b>CAPITOLO 3. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI</b>		<b>12</b>
<b>3.1</b>	<b>Atmosfera</b>	<b>12</b>
<b>3.2</b>	<b>Suolo e sottosuolo</b>	<b>12</b>
<b>3.3</b>	<b>Rifiuti</b>	<b>13</b>
<b>3.4</b>	<b>Flora, fauna ed ecosistemi</b>	<b>14</b>
<b>3.5</b>	<b>Campi elettrici e magnetici</b>	<b>16</b>
<b>3.6</b>	<b>Rumore e vibrazioni</b>	<b>16</b>
<b>3.7</b>	<b>Ambiente idrico</b>	<b>19</b>
<b>3.8</b>	<b>Paesaggio</b>	<b>19</b>
<b>3.9</b>	<b>Salute pubblica</b>	<b>20</b>
<b>3.10</b>	<b>Altri impatti</b>	<b>21</b>
<b>CAPITOLO 4. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI</b>		<b>22</b>
<b>CAPITOLO 5. VALUTAZIONE DELLA COMPATIBILITA' AMBIENTALE</b>		<b>25</b>
<b>5.1</b>	<b>Criteri di localizzazione ed installazione</b>	<b>25</b>
<b>5.2</b>	<b>Fase di cantiere</b>	<b>27</b>
<b>5.3</b>	<b>Fase di esercizio</b>	<b>27</b>
<b>5.4</b>	<b>Fase di dismissione</b>	<b>27</b>
<b>CAPITOLO 6. MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE</b>		<b>28</b>
<b>6.1</b>	<b>Mitigazione e Compensazione</b>	<b>28</b>

## PREMESSA

Il presente documento costituisce uno strumento di supporto per i tecnici ARPA nella valutazione dei progetti di impianti eolici. L'obiettivo è quello di uniformare i criteri, le procedure e le modalità applicative per la valutazione.

Le linee-guida sono il risultato di un percorso metodologico che parte dalla descrizione delle tecnologie del settore per analizzarne i potenziali impatti e definire indicatori e criteri di valutazione.

Con l'incremento dell'utilizzo di Fonti a Energia Rinnovabile (FER), il numero degli impianti eolici in uso sta aumentando vertiginosamente, particolare attenzione sarà rivolta agli impatti cumulativi di più interventi in uno stesso ambito territoriale. **Per la stesura del presente documento è stato tenuto in particolare considerazione il Principio di Precauzione, così come raccomandato ed indicato anche da trattati e altri documenti ufficiali della Comunità Europea.**

Gli operatori del settore, al contempo, possono fare riferimento alle indicazioni contenute nel presente documento per la produzione di documentazione progettuale adeguata e completa.

## CAPITOLO I. LA TECNOLOGIA EOLICA

### 1.1 La produzione di energia con tecnologia eolica

L'energia eolica ha sempre fornito la forza propulsiva alle navi a vela ed è stata usata per azionare i mulini a vento. L'utilizzo di questo tipo di energia è caduto successivamente in disuso con la diffusione dell'energia elettrica e con l'estesa disponibilità a basso costo di motori alimentati da combustibili fossili.

L'energia eolica è l'energia cinetica estratta dal vento, convertita da turbine eoliche in energia meccanica di rotazione e utilizzata per produrre elettricità attraverso aerogeneratori. Una massa d'aria che si muove con una certa velocità è dotata di una certa potenza, le pale di un aerogeneratore estraggono parte di tale potenza. Il vento attrae per diversi motivi. **È abbondante, economico, inesauribile e ben distribuito, una serie di attributi che nessun'altra fonte energetica possiede.**

Tuttavia la recente attenzione rivolta ai cambiamenti climatici, l'esigenza di incrementare la quota di energia pulita ed i timori di una diminuzione futura della disponibilità di petrolio hanno promosso un rinnovato interesse per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e quindi anche dall'eolico.

Durante l'ultimo decennio del 20° secolo sono stati costruiti e testati diversi modelli di turbine eoliche: con rotor ad asse verticale e orizzontale, con numero variabile di pale, con il rotore posizionato sopravento o sottovento alla torre, ecc. La turbina ad asse orizzontale con rotore a tre pale sopravento si è dimostrata la tipologia usualmente più idonea e ha avuto di conseguenza un notevole sviluppo, segnato sia da una rapida crescita in dimensione e potenza, sia da un'ampia diffusione. **Per poter sfruttare l'energia eolica, è molto importante tenere conto delle forti variazioni di velocità tra località diverse: siti distanti tra loro pochi chilometri possono essere soggetti a condizioni di vento nettamente differenti e rivestire un interesse sostanzialmente diverso ai fini dell'installazione di turbine eoliche.**

**La forza del vento cambia su una scala di giorni, di ore o minuti, a seconda delle condizioni meteorologiche.**

**Quando si prende in considerazione un sito per l'installazione di una turbina eolica, è fondamentale valutare l'entità reale della risorsa eolica.**

**Usualmente si installa quindi nel sito una torre anemometrica per diversi mesi, in modo da monitorare la velocità e la direzione del vento ed i livelli di turbolenza a quote diverse. I dati registrati consentono la valutazione sia della produzione futura di energia, sia della fattibilità economica del progetto.**

### 1.2 Caratteristiche degli aerogeneratori

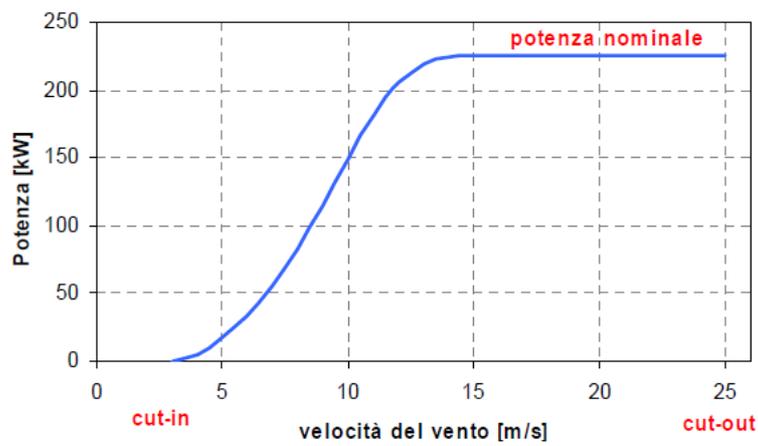
Volendo fare una distinzione in base alla potenza degli aerogeneratori si hanno impianti così classificabili:

- *micro-eolici* per potenze inferiori a 20kW e costituito da impianti destinati principalmente all'alimentazione di utenze domestiche;
- *mini-eolici* per potenze tra 20 e 200kW con impianti prevalentemente destinati alla produzione e vendita dell'energia elettrica;

- *eolici* per potenze superiori a 200kW e prevalentemente costituiti da parchi eolici per l'immissione dell'energia prodotta nella rete di trasmissione.

Ogni aerogeneratore ha un funzionamento caratterizzato da precisi valori di velocità, riferite a diverse fasi:

- **Velocità di avvio** - il rotore inizia a girare e l'alternatore produce una tensione, che aumenta con l'aumento della velocità del vento;
- **Velocità di cut-in** (2-4 m/s) - quando la tensione è abbastanza elevata da essere utilizzabile nell'applicazione specifica, allora viene davvero prodotta energia e si attiva l'intero circuito, che diventa il carico dell'aerogeneratore;
- **Velocità nominale** (10 - 14 m/s) - è la velocità alla quale viene prodotta la potenza nominale;
- **Velocità di cut-off** (20 - 25 m/s) - è la velocità del vento oltre la quale il rotore deve essere fermato per evitare danni alla macchina, è il sistema di controllo che interviene adeguatamente, con opportuni sistemi attivi o passivi.



*Possibile Curva di potenza di un aerogeneratore*

Una turbina eolica deve inoltre essere progettata per funzionare con temperature ambiente che variano da -10°C a +40°C in condizioni normali e da -20°C a +50°C in condizioni ambientali estreme (CEI EN 61400-1). Fino a qualche tempo fa, la taglia di aerogeneratore più diffusa era compresa fra 600 e 850kW, con rotore generalmente munito di tre pale, con diametro fra 40 e 55m ed un'altezza del mozzo dal terreno di circa 50m.

Negli ultimi tempi, in Italia come nell'Europa settentrionale, si è cominciato ad installare turbine con potenze da 1.5 a 3MW, con rotore sempre a tre pale, con diametri fra 70 e 90m ed un'altezza del mozzo di circa 100m.

Gli aerogeneratori di piccola taglia comprendono invece anche le turbine ad asse verticale, con unità da poche decine di W a qualche kW per impieghi isolati o connessi alla rete ma per alimentazione di utenze domestiche.

Come aerogeneratori di grossa taglia, esistono invece già turbine da 5-6 MW, con rotori di diametro fra 120 e 130m, tipicamente impiegati negli impianti off-shore (impianti eolici installati in mare aperto). La potenza massima della singola turbina attualmente in commercio è di 8 MW, ma sono in progetto turbine da 10 MW con diametri del rotore da 160m.

L'interesse per gli impianti off-shore è dato dal fatto che consentono di sfruttare venti di intensità maggiore e regolare e con un minor impatto visivo. Inoltre, mentre la producibilità annua di un impianto on-shore (impianti eolici installati sulla terra ferma) è dell'ordine di 1500-2500 MWh/MW, quella di un impianto off-shore è dell'ordine di 3000-3500 MWh/MW. Con le tecnologie disponibili per l'installazione delle turbine eoliche fissate sul fondo marino, possono essere sfruttate aree off-shore con acque profonde fino a 30-40m. Per profondità superiori si ricorre agli aerogeneratori galleggianti in fase di sperimentazione. Tuttavia i parchi eolici off-shore comportano un investimento superiore rispetto agli impianti on-shore per i maggiori costi derivanti dalle fondazioni subacquee e dall'installazione in mare.

Le presenti Linee Guida non prenderanno in considerazione gli impianti eolici off-shore, la cui autorizzazione, anche in ordine alla VIA nella Regione Puglia, è di competenza statale.

La vita di esercizio degli impianti eolici è stimata in circa 20-25 anni, anche se usualmente già dopo i 20 anni, a causa della progressiva diminuzione della produzione energetica causata dall'invecchiamento degli elementi dell'aerogeneratore, i parchi eolici vengono messi in dismissione.

### 1.3 Tipologia degli impianti eolici

Una centrale eolica è una vera e propria centrale elettrica, è costituita da una serie di aerogeneratori, le cosiddette *Wind-Farm* dette “*Fattorie del Vento*”, disposti secondo geometrie ben predeterminate al fine di non creare ostacoli reciproci tra le macchine e di consentire la migliore esposizione verso le direzioni predominanti dei venti. Inoltre gli aerogeneratori sono collegati attraverso una unica linea alla rete locale e nazionale.

Sono posizionate a debita distanza l'una dall'altra, al fine di evitare l'interferenza aerodinamica, che avrebbe due principali conseguenze: la prima correlata all'aumento della turbolenza e la seconda legata alle perdite di potenza.

Le turbine dei parchi eolici possono essere posizionate sia sulla terra ferma (on-shore – Fig. 1) che in mare aperto (off-shore – Fig. 2).



Fig. 1



Fig.2

Fonte: Web

La distanza tra gli aerogeneratori, posizionati a terra, è espressa solitamente in diametri della turbina; si dovrà assumere una distanza minima tra le macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento.

#### *Impianti collegati alla rete di distribuzione*

Tali impianti si possono distinguere in impianti a singolo aerogeneratore (collegato alla rete con o senza utenze di tipo domestico o industriale in parallelo) e in impianti strutturati come parchi eolici.

I primi, se in presenza di utenze in parallelo, utilizzano la rete come “serbatoio” in cui riversare l'energia prodotta in eccesso e non autoconsumata dall'impianto utilizzatore dell'utente e da cui prelevare energia qualora la turbina eolica non sia in grado di sopperire al fabbisogno energetico dell'impianto utilizzatore in situazioni di velocità del vento ridotta.

#### *Impianti non collegati alla rete di distribuzione*

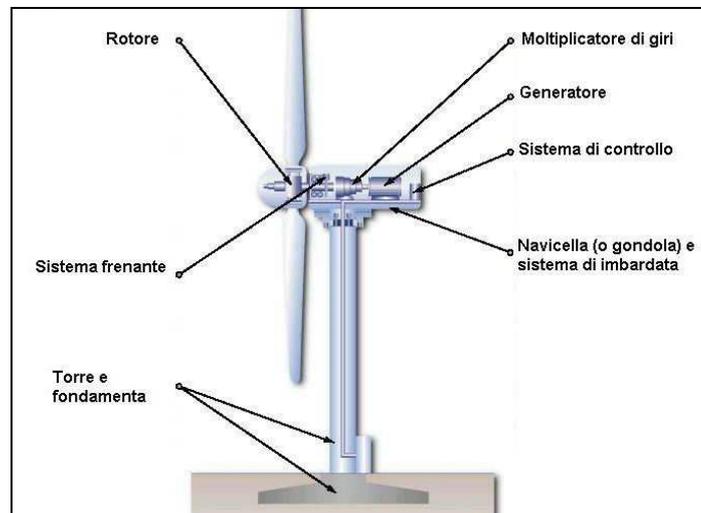
Tali impianti si possono distinguere in impianti per singole utenze isolate e in impianti per reti autonome.

Per le utenze isolate, dove non è possibile o conveniente raggiungere con la rete pubblica per gli elevati costi o per impedimenti tecnici e dove la risorsa vento è sufficiente (indicativamente con una velocità media annua  $>6\text{m/s}$ ), l'energia eolica può costituire un'alternativa affidabile ed economica per alimentare utenze domestiche. Gli impianti eolici per utenze singole devono essere dotati di un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione di energia anche in condizioni scarsamente ventose.

## 1.4 Principi di funzionamento di un aerogeneratore

Il principio di funzionamento di un aerogeneratore è semplice: la spinta del vento è raccolta dalle pale che grazie al loro profilo aerodinamico la trasformano in movimento rotatorio.

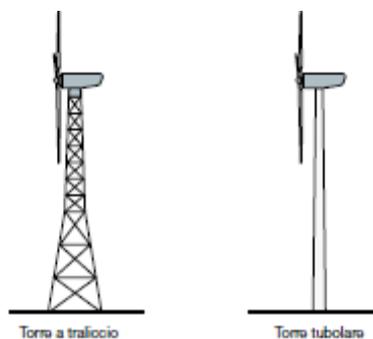
Questa rotazione aziona un generatore di corrente, situato alla sommità della torre, che produce energia elettrica. Generalmente la vita media di queste macchine è di 20 – 25 anni per un funzionamento di 110.000 – 120.000 ore.



Fonte: ENEA

In via esemplificativa un aerogeneratore è composto da:

- **Fondazioni** servono per ancorare la struttura che deve resistere alle sollecitazioni e alle vibrazioni causate dal vento;
- **Torre di sostegno** sostiene la navicella e il rotore, e può essere in metallo (tubolare o a traliccio), in cemento armato e con fibre sintetiche;



L'altezza della torre dipende dal regime di vento del sito d'installazione. Negli impianti on-shore la navicella è collocata generalmente ad un'altezza pari a 1 o 1.2 volte il diametro del rotore.

Le torri tubolari sono usualmente costruite in acciaio laminato; hanno forma conica, con il diametro alla base maggiore di quello alla sommità in cui è posta la navicella.

Le diverse sezioni sono collegate e vincolate tra loro da flange imbullonate.

Le torri sono infisse nel terreno mediante fondazioni costituite in genere da plinti di cemento armato collocati ad una certa profondità.

- **Rotore** è costituito da un mozzo su cui sono fissate le pale. Le pale più utilizzate sono realizzate in fibra di vetro. I rotori a due pale sono meno costosi e girano a velocità più elevate. Sono però più rumorosi e vibrano di più di quelli a tre pale. Tra i due la resa energetica è quasi equivalente. Sono stati realizzati anche rotori con una sola pala, equilibrata da un contrappeso. A parità di condizioni, questi rotori sono ancor più veloci dei bipala, ma hanno rese energetiche leggermente inferiori. Ci sono anche rotori con numerose pale, di solito 24, che vengono impiegati per l'azionamento diretto di macchine, come le pompe per il sollevamento dell'acqua.

Sono stati messi a punto anche dei rotori con pale “mobili”: variando l’inclinazione delle pale al variare della velocità del vento è possibile mantenere costante la quantità di elettricità prodotta dall’aerogeneratore.

- **Navicella** è una cabina in cui sono ubicati tutti i componenti di un aerogeneratore, ad eccezione, naturalmente, del rotore e del mozzo. La navicella è posizionata sulla cima della torre e può girare di 180° sul proprio asse. Per assicurare sempre il massimo rendimento dell’aerogeneratore è importante mantenere un allineamento più continuo possibile tra l’asse del rotore e la direzione del vento. Negli aerogeneratori di media e grossa taglia, l’allineamento è garantito da un servomeccanismo, detto sistema di imbardata, mentre nei piccoli aerogeneratori è sufficiente l’impiego di una pinna direzionale. Nel sistema di imbardata un sensore, la banderuola, indica lo scostamento dell’asse della direzione del vento e aziona un motore che riallinea la navicella
- **Freno** è costituito da due sistemi indipendenti di arresto delle pale: un sistema di frenaggio aerodinamico e uno meccanico. Il primo viene utilizzato per controllare la potenza dell’aerogeneratore, come freno di emergenza in caso di sovravelocità del vento e per arrestare il rotore. Il secondo viene utilizzato per completare l’arresto del rotore e come freno di stazionamento.
- **Generatore** trasforma l’energia meccanica in energia elettrica;
- **Sistema di imbardata**, tiene allineato l’asse del rotore con la direzione del vento;
- **Moltiplicatore di giri**, serve per aumentare il numero di giri compiuti dal rotore in modo da migliorare il rendimento del generatore di elettricità;
- **Sistema di controllo** Il funzionamento di un aerogeneratore è gestito da un sistema di controllo che svolge due diverse funzioni. Gestisce, automaticamente e non, l’aerogeneratore nelle diverse operazioni di lavoro e aziona il dispositivo di sicurezza che blocca il funzionamento dell’aerogeneratore in caso di malfunzionamento e di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

Tali sistemi forniscono la logica di controllo, per comandare le procedure di avviamento ed arresto della turbina stessa e per assicurare che la turbina operi entro determinati parametri di funzionamento prestabiliti, proteggendo in particolare il rotore dalle sovra-velocità e le diverse parti del circuito elettrico dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni.

La logica di controllo è usualmente programmata in un PLC. In particolare i sistemi di protezione/sezionamento disconnettono la turbina dalla rete in caso di malfunzionamento e consentono quindi il corretto funzionamento delle altre turbine eoliche in una centrale eolica.

- **Dispositivi ausiliari**  
I principali dispositivi ausiliari montati all’interno della navicella comprendono un dispositivo idraulico per lubrificare il moltiplicatore di giri o le altre parti meccaniche e scambiatori di calore per il raffreddamento dell’olio e del generatore, ivi compresi pompe e ventilatori. Sulla sommità della navicella sono installati anemometri e banderuole per il controllo della turbina, luci di segnalazione per gli aerei. Per migliorare l’affidabilità dell’aerogeneratore vengono impiegati diversi sensori che monitorano lo stato dei vari componenti e segnalano eventuali malfunzionamenti che necessitano di operazioni di manutenzione.

## 1.5 Opere accessorie

### La viabilità di accesso

La viabilità di accesso è costituita dall’insieme dei tracciati stradali necessari al trasporto degli aerogeneratori dalle fabbriche di produzione al sito eolico, esattamente fino all’area destinata allo stoccaggio. La viabilità di accesso primaria dovrà essere obbligatoriamente già presente, e sarà compito esclusivo del proponente verificarne le caratteristiche dimensionali e l’idoneità al transito dei mezzi previsti.

### L'area di stoccaggio

L'area di stoccaggio è predisposta per il deposito temporaneo degli elementi delle turbine e segna fisicamente l'ingresso al parco eolico.

Esse dovranno essere presenti in numero pari a quello degli accessi principali e le loro dimensioni dovranno essere proporzionali alla quantità di apparecchiature da installare.

### La viabilità interna

Per viabilità interna ci si riferisce alla serie di percorsi interni del parco, che collegano l'area di stoccaggio con le piazzole di montaggio degli aerogeneratori.

### Le piazzole di montaggio e le fondazioni degli aerogeneratori

In queste aree vengono realizzati i plinti di fondazione delle turbine eoliche e sistemate le gru e le attrezzature necessarie al sollevamento dei vari elementi. Come per tutte le strutture civili od industriali, alla base della torre sono necessarie delle fondazioni, cioè delle strutture che trasferiscono a terra i carichi che agiscono sulla macchina eolica: peso proprio, spinta del vento ed azioni sismiche.

### Le sottostazioni elettriche e i cavidotti

Nelle sottostazioni elettriche viene convogliata l'energia prodotta dalle turbine eoliche ed elevata alla tensione della rete nazionale. Queste strutture devono essere quindi realizzate in adiacenza alle linee di trasmissione nazionali.

I cavidotti, generalmente interrati, rappresentano le opere di allacciamento elettrico, collegano fra loro gli aerogeneratori e quindi il parco eolico alla rete di trasmissione elettrica nazionale.

**CAPITOLO II. NORMATIVA DI RIFERIMENTO**NORMATIVE NAZIONALI

- [Decreto Legislativo 3 marzo 2011 nr. 28](#) - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- [Decreto 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico](#) - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
- [Decreto legislativo n. 387 del 29/12/2003](#): Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
- [D.lgs n. 115 del 30/05/2008](#): Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali di energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE
- [DECRETO 18 dicembre 2008](#): Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244
- [DECRETO 17 Ottobre 2007](#): Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS)

NORMATIVE REGIONALI

- [Legge regionale 24 settembre 2012, n. 25](#) - Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- [Regolamento regionale 30 dicembre 2010 n.24](#) - "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" Regione Puglia  
[Allegato 1](#) - [Allegato 2](#) - [Allegato 3](#)
- [Legge regionale n.31 del 21/10/2008](#): Norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- [L.R. n.17 del 14/06/2007](#): Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale
- [L.R. n.25 del 03/08/2007 vol.1](#) vol.2: Assestamento e seconda variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2007
- [L.R. n.40 del 31/12/2007](#): Disposizioni per la formazione del bilancio di previsione 2008 e bilancio pluriennale 2008-2010 della Regione Puglia
- [PEAR Regione Puglia n.827 del 08-06-2007](#)
- [Legge n.394 del 06-12-1991](#) : Legge quadro aree protette

NORMATIVA V.I.A.

- [Legge regionale 19 novembre 2012, n. 33](#) “Modifica della disciplina inerente la costituzione del Comitato regionale per la valutazione di impatto ambientale di cui alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11”.  
(Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 167 del 21-11-2012).
- [DGR 2122 del 23 ottobre 2012](#) “Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione di impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale”.  
(Bollettino Ufficiale della Regione Puglia – n. 160 del 07/11/2012).

- [Legge Regionale 18 ottobre 2010, n. 13](#) “*Modifiche e integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell’impatto ambientale)*”.  
(*Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 159 suppl. del 19-10-2010*).
- [DGR 28 dicembre 2009, n. 2614](#) - Circolare esplicativa delle procedure di VIA e VAS ai fini dell’attuazione della Parte Seconda del D. Lgs 152/2006, come modificato dal D. Lgs 4/2008. [Circolare Regionale n. 1 del 2009 in merito all’applicazione delle procedure di VIA e VAS nelle more dell’adeguamento della L.R. 11/2001 e s.m.i.].  
(*Bollettino Ufficiale della Regione Puglia – n. 15 del 25-01-2010*).
- [Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4](#) - Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.  
(*Gazzetta Ufficiale n. 24 del 29 gennaio 2008 - Supplemento Ordinario n. 24*).
- [Legge Regionale 12 aprile 2001, n. 11](#) – “*Norme sulla valutazione dell’impatto ambientale*”.  
(*Bollettino Ufficiale della Regione Puglia – n. 57 suppl. del 12-4-2001*).

## CAPITOLO 3. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SULLE COMPONENTI AMBIENTALI

Nelle presenti LG, sono stati presi in esame gli impianti eolici intesi nel loro complesso, costituiti quindi sia dagli aerogeneratori che dalle opere accessorie, quali cabine elettriche, strade di servizio, elettrodotti, piazzole, ecc. necessarie a garantire il trasferimento dell'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori all'utenza finale.

Si analizzano di seguito i principali impatti ambientali derivanti dalla realizzazione delle cosiddette “wind-farm”.

### 3.1 Atmosfera

In merito alla realizzazione di tali impianti, si precisa che, la stima degli impatti sulla componente atmosfera, e quindi sulla qualità dell'aria, non può che essere positiva in quanto si tratta di energia prodotta senza utilizzo diretto di combustibili.

I possibili impatti sulla componente atmosfera son legati essenzialmente alla fase di cantiere, risultando dunque di ampiezza e durata limitata. E' necessario effettuare un'analisi dei possibili fattori di disturbo (scavi, emissioni polverulente, gas di scarico dei veicoli e dei mezzi di cantiere, ecc.) al fine di adottare opportune misure di mitigazione.

Il proponente deve utilizzare tecniche per la riduzione della produzione o la propagazione di polveri, quali: bagnatura delle piste di servizio non pavimentate in conglomerato cementizio o bituminoso; lavaggio delle ruote degli autocarri in uscita dal cantiere e dalle aree di approvvigionamento e conferimento dei materiali; bagnatura e copertura con teloni del materiale trasportato dagli autocarri; pulizia delle strade pubbliche utilizzate. Le bagnature non devono provocare fenomeni di inquinamento delle acque, dovuto a dispersione o dilavamento incontrollati.

### 3.2 Suolo e sottosuolo

È opportuno che il cantiere occupi la minima superficie di suolo aggiuntiva rispetto a quella occupata dall'impianto e interessi, ove possibile, aree degradate da recuperare o comunque suoli già disturbati e alterati.

Il proponente deve dimostrare la compatibilità dell'impianto eolico e di tutte le opere connesse con le norme disposte dalla pianificazione di bacino per le aree a pericolosità idraulica e per le aree a pericolosità geomorfologica. Nel caso di pendenze superiori al 20% si dovrà dimostrare che la realizzazione di impianti eolici non produrrà ulteriori processi di erosione e fenomeni di dissesto idrogeologico.

In prossimità di morfostrutture carsiche, quali doline e inghiottitoi, dovranno essere valutate le modalità di ubicazione degli impianti e delle opere connesse. La presenza di grotte non è idonea all'installazione di impianti eolici di qualunque potenza e dimensione, in funzione del rischio crollo e delle interferenza per scavi. Con riferimento alla presenza di lame e gravine, gli interventi che interessano tali strutture devono garantire il loro ruolo di componenti idrauliche, ecologiche e storico testimoniali del paesaggio pugliese, assicurando il mantenimento della sezione idraulica, salvaguardando gli elementi di naturalità, mitigando i processi di frammentazione degli habitat e degli ecosistemi, promovendo l'inclusione degli stessi in un sistema di corridoi di connessione ecologica.

Dovranno essere indicati i percorsi utilizzati per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto, privilegiando l'utilizzo di strade esistenti ed evitando la realizzazione di modifiche ai tracciati. Andranno valutati accessi alternativi con esame dei relativi costi in termini ambientali. In ogni caso non dovranno essere abbattute alberature stradali ad alto fusto.

Nel caso sia indispensabile realizzare tratti viari di nuovo impianto essi andranno accuratamente indicati; saranno da preferire quelle soluzioni che consentano il ripristino dei luoghi una volta realizzato l'impianto, attraverso la realizzazione di piste in terra o a bassa densità di impermeabilizzazione aderenti all'andamento del terreno.

Il rifornimento di carburanti e lubrificanti nella fase di cantiere deve avvenire su un'area attrezzata e impermeabilizzata al fine di evitare possibili contaminazioni accidentali del suolo e sottosuolo. Le eventuali

cisterne per lo stoccaggio di idrocarburi devono essere esterne e provviste di bacini di contenimento, opportunamente dimensionati in funzione della capacità delle cisterne medesime.

La presenza fisica del cantiere (e successivamente dell'impianto) non deve precludere l'esercizio delle attività agricole nei fondi confinanti e la continuità della viabilità rurale esistente. Dovrà essere evitata l'occupazione, temporanea o permanente, di suolo investito con colture agricole di pregio, come ad esempio vigneti a denominazione di origine ed oliveti specializzati.

Al termine dei lavori della fase di cantiere il proponente deve procedere al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni, restituendo alle condizioni iniziali le aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di esercizio (piste, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali).

Nel progetto di dismissione dell'impianto a fine esercizio devono essere riportati gli interventi necessari al ripristino geomorfologico e vegetazionale dei luoghi allo stato originario, completi della valutazione economica dell'intervento complessivo. Per i ripristini vegetazionali deve essere previsto l'utilizzo di essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone. Per le opere di contenimento e ripristino geomorfologico si dovrà ricorrere a tecniche di ingegneria naturalistica.

### 3.3 Rifiuti

Premesso che la normativa di settore dei rifiuti, e in particolare quella su materiali da scavo ed inerti (DM 161/12 e regolamento regionale n. 6/2006), prevede una serie di elaborati di dettaglio sulla gestione dei suddetti materiali, è opportuno che tali elaborati siano allegati all'istanza per l'autorizzazione dell'impianto insieme con quelli specificamente richiesti. Inoltre è opportuno includere negli elaborati necessari all'autorizzazione una sezione specifica riguardante i rifiuti. In particolare devono essere riportati i seguenti contenuti minimi:

- quantità e tipologie di rifiuti prodotti in fase di cantiere;
- computo totale dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti terra in generale (fondazioni superficiali e profonde, pali di fondazione, cavidotti, viabilità, opere accessorie), con sezioni e planimetrie. Si dovranno specificare, rispetto alla quantità totale prodotta: 1) la quota parte destinata al riutilizzo in situ, con esclusione dalla normativa dei rifiuti; 2) quantità eccedente al riutilizzo in situ che si intenda gestire come sottoprodotto ai sensi dell'art. 184 bis e del DM 161/2012; 3) quantità di materiale da gestire come rifiuto;
- riferimento a elaborati di dettaglio richiesti dalla normativa e allegati all'istanza di autorizzazione;
- ubicazione e caratteristiche dei depositi di rifiuti, sottoprodotti e materiali da riutilizzare in sito;
- prospetto con indicazione delle tipologie e quantità di rifiuti derivanti dalle attività di dismissione (a titolo di esempio cavi elettrici e materiali inerti), con riferimento alla destinazione finale degli stessi (smaltimenti/recupero) e con una stima dei costi relativi a tali attività.

Si sottolinea che, in linea con i principi europei in merito alla gerarchia di gestione dei rifiuti, si prescrive che i progetti tendano a garantire il massimo recupero e riutilizzo dei rifiuti prodotti.

Con specifico riferimento al solo materiale da scavo, il proponente dovrà garantirne il massimo riutilizzo in cantiere. Per i materiali per cui è possibile l'esclusione dalla normativa di rifiuto ai sensi dell'art. 185 comma 1 lettera d) del D. Lgs. 152/06, il proponente dovrà preventivamente riportare nella relazione tutti i dati atti a dimostrare che il materiale da escludere dalla normativa dei rifiuti sia conforme ai criteri dell'art. suddetto e di seguito riportato: *“il suolo non contaminato e altro materiale allo stato naturale escavato nel corso di attività di costruzione, ove sia certo che esso verrà riutilizzato a fini di costruzione allo stato naturale e nello stesso sito in cui è stato escavato”*. In particolare dovranno essere definiti nella relazione i seguenti punti: quantità, provenienza, ubicazione degli scavi, ubicazione dei luoghi di riutilizzo all'interno del cantiere, depositi, computo dei volumi di scavo e quelli di reinterro con elaborati grafici (sezioni e planimetrie). Inoltre il proponente dovrà dimostrare la non contaminazione del materiale con analisi eseguite su lotti omogenei su ciascun intervento.

La parte di materiale eccedente al riutilizzo in sito potrà essere gestita dal proponente come sottoprodotto ai sensi del DM 161/2012, previo rispetto delle prescrizioni del suddetto decreto, in particolare la redazione del Piano di utilizzo la caratterizzazione ambientale. La caratterizzazione dovrà essere definita prima degli

interventi ed allegata alla documentazione necessaria per l'autorizzazione, con un livello di dettaglio pari a quello necessario per l'espletamento della procedura di approvazione dell'opera.

Per la scelta dei punti di campionamento, per ogni area di installazione di ogni singola pala eolica si consideri il criterio riportato nella tabella dell'allegato 2 del DM 161/2012 (minimo 3 punti), mentre per i cavidotti interrati e per le opere di viabilità si considerino i criteri per le opere lineari in riferimento allo specifico livello di dettaglio di progettazione. Per quanto riguarda i parametri da analizzare, considerando che in caso di realizzazione di più pale eoliche possono essere interessate porzioni di territorio molto distanti tra loro e con differenti caratteristiche chimico-fisiche, è opportuno che il set minimo di parametri sia quello indicato dalla tabella 4.1 dell'allegato 4 del DM 161/2012.

Nel caso in cui il proponente non presenti la documentazione prevista dal DM 161/2012 il materiale in eccesso rispetto all'utilizzo in situ sarà considerato rifiuto.

Per tutti i rifiuti prodotti in fase di cantiere si deve tenere conto dei seguenti punti:

- depositi temporanei di rifiuti: specificare se si intende utilizzare il criterio "quantitativo" o "qualitativo" per la gestione dei depositi temporanei di rifiuti in fase di cantiere, in conformità al punto 2 della definizione bb) di "deposito temporaneo" dell'art.183 del D.Lgs 152/06. I depositi temporanei devono essere ubicati su aree pavimentate o i rifiuti riposti all'interno di cassoni scarrabili, in aree delimitate e dotate di apposita cartellonistica con indicazione dei codici CER dei rifiuti, caratteristiche di pericolosità degli stessi, norme di manipolazione. I depositi di rifiuti devono essere fisicamente separati da quelli delle materie prime o di sottoprodotti;
- tenuta di un registro delle giacenze dove annotare i quantitativi di rifiuti presenti presso il deposito temporaneo. Tale documento sarà compilato parallelamente al registro di "carico e scarico rifiuti" e dovrà essere disponibile presso il deposito stesso al fine di verificarne il rispetto dei limiti dei quantitativi massimi;
- nel caso in cui i materiali inerti siano gestiti come "sottoprodotti" i materiali, ai fini dell'esclusione di tali materiali dalla normativa dei rifiuti, quindi per la qualifica di sottoprodotti, si prescrive che siano ottemperati gli obblighi e gli adempimenti previsti dal Regolamento Reg. Puglia 06/2006, verificando infine il rispetto delle caratteristiche tecniche degli aggregati riciclati definite nella circolare M.A.T.T. n.5205 del 2005;
- assicurare l'adeguato smaltimento degli oli derivanti dalla lubrificazione dei mezzi d'opera e degli impianti eolici, presso il "Consorzio Obbligatorio degli oli esausti" (art. 233 del D.Lgs. n. 4/2008) in considerazione delle caratteristiche di pericolosità degli stessi.

### 3.4 Flora, fauna ed ecosistemi

I possibili impatti sulla flora e sulla vegetazione determinati dall'installazione di centrali eoliche possono essere così riassunti:

- modifica della compagine dovuta alle operazioni di scortico del manto preesistente per la costruzione di trincee e fondamenta;
- perdita di esemplari di specie di flora minacciata, contenuta in Liste Rosse;
- frammentazione o sottrazione di habitat naturali (es. boschi, macchie, garighe, pseudosteppa), già compresi in aree protette o su cui attualmente non vigono norme di salvaguardia, ossia non inclusi nella rete ecologica regionale (aree protette, siti Natura 2000, zone Ramsar);
- sottrazione di colture agricole di pregio o di singoli alberi (espianto di frutteti, oliveti secolari, vigneti tradizionali, ecc.);
- trasformazione permanente del sito per mancata dismissione degli impianti e mancato ripristino dello stato dei luoghi.

Al fine di far emergere l'eventuale presenza nell'area di elementi floristico-vegetazionali rilevanti, sarebbe opportuno, dunque, uno studio ex-ante dei luoghi interessati dall'installazione che contenga un elenco delle specie riscontrate, sia su base bibliografica sia da osservazioni dirette (sopralluoghi mirati alla conoscenza del sito), una cartografia degli habitat ed una documentazione fotografica. L'utilità di tale studio si estende anche alla fase di dismissione delle pale che dovrà essere seguita dal ripristino vegetazionale dello stato dei luoghi.

Per quel che riguarda i terreni in cui risultano coltivati gli uliveti considerati monumentali ai sensi della legge regionale 4 giugno 2007, n.14 (Tutela e valorizzazione del paesaggio degli ulivi monumentali della Puglia), nelle more della conclusione del Censimento degli ulivi monumentali previsto, i proponenti dovranno acquisire un'autorizzazione rilasciata dalla Commissione per la Tutela degli alberi monumentali, ai sensi delle procedure disciplinate dalla stessa L.R. 14/2007 e dalla DGR 707/2008.

La tutela degli ulivi non aventi carattere di monumentalità, inoltre, resta disciplinata dalla legge 14 febbraio 1951, n. 144. Per la sottrazione o perdita di altre aree coltivate verificare il possesso di eventuali autorizzazioni all'espianto.

L'impatto sulla fauna è quello che assume decisamente maggiore rilevanza e tutte le fasi di un impianto eolico, di cantiere, di esercizio e di dismissione, possono generare su di essa un notevole impatto. Le classi animali che possono subire disturbo sono i chiroterteri, i rapaci diurni e notturni, gli uccelli migratori e svernanti ed, in minor misura, i mammiferi. La mammalofauna stanziale viene maggiormente impattata durante la fase di cantiere, mentre per uccelli e chiroterteri sussiste il rischio di collisione e morte con le pale eoliche durante la fase di esercizio. L'entità del disturbo alla fauna è da porre in relazione anche alla vicinanza del sito ad aree naturali che fungono da siti trofici oltre che da rifugio per la fauna.

Anche in questo caso, al fine di far emergere l'eventuale presenza nell'area di elementi faunistici importanti, risulta necessario uno studio faunistico ex-ante dei luoghi interessati dall'installazione (monitoraggio *ante operam*), che contenga un elenco delle specie determinate sia attraverso osservazione diretta (sopralluoghi e censimenti) che indiretta (presenza di habitat di specie o consultazione di dati bibliografici). Il monitoraggio *ante operam* dovrà riportare anche informazioni sullo status delle popolazioni, sui siti di nidificazione e svernamento e sulle rotte migratorie. E' particolarmente importante redigere uno studio faunistico di dettaglio riferito ad un vasto intorno (almeno con buffer pari a 5 Km) rispetto al sito prescelto per l'insediamento dell'impianto e delle sue opere connesse. Lo studio dovrà essere particolarmente accurato nella sezione relativa ad avifauna e chiroterteri. In particolare dovranno essere definite e mappate le rotte migratorie nonché i siti di nidificazione e svernamento.

I dati del monitoraggio *ante operam* saranno confrontati con quelli del monitoraggio *post-operam*.

In relazione ai vincoli ecologici, sono da escludere le aree sottoposte a regime di tutela: aree protette nazionali e regionali, Siti Natura 2000, I.B.A. Important Birds Area, aree Ramsar, le oasi venatorie, le zone umide e altre aree di pregio ai fini della conservazione della biodiversità. L'impianto, per una maggiore tutela, dovrà essere localizzato ad una certa distanza da esse, da valutare tramite lo sviluppo di un apposito studio ed in funzione del tipo di impatto.

Per ciò che concerne i siti della Rete Natura 2000 (SIC, ZPS), la normativa vigente prevede che si sottopongano alla procedura di Valutazione di Incidenza i progetti che interferiscono direttamente o indirettamente con essi. Come esempio di incidenza indiretta si può considerare il caso di un impianto eolico che insiste al di fuori di un sito Natura 2000 ma localizzato sulla rotta migratoria di una determinata specie di avifauna. Il progetto dovrà essere sottoposto alla fase preliminare di "Screening" o di "Valutazione Appropriata" a seconda se esso è strettamente connesso oppure no con la gestione e conservazione del sito, ovvero se non sussistono incidenze significative sul sito Natura 2000.

Sul territorio regionale sono state individuate, inoltre, le *Important Bird Area* (IBA) che, in base a criteri definiti a livello internazionale, sono considerate importanti per la conservazione di popolazioni di uccelli in quanto ospitano una frazione significativa delle popolazioni di specie rare o minacciate oppure ospitano eccezionali concentrazioni di uccelli di altre specie. Sulla base di esse sono state perimetrare le Zone di Protezione Speciale, che ricadono dunque nelle IBA. Viste le peculiarità di tali aree ed il ruolo ecologico da esse svolto, si ritiene che esse, rappresentino "aree sensibili" del territorio regionale relativamente alla scelta delle localizzazioni più idonee degli impianti in questione.

Occorre, infine, verificare se persistono vincoli che scattano sulle aree percorse da incendi ai sensi dell'art. 10 della Legge 353/2000. Ciò significa che, se nell'area interessata dal progetto si è verificato un episodio di incendio regolarmente registrato nel catasto degli incendi (RAPF), in essa è fatto divieto di: cambio di destinazione d'uso (15 anni), edificabilità (10 anni), rimboschimenti e ingegneria ambientale (5 anni), pascolo e caccia (10 anni).

### 3.5 Campi elettrici e magnetici

Relativamente agli elettrodotti che fossero realizzati (opere connesse) o le cui condizioni di esercizio venissero modificate per effetto del progetto, la condizione che necessariamente dovrà essere garantita, pena l'incompatibilità del progetto, è il rispetto per il campo elettrico e magnetico, secondo quanto stabilito dalla normativa vigente, dei limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità definiti a tutela della popolazione dal d.p.c.m. 8 luglio 2003. Altra condizione che dovrà essere garantita è quella relativa alle fasce di rispetto degli elettrodotti, per la cui definizione si dovrà fare riferimento alla metodologia di calcolo definita dal decreto 29 maggio 2008 del Ministero dell' Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti".

La documentazione relativa all'impatto da campi elettrici e magnetici degli elettrodotti (opere connesse o elettrodotti la cui condizione di esercizio fossero modificate per effetto della realizzazione dell'impianto) dovrà pertanto essere finalizzata alla valutazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettrici e magnetici ed alla verifica in via previsionale del rispetto, secondo quanto previsto dalla vigente normativa, dei limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità e della conformità alle disposizioni relative ai vincoli determinanti dalla fascia di rispetto. Con il termine elettrodotti si intende quanto definito dalla legge 36/001 (linee, sottostazioni e cabine di trasformazione).

In particolare, la documentazione relativa all'impatto da campi elettrici e magnetici dovrà almeno:

- definire il valore di portata di corrente in servizio normale (con riferimento alla norma CEI 11-60 se applicabile o in termini di analogia se non applicabile) ed il valore di corrente limite di funzionamento permanente;
- indicare il valore di input di corrente utilizzato per le modellizzazioni previsionali dei livelli di induzione magnetica, le motivazioni della scelta di tale valore e se tale valore si possa ritenere cautelativo, anche in confronto con i valori di corrente rispetto in via previsionale dei limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità;
- illustrare adeguatamente le caratteristiche dei conduttori, la loro disposizione e quella delle fasi;
- illustrare i modelli e le ipotesi ed assunzioni utilizzate per la stima dei valori di campo elettrico e induzione magnetica;
- fornire i diagrammi quotati (cioè non indicazione delle dimensioni caratteristiche) delle isolinee di campo (intersezioni di piani perpendicolari agli assi dei conduttori con le superfici isocampo) significative rispetto ai limiti/valori/obiettivi definiti dalla normativa ed in particolare quella relativa all'obiettivo di qualità;
- indicare in cartografia di adeguato dettaglio il tracciato dell'elettrodotto ed individuare e caratterizzare, in una fascia di ampiezza adeguata e obiettivi di qualità;
- determinare con la metodologia definita dal decreto 29 maggio 2008 le distanze e le aree di prima approssimazione e riportarle in cartografia in scala di adeguato dettaglio che riporti anche i ricettori e le linee interferenti;
- fornire i dati previsti dal decreto medesimo per la verifica del calcolo della distanza e delle aree di prima approssimazione;
- per i casi di interferenza della fascia delle distanze e delle aree di prima approssimazione con recettori che potrebbero comportare le situazioni di incompatibilità previste dalla legge 36/01 fornire opportune sezioni trasversali della fascia di dati per la verifica del calcolo della fascia di rispetto previsti dal decreto 29 maggio 2008.

### 3.6 Acustica

Nel caso di Parchi Eolici la valutazione dell'impatto acustico deve interessare tre differenti tipologie di sorgenti sonore inerenti la realizzazione del progetto:

- **Impatto acustico connesso alle attività di cantierizzazione dell'opera;**
- **Impatto acustico connesso all'esercizio dei trasformatori di potenza in progetto**
- **Impatto acustico originato dalle sorgenti "aerogeneratori".**

### **Valutazione impatto acustico connesso alla FASE DI CANTIERE**

La fase di cantiere, anche se temporalmente limitata, può avere impatti significativi e pertanto deve essere soggetta a valutazione.

In particolare il proponente dovrà produrre una idonea valutazione di impatto acustico redatta da Tecnico Competente in Acustica Ambientale ex art. 2 della L. 447/95. In detta valutazione dovrà essere indicato un programma dei lavori riportante le fasce orarie durante le quali verrà svolta l'attività e le varie fasi di cantierizzazione dell'opera. Per ogni fase dovranno essere indicate tipologia e numero di sorgenti sonore utilizzate, complete di dati caratteristici delle emissioni sonore, tempi di utilizzo, e dovrà essere valutato, per ogni fase, il livello di immissione in facciata all'edificio più esposto ai fini della verifica del rispetto dell'art. 17 comma 4 della L.R. n.° 03/02.

Qualora dall'analisi condotta dovesse essere valutato per una o più fasi lavorative un superamento dei limiti di legge, dovranno essere proposte dall'istante adeguate misure di mitigazione ai fini del rispetto della normativa. Il ricorso a dette opere di mitigazione deve essere considerato propedeutico all'eventuale ricorso alle richieste di deroghe di cui all'art. 17 della L.R. 3/02.

### **Valutazione dell'impatto acustico connesso alla FASE DI ESERCIZIO**

La documentazione previsionale di impatto acustico, a firma di tecnico competente in acustica ambientale deve essere redatta con metodo conforme alle vigenti norme di buona tecnica (\*<sup>1</sup>), e deve consentire la valutazione comparativa tra lo scenario ante- operam e post-operam .

#### **Impatto acustico connesso all'esercizio dei trasformatori di potenza**

In un Parco Eolico è prevista anche la realizzazione e l'esercizio di opportuni trasformatori di potenza. Detti impianti sono sorgenti sonore da ricomprendere nella valutazione di impatto acustico inerente la fase di esercizio dell'intera opera, da redigersi sempre a cura di tecnico Competente in Acustica Ambientale ex art. 2 L. 447/95.

La valutazione dovrà essere condotta tenendo conto che dette sorgenti possono esercire sia in tempo di riferimento diurno che notturno.

#### **Impatto acustico connesso all'esercizio degli "aerogeneratori"**

E' possibile individuare due tipologie industriali:

- a) Singolo aerogeneratore, eventualmente anche minieolico, con hub inferiore a 30 m. e / o potenza inferiore a 50kW);
- b) Singolo aerogeneratore con hub uguale o superiore a 30 m. e potenza uguale o superiore a 50kW. Parco eolico ovvero costituito da più aerogeneratori.

**Il caso a)** Il proponente dovrà presentare apposita valutazione di impatto acustico, sempre a firma di Tecnico Competente in Acustica Ambientale, della quale si elencano i seguenti contenuti minimali:

- Descrizione dello stato dei luoghi (territorio, urbanizzazione, orografia) , caratteristiche delle principali sorgenti sonore presenti e variabilità dell'emissione nel periodo di riferimento diurno e notturno ; informazioni sui dati climatici e meteorologici
- Tipologia dei recettori influenzati dal rumore dell'impianto (edifici singoli, complessi residenziali, ruderi, edifici sensibili, destinazione d'uso, ecc.) con individuazione degli stessi anche su planimetria

<sup>1</sup> (\*) La normativa tecnica di riferimento attualmente in vigore è la UNI 11143 -1:2005 e UNI 11143 -5:2005

E' in fase di emanazione (si è conclusa il 5 settembre la fase di inchiesta pubblica del progetto) la norma UNI 11143-7 "metodi per stimare l'impatto e il clima acustico generato dal rumore degli aerogeneratori e degli impianti eolici."

- da produrre in scala adeguata con indicazione delle distanze dagli aerogeneratori più prossimi. Tale analisi dovrà essere corredata da idonea documentazione fotografica;
- Stralcio della classificazione acustica, qualora adottata e approvata, dell'area di interesse del parco eolico.
  - In difetto, classificazione urbanistica dell'area di progetto
  - Limiti normativi;
  - Livello sonoro esistente *ante-operam* nell'area interessata dall'attività soggetta a valutazione d'impatto e nell'area territoriale che risente della presenza di questa sorgente
  - Caratteristiche tecniche, costruttive e di emissione dell'impianto eolico oggetto della valutazione di impatto. In particolare per gli aerogeneratori dovrà essere indicato ogni dato utile per poter stimare le emissioni acustiche in condizioni di massimo disturbo;
  - Indicazione esatta dell'aerogeneratore (marca, modello, potenza), con annessa scheda tecnica relativa alla sua caratterizzazione acustica, che sarà utilizzato in fase di esercizio. Qualora il proponente non fosse in grado in fase di istruttoria di poter identificare la tipologia dell'aerogeneratore avrà cura di individuare lo stesso in una gamma di macchine da lui segnalate elaborando la valutazione di impatto acustico in relazione all'aerogeneratore caratterizzato dalle peggiori prestazioni acustiche;
  - Calcolo previsionale dei livelli sonori generati dal parco eolico con verifica del rispetto dei limiti al ricettore (anche includendo la verifica del criterio differenziale) oltre che della classe acustica individuata secondo la zonizzazione acustica tanto nel periodo di riferimento diurno che nel periodo di riferimento notturno. La valutazione deve essere effettuata nelle condizioni di massima criticità. In caso di riscontro di non conformità ai limiti di legge (criterio differenziale calcolato al ricettore o livello di immissione da valutarsi al limite dell'area di proprietà dell'impianto) il proponente dovrà indicare le azioni mitigative da predisporre. Le valutazioni dovranno essere condotte alla luce anche degli esiti di adeguata campagna di misura *ante operam* (determinazione clima acustico) da condursi, sempre a cura di tecnico Competente in Acustica, sia in tempo di riferimento diurno che notturno. Nel caso di ricorso a software previsionale questo dovrà essere esplicitamente indicato congiuntamente ai dati di input utilizzati. Dovranno essere elaborate, ai fini del controllo del rispetto dei limiti di legge, le isofone relative all'impatto acustico connesso alla fase di esercizio a varie quote a seconda anche dell'altezza dei ricettori sensibili individuati per il confronto con il limite di classe acustica).
  - Ancora dovrà essere segnalata la presenza eventuale di toni puri dovuti all'esercizio dell'aerogeneratore .

**Il caso b)** Il proponente dovrà presentare apposita valutazione di impatto acustico, sempre a firma di Tecnico Competente in Acustica Ambientale, in analogia a quanto stabilito nel caso a). E' opportuno ricordare che le isofone ottenute dalla valutazione dovranno riferirsi alla fase di esercizio a pieno regime e quindi considerando il contemporaneo funzionamento di tutti gli aerogeneratori da progetto. Sarà cura del proponente inoltre individuare la scala planimetrica più idonea per fornire adeguata rappresentatività cartografica ai ricettori individuati.

La documentazione dovrà essere integrata inoltre con una analisi anemologica finalizzata a determinare le caratteristiche di prevalenza del vento in relazione a direzione e velocità a diverse altezze in modo da verificare se le condizioni prevalenti di propagazione del rumore emesso dall'impianto sono tali da favorire o contrastare l'immissione di rumore verso i ricettori individuati (studio della rosa dei venti e delle distribuzioni di Weibull per settore angolare).

Si ritiene opportuno prescrivere nel parere finale che, qualora in fase di esercizio siano lamentati disturbi dovuti al rumore emesso dagli aerogeneratori, da parte di ricettori sensibili, sarà cura del gestore, su richiesta del comune, procedere alla valutazione della problematica tramite l'esecuzione di accertamenti tecnici da condursi secondo quanto stabilito dal documento ISPRA "Linee Guida per la valutazione ed il monitoraggio dell'impatto acustico degli impianti eolici". Evidenza dei risultati di detti accertamenti dovrà essere resa

all'Amministrazione Comunale territorialmente competente congiuntamente alle eventuali opere di bonifica che il gestore intenderà adottare in caso di superamenti e per conoscenza al DAP ARPA di competenza.”

### 3.7 Ambiente Idrico

#### *Acque sotterranee*

La documentazione progettuale deve essere corredata da uno studio geologico, geotecnico ed idrogeologico. La relazione geologica, oltre a riportare le caratteristiche geotecniche del terreno al fine di valutare al meglio la tipologia delle fondazioni da adottare e la relativa profondità di scavo, deve essere corredata da uno studio idrogeologico che descriva con dettaglio la distribuzione degli acquiferi sotterranei.

Nel caso in cui la capacità portante del terreno per le fondazioni dovesse richiedere la realizzazione di pali di fondazione, bisognerà garantire la protezione della falda superficiale dal rischio di rilascio di carburanti, lubrificanti ed altri idrocarburi nelle aree di cantiere. A tal fine il proponente deve prevedere idonei accorgimenti da mettere in opera in caso di contaminazione accidentale del terreno o delle acque con idrocarburi ed altre sostanze inquinanti.

Lo studio idrogeologico, oltre a riportare la ricostruzione delle idrostrutture sotterranee con le relative direzioni di flusso, dovrà essere corredata da indagini opportune per verificare che la posa in opera delle fondazioni escluda ogni possibilità di collegamento /connessione idraulica tra falda freatica superficiale e profonda, con il rischio di veicolare sostanze inquinanti in profondità.

In fase di costruzione, al fine di limitare il rischio di rilascio di carburanti, lubrificanti ed altre sostanze nocive nelle aree di cantiere, il proponente deve prevedere il controllo giornaliero dei circuiti oleodinamici dei mezzi operativi ed il parcheggio dei mezzi meccanici nonché l'esecuzione dei rifornimenti di carburanti e lubrificanti su un'area attrezzata e impermeabilizzata. Il proponente deve prevedere idonei accorgimenti da mettere in opera in caso di contaminazione accidentale del terreno o delle acque con idrocarburi ed altre sostanze inquinanti.

### 3.8 Paesaggio

”Paesaggio designa una determinata parte di territorio, così come è percepita dalle popolazioni, il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali e/o umani e dalle loro interrelazioni” (art.1, Convenzione Europea per il Paesaggio).

Paesaggio è un concetto a cui si attribuisce oggi un'accezione vasta e innovativa, che ha trovato espressione e codifica nella Convenzione Europea del Paesaggio, del Consiglio d'Europa (Firenze 2000).

Il corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio assume rilevanza, soprattutto nel nostro paese, considerato il ricco patrimonio culturale ed ambientale esistente.

Il campo degli effetti paesaggistici delle strutture per l'energia eolica è molto ampio e non riducibile al solo aspetto ambientale (qualità di acqua, aria, fauna e flora, suolo e sottosuolo ecc.).

Nel caso degli impianti eolici, costituiti da strutture che si sviluppano essenzialmente in altezza, di fondamentale importanza è la valutazione degli impatti dei parchi sugli aspetti più propriamente paesaggistici con una particolare attenzione all'impatto visivo. Esso è considerato come il più rilevante fra quelli prodotti dalla realizzazione di una fattoria eolica, poiché gli aerogeneratori, per la loro configurazione, sono visibili pressoché in ogni contesto territoriale ed a notevole distanza, anche se in modo diverso: ciò varia in relazione alle caratteristiche costruttive degli impianti, alla topografia, alla densità abitativa e alle condizioni meteorologiche.

La percezione del paesaggio dipende da molteplici fattori, come la profondità, l'ampiezza della veduta, l'illuminazione, l'esposizione, la posizione dell'osservatore, ecc., elementi che contribuiscono in maniera differente alla comprensione degli elementi del paesaggio. La qualità visiva di un paesaggio dipende dall'integrità, dalla rarità dell'ambiente fisico e biologico, dall'espressività e leggibilità dei valori storici e figurativi, e dall'armonia che lega l'uso alla forma del suolo. Occorre quindi tutelare le qualità visive del paesaggio e dell'immagine; attraverso la conservazione delle vedute e dei panorami. Gli studi sulla percezione visiva del paesaggio mirano a cogliere i caratteri identificativi dei luoghi, i principali elementi connotanti il paesaggio, il rapporto tra morfologia ed insediamenti. A tal fine devono essere dapprima

identificati i principali punti di vista, notevoli per panoramicità e frequentazione, i principali bacini visivi (ovvero le zone da cui l'intervento è visibile) e i corridoi visivi (visioni che si hanno percorrendo gli assi stradali), nonché gli elementi di particolare significato visivo per integrità, rappresentatività e rarità.

Le possibili criticità paesaggistiche sono correlate sia alle interferenze con visuali sensibili sia alla possibile competizione “verticale” e morfologica con altri elementi consolidati nel paesaggio, ma possono anche presentarsi in riferimento a rischi di alterazione profonda delle relazioni sistemiche e simboliche tra i diversi elementi e componenti del paesaggio locale e sovra locale.

Per quanto evidenziato è innanzitutto fondamentale che già in fase di scelte localizzative e progettazione preliminare vengano verificate attentamente le condizioni di contesto, con attenta lettura delle indicazioni contenute nella pianificazione paesaggistica, che contengono infatti di norma letture interpretative del paesaggio e forniscono utili indicazioni in merito ai valori paesaggistici maggiormente connotativi da salvaguardare, alle relazioni di tipo sistemico, vedutistico e simbolico da valorizzare o potenziare, alle aree di maggiore sensibilità ambientale.

Si segnala inoltre che:

- Le valutazioni di contesto vanno riferite non solo alla tutela dei valori in essere ma anche alla non compromissione della loro possibile valorizzazione;
- Le valutazioni del progetto saranno sviluppate tenendo conto dei manufatti tecnologici, della viabilità di accesso e servizio correlata, delle operazioni preliminari di cantiere e preparazione dell'area;
- I progetti devono essere inoltre verificati sulla loro ammissibilità paesaggistica a breve medio e lungo termine, è quindi necessario che siano sempre accompagnati dal progetto di ripristino/recupero paesaggistico dell'area ad avvenuta dismissione degli impianti.

Solo una adeguata progettazione può aiutare a mitigare l'impatto. Ciò significa operare scelte consapevoli rispetto al tipo di struttura da installare, al numero delle macchine, allo loro taglia, al colore, alle disposizioni possibili. Interventi di mitigazione dovranno essere presi in considerazione per ridurre gli impatti dei collegamenti con la Rete di Trasmissione Nazionale e delle eventuali nuove strade di accesso all'impianto. Sarà preferibile interrare le linee elettriche di collegamento e ridurle ad una sola linea dove siano presenti più impianti eolici. La riduzione al minimo di tutte le costruzioni e le strutture accessorie favorirà la percezione del parco eolico come unità.

A tal proposito si dovranno rispettare i contenuti dell'allegato 4 (punti 14.9, 16.3 e 16.5) del Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010 “*IMPIANTI EOLICI: ELEMENTI PER IL CORRETTO INSERIMENTO NEL PAESAGGIO E SUL TERRITORIO*”.

Inoltre, maggiori approfondimenti sulla componente visiva – paesaggistica, saranno trattati nel Capitolo 4 dedicato alla valutazione degli impatti cumulativi di più impianti su un'Area Vasta presa in considerazione.

### 3.9 Salute pubblica<sup>1</sup>

Gli aerogeneratori producono attraverso i movimenti degli ingranaggi e delle pale e per fenomeni aerodinamici rumore a bassa e ad alta frequenza. Soprattutto la componente di rumore a bassa frequenza è in grado di penetrare attraverso pareti, infissi e inserti auricolari.

I principali fattori di rischio potenzialmente associati a impatto sanitario sulla popolazione esposta sono il rumore, le vibrazioni meccaniche, lo sfarfallamento delle ombre e i campi elettromagnetici.

I campi elettromagnetici sono di intensità molto bassa e non sono documentati rischi legati al funzionamento delle pale eoliche, per cui non saranno citati nel proseguo del paragrafo.

Alcuni autori, tra cui in particolare la Dott.ssa Pierpont in studi mai pubblicati su riviste sottoposte a peer review hanno parlato di “wind turbine syndrome”, caratterizzata da affaticamento, difficoltà di

<sup>1</sup> Bibliografia

Knopper L D and Olsson CA. Health effects and wind turbines: A review of the literature. Environmental Health 2011, 10:78

Nissenbaum M, Aramini J, Hanning C Adverse health effects of industrial wind turbines: a preliminary report. 10th International Congress on Noise as a Public Health Problem (ICBEN) 2011, London, UK

Wind Turbine Health Impact Study: Report of Independent Expert Panel (January 2012). Prepared for: Massachusetts Department of Environmental Protection; Massachusetts Department of Public Health

Pierpont N. Wind Turbine Syndrome. A Report on a Natural Experiment (2009)

concentrazione, acufeni, cefalea, disturbi del sonno, vertigini e disturbi aspecifici legati a una sensazione di vibrazione degli organi interni. Il substrato biologico addotto sarebbe quello di un'alterazione del sistema vestibolare in conseguenza di stimolazioni sensoriali anomale prodotte dall'azione delle pale eoliche a carico degli occhi e, soprattutto, dell'orecchio interno e dei barocettori posti in una molteplicità di parti del corpo umano. Tali effetti, a detta della Dott.ssa Pierpont sarebbero riscontrabili in molti soggetti residenti nel raggio di 2 Km (1,25 miglia) dagli aerogeneratori e sarebbero di natura neurologica e non psicologica. Bambini, anziani, soggetti affetti da chinetosi ed emicrania sarebbero più sensibili all'esposizione a pale eoliche.

In un rapporto preliminare presentato ad un Congresso londinese, Nissenbaum et al. hanno evidenziato una maggiore prevalenza di disturbi del sonno e di disturbi cognitivi nei residenti in un raggio di 1,5 Km da una pala eolica in confronto con i residenti a più di 3 km di distanza.

Sia lo studio della Pierpont che di Nissenbaum sono però affetti da bias di selezione e/o da una ridotta potenza per il basso numero di soggetti studiati, si basano su sintomatologia soggettiva autoriferita dai partecipanti e non hanno mai subito una procedura di peer review.

I principali studi epidemiologici condotti con metodo scientifico non confermano l'esistenza di un vero e proprio rischio sanitario delle popolazioni esposte. Sono riconosciuti effetti quali disturbi del sonno e generici fastidi per esposizioni a rumori a bassa frequenza, soprattutto negli ambienti rurali e poco antropizzati, ma sembrerebbero legati a fenomeni di percezione del rischio in aree che, in assenza delle pale stesse, sarebbero caratterizzate da prevalente quiete acustica o comunque da bassa intensità di rumore di mascheramento.

Nel gennaio 2012 un panel di esperti indipendenti dei Dipartimenti di Protezione Ambientale e di Sanità Pubblica del Massachusetts ha effettuato una review sistematica degli studi scientifici, invero pochi, disponibili dando la priorità agli studi epidemiologici sugli esseri umani e poi a quelli tossicologici su animali da esperimento. Sebbene le turbine emettano suoni di intensità sonora pari anche a 103 dB (A), a distanza di 400 m la pressione sonora è generalmente inferiore a 40 dB (A) valore considerato non nocivo e gli infrasuoni (suoni con frequenza inferiore a 20 Hz) raggiungono intensità di non udibilità dopo poche centinaia di metri. Sebbene molti studi abbiano riscontrato la presenza di una prevalenza di disturbi aspecifici nelle popolazioni residenti in prossimità di aerogeneratori, non sussistono prove epidemiologiche conclusive per escludere che essi siano legati alla percezione del rischio, ovvero alla consapevolezza della presenza degli impianti ritenuti "disturbanti" o genericamente fastidiosi. Il panel conclude per la mancanza di associazione con disturbi mentali e stress psicologico e con disturbi neurovegetativi. Il dato più coerente, sebbene considerato come evidenza "limitata" è quello della maggior prevalenza di disturbi del sonno nella popolazione residente in prossimità di aerogeneratori, e le conseguenze dei disturbi del sonno comprendono disturbi dell'umore, disturbi dell'attenzione e cognitivi e malessere generale. Anche questa eventuale associazione, secondo il panel dovrebbe essere ulteriormente indagata con studi epidemiologici ad hoc. Nel complesso gli autori dello studio concludono per l'insussistenza di prove di effetti nocivi diretti sulla salute del rumore e delle vibrazioni prodotte dalle pale eoliche. Sarebbero inoltre molto limitati i rischi legati allo sfarfallamento delle onde, in particolare non sussisterebbero rischi epilettogeni. Un rischio meccanico è legato al lancio di frammenti di ghiaccio prodotti dai cambiamenti di temperatura nel movimento della pala in particolari condizioni atmosferiche. Nella maggior parte dei casi la gittata è limitata ad un raggio non superiore all'altezza della pala e dipende comunque dall'intensità del vento, dalle dimensioni del frammento di ghiaccio e dalle condizioni operative.

Nel complesso i rischi sulla salute pubblica da aerogeneratori appaiono esigui se confrontati con quelli legati ad altri tipi di impianti di produzione energetica e possono essere minimizzati dall'utilizzo di tecnologie recenti che riducono l'intensità di vibrazioni e rumore e dal rispetto delle distanze minime dai centri abitati previste dalla normativa europea vigente. Altri studi sarebbero comunque necessari per evidenziare eventuali effetti della componente a bassa frequenza del rumore sulla qualità del sonno.

La maggior parte degli studi rileva nella popolazione residente in prossimità di pale eoliche una diffusa sensazione di fastidio (annoyance), che però è difficilmente obiettivabile e probabilmente legata più alla consapevolezza della presenza delle pale eoliche che non a disturbi imputabili ad effetti acustici. In tal caso è necessario che le Autorità locali mettano in atto una attenta campagna di informazione e di comunicazione del rischio.

### 3.10 Altri impatti

Tra gli ulteriori impatti da valutare vi è, un una logica di Life Cycle Analysis (LCA), quello generato dallo smaltimento dell'impianto a fine vita utile, comprensivo della destinazione finale dei rifiuti prodotti e del ripristino dello stato naturale dei luoghi.

È bene ricordare che un parco eolico non è una struttura permanente ma il suo arco di vita è pari a 20-25 anni, al trascorrere dei quali occorre prevedere o una sostituzione delle macchine o lo smantellamento dello stesso. La tendenza potrebbe essere quella di fare opera di sostituzione con macchine più avanzate tecnologicamente. Ciò comporta, nel caso di compresenza di più impianti, la necessità dell'integrazione tra macchine eoliche differenti per forma, colore e dimensioni, la cui disomogeneità può creare disordine paesaggistico.

In caso di smantellamento senza sostituzione si pone il problema di cosa ne sarà del luogo che ha accolto l'installazione. Tale previsione deve essere fatta già in sede di progetto tenendo conto, per quanto possibile, delle trasformazioni che i luoghi subiranno durante il periodo di vita del parco eolico.

## CAPITOLO 4. VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI CUMULATIVI

Non sono da sottovalutare gli effetti generati dalla compresenza di più impianti. Se, infatti, un unico impianto può avere effetti piuttosto ridotti sul paesaggio in cui si inserisce, la presenza contemporanea di altri impianti può moltiplicarli.

La presenza di più impianti può generare: *co-visibilità*, quando l'osservatore può cogliere più impianti da uno stesso punto di vista (tale co-visibilità può essere *in combinazione*, quando diversi impianti sono compresi nell'arco di visione dell'osservatore allo stesso tempo, o *in successione*, quando l'osservatore deve girarsi per vedere i diversi impianti); o *effetti sequenziali*, quando l'osservatore deve muoversi in un altro punto per cogliere i diversi impianti (è importante in questo caso valutare gli effetti lungo le strade principali o i sentieri frequentati).

Gli impatti cumulativi sono riconducibili ad interazioni additive o sinergiche di diversi impatti dello stesso intervento, o di impatti dello stesso tipo causati da diversi interventi nell'area interessata (ANPA, 2001).

Le presenti LG, recepiscono a pieno titolo la problematica relativa agli impatti cumulativi e le norme ad essa associata:

- **DGR 2122 del 23.10.12** recante “*Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione di impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale*”.
- **DM 10 settembre 2010 lettera e) dell'Allegato 3**, che cita: “*nell'individuazione delle aree e dei siti non idonei le Regioni potranno tenere conto sia di elevate concentrazioni di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella medesima area vasta prescelta per la localizzazione, sia delle interazioni con altri progetti, piani e programmi posti in essere o in progetto nell'ambito della medesima area*”.
- **DLgs 152/2006-art. 5, comma 1, lettera c; Allegato V, punto 1; Allegato VI, punto 4)** indicazioni normative sulla *valutazione degli impatti cumulativi nell'ambito della VIA e della verifica di assoggettabilità a VIA*.
- **DLgs 28/2001**, art. 4, comma 3 riferimento ai progetti di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.
- **DPR 120/2003** all'art. 6, comma 3 procedure di valutazione d'incidenza che modifica e integra il precedente DPR 357/1997.
- **DLgs 22 gennaio 2004**, n. 42 art. 146, comma 3, in base alle indicazioni contenute nel DPCM 12.12.2005 verifica della compatibilità paesaggistica.

Sulla base delle indicazioni metodologiche rivenienti dalla normativa vigente e dalla letteratura scientifica, i principali impatti ambientali derivanti dagli impianti eolici che possono dare luogo a fenomeni cumulativi sono:

- a) gli impatti visivi e paesaggistici per *fenomeni di covisibilità* – prendendo a riferimento la metodologia introdotta dal DPCM 12.12.2005 sulla verifica di compatibilità paesaggistica ed *effetti sequenziali*;
- b) gli impatti su natura e biodiversità (es. frammentazione di habitat, interferenze con avifauna e chiroterteri);
- c) alcuni dei possibili effetti sulla sicurezza e la salute umana (inquinamento acustico ed elettromagnetico, rischio da gittata, ecc.), e
- d) gli effetti sull’assetto del territorio e sul sistema suolo/sottosuolo.

Gli impianti eolici incidono nel paesaggio sia per la lettura puramente visiva del territorio che per la lettura antropica culturale identitaria, eco-sistemica ambientale e idrogeomorfologica. Tuttavia gli impatti cumulativi dovuti alla compresenza di più impianti eolici nello specifico vengono considerati tali solo per l’incidenza visiva di più impianti presenti nell’area di studio indicata, infatti, i tradizionali impatti cumulativi indicati sono gli *effetti di covisibilità*, gli *effetti sequenziali* e il classico *effetto selva*, che nasce anche come impatto di un singolo impianto dovuto alla compresenza di un numero eccessivo di aerogeneratori in un’area troppo piccola.

In particolare per la valutazione dell’impatto cumulativo sul paesaggio, dovuto alla presenza di più impianti eolici nello stesso territorio, la documentazione presentata dal proponente avrà come obiettivo la conoscenza dello stato dei luoghi negli aspetti dimensionali, morfologici e d’uso del territorio e la previsione dello scenario a valle dell’inserimento del nuovo impianto proposto.

La prima modalità di rapporto con le caratteristiche proprie dei luoghi in oggetto è quindi un **sopralluogo** che consenta il **rilievo** geometrico e fotografico per avere l’immediato riscontro delle conoscenze acquisite a tavolino come suggerito nell’allegato n.4 al DM 10/09/2010.

Il rilievo comprenderà sia l’area in cui si prevede di situare l’impianto sia le zone dei punti di presa per la documentazione fotografica dei luoghi come si presentano ante operam, quindi le scale di analisi per questa fase dovranno essere riferite a cartografie di base su cui riportare gli esiti delle ricognizioni, delle indagini e delle analisi effettuate indicando la nuova realizzazione prevista. Quindi si dovranno inserire, come previsto anche per la Relazione Paesaggistica, i seguenti documenti dove possibile alla scala più bassa:

- i. **planimetria** in scala 1: 5.000 o 1: 10.000 o 1: 25.000 o 1:50.000 con indicati i punti da cui e' visibile l'area di intervento;
- ii. **cartografia** in scala 1: 5.000 o 1: 10.000 o 1: 25.000 o 1:50.000 che evidenzi le caratteristiche morfologiche dei luoghi, la tessitura storica del contesto paesaggistico, il rapporto con le infrastrutture, le reti esistenti naturali e artificiali;
- iii. **planimetria** in scala 1: 2.000 o 1: 5.000 o 1:10.000 che riveli nel dettaglio la presenza degli elementi costitutivi del paesaggio nell'area di intervento;

Citando l’allegato n.4 del DM 10/9/2010: “... Il progetto dovrà inoltre mostrare le localizzazioni proposte all’interno della cartografia conoscitiva e simulare l’effetto paesistico, sia dei singoli impianti che dell’insieme formato da gruppi di essi, attraverso la fotografia e lo strumento del rendering, curando in particolare la rappresentazione dei luoghi più sensibili e la rappresentazione delle infrastrutture accessorie all’impianto...”.

L’individuazione delle aree a livello delle quali effettuare la verifica di elevata/eccessiva concentrazione potrebbe essere quindi determinata caso per caso con strumenti quali:

- iv. **Rilievo fotografico**, compiendo un giro d’orizzonte da alcuni punti notevoli attorno all’area di installazione;
- v. **Montaggi computerizzati, filmati, animazioni, simulazioni**, che suggeriscano l’impatto visivo delle centrali eoliche nei diversi punti del territorio, nei luoghi più sensibili, anche attraverso la fotografia e lo strumento del rendering;

- vi. **Carta delle interferenze visive o Carta dell'influenza visiva dell'impianto**, che tiene conto anche dell'orografia dei luoghi, della morfologia del terreno e della distanza del punto di osservazione, e permette di valutare le diverse aree su cui l'impatto è più o meno elevato, aree che non necessariamente coincidono con aree vaste predefinite.

#### 4.1 Criteri di valutazione impatti cumulativi

Gli impatti cumulativi producono effetti che accelerano il processo di saturazione della c.d. ricettività ambientale di un territorio.

I criteri di valutazione per analisi degli impatti cumulativi per il concorso di più impianti in uno stesso ambito territoriale, come da D.G.R. n. 2122 del 23 ottobre 2012 per gli impianti (i) in esercizio, (ii) per i quali è stata già rilasciata l'autorizzazione unica, ovvero si è conclusa una delle procedure abilitative semplificate previste dalla normativa vigente, (iii) per i quali i procedimenti detti siano ancora in corso, sono stati adottati da ARPA Puglia nell'espressione delle proprie valutazioni tecniche, richieste dalla Regione Puglia e rese a norma dell'art.14 della L. 241/1990 e s.m.i., si fondano nel rispetto del **Principio di Precauzione**.

A tal proposito si riporta la sentenza TAR Puglia – Lecce sezione prima – 14 Luglio 2011 n. 1341, in cui richiamando la necessità di adottare il principio di precauzione si afferma che *“anche la semplice possibilità di un'alterazione negativa va considerata un ragionevole motivo di opposizione alla realizzazione di un'attività, sfuggendo, per l'effetto, al sindacato giurisdizionale la scelta discrezionale della P.A. di non sottoporre beni di primario rango costituzionale, qual è l'integrità ambientale, ad ulteriori fattori di rischio che, con riferimento alle peculiarità dell'area possono implicare l'eventualità, non dimostrabili in positivo ma neanche suscettibile di esclusione, di eventi lesivi”*.

Peraltro, con riferimento alla nozione di ambiente cfr. Sentenza Cons. Stato sez. IV, 24 gennaio 2013 n. 468.

Per cui, fermo restando ogni altra valutazione di competenza, in relazione alla presenza di impatti cumulativi di impianti ad energia rinnovabile, si riporta quanto di seguito:

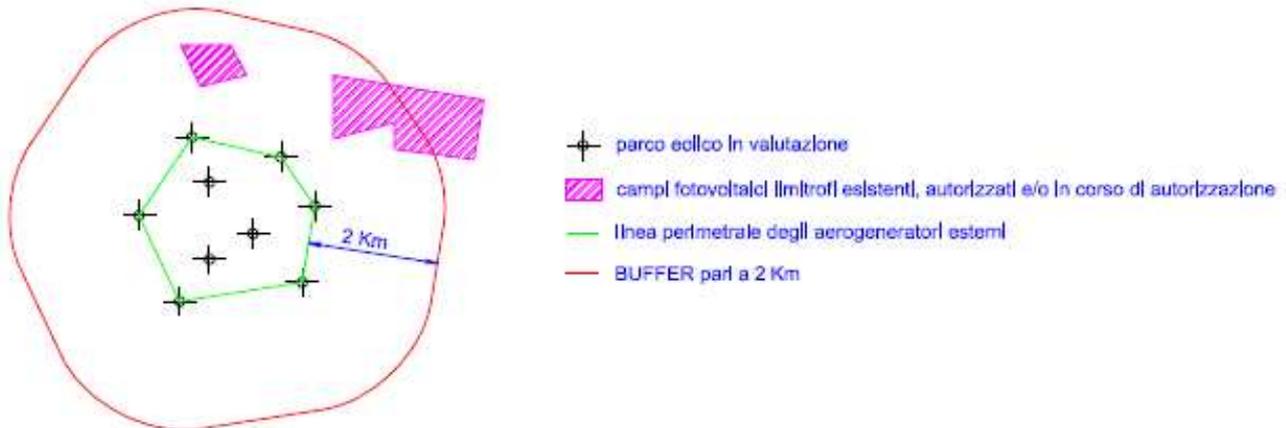
##### CRITERIO 1 – *Eolico con Eolico*

Le Aree di impatto cumulativo sarebbero individuate tracciando intorno alla linea perimetrale esterna di ciascun impianto un BUFFER ad una distanza pari a 50 volte lo sviluppo verticale degli aerogeneratori in istruttoria, definendo così un'area più estesa dell'area di ingombro, racchiusa dalla linea perimetrale di congiunzione degli aerogeneratori esterni. All'interno di tale BUFFER la presenza di un solo aerogeneratore o più aerogeneratori sottopone il progetto alla valutazione degli impatti cumulativi. Il criterio si applica anche solo nel caso di installazione di un solo aerogeneratore. Attorno ad esso si definisce un BUFFER di  $50 \times H_A$ , dove  $H_A$  è lo sviluppo verticale complessivo dell'aerogeneratore in istruttoria.



**CRITERIO 2 – Eolico con Fotovoltaico**

Le Aree di impatto cumulativo sarebbero individuate tracciando intorno alla linea perimetrale esterna di ciascun impianto un BUFFER ad una distanza pari a 2 Km degli aerogeneratori in istruttoria, definendo così un'area più estesa dell'area di ingombro, racchiusa dalla linea perimetrale di congiunzione degli aerogeneratori esterni. All'interno di tale BUFFER la presenza di campo/i fotovoltaici o porzione/i di esso/i sottopone il progetto alla valutazione degli impatti cumulativi. Il criterio si applica anche solo nel caso di installazione di un solo aerogeneratore. Attorno ad esso si definisce un BUFFER di 2 Km.



**Valutazione parziale:**

	<b>Valutazione Impatti Cumulativi</b>
<b>CRITERIO 1</b>	<b>Esito Favorevole &gt; 50 Ha</b>
<b>CRITERIO 2</b>	<b>Esito Favorevole &gt; 2 Km</b>

**Valutazione Totale:**

Il non soddisfacimento, anche di uno, dei due criteri determina problematiche che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo della valutazione tecnica - incompatibilità con gli obiettivi di protezione - qualora non fossero presenti studi esaustivi sulla valutazione degli impatti cumulativi presentata dall'istante, tanto da indurre l'Agenzia a formulare la propria valutazione tecnica su criteri più ampi, più articolati e dettagliati rispetto a quelli semplificati in uso di prassi.

## CAPITOLO V. VALUTAZIONE DELLA COMPATIBILITÀ AMBIENTALE

Per la valutazione della compatibilità ambientale degli impianti eolici si propone l'utilizzo di indicatori la cui analisi potrà consentire ai tecnici ARPA PUGLIA, un'efficace valutazione delle singole proposte progettuali.

A tal fine, sono stati individuati degli indicatori definiti in relazione ai criteri di localizzazione ed installazione, alla fase di cantiere e alle fasi di esercizio e di dismissione.

### 5.1 Criteri di localizzazione ed installazione

I criteri di localizzazione ed installazione consentono l'individuazione dell'ubicazione e delle caratteristiche legate all'installazione dell'impianto.

Vanno verificate le informazioni riferite alla *situazione ante-operam* del contesto ambientale in cui si propone l'inserimento dell'impianto, ed alla *situazione post-operam* che consideri gli impatti derivanti dalla realizzazione dello stesso.

Le informazioni andranno verificate in relazione:

**1. Ambito “contesto territoriale”:** riguarda essenzialmente le caratteristiche del territorio in cui è prevista la localizzazione dell'impianto.

Le informazioni da valutare riguardano:

- *la condizione preesistente* del sito di installazione.

Nel caso in cui si proponga l'ubicazione in aree industriali dismesse o in fase di dismissione (quale ad esempio un sito di discarica di rifiuti in gestione post-operativa) vanno indicate in un apposito documento le caratteristiche ante-operam dell'area ed eventuali interventi previsti (quali ad esempio bonifiche, demolizioni, etc.) necessari per il cambio di uso.

- *la tipizzazione dell'area* dal punto di vista dei vincoli paesaggistici, urbanistici ed ecologici. Tali informazioni vanno valutate considerando l'estensione di un'area di 5 km intorno all'ubicazione prevista. In particolare, va considerata la coerenza dell'iniziativa con i vincoli paesaggistici (PUTT), urbanistici (PUG, PTCP) ed ecologici (norme di salvaguardia, piano del parco, piano di gestione di SIC/ZPS) eventualmente presenti.

Nella tabella 1, che segue, è riportato il set di indicatori relativi all'ambito “contesto territoriale”.

Tabella 1 - Set d'indicatori relativi all'ambito "contesto territoriale"

CATEGORIA	AMBITO	INDICATORI		NOTE SU INDICATORE	
<b>Criteria di localizzazione e installazione</b>	Contesto territoriale	Sito industriale esistente - piano di riconversione industriale	Si/No	Dettagliare in un documento specifico	
		Area sottoposta a bonifica	Si/No	Dettagliare in un documento specifico	
		Zonizzazione urbanistica (PUG)		Indicare la tipologia	
		Coerenza con PTCP	Si/No	Se sì, indicare la tipologia. Se non recepito dal Comune va acquisito il parere della Provincia	
		Vincoli paesaggistici (PUTT)	Si/No	Indicare la tipologia	
		Distanza da aree sottoposte a vincolo paesaggistico	[Km]	Indicare la tipologia di vincolo	
		Inserimento dell'intervento nel contesto paesaggistico (simulazione visivo-panoramica dell'impianto)		Sezioni territoriali in scala 1:10.000	
		Impianto ricadente in zone agricole di pregio	Si/No	Indicare se ricade in Aree Territoriali Estese (ATE) da PUTT/P	
		Impianto ricadente in uliveto monumentale	Si/No	Se sì, è necessario acquisire il parere della Commissione per la Tutela degli alberi monumentali, ai sensi della L.R. 14/2007 e della DGR 707/2008	
		Impianto ricadente in Oasi venatorie (L.R. 27/98)	Si/No	Indicare quale	
		Vincoli ecologici	Impianto ricadente in Aree Protette (nazionali, regionali)	Si/No	Indicare quale
			Impianto ricadente in Aree SIC e/o ZPS	Si/No	Se no ma incidente, inserire scheda anagrafica o studio di Valutazione d'Incidenza.
			Coerenza con strumenti di pianificazione e gestione di aree protette, SIC e/o ZPS	Si/No	Specificare
			Impianto ricadente in Zone umide (Ramsar)	Si/No	Indicare quale
			Impianto ricadente in aree IBA	Si/No	Indicare quale
		Distanza da aree naturali protette, aree SIC e/o ZPS, oasi venatorie, zone umide, aree di pregio	[km]	Indicare la tipologia di vincolo	
		Sottrazione o perdita di habitat naturali	Si/No	Inserire studio ex-ante e documentazione fotografica	
		Sottrazione o perdita di aree coltivate	Si/No	Se sì, verificare il possesso di eventuali autorizzazioni all'espianto (es. per gli uliveti ai sensi della L. 144/1951)	
		Vincolo Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)	Si/No	Se sì, indicare la tipologia	
		Vincolo area percorsa incendio	Si/No	-	

2. Ambito “*Area d’intervento e Struttura*”: interessa l’area su cui insiste l’impianto e le opere connesse. Le informazioni da verificare riguardano le caratteristiche del sito interessato dall’impianto e le specifiche delle strutture accessorie.

In particolare, il proponente è obbligato a redigere relazione tecnica ai sensi della Legge Quadro n. 36 del 22 febbraio 2001 e s.m.i. e DPCM del 08/07/03 e s.m.i. (*studio di impatto elettromagnetico*) ed a presentare uno *studio di impatto acustico* ai sensi della Legge Quadro sull’Inquinamento Acustico n. 447 del 1995.

## 5.2 Fase di cantiere

L’entità e la durata della fase di cantiere determinano impatti ambientali che, a priori, non possono essere trascurabili. Tali impatti sono relativi all’utilizzo di macchinari e mezzi meccanici utilizzati per la costruzione dell’impianto e riguardano le emissioni in atmosfera dei motori a combustione, le emissioni diffuse (polveri), rumore e vibrazioni, rifiuti; in particolare, per quanto attiene al rumore prodotto in fase di cantiere, si dovrà fare riferimento all’art. 17, commi 3 e 4 della L.R. n. 3/02 in merito a orari e limiti. L’eventuale richiesta di deroghe dovrà essere dichiarata al comune.

Tabella 2 - Set d’indicatori relativi alla fase di cantiere

	INDICATORI		NOTE SU INDICATORE
FASE DI CANTIERE	Durata prevista della fase di cantiere	[mesi]	-
	Principali attrezzature utilizzate		-
	Principali mezzi meccanici utilizzati		-
	Scavi		-
	Traffico		-
	Interventi previsti per l’accessibilità all’area destinata all’impianto		Indicazione sulle infrastrutture stradali d’accesso, ecc.
	Richiesta deroghe ex art. 17, commi 3 e 4 della L.R. n. 3/02	Si/No	Se SI, indicare quale

## 5.3 Fase di esercizio

Per quanto riguarda la fase di esercizio dell’impianto, è necessario verificare che siano indicate tutte le informazioni riguardanti essenzialmente i parametri progettuali dell’impianto, legati alla potenza elettrica sviluppata e alle caratteristiche tecnologiche, in termini di numero di aerogeneratori, tipologia e dimensione delle macchine, ecc.

## 5.4 Fase di dismissione

Come già visto, la durata di utilizzo di un impianto eolico è di circa 20 - 25 anni. A fine vita dell’impianto si pone la questione del ripristino del sito dopo l’eliminazione e lo smaltimento dei vari componenti (aerogeneratori, componenti elettroniche e meccaniche, fondazioni, etc.). Pertanto, occorre valutare il *Piano di dismissione*, se esistente.

Tabella 5 - Set d’indicatori relativi alla fase di dismissione

	INDICATORI		NOTE SU INDICATORE
Fase di dismissione	Piano di dismissione dell’impianto	Si/No	
	Tipologia rifiuti in fase di smantellamento dell’impianto		Indicare la tipologia
	Tipologia di smaltimento/recupero		Indicare la tipologia

## CAPITOLO VI. MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE

### 6.1 Mitigazione e compensazione

Le misure di mitigazione hanno l'obiettivo di ridurre o contenere gli impatti ambientali negativi previsti.

Le misure di compensazione consistono in interventi volti a “compensare” gli impatti residui non più mitigabili, attraverso la realizzazione di opere che apportino benefici ambientali equivalenti.

Le misure compensative devono essere concrete e realistiche, cioè determinate tenendo conto delle specifiche caratteristiche dell'impianto e del suo specifico impatto ambientale e territoriale.

Le eventuali misure di compensazione ambientale e territoriale non possono comunque essere superiore al 3 per cento dei proventi, comprensivi degli incentivi vigenti, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto, come stabilito dal DM 10 settembre 2010.

Le misure di mitigazione e compensazione sono le seguenti:

- è opportuno il massimo ripristino possibile della vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e restituzione alle condizioni iniziali delle aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di esercizio (piste, aree di cantiere e di stoccaggio dei materiali);
- assolutamente da preservare sono i corridoi ecologici che possono essere rappresentati da siepi, fasce arboree o arbustive, muretti a secco disposti a circondare i margini dei terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto. Qualora già presenti, si prescriverà la loro conservazione e cura, qualora non presenti ne potrà essere suggerita la creazione;
- le nuove strade realizzate a servizio degli impianti devono essere chiuse al pubblico passaggio (ad esclusione dei proprietari) ed essere utilizzate esclusivamente per le attività di manutenzione degli stessi;
- è opportuno evitare la disposizione in un'unica e lunga fila di aerogeneratori, poiché è stato individuato un impatto maggiore rispetto alla distribuzione in gruppi;
- occorre evitare di costruire impianti eolici tra aree di roosting e le aree di alimentazione degli uccelli;
- occorre evitare di costruire impianti eolici in vallate strette e lungo le “spalle” delle colline (crinale e zone immediatamente adiacenti ad esso) e delle montagne, in particolar modo in caso di pendenze;
- utilizzare aerogeneratori con torri tubolari, che infatti non forniscono posatoi adatti alla sosta dei rapaci contribuendo alla diminuzione del rischio di collisioni;
- è necessario applicare accorgimenti, nella colorazione delle pale, tali da aumentare la percezione del rischio da parte dell'avifauna. Per esempio colorare una sola delle tre pale di nero lasciando le altre due bianche mitiga notevolmente l'effetto di “*motion smear*”, questo rende più facile all'avifauna riuscire in tempo utile a modificare la traiettoria di volo;
- nella scelta del sito è preferibile privilegiare la minima distanza dalla rete elettrica di allacciamento;
- al fine di eliminare i rischi di elettrocuzione e collisione le linee elettriche all'interno dell'impianto dovranno essere interrate ed eventuali interruttori e trasformatori dovranno essere posti in cabina;
- è preferibile che le direttrici dei cavidotti, interni ed esterni all'impianto, seguano i percorsi delle vie di circolazione, al fine di ridurre gli scavi per la loro messa in opera;
- per la realizzazione delle vie di circolazione, è preferibile che siano utilizzati materiali e/o soluzioni tecniche in grado di garantire un buon livello di permeabilità, evitando l'uso di pavimentazioni impermeabilizzanti, prediligendo ad esempio ghiaia, terra battuta, basolato a secco, mattonelle autobloccanti, stabilizzato semipermeabile, del tipo macadam, con l'ausilio di geo-tessuto con funzione drenante. Inoltre, è preferibile effettuare operazioni di costipamento del terreno che permettano una migliore distribuzione delle pressioni sul terreno sottostante e che garantiscano, in caso di pioggia insistente, la fruibilità del sito (es. posa di geotessuto e di materiale stabilizzato al di sopra del terreno naturale);

- durante la fase di cantiere dovranno essere impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre o eliminare la dispersione di polveri nel sito e nelle aree circostanti;
- salvaguardare la vegetazione spontanea presente, anche in singoli elementi, all'interno dei siti di installazione, soprattutto in quelle aree caratterizzate da scarsa presenza di segni antropici;
- ricorrere ad opere di ingegneria naturalistica ove necessarie;
- prevedere schermatura con elementi arborei o arbustivi per l'impatto visivo su aree di pregio naturalistico situate nella visuale;
- ripristino dello stato dei luoghi dopo la dismissione dell'impianto o destinazione del suolo alla rinaturalizzazione con specie autoctone scelte in base alle peculiarità dell'area; la vegetazione presente, dunque, va mantenuta o quantomeno rimpiazzata a fine ciclo;
- esclusione dalle rotte migratorie degli impianti eolici o adozione di adeguata distanza, numero e altezza delle pale;
- escludere il periodo di riproduzione e nidificazione per effettuare le operazioni di installazione, al fine di arrecare il minor disturbo possibile alla fauna;
- adozione di macchine con eliche a bassa velocità di rotazione per limitare il disturbo su avifauna e chiroterro fauna;
- utilizzo di tecnologie atte alla riduzione dell'impatto acustico;
- individuazione di aree da destinare alla rinaturalizzazione con specie vegetali autoctone da scegliere in funzione delle peculiarità dell'area;
- ricostituzione e gestione ai fini naturalistici di superfici di habitat almeno pari a quelle sottratte dall'impianto.

### ALLEGATO 1 - FLUSSO ITER PROCEDURALE

